

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y**  
**MECÁNICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**METODOLOGÍA PARA LOCALIZAR FALLAS EN LAS LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN L-6018 66KV Y L-1030 33KV ASISTIDO POR  
COMPUTADOR - 2018**

**TESIS PRESENTADO POR:**

**BR. RICAR RENE CRUZ JIHUALLANCA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ELECTRICISTA.**

**ASESORA:**

**ING. MARY ELISA BARRIONUEVO PRADO**

**CUSCO - PERU**  
**2020**

## PRESENTACIÓN

Señor Decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.

Señores docentes miembros del jurado de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica.

En concordancia y cumplimiento del reglamento de grados y títulos vigente y con el objeto de optar al título profesional de Ingeniero Electricista, se pone a su consideración la presente tesis intitulada “**METODOLOGIA PARA LOCALIZAR FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN L-6018 66KV Y L-1030 33KV ASISTIDO POR COMPUTADOR – 2018**”, el mismo que propone una metodología para localizar fallas en líneas de transmisión cortas y que comprende tres etapas: El análisis y procesamiento de archivos comtrade que son la base de datos para la localización, la evaluación de los métodos de localización de fallas basados en impedancia mediante contrastación de resultados con un software reconocido, y la estimación propiamente de la distancia de falla a través de una regla de localización preestablecida que selecciona un método de acuerdo al caso de falla dado, para finalmente desarrollar un programa interactivo en Matlab que haga uso de la metodología para localizar fallas.

Se considera este trabajo como un aporte en el estudio de localización de fallas que es un problema latente en líneas de transmisión. Y se espera que tanto el documento como el software presentado sirvan para el objetivo que se planteó.

Br. Richar Rene Cruz Jhuallanca

## **DEDICATORIA**

A mis padres Angel Cruz Tairo y María Jihuallanca Curo por su incondicional apoyo durante el transcurso de mis estudios y durante el desarrollo de este trabajo.

A Dios quien nos da la vida y nos cuida permitiendo que todavía nuestras metas y objetivos se cumplan.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi asesora Ingeniero Mary Elisa Barrionuevo Prado por aceptar conducirme en este arduo camino y por el apoyo desinteresado que siempre mostró.

A la universidad UNSAAC y a todos los docentes de la escuela profesional de Ingeniería Eléctrica por sus conocimientos impartidos y enseñanzas los cuales se ponen en práctica en este trabajo.

A la empresa de Transmisión Aymaraes por darme la oportunidad de desempeñarme en sus instalaciones motivo por el cual también se sacó este tema de tesis. Y por la facilidad que se me dio en la recaudación de información necesaria para el desarrollo de este trabajo.

Al ingeniero Wilfredo Mescoco por su apoyo de información, conocimientos y motivación para el desarrollo de este trabajo.

A dos técnicos electricistas en especial, Roberto Gonzales y Javier Montalvo trabajadores de la Compañía Minera Ares a quienes hago presencia en este trabajo porque desinteresadamente en su momento me motivaron y alentaron para la realización de mi tesis.

## RESUMEN

Toda empresa eléctrica debe enfrentarse a que sus sistemas eléctricos principalmente líneas de transmisión están expuestos a fallas los cuales producen daños y deterioro sobre dichas líneas. Ante las fallas presentadas es necesario realizar el análisis correspondiente con el fin de localizar estas fallas y realizar las reparaciones correspondientes cuando sea necesario.

El presente trabajo comprende el estudio de los métodos de localización de fallas en líneas de transmisión que usan mediciones de tensión y corriente en un solo extremo (impedancia); análisis de archivos comtrade (Estándar IEEE Std C37.111-1999) generados por los relés de protección de las líneas L-6018 y L-1030 para su procesamiento y posterior desarrollo de una metodología que estime la distancia de falla usando la data de estos archivos comtrade y los métodos de localización de fallas en base a una regla de localización. Se modeló los sistemas de las líneas en estudio en el programa Digsilent Power Factory para la simulación de diferentes casos de fallas (monofásica, bifásica aislada, bifásica a tierra y trifásica) con diferentes valores de resistencia de falla y creación de gráficos con las señales de tensión y corriente para la generación de archivos comtrade con los cuales se hizo la contrastación de estos métodos, también se verificó con archivos comtrade de casos reales de falla producidos durante el año 2018. Obteniéndose resultados satisfactorios.

Los métodos de localización de fallas estudiados e implementados en el software son: Reactancia Simple, Takagi, Eriksson y Novosel, mencionando que en el método de Eriksson a pesar de requerir la impedancia equivalente del extremo opuesto se pudo implementar mediante la estimación de este dato.

## ABSTRACT

Every electrical company must face that its electrical systems, mainly transmission lines, are exposed to failures which cause damage and deterioration on said lines. Before the failures presented, it is necessary to perform the corresponding analysis in order to locate these failures and make the corresponding repairs when necessary.

The present work includes the study of fault location methods in transmission lines that use voltage and current measurements at a single end (impedance); Comtrade file analysis (IEEE Std Standard C37.111-1999) generated by the protection relays of the L-6018 and L-1030 lines for processing and subsequent development of a methodology that estimates the fault distance using the data of these Comtrade files and troubleshooting methods based on a location rule. The systems of the lines under study were modeled in the Digsilent Power Factory program for the simulation of different cases of failures (single-phase, isolated two-phase, two-phase to ground and three-phase) with different values of fault resistance and graphics creation with the signals of voltage and current for the generation of comtrade files with which the contrast of these methods was made, it was also verified with comtrade files of real cases of failure produced during the year 2018. Obtaining satisfactory results.

The fault location methods studied and implemented in the software are: Simple Reactance, Takagi, Eriksson and Novosel, mentioning that in the Eriksson method despite requiring the equivalent impedance of the opposite end could be implemented by estimating this data.

## INDICE GENERAL

Presentación .....	I
Dedicatoria.....	III
Agradecimientos .....	IV
Resumen.....	V
Abstract .....	VI
Índice general.....	VII
Índice de figuras.....	XII
Índice de tablas .....	XIV
Índice de abreviaturas .....	XV
Índice de anexos.....	XVI

### **CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES**

1.1 Introducción .....	1
1.2 Ámbito geográfico.....	2
1.2.1 Diagrama unifilar de las líneas de estudio .....	3
1.3 Problema de investigación.....	4
1.3.1 Descripción del problema .....	4
1.3.2 Formulación del problema .....	4
1.3.2.1 Problema general.....	4
1.3.2.2 Problemas específicos.....	4
1.4 Objetivos de la investigación .....	5
1.4.1 Objetivo general .....	5
1.4.2 Objetivos específicos.....	5
1.5 Justificación del estudio .....	5
1.6 Alcances y limitaciones.....	5
1.6.1 Alcances .....	5
1.6.2 Limitaciones.....	6
1.7 Hipótesis .....	6
1.7.1 Hipótesis general .....	6
1.7.2 Hipótesis específicas .....	6
1.8 Variables e indicadores .....	6
1.8.1 Variables independientes .....	6
1.8.2 Variables dependientes .....	6
1.8.3 Indicadores.....	6
1.9 Método de investigación .....	7

1.9.1	Diseño de la investigación.....	7
1.9.2	Población y muestra .....	7
1.9.3	Técnica de recolección de datos.....	7
1.9.4	Técnicas de análisis de datos .....	7
1.10	Matriz de consistencia.....	9
1.11	Matriz de operacionalización de variables .....	10

## **CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL**

2.1	Antecedentes bibliográficos.....	11
2.2	Teoría de fallas.....	13
2.2.1.	Componentes simétricas (teorema de Fortescue) .....	13
2.2.2.	Clasificación de fallas.....	15
2.2.3.	Conexión de las redes de secuencia para los diferentes tipos de falla en red trifásica. ....	22
2.3.	Relés de protección.....	23
2.3.1.	Clasificación de los relés por su tecnología y evolución .....	23
2.3.2.	Bloques funcionales de un relé numérico típico .....	29
2.4.	Localización de fallas en líneas de transmisión .....	33
2.5.	Otros métodos de localización de fallas en líneas de transmisión .....	33
2.5.1.	Métodos basados en ondas viajeras por la línea. ....	34
2.5.2.	Métodos basados en inteligencia artificial.....	37
2.5.3.	Métodos basados en componentes de alta frecuencia de voltajes y corrientes generados por la falla. ....	39
2.6.	Métodos basados en el uso de corrientes y voltajes de frecuencia fundamental (impedancia) .....	40
2.6.1.	Métodos de localización con información medida en ambos extremos “two-ended”	40
2.6.2.	Métodos de localización con información medida en un solo extremo “one-ended”	44
2.6.2.1.	Principio matemático .....	45
2.6.2.2.	Método de Reactancia simple .....	45
2.6.2.3.	Método de Takagi .....	48
2.6.2.4.	Método de Eriksson.....	53
2.6.2.5.	Método de Novosel .....	56
2.7.	Fuentes de error en los métodos de localización de fallas basado en impedancia.....	57
2.8.	Marco conceptual .....	61
2.9.	Marco legal.....	63
2.9.1.	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos .....	63
2.9.2.	Procedimiento para Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión,.....	63



**CAPÍTULO III: ANÁLISIS Y PROCESAMIENTO DE ARCHIVOS COMTRADE  
PARA SU APLICACIÓN A LOS METODOS DE LOCALIZACIÓN**

3.1. Archivos COMTRADE.....	64
3.1.1. Header file (archivo.hdr).....	66
3.1.2. Information file (archivo.inf).....	66
3.1.3. Configuration file (archivo.cfg) .....	66
3.1.3.1. Contenido.....	66
3.1.3.2. Procesamiento de un archivo de configuración real (*.cfg).....	70
3.1.4. Data file (archivo.dat).....	73
3.1.4.1. Contenido.....	73
3.1.4.2. Archivo de datos ASCII .....	73
3.1.4.3. Archivo de datos binario .....	74
3.1.4.4. Procesamiento de un archivo de datos real (*.dat) .....	77
3.2. Procesar datos para localizar fallas .....	84
3.2.1. Calculo de fasores .....	84
3.2.2. Calculo de valores eficaces (RMS).....	89
3.2.3. Calculo de vectores estáticos .....	91
3.2.4. Voltajes y corrientes de secuencia.....	92
3.2.5. Voltajes y corrientes de prefalla.....	93

**CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE LOCALIZACIÓN  
MEDIANTE CONTRASTACION DE RESULTADOS CON SOFTWARE**

4.1. Métodos de localización de fallas aplicados.....	96
4.1.1. Método de reactancia simple .....	97
4.1.2. Método de Takagi .....	99
4.1.3. Método de Eriksson.....	101
4.1.4. Método de Novosel .....	107
4.2. Contrastación de resultados usando software .....	111
4.3. Modelamiento de los sistemas en digsilent .....	111
4.3.1. Modelamiento del sistema de la línea L-6018 66KV .....	113
4.3.2. Modelamiento del sistema de la línea L-1030 33KV (Radial) .....	115
4.3.3. Creación de gráficos con señales de tensión y corriente para la generación de archivos comtrade .....	116
4.4. Algoritmo de localización para contrastación de resultados .....	118
4.4.1. Ingreso de datos .....	119
4.4.2. Procesamiento de datos para localizar fallas .....	125
4.4.2.1. Cálculo de fasores .....	125

4.4.2.2. Calculo de valores eficaces (RMS).....	126
4.4.2.3. Calculo de vectores estáticos .....	128
4.4.2.4. Calculo de voltajes y corrientes de secuencia.....	129
4.4.2.5. Calculo de voltajes y corrientes de prefalla.....	130
4.4.3. Localizar fallas por medio de diferentes métodos .....	130
4.4.3.1. Localizar por el método de reactancia simple .....	130
4.4.3.2. Localizar por el método de Takagi .....	132
4.4.3.3. Localizar por el método de Eriksson.....	133
4.4.3.4. Localizar por el método de Novosel .....	138
4.5. Resultados de localización de fallas simuladas en la línea L-1030 (radial) .....	141
4.5.1. Fallas simuladas al 10% de la longitud de la línea radial.....	142
4.5.2. Fallas simuladas al 30% de la longitud de la línea radial.....	143
4.5.3. Fallas simuladas al 50% de la longitud de la línea radial.....	144
4.5.4. Fallas simuladas al 70% de la longitud de la línea radial.....	145
4.5.5. Fallas simuladas al 90% de la longitud de la línea radial.....	146
4.5.6. Conclusiones de localización de fallas en la línea L-1030 (Radial): .....	147
4.6. Resultados de localización de fallas simuladas en la línea L-6018 (No radial) .....	147
4.6.1. Fallas simuladas al 10% de la longitud de la línea.....	148
4.6.2. Fallas simuladas al 30% de la longitud de la línea.....	149
4.6.3. Fallas simuladas al 50% de la longitud de la línea.....	150
4.6.4. Fallas simuladas al 70% de la longitud de la línea.....	151
4.6.5. Fallas simuladas al 90% de la longitud de la línea.....	152
4.6.6. Conclusiones de la localización de fallas en la línea L-6018 (No radial):.....	153
4.7. Regla de localización .....	153
4.7.1. Red radial.....	154
4.7.2. Red no radial .....	154
4.8. Metodología para localizar fallas en las líneas de transmisión L-6018 66KV y L-1030 33KV. ....	156

## **CAPÍTULO V: IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA CON SOFTWARE**

5.1. Introducción .....	158
5.2. Diagrama de flujo del algoritmo de localización .....	158
5.3. Descripción del programa implementado .....	160
5.3.1. Abrir y leer el archivo .cfg (INICIO ABRIR .CFG) .....	160
5.3.2. Abrir y leer el archivo de datos .dat (ABRIR/ EJECUTAR .DAT).....	162
5.3.3. Seleccionar canales y confirmar canales (CONFIRMAR CANALES) .....	163
5.3.4. Graficar variables tensión, corriente (GRAFICAR SEÑALES) .....	163

5.3.5. Ingresar parámetros de la línea de transmisión .....	164
5.3.6. Ingresar tipo de falla.....	165
5.3.7. Tipo de red.....	166
5.3.8. Calcular distancia de falla (CALCULAR).....	166
5.3.9. Localización geográfica (Localización Geográfica) .....	166
5.4. Código de programación .....	168
5.4.1. Scripts ó subprogramas .....	168
5.4.2. Funciones.....	171
5.4.3. Funciones con interfaz gráfica .....	172
5.5. Aplicación a la localización de fallas reales en las líneas de transmisión L-6018 y L-1030173	
<b>CONCLUSIONES</b> .....	176
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	178
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	179
<b>ANEXOS</b> .....	181

## INDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1: Ubicación geográfica del área de influencia de las líneas L-6018 y L-1030.....	2
Figura 2: Ubicación geográfica de la líneas L-6018 y L-1030 en el SEIN.....	3
Figura 3: Diagrama Unifilar Interconexión Ares-Arcata (L-6018, L-1030).....	3
Figura 4: Fasores de componentes simétricas de secuencia Positiva, Negativa y Cero.....	14
Figura 5: Esquema de los diferentes tipos de falla: FT, FF, FFT, FFF, FFFT.....	16
Figura 6: Red equivalente Thevenin en un punto de la red.....	16
Figura 7: Redes de secuencia Directa (+), Inversa (-) y Homopolar (0).....	17
Figura 8: Conexión de redes de secuencia para diferentes tipos de falla.....	23
Figura 9: Evolución de los relés de protección.....	24
Figura 10: Modelos de relés numéricos de diferentes fabricantes.....	27
Figura 11: Bloques funcionales del relé numérico.....	30
Figura 12: Arquitectura de un relé de protección.....	31
Figura 13: Esquema de funcionamiento del método de onda viajera.....	35
Figura 14: Dispositivos de localización de fallas por Onda Viajera.....	37
Figura 15: Diagrama equivalente de una LT con dos fuentes a los extremos.....	41
Figura 16: Diagrama equivalente de una LT con dos fuentes, método de dos terminales no sincronizados.....	43
Figura 17: Modelo de línea de Transmisión corta.....	45
Figura 18: Modelo de línea de transmisión corta método de reactancia.....	46
Figura 19: Circuito equivalente de una línea con dos fuentes.....	49
Figura 20: Interpretación gráfica de la resistencia de falla y errores de carga pre-falla.....	50
Figura 21: Modelo de una línea de transmisión radial para método de Novosel.....	56
Figura 22: Efecto de la resistencia de falla para a) Sistemas alimentados por dos terminales.....	58
Figura 23: Forma real de archivos comtrade.....	65
Figura 24: Archivo A1201803153bd.cfg del evento real del 15-03-2018 línea L-6018.....	71
Figura 25: Archivo A1201803153bd.dat abierto con programa Binary Viewer.....	78
Figura 26: Grafica de los valores totales reales calculados.....	82
Figura 27: Valores reconstruidos para todas las muestras de los canales de corriente EVENTO1.....	83
Figura 28: Valores reconstruidos para todas las muestras de los canales de tensión EVENTO1.....	83
Figura 29: Ventana móvil de 1 ciclo y 16 muestras por ciclo.....	85
Figura 30: Calculo fasorial de corriente cuando ocurre un corto circuito.....	86
Figura 31: Fasores de corrientes de fases para la muestra 20 canal 1 y fasor de referencia.....	91
Figura 32: Sistema de línea L-6018 modelado en Digsilent (Ver Anexo 4).....	113
Figura 33: Calculo de impedancia en p.u. línea L-6018.....	114
Figura 34: Sistema de línea L-1030 modelado en Digsilent (Ver Anexo 4).....	115
Figura 35: Ondas de tensiones durante pre-falla y falla para la creación de Comtrade.....	117
Figura 36: Ondas de corrientes durante pre-falla y falla para la creación de Comtrade.....	117
Figura 37: Diagrama de flujo del algoritmo para contrastación de resultados.....	119
Figura 38: Archivos comtrade generados para una falla bifásica simulada en la línea L-6018.....	120
Figura 39: Archivo de configuración “FaseABG_RF20.cfg” de EVENTO 2 simulado línea L-6018.....	120
Figura 40: Archivo de datos “FaseABG_RF20.dat” de evento simulado línea L-6018 formato ASCII .....	121
Figura 41: Forma de los gráficos de localización de fallas. Error Vs resistencia de falla.....	141

Figura 42: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 10% de la longitud de la línea radial .....	142
Figura 43: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 30% de la longitud de la línea radial .....	143
Figura 44: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 50% de la longitud de la línea radial .....	144
Figura 45: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 70% de la longitud de la línea radial .....	145
Figura 46: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 90% de la longitud de la línea radial .....	146
Figura 47: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 10% de la longitud de la línea no radial .....	148
Figura 48: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 30% de la longitud de la línea no radial .....	149
Figura 49: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 50% de la longitud de la línea no radial .....	150
Figura 50: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 70% de la longitud de la línea no radial .....	151
Figura 51: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 90% de la longitud de la línea no radial .....	152
Figura 52: Regla de localización para red radial.....	154
Figura 53: Regla de localización para diferentes tipos de falla, red no radial .....	155
Figura 54: Metodología para localizar fallas en la líneas de transmisión L-6018 66KV y L-1030 33KV .....	157
Figura 55: DIAGRAMA DE FLUJO DEL ALGORITMO PARA LOCALIZAR FALLAS EN LAS LINEAS DE TRANSMISION L-6018 66KV Y L-1030 33KV .....	159
Figura 56: Interfaz gráfica del programa principal localizador de fallas .....	160
Figura 57: Ventana de abrir archivo .cfg .....	161
Figura 58: Selección de canales.....	162
Figura 59: Ventana de abrir archivo .dat.....	162
Figura 60: Selección de canales para hacer la confirmación respectiva .....	163
Figura 61: Grafica de valores instantáneos de las corrientes del EVENTO 1 .....	164
Figura 62: Ventana de ingreso de parámetros de la línea .....	165
Figura 63: Ventana para la selección del tipo de falla .....	165
Figura 64: Resultados de localización de falla EVENTO 1.....	166
Figura 65: Localización geográfica del punto de falla a lo largo del trayecto de la línea.....	167
Figura 66: Datos del archivo A1201803153.cfg, EVENTO 1 .....	168
Figura 67: Datos de salida subprograma aAbrirdat EVENTO 1.....	169
Figura 68: Grafica de la distancia de falla m en p.u. calculados para EVENTO 1 .....	171

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Definición de las variables $V_G$ y $I_G$ para cada tipo de falla, según referencia .....	47
Tabla 2: Definición de las variables utilizadas para los diferentes tipos de falla Método Takagi .....	53
Tabla 3: Definición de las variables utilizadas métodos de Eriksson y Novosel.....	56
Tabla 4: Valores reales convertidos del archivo A1201803153bd.dat EVENTO 1.....	81
Tabla 5: Datos para el cálculo de fasores muestras 1 a 20 -Canal 1 (Corriente fase A) .....	88
Tabla 6: Fasores calculados para las muestras 16 a 44 de los 8 canales .....	89
Tabla 7: Cálculo del valor eficaz para la muestra 20 Canal 1.....	90
Tabla 8: Fasores estáticos calculados para las muestras 16 a 44 de los 8 canales .....	92
Tabla 9: Muestra N° 20 de los fasores finales de corriente y tensión .....	93
Tabla 10: Muestra Nro 20 a 40 de los fasores finales de corriente y tensión.....	94
Tabla 11: Corrientes y voltajes de prefalla calculados con las muestras nro 20 a 40 .....	94
Tabla 12: Definición de las variables utilizadas método de Reactancia .....	97
Tabla 13: Fasores estáticos calculados para las muestras 170 a 180 EVENTO 1.....	98
Tabla 14: Definición de las variables utilizadas métodos Takagi, Eriksson y Novosel.....	99
Tabla 15: Resumen de resultados de localización de fallas EVENTO 1 .....	111
Tabla 16: Tipos de falla con diferentes resistencias de falla, simulados en las líneas L-6018 y L-1030 .....	112
Tabla 17: Parámetros de la línea L-6018 66KV .....	113
Tabla 18: Parámetros de la línea L-1030 33KV .....	115
Tabla 19: Valores reales convertidos del archivo "FaseABG_RF20.dat" .....	124
Tabla 20: Datos para el cálculo de fasores muestras 1 a 20 Canal 1 (Corriente fase A).....	125
Tabla 21: Fasores calculados para las muestras 16 a 44 de los 8 canales .....	126
Tabla 22: Cálculo del valor eficaz para la muestra 20 Canal 1.....	127
Tabla 23: Valores eficaces calculados para las muestras 16 a 44 .....	128
Tabla 24: Fasores estáticos calculados para las muestras 16 a 44 de los 8 canales .....	129
Tabla 25: Fasores estáticos finales durante falla EVENTO 2.....	131
Tabla 26: Resumen de resultados de localización de falla EVENTO 2.....	140
Tabla 27: Resultados de localización de fallas simuladas al 10% en línea radial.....	142
Tabla 28: Resultados de localización de fallas simuladas al 30%, línea radial .....	143
Tabla 29: Resultados de localización de fallas simuladas al 50%, línea radial .....	144
Tabla 30: Resultados de localización de fallas simuladas al 70%, línea radial .....	145
Tabla 31: Resultados de localización de fallas simuladas al 90%, línea radial .....	146
Tabla 32: Resultados de localización de fallas simuladas al 10% en línea no radial.....	148
Tabla 33: Resultados de localización de fallas simuladas al 30% en línea no radial.....	149
Tabla 34: Resultados de localización de fallas simuladas al 50% en línea no radial.....	150
Tabla 35: Resultados de localización de fallas simuladas al 70% en línea no radial.....	151
Tabla 36: Resultados de localización de fallas simuladas al 90% en línea no radial.....	152
Tabla 37: Forma de ingresar coordenadas UTM para la localización geográfica.....	167
Tabla 38: Resultados de la localización de fallas reales línea L-1030, año 2018.....	173
Tabla 39: Resultados de la localización de fallas reales línea L-6018, año 2018.....	173

## INDICE DE ABREVIATURAS

SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
m	: Distancia de falla, en porcentaje de la longitud de la línea.
R <sub>F</sub>	: Resistencia de falla
DFT	: Transformada Discreta de Fourier
E/S	: Entrada/Salida
A/D	: Analógica/Digital
IEEE	: Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos
IEC	: Comisión Electrotécnica Internacional
RAM	: Random Access Memory (Memoria de acceso aleatorio)
ROM	: Read Only Memory (Memoria de solo lectura)
TC	: Transformador de Corriente
CVT	: Transformador de Voltaje Capacitivo
TP	: Transformador de Potencial / Voltaje
NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
<CR/LF>	: Carriage return/line feed, significa salto de línea
FIR	: Finite Impulse Response, se trata de un tipo de filtro Digital
RMS	: Valor eficaz de una onda senoidal.
UTM	: Sistema de coordenadas Universal Transversal de Mercator
FT	: Falla monofásica (Fase-Tierra)
FF	: Falla bifásica (Fase-Fase)
FFT	: Fallas bifásica a tierra (Fase-Fase-Tierra)
FFF	: Falla Trifásica (Fase-Fase-Fase)
RNA	: Red Neuronal Artificial

## INDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Standard COMTRADE .....	182
Anexo 2: Sistemas numéricos complementarios .....	200
Anexo 3: Interrupciones reales en las líneas L-6018 y L-1030 periodo 2018 .....	209
Anexo 4: Diagramas de los sistemas de las líneas L-6018 y L-1030 Digsilent.....	212
Anexo 5: Código fuente Matlab.....	215
Anexo 6: Manual de uso programa localizador de fallas.....	281



# CAPÍTULO I

## ASPECTOS GENERALES

### 1.1 Introducción

Todo elemento de un sistema eléctrico de potencia está expuesto a fallas, en especial las líneas de transmisión que son uno de los elementos más expuestos debido al área geográfica que ocupan y están propensas a una mayor incidencia de fenómenos meteorológicos como rayos, nieve, granizo, además experimentan fallas causadas por averías en el aislamiento, cortocircuitos causados por pájaros y otros objetos produciéndose así fallas que se manifiestan en daños mecánicos los cuales deben ser reparados.

Existen fallas permanentes y transitorias, y un localizador de fallas proporciona información para ambos tipos de falla. Generalmente las fallas transitorias causan un menor daño y no se pueden localizar con una simple inspección, ante estas fallas los localizadores permiten detectar puntos dañados en la línea de transmisión luego de ocurrida una falla y tomar acciones correctivas para evitar mayores daños debido a reincidencias de la falla en el mismo punto debilitado.

Debido al área geográfica que recorren las líneas de transmisión L-6018 y L-1030 (encima de 4500 msnm), están propensas a sufrir fallas, por lo que se hace importante la localización ante la ocurrencia de una falla para detectar eficientemente puntos dañados y realizar su respectiva reparación ó mantenimiento.

En este trabajo se analiza 4 métodos existentes de localización de fallas que usan información de tensiones y corrientes medidas en un solo extremo; se desarrolla una metodología de localización de fallas en líneas de transmisión cortas y se aplica en el desarrollo de un programa interactivo en Matlab para la localización de fallas en las líneas L-6018 y L-1030 con el menor error posible.

## 1.2 Ámbito geográfico

El estudio está aplicado a las líneas de transmisión L-6018 (66KV) y L-1030 (33KV) ARES - ARCATA (líneas que tienen trayecto casi paralelo) con su configuración actual; su trayecto recorre las provincias de Castilla y Condesuyos del departamento de Arequipa; con un clima frío y con fuertes vientos a lo largo de todo el año, está a una altitud media de 4600 msnm por lo que se presenta frecuentemente caída de nevada e intensas tormentas eléctricas en época de lluvia.

Ambas líneas suministran energía a la Unidad Minera Arcata perteneciente a la Compañía Minera Ares.

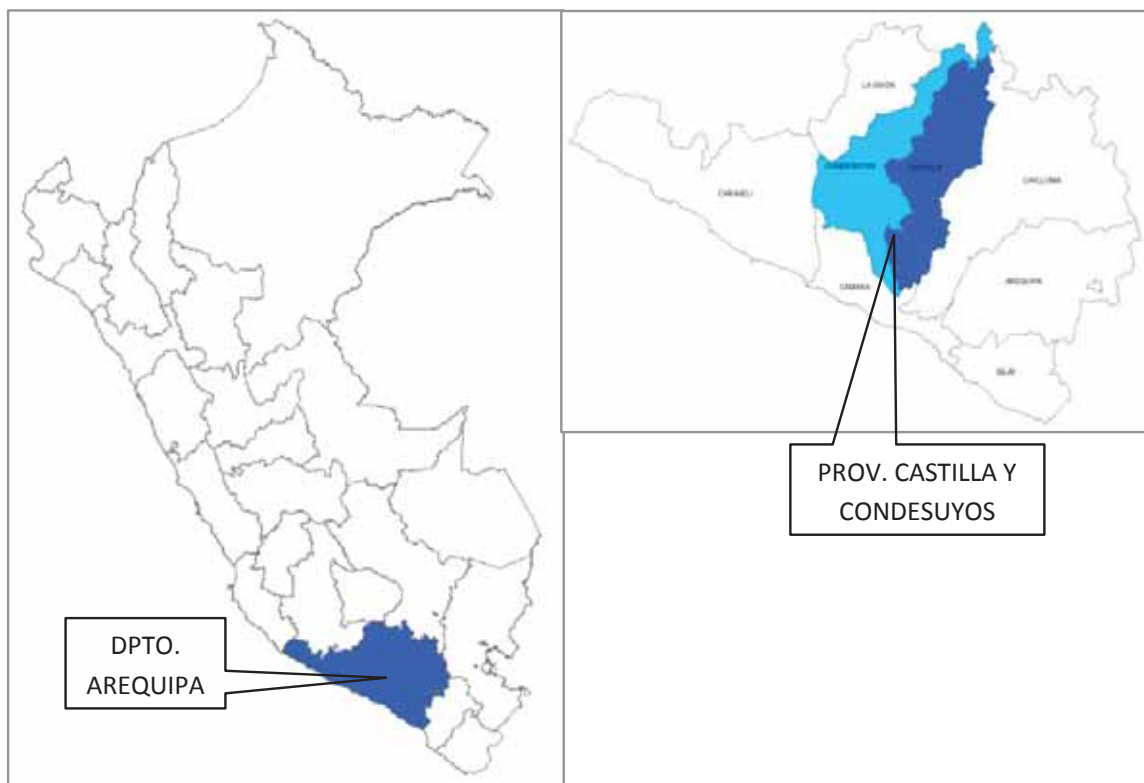


Figura 1: Ubicación geográfica del área de influencia de las líneas L-6018 y L-1030

Fuente: Elaboración propia en ArcGIS

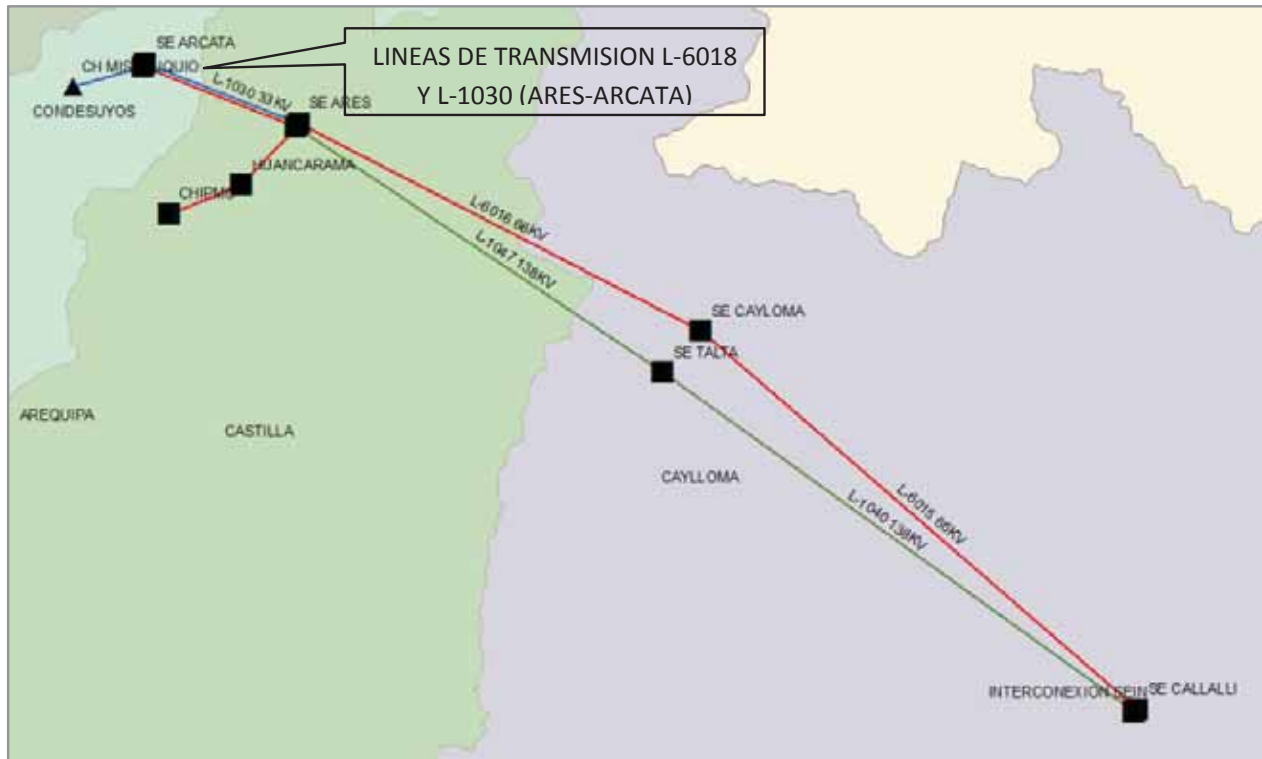


Figura 2: Ubicación geográfica de las líneas L-6018 y L-1030 en el SEIN  
 Fuente: Elaboracion propia ArcGIS / Mapa SEIN COES- Agosto 2018

### 1.2.1 Diagrama unifilar de las líneas de estudio

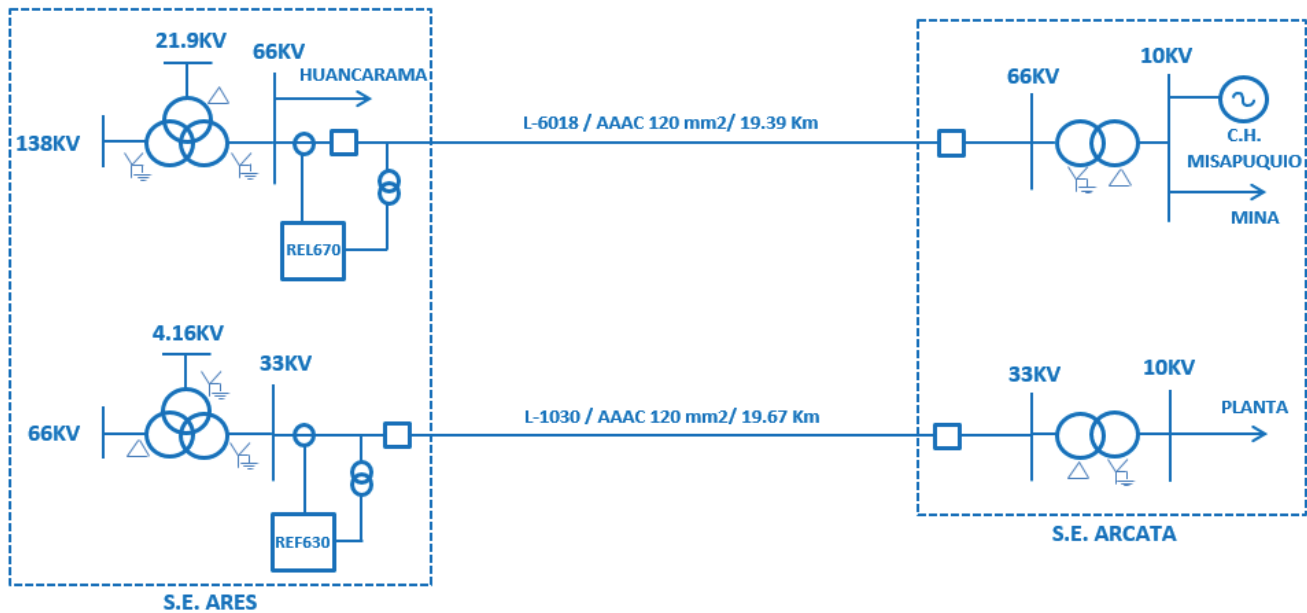


Figura 3: Diagrama Unifilar Interconexión Ares-Arcata (L-6018, L-1030)  
 Fuente: D.U. Sistema Eléctrico Callalli- Empresa de Transmisión Aymaraes

Cada línea forma parte de un circuito diferente que tienen como fuente principal a la S.E. Callalli y a través de la cual se interconectan al SEIN. La línea L-1030 33KV es netamente radial, mientras que la línea L-6018 66KV tiene una pequeña central hidroeléctrica conectada al otro extremo y que inyecta como máximo 3.6 MW en época de avenida. Ambas líneas tienen conexión Y-N (estrella con neutro aterrado) en la subestación Ares desde donde se realiza las mediciones de tensiones y corrientes para la localización.

### **1.3 Problema de investigación**

#### **1.3.1 Descripción del problema**

Respecto a la localización de fallas en las líneas de transmisión L-6018 y L-1030 (Ares-Arcata), al producirse una falla y no conocer el punto donde se produjo, mayor tiempo requerido en la inspección física de las líneas para la detección de daños, por el personal de mantenimiento, además mayor consumo de recursos y demora en la programación de mantenimiento.

Los relés de protección de las líneas L-6018 (REL 670) y L-1030 (REF 630) no pueden localizar fallas ya que en el caso del relé REL 670 no tiene habilitado la función de “Protección de Distancia 21” y en el caso del relé REF 630 no cuenta con la función de localización de fallas (21), es sólo un relé de sobrecorriente y sobretensión, por lo que ante cualquier falla no es posible saber el punto donde ocurrió.

En fallas permanentes al encontrarse indisponible la línea durante el tiempo de inspección y reparación, por el mayor tiempo de demora en la detección del punto de falla y reparación por parte del personal de mantenimiento, mayor es el tiempo en que la línea está fuera de servicio afectando la confiabilidad del sistema.

#### **1.3.2 Formulación del problema**

##### **1.3.2.1 Problema general**

¿Cómo se puede localizar fallas en las líneas de transmisión L-6018 y L-1030 con asistencia de un computador?

##### **1.3.2.2 Problemas específicos**

1. ¿Cómo se puede aplicar los archivos comtrade a la localización de fallas?
2. ¿Qué métodos de localización son aplicables en líneas de transmisión cortas según los casos de falla?
3. ¿Cómo se puede aplicar un software interactivo a la localización de fallas?

## **1.4 Objetivos de la investigación**

### **1.4.1 Objetivo general**

Proponer una metodología para localizar fallas en las líneas de transmisión L-6018 y L-1030 (Ares-Arcata), asistido por computador.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

1. Analizar y procesar archivos comtrade para su aplicación a los métodos de localización.
2. Evaluar los métodos de localización mediante contrastación de resultados con software reconocido para ver su efectividad en los casos de fallas.
3. Aplicar la metodología mediante un software interactivo, para la localización de fallas en las líneas L-6018 y L-1030.

## **1.5 Justificación del estudio**

Las numerosas fallas ocurridas en las líneas de transmisión L-6018 y L-1030, ocasionan interrupciones indeseadas en el servicio que se traducen en pérdidas, por parada en las operaciones de planta y mina de la empresa minera y además podría generar multas por incumplimiento a las regulaciones establecidas, por lo que se hace necesario conocer de manera rápida y confiable el lugar donde ocurrió la falla.

Cuando ocurre una falla en una línea de transmisión los sistemas de protección deben operar de manera rápida para liberar la línea que está en condición de falla y así evitar severos daños a los equipos o personal de campo. Una vez que la línea es liberada, es necesario determinar de forma precisa el punto donde ocurrió la falla para enviar al personal para su inspección y detección de daños (aisladores flameados, cable de guarda dañado, conductores de fase dañados, etc) y programación de mantenimiento. Los encargados de localizar este punto son dispositivos llamados localizadores de fallas que usan diferentes métodos y técnicas de localización, pero existe el inconveniente que no todas las líneas cuentan con estas tecnologías haciéndose necesario la localización por otros medios.

## **1.6 Alcances y limitaciones**

### **1.6.1 Alcances**

- Se determinará la distancia de falla (en Km) en las líneas de transmisión L-6018 de 66KV y L-1030 de 33KV (Ares-Arcata).

## **1.6.2 Limitaciones**

Las limitaciones del estudio son:

- Las líneas de transmisión en mención son en conexión estrella aterrado (YN), por lo que la localización de fallas se hace sólo para ambas líneas con este tipo de conexionado.
- El estudio se fundamentará en algoritmos basados en el uso de corrientes y voltajes de frecuencia fundamental y usando información de un solo extremo.
- La localización de fallas se aplicará solamente a fallas tipo derivación ó paralelo como son: Monofásica, bifásica pura, bifásica a tierra, trifásica y trifásica a tierra producidos en las líneas de transmisión.
- La metodología propuesta está restringida a líneas de transmisión cortas, ya que está probado y verificado sólo con datos de las líneas de transmisión L-6018 66KV y L-1030 33KV.

## **1.7 Hipótesis**

### **1.7.1 Hipótesis general**

Una metodología adecuada expresada en un software interactivo, permite la localización óptima del punto de falla en las líneas de transmisión L-6018 y L-1030.

### **1.7.2 Hipótesis específicas**

1. El análisis y procesamiento de los archivos comtrade permitirá su aplicación a los métodos de localización.
2. La evaluación de los métodos a través de contrastación de resultados permite determinar su efectividad en los casos de fallas.
3. La aplicación de la metodología mediante un software interactivo permite localizar fallas en las líneas L-6018 y L-1030.

## **1.8 Variables e indicadores**

### **1.8.1 Variables independientes**

- La metodología

### **1.8.2 Variables dependientes**

- Localización de fallas

### **1.8.3 Indicadores**

- Métodos de localización

- Tipos de fallas (1Ø, 2Ø, 3Ø)
- Distancia de falla, en Km.

## **1.9 Método de investigación**

### **1.9.1 Diseño de la investigación**

El diseño para el presente estudio es Descriptiva, Propositiva y Aplicada.

- **Descriptiva.-** Ya que describe el proceso de localización de fallas usando los archivos comtrade y los métodos de localización.
- **Propositiva.-** Propone una metodología para localizar fallas en las líneas de transmisión de estudio.
- **Aplicada.-** Ya que se aplicará la metodología para la localización de fallas en las líneas de transmisión de estudio, mediante un software interactivo.

### **1.9.2 Población y muestra**

**Población.-** Comprende todas las líneas de transmisión cortas de 66KV y 33KV pertenecientes al SEIN.

**Muestra.-** Comprende a las líneas de transmisión L-6018 66KV y L-1030 33KV (Ares-Arcata); ambas son líneas cortas.

### **1.9.3 Técnica de recolección de datos**

**Mediciones.-** De parámetros eléctricos antes, durante y después de la falla mediante los registradores de fallas como son los relés de protección de las líneas.

**Recopilación documental.-** Se realiza una recolección de la información de la base de datos de la empresa que opera las líneas de transmisión L-6018, L-1030 (Transmisión Aymaraes) como son: Recopilación de archivos comtrade, parámetros de las líneas de transmisión, diagramas unifilares, características y configuración de los equipos de medición y protección, registro de fallas, etc.

### **1.9.4 Técnicas de análisis de datos**

**Análisis de regresión.-** Para investigar la relación entre diferentes variables, se utiliza cuando se sospecha que una de las variables (variable independiente) puede estar afectando al comportamiento de otra (variable dependiente) u otras.

**Visualización de datos.**- Es una técnica más demandada y apreciada por lo fácil que resulta a través de un gráfico o imagen detectar patrones en los datos. Especialmente útil cuando buscamos entender grandes volúmenes de datos de forma rápida y simplificada.



### 1.10 Matriz de consistencia

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	MÉTODO
<p><b>Problema General</b> ¿Cómo se puede localizar fallas en las líneas de transmisión L-6018 y L-1030 con asistencia de un computador?</p> <p><b>Problemas Específicos</b> 1. ¿Cómo se puede aplicar los archivos comtrade a la localización de fallas?  2. ¿Qué métodos de localización son aplicables en líneas de transmisión cortas según los casos de falla?  3. ¿Cómo se puede aplicar un software interactivo a la localización de fallas?</p>	<p><b>Objetivo General</b> Proponer una metodología para localizar fallas en las líneas de transmisión L-6018 y L-1030 (Ares-Arcata), asistido por computador.</p> <p><b>Objetivos Específicos</b> 1. Analizar y procesar archivos comtrade para su aplicación a los métodos de localización.  2. Evaluar los métodos de localización mediante contrastación de resultados con software reconocido para ver su efectividad en los casos de fallas.  3. Aplicar la metodología mediante un software interactivo, para la localización de fallas en las líneas L-6018 y L-1030.</p>	<p><b>Hipótesis General</b> Una metodología adecuada expresada en un software interactivo, permite la localización óptima del punto de falla en las líneas de transmisión L-6018 y L-1030.</p> <p><b>Hipótesis Específicas</b> 1. El análisis y procesamiento de los archivos comtrade permitirá su aplicación a los métodos de localización.  2. La evaluación de los métodos a través de contrastación de resultados permite determinar su efectividad en los casos de fallas.  3. La aplicación de la metodología mediante un software interactivo permite localizar fallas en las líneas L-6018 y L-1030.</p>	<p><b>Variables independientes</b> - La metodología</p> <p><b>Indicadores</b> - Métodos de localización de fallas</p> <p><b>Variables dependientes</b> - La localización de fallas</p> <p><b>Indicadores</b> - Tipos de falla - Distancia de falla, en Km</p>	<p><b>Descriptiva.-</b> Ya que describe el proceso de localización de fallas usando los archivos comtrade.</p> <p><b>Propositiva.-</b> Propone una metodología para localizar fallas en las líneas de transmisión de estudio.</p> <p><b>Aplicada.-</b> Ya que se aplicará la metodología para la localización de fallas en las líneas de transmisión de estudio, mediante un software interactivo.</p>

### 1.11 Matriz de operacionalización de variables

VARIABLES	TIPO DE VARIABLE	DEFINICION CONCEPTUAL	DEFINICION OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES
La metodología	Independiente	Se denomina al conjunto de procedimientos y técnicas que se aplican de manera ordenada y sistemática en la realización de un estudio	Procedimiento sistemático para localizar fallas usando diferentes métodos de localización	Selección de métodos de localización en base a una regla de localización	Métodos Reactancia Simple, Takagi, Eriksson, Novosel
La localización de fallas	Dependiente	Se refiere a determinar en forma precisa el punto donde ocurrió la falla a lo largo de la longitud de la línea de transmisión.	Ante una falla ya sea 1Ø, 2Ø, 3Ø presentada en la línea, determinar a cuantos kilómetros se produjo	Tipos de fallas Distancia de falla	Falla 1Ø, 2Ø, 3Ø Distancia de falla en Km

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

#### 2.1 Antecedentes bibliográficos

Como antecedentes al presente trabajo, se tiene estudios de localización de fallas en líneas de transmisión y se describen a continuación:

- A. “LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN” de Ever Benjamín Huerta Leija- 2014 [1]; en el que se estudia los métodos de localización de fallas basados en corrientes y voltajes de frecuencia fundamental como son Reactancia, Takagi, Novosel y Phadke, y propone 4 alternativas para estimar el voltaje y la corriente de falla en el extremo opuesto de la línea de transmisión, y con estos datos disponibles se realizan modificaciones en los métodos de Reactancia y Takagi (de un solo terminal), con el propósito de reducir los errores en la estimación del punto de falla en la línea de transmisión. Este trabajo hace énfasis en los métodos de Reactancia y Takagi tratando de reducir su error mediante modificaciones realizadas en estos métodos, mas no considera los métodos de Eriksson y Novosel y no proporciona una herramienta interactiva de localización de fallas.
- B. “SISTEMA PARA LA LOCALIZACIÓN AUTOMÁTICA DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN” de William Elías Padilla Almeida 2016 [2]; propone y diseña un prototipo de sistema para localización automática de fallas en líneas de transmisión (prototipo por medio de Visual Basic para Aplicaciones de Excel), basándose en la utilización de diferentes métodos de localización de fallas como son Reactancia simple, Takagi, Eriksson, Novosel, métodos con factores de distribución de corriente de falla, métodos de solo corrientes sincronizadas y considera también los métodos que usan información de ambos extremos, lo cual permite que aquellas fallas que no puedan ser localizadas por un tipo de método si puedan ser localizadas por otro con un menor porcentaje de error. Plantea una metodología de automatización para la selección del método de localización de fallas más adecuado de acuerdo a los parámetros de entrada y de sus características propias, por medio de la herramienta redes de Petri (herramienta que

permite al usuario interactuar en un entorno espacial para modelamiento, análisis y diseño de sistemas de eventos discretos). Se implementó un prototipo en un software poco versátil y poco usado en ingeniería.

- C. “IEEE GUIDE FOR DETERMINING FAULT LOCATION ON AC TRANSMISSION AND DISTRIBUTION LINES (IEEE Std C37.114<sup>TM</sup>-2014)” [6], el cual fue publicado en el año 2015 y tiene como uno de sus propósitos, ayudar a los ingenieros y operadores de las empresas de transporte de energía en la aplicación de métodos de localización de fallas en sus sistemas.
- D. “LOCALIZACIÓN DE FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PARA UN ESTUDIO DE CASO MEDIANTE REDES NEURONALES” de Anderson Arboleda Correa 2010 [4]; que estudia el problema de localización de fallas de alta impedancia en una línea de transmisión, partiendo del conocimiento del tipo de falla, de la topología de la red y de las condiciones de operación del sistema y plantea una solución mediante la implementación de sistemas inteligentes como lo es las redes neuronales; concluye que los métodos tradicionales para la localización de fallas no son una buena alternativa para localizar fallas de alta impedancia debido a las asunciones y consideraciones realizadas en éstas; además que la determinación de componentes armónicas que aparecen en la corriente como producto de una falla a tierra y la determinación de las variaciones en las formas de onda mediante la obtención de las magnitudes superimpuestas son dos excelentes metodologías para determinar la presencia de falla de alta impedancia en un sistema. No proporciona ninguna herramienta interactiva para la localización de fallas y se uso más la parte teórica referida al tema de este trabajo.
- E. “LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS AEREAS DE TRANSMISIÓN, APLICACIÓN DE UN ALGORITMO DIGITAL PARA LÍNEAS PARALELAS” de Diego Ignacio Díaz Chiguano. 2009 [3]; que presenta una descripción de diferentes métodos de localización de fallas en líneas de transmisión, y plantea realizar una rutina cálculo en Matlab para la determinación de la distancia de falla en líneas de transmisión paralelas. Y concluye que la mayoría de algoritmos de localización de falla que utilizan el procesamiento de las señales de voltaje y corriente, presentan errores de localización dados por diferentes factores como son: elementos de adquisición de datos, resistencia de falla, cambios en los equivalentes de red a los extremos de la línea de transmisión, acoplamiento mutuo, flujo de prefalla, distancia a la que se produce la falla, etc. Presenta

el “Algoritmo Digital Adaptivo de Localización de Fallas en Líneas de Transmisión Paralelas” para la estimación más precisa de la localización de fallas ya que presenta errores menores al 5%. Procesa solo archivos de datos (comtrade) en formato ASCII y su aplicabilidad es principalmente para líneas paralelas, requiriendo información de registros comtrade de un solo extremo de las 2 líneas.

F. “FAULT POINT LOCATION: UNA HERRAMIENTA EXCLUSIVA DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN” de Facundo Pugliese Miqueas Rodríguez 2017 [5]; que describe la teoría de cortocircuitos y tipos de fallas habituales en el sistema eléctrico Uruguayo, describe los algoritmos de Simple reactancia, Takagi y Novosel correspondiente a los métodos de un terminal y los métodos de dos terminales, para al final desarrollar un programa informático en la plataforma Python (Fault Point Location Software) designado para que en base a la implementación de algoritmos pueda localizar fallas en líneas de transmisión. Analiza tanto métodos de un solo terminal como métodos de dos terminales y es más general. No aplica el método de Eriksson en su software localizador de fallas; es el trabajo más completo que se encontró referido al tema y sirvió de gran ayuda para la realización de este trabajo.

## **2.2 Teoría de fallas**

Una falla representa el cambio estructural de una red equivalente originada por la adición de una impedancia en el punto de falla. Generalmente provocado por un contacto entre un conductor y la tierra ó entre un conductor y otra pieza metálica conectada a tierra, o bien entre conductores.

Un aspecto importante a tener en cuenta a la hora de aplicar los algoritmos de localización, es realizar la correcta clasificación de la falla. Por este motivo se exponen los principios teóricos elementales que refieren al estudio de los diferentes tipos de fallas [6].

### **2.2.1. Componentes simétricas (teorema de Fortescue)**

Desarrollado por C.L. Fortescue en 1918. De acuerdo con este teorema tres fasores desbalanceados de un sistema trifásico se pueden descomponer en tres sistemas balanceados de fasores. Estos son llamados de secuencia positiva, secuencia negativa, y de secuencia cero, como se muestra a continuación:

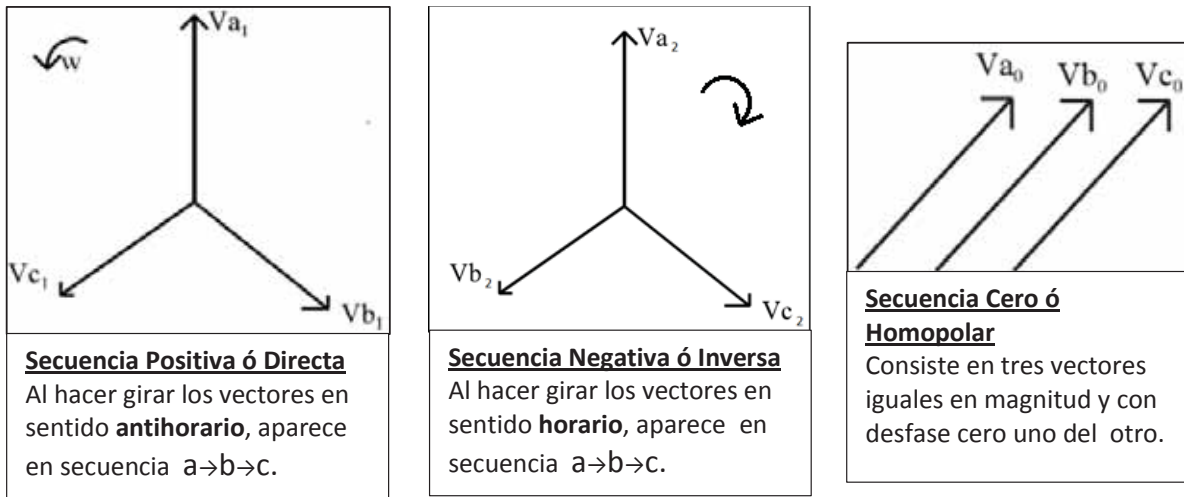


Figura 4: Fasores de componentes simétricas de secuencia Positiva, Negativa y Cero  
Fuente: Elaboración propia

Sean los vectores no simétricos  $V_a, V_b, V_c$

$$\bar{V}_a = \bar{V}_{a0} + \bar{V}_{a1} + \bar{V}_{a2} \quad 2.1$$

$$\bar{V}_b = \bar{V}_{b0} + \bar{V}_{b1} + \bar{V}_{b2} \quad 2.2$$

$$\bar{V}_c = \bar{V}_{c0} + \bar{V}_{c1} + \bar{V}_{c2} \quad 2.3$$

Estas componentes de secuencia guardan entre si las siguientes relaciones:

$$\bar{V}_{b1} = \bar{V}_{a1} \angle 240^\circ = a^2 \bar{V}_{a1} \quad 2.4$$

$$\bar{V}_{c1} = \bar{V}_{a1} \angle 120^\circ = a \bar{V}_{a1} \quad 2.5$$

$$\bar{V}_{b2} = \bar{V}_{a2} \angle 120^\circ = a \bar{V}_{a2} \quad 2.6$$

$$\bar{V}_{c2} = \bar{V}_{a2} \angle 240^\circ = a^2 \bar{V}_{a2} \quad 2.7$$

$$\bar{V}_{a0} = \bar{V}_{b0} = \bar{V}_{c0} \quad 2.8$$

El operador de secuencia  $a$  gira un fasor en  $120^\circ$  en sentido antihorario ( $a = 1 \angle 120^\circ$ ).

Luego expresando los vectores no simétricos  $V_a, V_b, V_c$  en términos las componentes simétricas de la fase a.

$$\bar{V}_a = \bar{V}_{a0} + \bar{V}_{a1} + \bar{V}_{a2} \quad 2.9$$

$$\bar{V}_b = \bar{V}_{a0} + a^2 \bar{V}_{a1} + a \bar{V}_{a2} \quad 2.10$$

$$\bar{V}_c = \bar{V}_{a0} + a\bar{V}_{a1} + a^2\bar{V}_{a2} \quad 2.11$$

Expresado en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_a \\ \bar{V}_b \\ \bar{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{V}_{a0} \\ \bar{V}_{a1} \\ \bar{V}_{a2} \end{bmatrix} \quad 2.12$$

En forma inversa para las componentes de secuencia, se tiene:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_{a0} \\ \bar{V}_{a1} \\ \bar{V}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{V}_a \\ \bar{V}_b \\ \bar{V}_c \end{bmatrix} \quad 2.13$$

En forma similar se hace para el caso de las corrientes:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{I}_{a0} \\ \bar{I}_{a1} \\ \bar{I}_{a2} \end{bmatrix} \quad 2.14$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{a0} \\ \bar{I}_{a1} \\ \bar{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix} \quad 2.15$$

Con las ecuaciones anteriores se puede demostrar las siguientes relaciones importantes:

$$3\bar{I}_{a0} = (\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c) \quad 2.16$$

$$3\bar{V}_{a0} = (\bar{V}_a + \bar{V}_b + \bar{V}_c) \quad 2.17$$

### 2.2.2. Clasificación de fallas

En una línea de transmisión se detectan los siguientes tipos de fallas:

- Falla monofásica: Fase-Tierra
- Falla bifásica o entre dos fases: Fase-Fase
- Falla bifásica a tierra: Fase-Fase-Tierra
- Falla trifásica: Fase-Fase-Fase
- Falla trifásica a tierra: Fase-Fase-Fase-Tierra

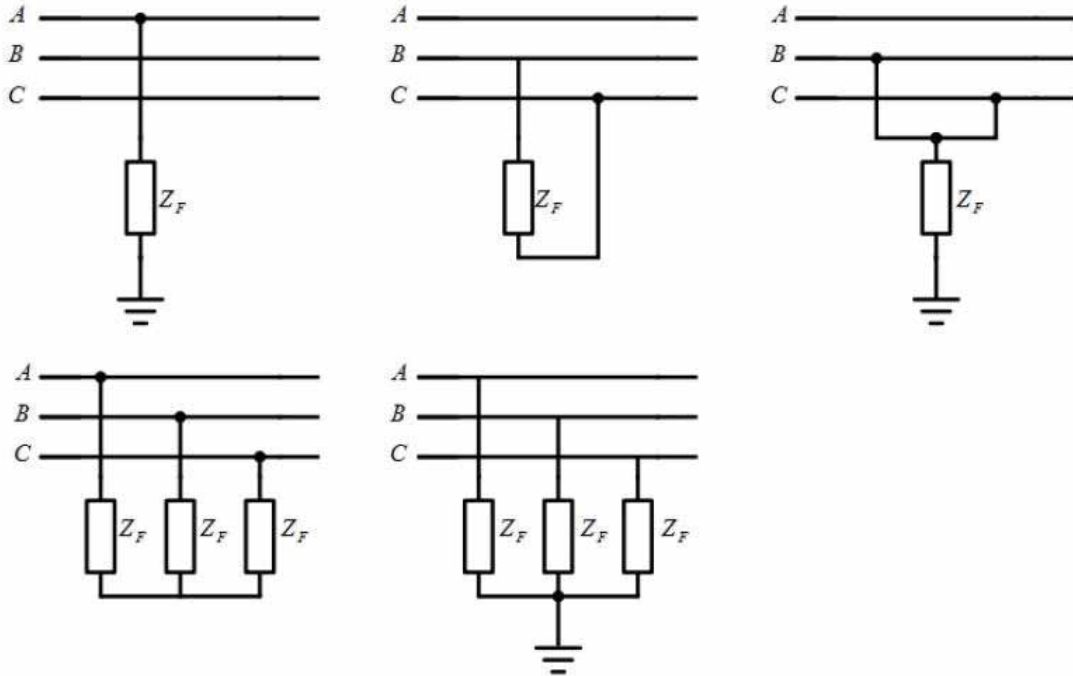


Figura 5: Esquema de los diferentes tipos de falla: FT, FF, FFT, FFF, FFFT  
Fuente: Referencia bibliográfica [6]

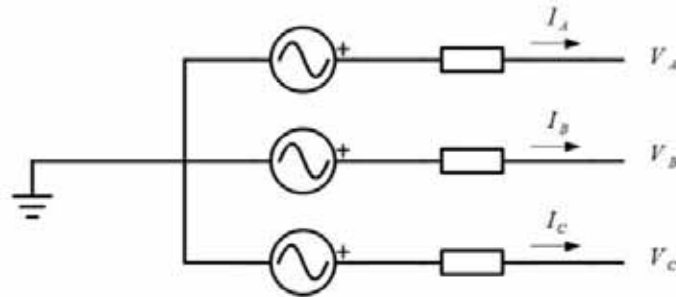


Figura 6: Red equivalente Thevenin en un punto de la red.  
Fuente: Referencia bibliográfica [6]



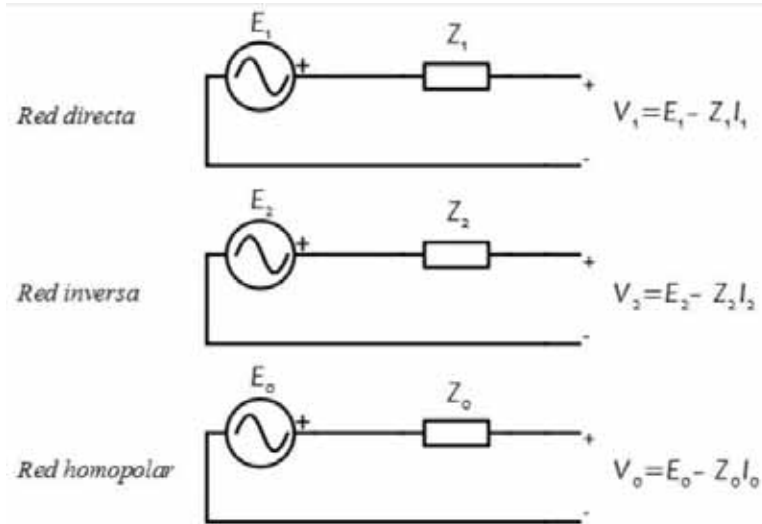


Figura 7: Redes de secuencia Directa (+), Inversa (-) y Homopolar (0)  
Fuente: Referencia bibliográfica [6]

En la figura 6 se ilustra el equivalente Thevenin de una red eléctrica en un punto arbitrario del sistema. Del mismo modo se observa en la figura 7, tres circuitos distintos correspondientes a cada red de secuencia: Directa, inversa y homopolar.

Llamaremos  $V_A$ ,  $V_B$ ,  $V_C$ , a las tensiones de fase y  $V_0$ ,  $V_1$ ,  $V_2$ , a sus respectivas componentes simétricas en tal punto.

Aplicando la ley de mallas de Kirchhoff en las redes de secuencia, se obtiene:

$$E_1 = Z_1 I_1 + V_1 \quad 2.18$$

$$0 = Z_2 I_2 + V_2 \quad 2.19$$

$$0 = Z_0 I_0 + V_0 \quad 2.20$$

$E_0 = E_2 = 0$  ya que se asume una fuente de secuencia positiva en el circuito Thevenin.

Los generadores síncronos tienen tensiones internas solamente de secuencia positiva, ya que están proyectados para generar tensiones equilibradas.

### 2.2.2.1. Falla monofásica Fase-Tierra

Es el tipo más común de falla, es originada por las descargas atmosféricas ó por los conductores al hacer contacto con las estructuras aterrizadas. La experiencia ha mostrado que entre 70 y 80% de las fallas en líneas de transmisión son fallas monofásicas (línea a tierra) que se originan en el flameo de una fase de la línea a la torre y a tierra.

Para efectos prácticos, supondremos una falla fase-tierra en la fase  $a$  . La podemos modelar tomando las siguientes hipótesis respecto a las corrientes y tensiones involucradas.

$$I_{fb} = 0 \quad 2.21$$

$$I_{fc} = 0 \quad 2.22$$

$$V_{fa} = Z_F I_{fa} \quad 2.23$$

Aplicando la transformada de Fortescue para componentes simétricas de la corriente:

$$\begin{bmatrix} I_{f0} \\ I_{f1} \\ I_{f2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad 2.24$$

$$I_{f0} = I_{f1} = I_{f2} = \frac{I_{fa}}{3} \quad 2.25$$

Sumando las ecuaciones 2.18, 2.19, 2.20, para el caso de una falla.

$$E_1 - (Z_0 + Z_1 + Z_2) I_{f1} = V_{f0} + V_{f1} + V_{f2} \quad 2.26$$

De la ecuación 2.13, expresando  $V_{f0}, V_{f1}, V_{f2}$  en función de  $V_{fa}, V_{fb}, V_{fc}$  desarrollando y agrupando términos:

$$V_{f0} + V_{f1} + V_{f2} = V_{fa} + \frac{1}{3} (a^2 + a + 1) V_{fb} + \frac{1}{3} (a^2 + a + 1) V_{fc} = V_{fa} = Z_F I_{fa} \quad 2.27$$

Reemplazando en 2.26:

$$E_1 - (Z_0 + Z_1 + Z_2) I_{f1} = Z_F I_{fa} \quad 2.28$$

$$E_1 = Z_F I_{fa} + (Z_0 + Z_1 + Z_2) I_{f1} \quad 2.29$$

$$E_1 = Z_F I_{fa} + (Z_0 + Z_1 + Z_2) \frac{I_{fa}}{3} \quad 2.30$$

$$3E_1 = 3Z_F I_{fa} + (Z_0 + Z_1 + Z_2) I_{fa} \quad 2.31$$

$$3E_1 = (3Z_F + Z_0 + Z_1 + Z_2) I_{fa} \quad 2.32$$

$$I_{fa} = \frac{3E_1}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_F} \quad 2.33$$

### 2.2.2.2. Falla bifásica Fase-Fase

Si la falla se considera en las fases b y c a través de una impedancia  $Z_F$  como se muestra en la figura 5, las siguientes relaciones deben satisfacerse en el punto de falla.

$$I_{fa} = 0 \quad 2.34$$

$$I_{fb} = -I_{fc} \quad 2.35$$

$$V_{fb} - V_{fc} = Z_F I_{fb} \quad 2.36$$

Expresando en términos de componentes simétricas, para las corrientes:

$$\begin{bmatrix} I_{f0} \\ I_{f1} \\ I_{f2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ I_{fb} \\ -I_{fb} \end{bmatrix} \quad 2.37$$

De donde se obtiene:

$$I_{f0} = 0 \quad 2.38$$

$$I_{f1} = -I_{f2} \quad 2.39$$

Los voltajes a través de la red de secuencia cero deben ser cero ya que no hay fuentes de secuencia cero, y porque  $I_{f0} = 0$  la corriente no se inyecta a esa red debido a la falla. Por lo tanto los cálculos de la falla fase-fase no incluyen la red de secuencia cero, la cual permanece en las mismas condiciones que antes de la falla.

En la ecuación 2.36 expresando  $V_{fb}$ ,  $V_{fc}$  en términos de sus componentes simétricas:

$$V_{fb} - V_{fc} = (V_{fb1} + V_{fb2}) - (V_{fc1} + V_{fc2}) \quad 2.40$$

$$V_{fb} - V_{fc} = (V_{fb1} - V_{fc1}) + (V_{fb2} - V_{fc2}) \quad 2.41$$

$$V_{fb} - V_{fc} = (a^2 V_{f1} - a V_{f1}) + (a V_{f2} - a^2 V_{f2}) \quad 2.42$$

$$V_{fb} - V_{fc} = (a^2 - a)V_{f1} - (a^2 - a)V_{f2} \quad 2.43$$

$$V_{fb} - V_{fc} = (a^2 - a)(V_{f1} - V_{f2}) = Z_F I_{fb} \quad 2.44$$

Expresando la corriente  $I_{fb}$  en términos de sus componentes simétricas.

$$Z_F I_{fb} = (I_{fb1} + I_{fb2})Z_F = (a^2 I_{f1} + a I_{f2})Z_F \quad 2.45$$

$$Z_F I_{fb} = (a^2 I_{f1} - a I_{f1})Z_F = (a^2 - a)I_{f1}Z_F \quad 2.46$$

Luego se concluye:

$$(a^2 - a)(V_{f1} - V_{f2}) = (a^2 - a)I_{f1}Z_F \quad 2.47$$

$$(V_{f1} - V_{f2}) = I_{f1}Z_F \quad 2.48$$

Restando la ecuación 2.18 y 2.19 y reemplazando  $(V_{f1} - V_{f2})$  por  $I_{f1}Z_F$

$$E_1 = (Z_1 I_{f1} + Z_2 I_{f1}) + (V_{f1} - V_{f2}) \quad 2.49$$

$$E_1 = (Z_1 + Z_2)I_{f1} + (V_{f1} - V_{f2}) \quad 2.50$$

$$E_1 = (Z_1 + Z_2)I_{f1} + I_{f1}Z_F \quad 2.51$$

$$E_1 = (Z_1 + Z_2 + Z_F)I_{f1} \quad 2.52$$

$$I_{f1} = -I_{f2} = \frac{E_1}{(Z_1 + Z_2 + Z_F)} \quad 2.53$$

### 2.2.2.3. Falla bifásica a Tierra

Considerando que la falla involucra las fases b y c a tierra como se muestra en la figura 5, las ecuaciones características del circuito son:

$$I_{fa} = 0 \quad 2.54$$

$$V_{fb} = V_{fc} = (I_{fb} + I_{fc})Z_F \quad 2.55$$

Como  $I_{fa} = 0$  la corriente de secuencia cero está dada por:

$$I_{f0} = \frac{(I_{fb} + I_{fc})}{3} \quad 2.56$$

Y los voltajes de la ecuación 2.55 dan:

$$V_{fb} = V_{fc} = 3I_{f0}Z_F \quad 2.57$$

Realizando la transformación de componentes simétricas:

$$\begin{bmatrix} V_{f0} \\ V_{f1} \\ V_{f2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_{fa} \\ V_{fb} \\ V_{fc} \end{bmatrix} \quad 2.58$$

De la segunda y tercera filas de la ecuación matricial se demuestra:

$$V_{f1} = V_{f2} \quad 2.59$$

Mientras que de la primera fila se tiene:

$$3V_{f0} = V_{fa} + 2V_{fb} = (V_{f0} + V_{f1} + V_{f2}) + 2(3I_{f0}Z_F) \quad 2.60$$

Se factorizan los términos de secuencia cero en un lado de la ecuación, haciendo  $V_{f1} = V_{f2}$  y al despejar  $V_{f1}$ .

$$3V_{f0} = V_{f0} + 2V_{f1} + 6I_{f0}Z_F \quad 2.61$$

$$2V_{f0} = 2V_{f1} + 6I_{f0}Z_F \quad 2.62$$

$$V_{f0} = V_{f1} + 3I_{f0}Z_F \quad 2.63$$

$$V_{f1} = V_{f0} - 3I_{f0}Z_F \quad 2.64$$

Al comparar las ecuaciones 2.59 y 2.64 y observar que  $I_{fa} = 0$  se llega a los siguientes resultados:

$$V_{f1} = V_{f2} = V_{f0} - 3I_{f0}Z_F \quad 2.65$$

$$I_{f0} + I_{f1} + I_{f2} = 0 \quad 2.66$$

Que son las ecuaciones características de falla bifásica a tierra, las cuales se satisfacen cuando las tres redes de secuencia se conectan en paralelo, donde se cumple:

$$I_{f1} = \frac{E_1}{Z_1 + \left[ \frac{Z_2(Z_0 + 3Z_f)}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \right]} \quad 2.67$$

$$I_{f2} = -I_{f1} \left[ \frac{Z_0 + 3Z_f}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \right] \quad 2.68$$

$$I_{f0} = -I_{f1} \left[ \frac{Z_2}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \right] \quad 2.69$$

#### 2.2.2.4. Falla trifásica

Una falla trifásica presenta un régimen equilibrado de tensiones y corrientes, dado que es una falla simétrica este tiene las siguientes características:

$$V_{fa} = V_{fb} = V_{fc} \quad 2.70$$

$$I_{fa} + I_{fb} + I_{fc} = 0 \quad 2.71$$

Aplicando Fostescue para determinar las componentes simétricas  $V_{f1}$  y  $V_{f2}$ :

$$\begin{bmatrix} V_{f0} \\ V_{f1} \\ V_{f2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_{fa} \\ V_{fb} \\ V_{fc} \end{bmatrix} \quad 2.72$$

$$V_{f1} = V_{f2} = 0 \quad 2.73$$

De igual manera se tiene:

$$I_{f0} = \frac{1}{3} (I_{fa} + I_{fb} + I_{fc}) = 0 \quad 2.74$$

De las ecuaciones 2.18 y 2.19 y utilizando la igualdad 2.73 se deduce que  $I_{f2} = 0$ , y dado que la impedancia  $Z_F$  está en serie con  $Z_1$ , tenemos:

$$E_1 = Z_1 I_{f1} + 0 \quad 2.75$$

$$I_{fa} = I_{f0} + I_{f1} + I_{f2} \quad 2.76$$

$$I_{fa} = 0 + I_{f1} + 0 \quad 2.77$$

$$I_{fa} = I_{f1} = \frac{E_1}{Z_1 + Z_f}$$

2.78

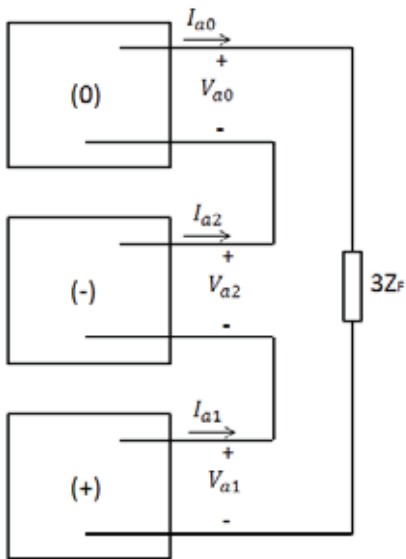
### 2.2.2.5. Falla trifásica a tierra

En el caso de una falla trifásica a tierra el análisis y las ecuaciones características de este tipo de falla serán similares al de trifásica pura, dado que es un sistema equilibrado y la corriente por tierra será nula.

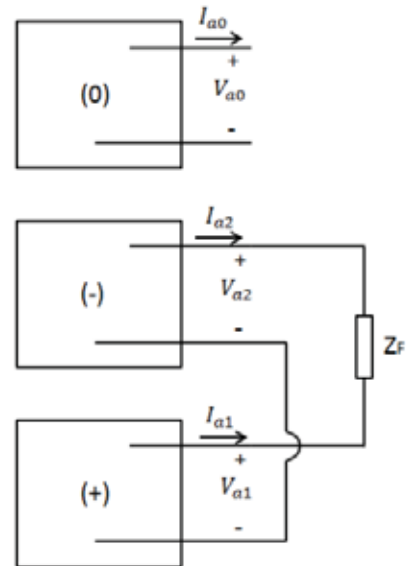
Aproximadamente el 5% de las fallas en líneas de transmisión son fallas simétricas trifásicas, donde intervienen las tres fases.

### 2.2.3. Conexión de las redes de secuencia para los diferentes tipos de falla en red trifásica.

#### Falla monofásica a tierra



#### Falla bifásica pura



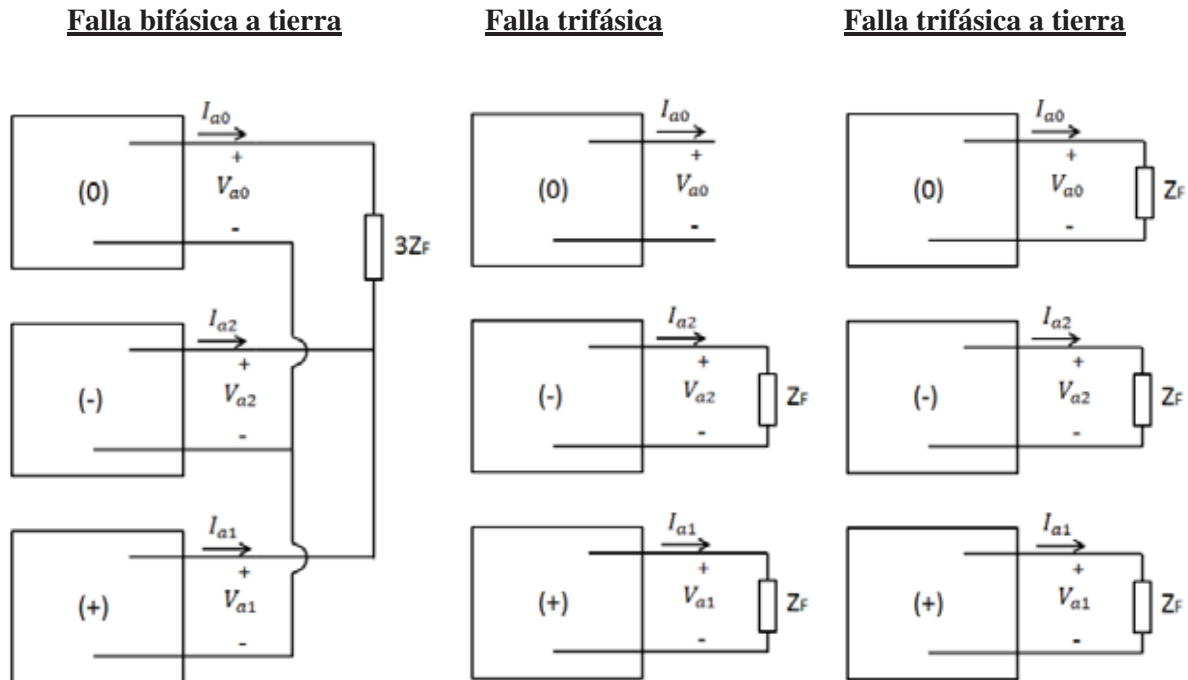


Figura 8: Conexión de redes de secuencia para diferentes tipos de falla  
Fuente: Elaboración propia

Para las fallas en las fases mencionadas, la referencia de las componentes simétricas es la fase a.

### 2.3. Relés de protección

O también llamados IED (Intelligent Electronic Device, Dispositivo electrónico inteligente). Son dispositivos electrónicos microprocesados compactos que son conectados a través de los TCs y TP's a los sistemas de potencia para detectar condiciones intolerables ó no deseadas dentro de un área restringida. Son multifunción ya que se puede programar múltiples funciones como por ejemplo sobrecorriente, sobrevoltaje, protección diferencial, de distancia, etc. en un solo equipo. Son la parte principal del sistema de protección, se comunican con el sistema de potencia por medio de los elementos de medida y ordenan operar a dispositivos tales como interruptores, u otros.

Para mejor entendimiento sobre el funcionamiento de los relés de protección y cómo estos generan los archivos comtrade, desarrollamos en las siguientes páginas la teoría sobre la evolución y características de estos equipos. En la actualidad los relés numéricos son la tecnología más extendida en los sistemas eléctricos del Perú.

#### 2.3.1. Clasificación de los relés por su tecnología y evolución [8]

A continuación se muestra un resumen de la evolución de los relés de protección.

### a) Relés Primarios (Electromecánicos)

Son relés que miden una sola magnitud a nivel primario. No hay aislación galvánica entre la entrada y la salida, ya que miden del propio sistema de potencia y operan sobre el mismo en forma mecánica.

El ejemplo típico es el relé de sobrecorriente.

Están en desuso y eran para baja y media tensión, no para alta tensión.

### b) Relés Secundarios

- Electromecánicos
- Electrónicos ó estáticos (analógicos y digitales, electrónica discreta e integrada)
- Digitales microprocesados
- Numéricos

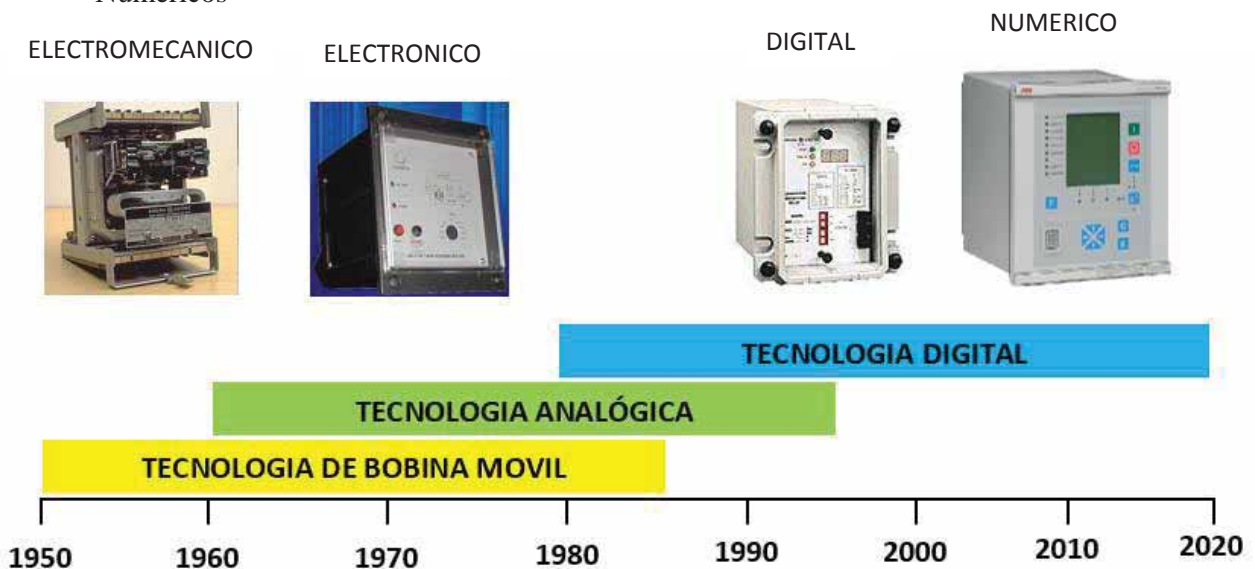


Figura 9: Evolución de los relés de protección

Fuente: Conceptos Avanzados Protecciones Sistemas Eléctricos de Potencia. Ref [8]

#### b.1. Relés electromecánicos

Los primeros relés de protección electromecánicos son de principios del siglo XX.

Se basan en que debido a un estímulo eléctrico se producen fuerzas electromecánicas que causan la operación de un contacto del relé.

Dicha fuerza es producida por el flujo de corriente en uno o más bobinados en uno o más núcleos magnéticos.

Su principal ventaja respecto a los relés primarios y fusibles es que hay aislación galvánica entre la entrada y la salida. Son relés que generalmente cumplen una única función por dispositivo ó caja.



## **b.2. Relés electrónicos (estáticos)**

Surgen en los comienzos de los '60 con el uso de la electrónica analógica discreta sustituyendo a las bobinas y núcleos magnéticos como herramientas para lograr las características y principios de protección.

Inicialmente se usaban transistores y diodos para realizar comparadores, amplificadores, cuadradores, funciones lógicas, etc.

Posteriormente hay una segunda era de protecciones pero ya con circuitos integrados lineales y digitales (amplificadores operacionales, compuertas, flip-flops, etc.). Surgen también las funciones lógicas más elaboradas.

Pese a llamarse estáticos, por supuesto que tienen partes móviles por ej. sus relés de salida (No hay elementos móviles para obtener los principios de operación).

Básicamente los relés electrónicos mantenían los conceptos de protección de los relés electromecánicos. Se puede ver como una sustitución tecnológica caja a caja de los relés electromecánicos.

Se seguía manteniendo una función por dispositivo o caja, excepto cuando se agrupaban funciones similares (por ejemplo 3 sobrecorriente de fase y la de neutro en un solo dispositivo, lo que no era común en relés electromecánicos).

El consumo sobre los circuitos de medida bajó radicalmente, reduciendo los requerimientos sobre los transformadores de medida.

Aumentaron los problemas con la interferencia electromagnética y el ambiente ruidoso que es una subestación.

Su calibración y reparación dejó de ser una actividad de campo, pasándose a realizarse en laboratorio.

Su fuente de alimentación pasó a ser un elemento crítico, que debía ser altamente confiable.

Pero tenían supervisión de la fuente de alimentación y contacto de alarma ante su falla.

## **b.3. Relés digitales.**

Con la aparición del microprocesador y la computación, se empezó a aplicar esta tecnología a los relés de protección en los años '80.

Las funciones de protección se implementan en programas y algoritmos programados.

El procesamiento de las señales analógicas (corrientes y tensiones) puede ser al menos de dos maneras:

Se rectifican y se realiza una conversión analógica digital (A/D). De allí en adelante se utilizan esos valores para los algoritmos de operación (comparadores de amplitud).

Las capacidades y velocidades de procesamiento y memoria de datos eran reducidas, lo que limitaba las aplicaciones y cantidades de las mismas a incorporar.

No son más rápidos que los relés de tecnologías anteriores, pero ese tiempo extra de procesamiento no aumenta significativamente el tiempo total de operación del sistema de protección.

Surgen las funciones de autodiagnóstico (watch-dog) además la de pérdida de alimentación.

#### **b.4. Relés numéricos**

Los relés numéricos son relés microprocesados que mediante el muestreo de las magnitudes eléctricas medidas varias veces por ciclo, la retención de dichos valores instantáneos (sample & hold o S/H) y su posterior conversión analógica digital (A/D), desarrollan sofisticados algoritmos de protección mediante técnicas numéricas (por ejemplo calcular fasores de las magnitudes medidas y a partir de ellos desarrollar algoritmos de protección).

La alta capacidad, velocidad de procesamiento y memoria que existe en el estado actual de la computación permiten este desarrollo y el muestreo varias veces por ciclo.

Generalmente se usa procesadores especializados en el procesamiento digital de información (DSP o Digital Signal Processor). Las señales se procesan en tiempo real.

Las capacidades de E/S y comunicación también crecen, junto con el desarrollo del software de aplicación para gestión.

Los avances tecnológicos y aumentos de velocidad, y ancho de banda de las comunicaciones, potencian los aumentos en velocidad y capacidad de procesamiento y memoria de las protecciones numéricas.

Se pueden implementar un número muy importante de funciones de protección en un sólo equipo, tanto principales, de respaldo, como auxiliares o de monitoreo. Son sumamente flexibles en el ajuste y configuración, y tienen auto-supervisión.

Cada función es típicamente una rutina o algoritmo computacional.

En la actualidad son protecciones confiables tanto en software como en hardware, siendo tan confiables como los relés de otras tecnologías.

Los costos decrecen o al menos los costos se mantienen para un aumento de funcionalidades y prestaciones.



Figura 10: Modelos de relés numéricos de diferentes fabricantes  
Fuente: Conceptos Avanzados Protecciones Sistemas Eléctricos de Potencia. Ref [8]

### Características de los relés numéricos

Los relés numéricos de protección modernos tienen las siguientes funciones, capacidades y características:

- Flexibilidad (muchas de las siguientes características hacen que sea flexible)
- Integración
  - Varias funciones de protección - relés multifunción (detectar y despejar las fallas y condiciones anormales predefinidas)
    - Funciones principales y de respaldo (e incluso de monitoreo)
    - Amplios rangos de ajuste
  - Puede integrar funciones de control y monitoreo
  - Múltiples grupos de ajustes (seleccionables o conmutables por hardware y software)
  - Lógicas y configuraciones lógicas definidas por el usuario (tanto de protección como de control).
  - Cada magnitud se mide una vez y las utilizan todas las funciones de protección.
  - A veces funciones de mando y control (protección y control integrado, protection and automation, sobre todo en MT).

- No son necesarios transformadores de corriente auxiliares (las correcciones de amplitud, defasaje y filtrado de armónicos se realizan en el propio relé).
- Disminución de espacio en los paneles (múltiples funciones, lógicas, etc.)
- Protección adaptiva y lógicas adaptivas
- Señalización y alarmas visuales (propias y salidas a otros equipos por comunicación y/o cableado)
- Interface humano-maquina (HMI) (display y teclado).
- Comunicación para su gestión (local y a distancia)
- Localización de fallas (protección de líneas y cables)
- Sincronización horaria (GPS, IRIG-B o IEEE 1588)
- Registro oscilográfico de fallas y condiciones anormales. Consiste en el registro de valores instantáneos de tensiones y corrientes de falla y pre-falla (post-trigger y pre-trigger) durante varios ciclos, de manera de poder analizar luego lo ocurrido en el sistema de potencia.
- Registro Cronológico de Eventos (RCE), también llamado Sequence of Events (SOE) o Sequence Events Report (SER)
  - De las funciones de protección (arranques, disparos, bloqueos, etc.)
  - De falla o defecto interno
  - Otros eventos (cambio de ajustes, pérdida de referencia temporal, reinicio, etc.)
- Medida de magnitudes de servicio on-line
- Baja carga a los circuitos de medida de corriente y tensión.
- Las magnitudes residuales pueden calcularse en vez de (o además de) medirse
- Chequeos
  - Supervisión de coherencia de las medidas de corrientes y tensiones trifásicas, detección de falla en transformadores de medida y circuitos secundarios
  - Detección de saturación de los transformadores de corriente
  - Supervisión de circuitos disparos.
  - Supervisión de posición de interruptores y seccionadores.
  - Supervisión del estado de interruptores (cantidad de aperturas,  $I^2 \cdot t$  acumulado, etc.)
  - Auto-supervisión muy exhaustiva y alarma de falla interna.
  - Supervisión continúa de la calidad de alimentación.

- Funciones de ensayo (forzado de salidas, forzado de señales internas, verificación y forzado de entradas digitales, debug de lógicas, modo ensayo para habilitar y deshabilitar funciones, etc.)
- Posibilidad de actualizar el firmware (software interno, corrección de bugs, nuevas funcionalidades).

Algunas dificultades o inconvenientes que presenta esta tecnología moderna son:

- Genera cantidades enormes de datos, que deben poder ser información.
- Gran complejidad (para entender funcionamiento y relaciones, implementar ajustes, implementar lógicas, lógicas y funciones adaptivas, IEC61850, ensayo, etc.)
- Vida útil limitada.
  - Depende de la obsolescencia tecnológica (nuevas necesidades, funcionalidades o compatibilidades no cubiertas)
  - La vida de los componentes (que son productos comerciales) limita la confiabilidad y disponibilidad.
- La integración de funciones, lógicas, protección y control integrados, aumenta la susceptibilidad a las fallas de modo común y afecta la confiabilidad.
- Susceptibilidad a interferencia de radio (RFI) y electromagnética (EMI). El rechazo es muy bueno, pero menor que en algunas tecnologías previas.

### **2.3.2. Bloques funcionales de un relé numérico típico**

Los relés numéricos son relés microprocesados que calculan sus algoritmos mediante técnicas numéricas.

Los relés numéricos generalmente pueden representarse con el siguiente diagrama de bloques.

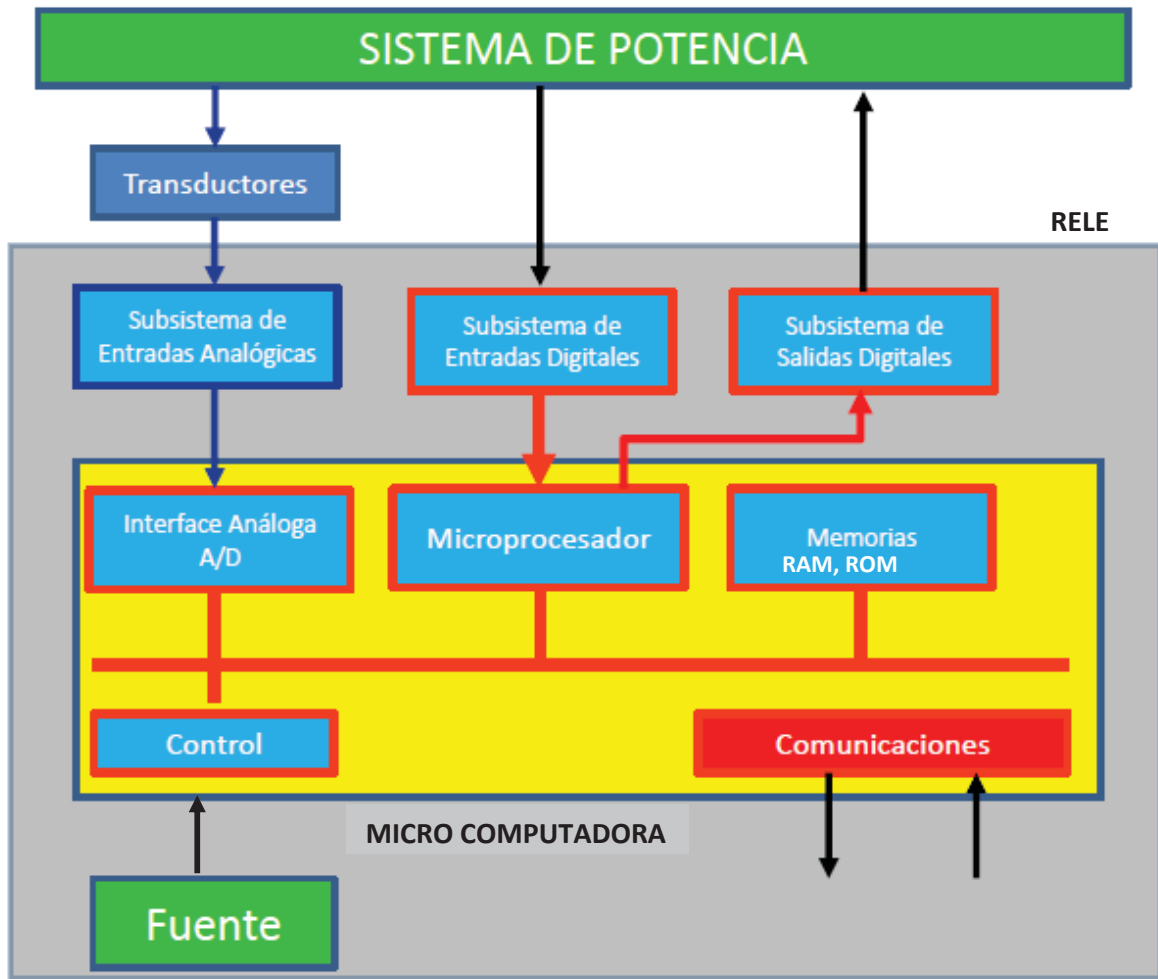


Figura 11: Bloques funcionales del relé numérico  
Fuente: Conceptos Avanzados Protecciones Sistemas Eléctricos de Potencia. Ref [8]

A continuación se muestra otro diagrama en bloques más detallado de un relé microprocesado típico.

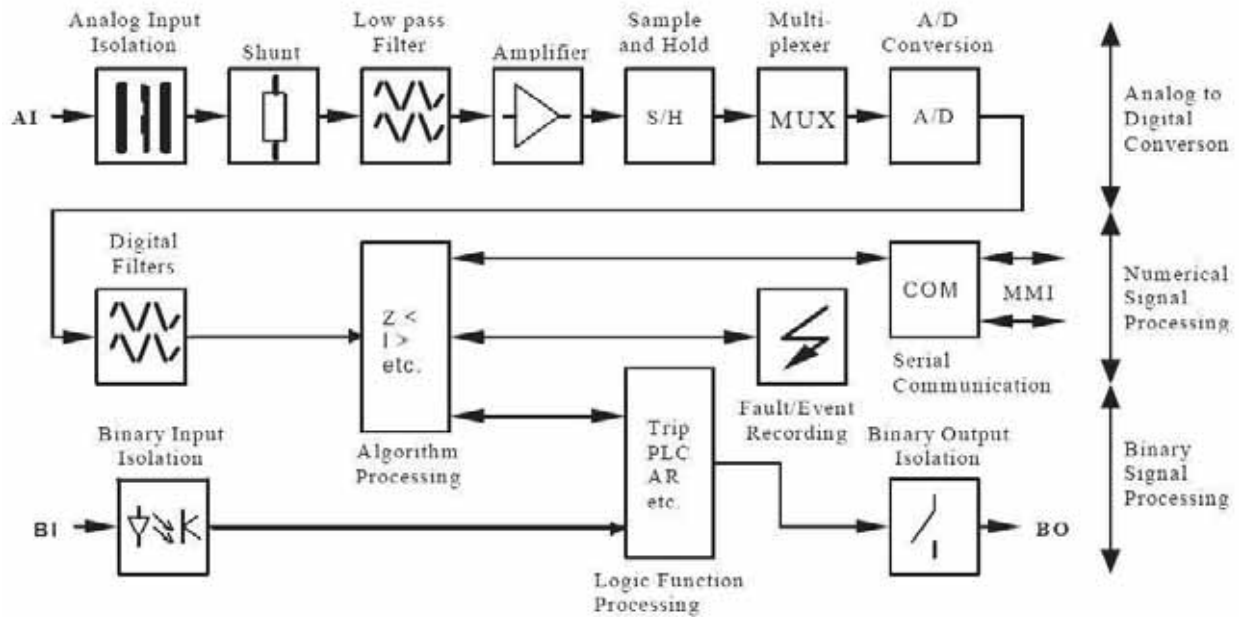


Figura 12: Arquitectura de un relé de protección

Fuente: Conceptos Avanzados Protecciones Sistemas Eléctricos de Potencia. Ref [8]

Las salidas de los transformadores de medida de corriente y tensión (1 o 5 Aac nominales, 100 ó  $100/\sqrt{3}$  hasta 200 ó  $200/\sqrt{3}$  Vac nominales) se aplican a las entradas analógicas de las protecciones.

El subsistema de entradas analógicas:

- Aísla al relé de los circuitos secundarios de medida.
- Reduce el nivel de las tensiones.
- Convierte las corrientes en tensiones proporcionales.
- Elimina las componentes de alta frecuencia de las señales mediante filtros analógicos pasabajo (antialiasing).

Las tensiones de salida del subsistema anterior, son aplicadas a la interface analógica que realiza las siguientes funciones sobre las señales:

- Muestrearlas (sample and hold o S/H),
- Multiplexarlas
- Realizar su conversión analógica-digital (A/D ó ADC) convirtiendo los valores analógicos en sus equivalentes valores digitales que son guardados en memoria RAM. Dado que los conversores A/D manejan solamente tensiones, el subsistema de entradas analógicas convierte las corrientes en tensiones utilizando resistores de precisión.

El subsistema de entradas digitales (o binarias) envía el estado de interruptores, seccionadores, etc. del sistema de potencia, señales de teleprotección, etc. a la memoria RAM.

Las entradas son optoacopladas de manera que aísla a la protección del sistema de potencia.

El algoritmo de protección (parte del software del relé) procesa la información adquirida usando técnicas de procesamiento numérico de señales para estimar:

- Amplitudes
- Ángulos de los fasores de voltaje y corriente
- Y a veces también para estimar frecuencia del sistema.

Estas magnitudes son manejadas utilizando los principios de operación (nivel, zona, dirección, distancia, etc.) y algoritmos específicos, calculando otras magnitudes o resultados (por ej. impedancias) y comparándolos con los ajustes (settings) predefinidos en la protección, para así determinar si el equipo o sistema protegido experimenta una falla o condición anormal de funcionamiento, o no.

Existen otros algoritmos de protección que no calculan fasores, sino que trabajan en el dominio del tiempo (por ej. estimación de parámetros del sistema, ondas viajeras, etc.).

Las lógicas programables complementan este módulo brindando flexibilidad y posibilidades de automatización y control.

El subsistema de salida digital envía las salidas de disparo a los interruptores en caso de falla o condición anormal, así como otras órdenes y señales (recierre, alarmas, teleproteccion, etc.)

Tanto las entradas como las salidas digitales, así como magnitudes analógicas pueden ser intercambiadas con otros equipos mediante protocolos de comunicación, por ejemplo DNP3, IEC 61850.

Los ajustes (settings), configuraciones, lógicas y otra información vital son almacenados en memoria no volátil (EPROM, E<sup>2</sup>PROM, etc.).

La memoria RAM es usada para almacenar información temporal.

Los relés computarizados generalmente tiene una pila ó batería interna que permite, ante la pérdida de la alimentación externa al relé de protección, mantener ciertas funcionalidades o datos que no se guarden en E<sup>2</sup>PROM. Por ejemplo se mantiene operativo el reloj interno, por lo que la protección no pierde la hora durante una pérdida de alimentación, se conservan los registros oscilograficos y la lista de eventos, etc.



## **2.4. Localización de fallas en líneas de transmisión**

En la actualidad los valores de corrientes y tensiones durante las fallas pueden ser obtenidos por medio de registros oscilográficos, generados por los relés modernos de protección y registradores de fallas, que miden en cada extremo de la línea de transmisión las variables de corriente y tensión antes, durante y después de la falla.

La localización de fallas está directamente relacionado con los relés de protección ya que si no son capaces de localizar las fallas, siempre registran mediciones de tensiones y corrientes durante una falla (comtrade) los cuales se usan como data para implementar algoritmos de localización. Si bien es cierto que los relés de distancia que se utiliza en líneas de transmisión proveen alguna idea de donde ocurrió la falla, éstos no están diseñados para ubicar una falla de forma precisa. Por lo que la localización de fallas es llevada a cabo mediante el procesamiento de las mismas señales de voltaje y corriente que son obtenidos de estos instrumentos de medición y registro [1].

Con los métodos existentes de localización de fallas y los registros oscilográficos es posible calcular la localización de todas las fallas (permanentes y transitorias) que se presenten y reducir los tiempos de restablecimiento de las líneas de transmisión ante fallas de tipo permanente y adicionalmente, utilizar la localización de las fallas de tipo transitorio (producidas por descargas atmosféricas, deshielos, etc), como insumo en el análisis preventivo para el mantenimiento de las líneas.

En este apartado se dan a conocer todos los métodos existentes de localización de fallas poniendo énfasis y desarrollando en mayor amplitud los métodos que procesan señales digitales de corriente y voltaje de frecuencia fundamental usando información de un solo extremo ya que son objeto de este estudio.

## **2.5. Otros métodos de localización de fallas en líneas de transmisión**

Los métodos de localización de fallas en líneas de transmisión *pueden subdividirse en cuatro grandes grupos:*

- Métodos basados en ondas viajeras por la línea.
- Métodos basados en inteligencia artificial.
- Métodos basados en componentes de alta frecuencia de voltajes y corrientes generados por la falla.
- Métodos basados en el uso de corrientes y voltajes de frecuencia fundamental.

A continuación se describen cada uno de los métodos haciendo hincapié y desarrollando a profundidad los métodos basados en corrientes y voltajes a frecuencia fundamental tema de estudio en este trabajo.

### **2.5.1. Métodos basados en ondas viajeras por la línea.**

Los frentes de ondas viajeras son impulsos transitorios de tensión y corriente que se propagan a través de la línea, que surgen de las perturbaciones del sistema de potencia como cortocircuitos, operaciones de conmutación, rayos, etc.

El método de onda viajera utiliza el principio de una onda incidente que viaja a través de la línea. Su principio físico corresponde a la teoría de ondas y se basa básicamente en que si se tiene una cuerda físicamente tensionada entre dos extremos, cualquier incidencia dentro de la cuerda genera una onda que viaja hacia los dos extremos (figura 13). Para el caso de la línea de transmisión cualquier incidencia en ésta genera ondas de alta frecuencia que viajan a los dos extremos a una velocidad de propagación igual a la velocidad de la luz (constante).

Existen varias formas de localizar las fallas por método de onda viajera, pero el más simple y usado por la excelente precisión y fiabilidad de los resultados de operación en campo es el método del tipo D (Doble Final), el cual controla los tiempos de llegada de los impulsos generados por la falla a dos puntos sincronizados en el tiempo, que normalmente son los extremos de la línea. La distancia de la falla se determina en términos de la diferencia de los tiempos de llegada y éstos dependen de la velocidad de la onda (la velocidad de la luz para líneas aéreas) y de la longitud de la línea. Sin embargo, para monitorear y localizar fallas en dichas líneas es necesario considerar que debe haber un módulo de adquisición de datos en cada extremo de la línea para poder llevar a cabo la diferencial del tiempo de llegada de las ondas viajeras, por lo que un único módulo no es suficiente para llevar a cabo el monitoreo.

La distancia a la falla es proporcional a la diferencia de tiempo de llegada ( $T_{1A}-T_{1B}$ ), la longitud de la línea ( $L_a+L_b$ ) y la velocidad de propagación entre A y B

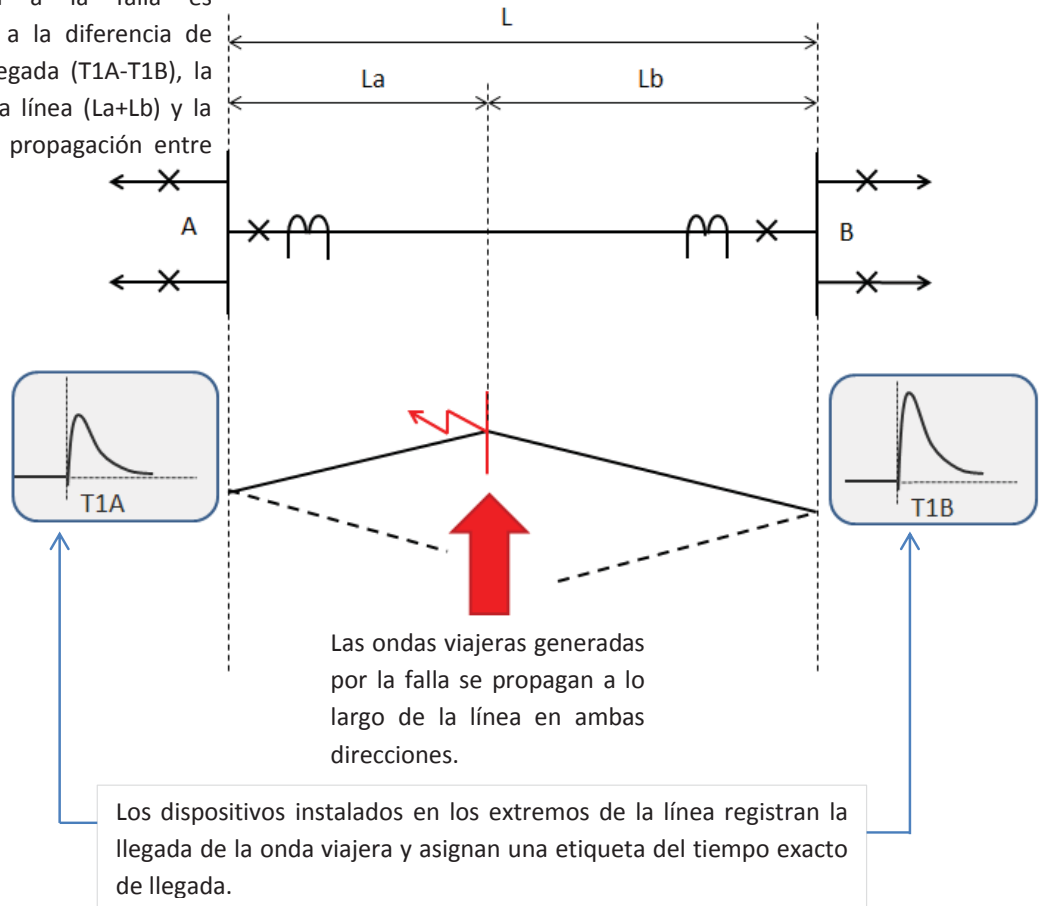


Figura 13: Esquema de funcionamiento del método de onda viajera  
Fuente: Localización de fallas por método de Onda Viajera Ing. Saúl Santamaría

Las ondas viajeras de impulsos de voltaje y corriente que se propagan a lo largo de la línea de transmisión son derivadas de perturbaciones en el sistema de energía como fallas, operaciones de conmutación y rayos. El localizador de fallas por onda viajera determina la distancia a la falla midiendo el tiempo de viaje del impulso desde el punto de falla hasta los puntos de medición. El error típico en la medición de la distancia es menor que 50 metros, independiente de la longitud de la línea y libre de los factores de influencia que afectan a la precisión de la localización de fallas, como en el uso de los métodos tradicionales basados en la impedancia que dan un porcentaje de precisión de  $\pm 5\%$  y para líneas largas se incrementa. Para el método de onda viajera es necesario para la precisión en su localización contar un GPS con precisión no mayor a 100 ns. Su precisión de basa en el GPS y cuentan con unidades propias en cada extremo.

Este método es exclusivamente para localizar la falla, no registra la falla.

### **2.5.1.1 Sensores de señales de corriente y de voltaje**

Para el funcionamiento de los localizadores de falla por onda viajera es importante determinar la topología de la red y poder saber que se debe monitorear, ondas viajeras de corriente que usan sensores de señales de corriente ó ondas viajeras de tensión que usan sensores de señales de voltaje.

Los sensores de señales de corriente son usados en subestaciones donde una o más líneas están conectadas a la barra (terminal de baja impedancia). Se instalan TCs en el cableado que llega de los TCs de la subestación al relé de protección. Para facilitar y simplificar al máximo la instalación se utiliza una pinza auxiliar para medir la corriente del transitorio en el secundario del TC existente.

Para el caso de las señales de voltaje es necesario realizar la instalación de unidades que transforman voltaje a corriente en los CVT (Capacitive Voltage Transformer) que se encuentran en las líneas. Monitorea las ondas viajeras de la componente de voltaje para ser llevadas a una interface que cambian de voltaje a corriente para que las unidades de localización de falla vean ondas de corriente. En líneas netamente radiales es mejor monitorear el voltaje.

### **2.5.1.2 Funcionamiento**

1. Las fallas que ocurren (permanente o temporal) generan una onda que se propagan a través de la línea en ambas direcciones (a la velocidad de 300m/us).
2. Las unidades de localización de fallas son activadas al final de cada extremo de la línea cuando estas ondas arriban asignándole una etiqueta de tiempo dada por el GPS, éste GPS está instalado en cada una de las unidades en los dos puntos extremos de la línea, cada equipo tiene su GPS referenciado y sincronizado.
3. Las etiquetas de tiempo con la información de las ondas recibidas son enviadas al servidor maestro (estación central) la cual recoge toda la información para cruzarla y poder determinar el punto de la falla.
4. El software realiza los cálculos y muestra los resultados

A continuación se muestran equipos de localización de fallas mediante Onda Viajera.



Equipo para localización de fallas por Onda Viajera, marca ISA Test, modelo TFS-2100E – 1  
Línea. Error  $\pm 50m$

Equipo para localización de fallas por Onda Viajera, marca Qualitrol, modelo TWS FL-8.  
Error  $\pm 30m$

Figura 14: Dispositivos de localización de fallas por Onda Viajera  
Fuente: <http://fonkel.com.mx/site/sistema-de-localizacion-por-onda-viajera>

### 2.5.2. Métodos basados en inteligencia artificial [4]

Las redes neuronales artificiales es uno de los avances científicos recientes más importantes del conocimiento. Mediante esta herramienta se ha intentado simular una de las características más importantes con que cuenta el cerebro humano: la capacidad de aprendizaje.

El cerebro está formado por miles de millones de neuronas conectadas entre sí. Utiliza información que es percibida, transmitida hasta las neuronas, y allí procesada por ellas para dar una respuesta a cada uno de los diferentes estímulos. Cada neurona tiene tres partes: un cuerpo celular, una estructura de entrada (Dendrita) y una de salida (Axón). La mayoría de las terminales de los axones se conectan con las dendritas de otras neuronas (Sinápsis). El comportamiento de una neurona es el siguiente: recibe una señal de entrada con una fuerza determinada, dependiendo de ellas la neurona emite una señal de respuesta, las sinápsis pueden variar en fuerza, algunas pueden dar una señal débil y otras una fuerte. A una neurona pueden llegar miles de señales de entrada, cada una con una fuerza o peso diferente. Matemáticamente el comportamiento de la neurona puede representarse por una lista de sus señales de entrada que son multiplicadas por sus pesos respectivos y posteriormente sumados, el resultado es llamado nivel de activación de la neurona del cual depende la señal de salida que es enviada a cada una de las neuronas a las que está conectada a ella. Una red neuronal artificial (RNA) es un sistema compuesto de muchos elementos procesadores simples conectados en paralelo, cuya función es determinada por la estructura de la red, la fuerza en las conexiones y el procesamiento realizado por los elementos en los nodos.

Las RNA, igual que las personas, aprenden de la experiencia.

Estos métodos no son muy utilizados ya que son complejos e imponen una mayor carga computacional.

### 2.5.2.1. Características generales

**Pesos:** Las redes neuronales pueden tener factores de peso adaptable o fijo. Las que tienen pesos adaptables emplean leyes de aprendizaje para ajustar el valor de la fuerza de interconexión con otras neuronas. Si se utilizan pesos fijos, su tarea debe estar previamente definida. Los pesos son determinados a partir de una descripción completa del problema a tratar. Los pesos adaptables son muy importantes, ya que no se conoce de antemano su valor correcto.

**Aprendizaje:** Se utilizan dos tipos de aprendizaje: supervisado y no supervisado. En el primero se le proporciona a la red tanto la salida como la entrada correcta, y la red ajusta sus pesos para disminuir el error en la salida que ella calcula. Este tipo es utilizado principalmente en el conocimiento de patrones. En el aprendizaje no supervisado a la red se le proporcionan únicamente los estímulos, y la red ajusta los pesos de sus interconexiones utilizando solamente los estímulos y la salida calculada por la red. La forma de aprendizaje que se utiliza depende del tipo de problema que se intenta resolver.

**Fases de operación:** Se presentan dos fases en la operación de una red neuronal artificial: Entrenamiento y recuperación de lo aprendido. En la primera fase se le proporcionan estímulos de entrada y salida (según el caso), para que la red ajuste sus pesos de interconexión y minimice el error en la salida que calcula. En la segunda fase la red solamente calcula la respectiva salida. El aprendizaje de la red disminuye a medida que aumenta el número de veces que se usa.

**No son algorítmicas:** Las redes neuronales artificiales no se programan sólo para seguir una secuencia de instrucciones, sino que ellas mismas pueden generar sus propias reglas para aprender de su propia experiencia.

**Necesitan un patrón:** Las redes neuronales no son capaces de reconocer nada que no tenga algún tipo de patrón. Son muy buenas resolviendo problemas de asociación, evaluación y reconocimiento de patrones.

### 2.5.2.2. Aplicación a la localización de fallas

En el año 2010, Anderson Arboleda Correa en su trabajo “Localización de Fallas de Alta Impedancia en Líneas de Transmisión para un Estudio de caso Mediante Redes Neuronales” modela líneas de transmisión de longitud típica pertenecientes al sistema eléctrico colombiano a 230 KV, para la realización de fallas monofásicas a tierra de hasta 100 Ohmios

y obtener los datos requeridos de los parámetros eléctricos tales como voltajes y corrientes para el posterior entrenamiento de la red neuronal.

Indica que según estudios desarrollados por los investigadores en aras de entender los fenómenos ocurridos durante una falla de alta impedancia se concluye que la resistencia de contacto conductor suelo es no lineal, ocasionando el surgimiento de componentes armónicos en la corriente de falla. Estos armónicos pueden ser usados como indicativo de presencia de falla de alta impedancia siendo los más importantes: la magnitud del voltaje y la corriente de primero y tercer armónico así como la diferencia entre los ángulos de las componentes armónicas de voltaje y corriente. Obteniéndose así las variables eléctricas necesarias para adelantar el proceso de localización de la falla mediante la implementación de una red neuronal.

### **2.5.3. Métodos basados en componentes de alta frecuencia de voltajes y corrientes generados por la falla.**

Utilizan las mediciones de voltaje y corriente de alta frecuencia que viajan entre la falla y los terminales de la línea como base para el análisis, similar a la teoría de la onda viajera.

En el año 2012 Javad Sadeh utiliza las mediciones de voltaje de falla sólo de un terminal de la línea del cual solo extrae las amplitudes de las componentes armónicas para obtener la ubicación de la falla.

Usa esta característica útil de las señales de voltaje medidas en un terminal de la línea de transmisión como son la amplitud de los componentes armónicos, que se extraen después del inicio de la falla mediante la aplicación de la transformada de Fourier Discreta en un ciclo de señales de voltaje trifásico y luego se normalizan mediante una transformación. El localizador de fallas con el método de Javad Sadeh es en base al simple algoritmo del vecino  $k$  más cercano ( $k$ -NN) en el modo de regresión, estima la ubicación de la falla relacionada con el nuevo patrón de entrada basado en los patrones disponibles existentes. El enfoque propuesto solo necesita los datos medidos de un terminal; por lo tanto, la comunicación de datos entre ambos extremos de la línea y la sincronización no son necesarias. Además, las señales actuales no se utilizan; por lo tanto, el enfoque propuesto es inmune contra la saturación del transformador de corriente y sus errores relacionados. Las pruebas realizadas en una línea de transmisión sin transponer indican que el localizador de fallas propuesto tiene un desempeño preciso a pesar de los cambios simultáneos en la ubicación de la falla, el ángulo de inicio de la falla, la resistencia de la falla y la magnitud y dirección de la corriente de carga.

Esta técnica de localización no es ampliamente usada y está poco difundida ya que es considerada cara y compleja además de que es sensible al ruido, por lo que requiere del uso de filtros sintonizadores para la medición de las componentes de alta frecuencia.

## **2.6. Métodos basados en el uso de corrientes y voltajes de frecuencia fundamental (impedancia)**

Los métodos de localización de fallas basados en las medidas de corriente y tensión a la frecuencia fundamental, a su vez pueden ser clasificados en dos categorías, métodos de localización con información de dos extremos y métodos de localización con información de un solo extremo [2].

### **2.6.1. Métodos de localización con información medida en ambos extremos “two-ended”**

Presentan resultados más precisos que aquellos que usan la información de sólo uno de los extremos, a pesar de esto su utilización no ha sido muy difundida debido a que se requiere transferencia de información a largas distancias además de la sincronización de las señales en ambos extremos por lo cual el proceso de adquisición de datos es más complejo. Requieren facilidades de comunicación para intercambiar información entre los terminales de la línea.

Las medidas adicionales obtenidas desde el extremo remoto de la línea de transmisión, son utilizadas para eliminar cualquier error originado por la resistencia de falla, la corriente de carga ó la no homogeneidad del sistema haciéndolo más preciso.

En algunas ocasiones, los dispositivos ubicados en los extremos opuestos de la línea se encuentran conectados y sincronizados, lo que permite ejecutar un algoritmo en tiempo real para el cálculo de distancia, aunque en la mayoría de los casos, esto no sucede, de modo que los datos se deben almacenar y procesar para luego realizar los cálculos correspondientes [5].

Estos métodos de dos extremos basados en impedancia se pueden clasificar en sincronizados y no sincronizados y ambos se basan en el mismo principio matemático utilizando los valores de tensiones y corrientes medidos en ambos extremos de la línea.

#### **a) Método de dos terminales sincronizados**

Para este método se considera que los registros ya vienen sincronizados desde la fuente.

Al tener datos de ambos extremos de la línea se pueden plantear dos ecuaciones y eliminar la variable de voltaje de falla y así encontrar de una manera más precisa la distancia de falla.



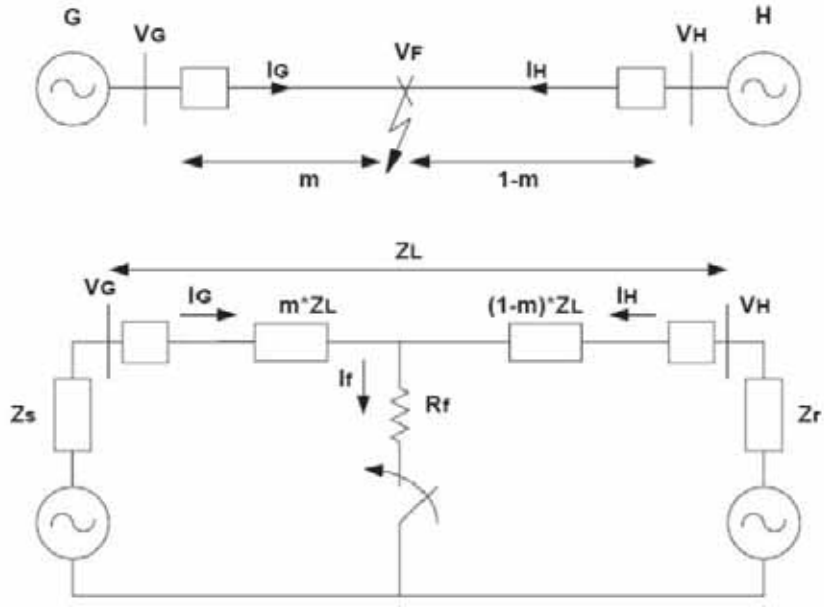


Figura 15: Diagrama equivalente de una LT con dos fuentes a los extremos  
Fuente: Referencia bibliográfica [3]

A partir de la figura 15 se puede escribir una ecuación de malla para cada extremo de la línea y de esta manera determinar la distancia de falla  $m$ .

Las ecuaciones para el voltaje en los extremos G y H son:

$$\bar{V}_G = m\bar{Z}_L \bar{I}_G + R_F \bar{I}_F \quad 2.79$$

$$\bar{V}_H = (1 - m)\bar{Z}_L \bar{I}_H + R_F \bar{I}_F \quad 2.80$$

$$\bar{V}_f = R_F \bar{I}_F \quad 2.81$$

Eliminando  $\bar{V}_f = R_F \bar{I}_F$  de las ecuaciones 2.79 y 2.80 e igualándolas se tiene para  $m$ :

$$\bar{V}_G - \bar{V}_H = m * \bar{Z}_L * \bar{I}_G - (1 - m) * \bar{Z}_L * \bar{I}_H \quad 2.82$$

$$m = \frac{\bar{V}_G - \bar{V}_H + \bar{Z}_L * \bar{I}_H}{\bar{Z}_L * (\bar{I}_G + \bar{I}_H)} \quad 2.83$$

Gracias al avance de la tecnología de comunicaciones es posible hacer uso de las oscilografías sincronizadas de los dos extremos de la línea y procesarlas en un solo terminal de red haciendo factible ejecutar un algoritmo en tiempo real para el cálculo de la distancia de falla pero con la desventaja de que requiere un medio eficiente para la adquisición y transmisión de estas oscilografías desde los equipos electrónicos de cada terminal de red, tomando más tiempo debido a todo el proceso que realiza en la toma de las señales de los dos

lados de la línea, la transmisión de esos datos y el procesamiento que se los debe hacer en un solo terminal de red.

Por otro lado, para realizar el cálculo es posible utilizar las componentes simétricas (secuencia cero, positiva y negativa) y dependiendo de la componente que se utilice se tendrán unos u otros beneficios. De acuerdo con [9] utilizando los valores de tensiones y corrientes de secuencia positiva no se requiere conocer de ante mano el tipo de falla que se presentó para poder realizar el cálculo, como sucede con los métodos de un extremo, pero dado que la red de secuencia negativa es la que más ventajas ofrece debido a que no se tiene que lidiar con problemas de carga del circuito, acoples mutuos, entre otros inconvenientes, esta es la más recomendada para realizar el cálculo de localización, con el único inconveniente de que la red de secuencia negativa se encuentra en todas las fallas excepto en la falla trifásica, por lo cual se hace necesario que para este tipo de falla se utilicen exclusivamente valores de corriente y tensión de secuencia positiva [2].

#### **b) Método de dos terminales no sincronizados**

La sincronización de las medidas realizadas por los relés de protección cuando se produce una falla, en teoría es un tema resuelto, dado que en las subestaciones se cuenta con GPS que proveen una estampa de tiempo a los relés y por lo tanto no habría necesidad de realizar una sincronización posterior, pero en la práctica esto no es tan cierto, dado que los GPS fallan y al revisar la cantidad de registros sincronizados con respecto a los que no lo están, los registros sincronizados son la minoría [2].

A pesar de contar con GPS en las subestaciones, los registros oscilográficos generados por relés de protección y registradores de fallas generalmente no están sincronizados con el nivel de precisión necesario para poder realizar el cálculo de la localización. Y diferencias de milisegundos (valores entre los 4 y los 6 milisegundos) pueden afectar en gran medida el resultado de la localización, por lo tanto, este puede llegar a ser un problema bastante importante que puede introducir un error considerable [2].

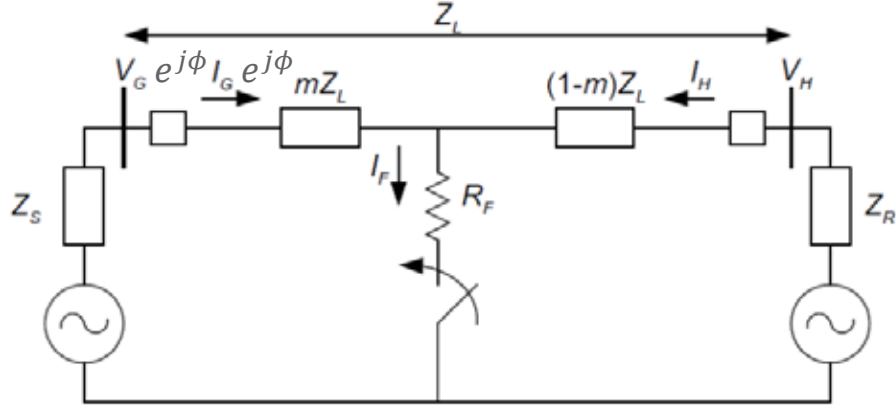


Figura 16: Diagrama equivalente de una LT con dos fuentes, método de dos terminales no sincronizados  
Fuente: Referencia bibliográfica [2]

De la figura 16 se puede extraer las ecuaciones de las dos mallas a cada lado de la falla, pero con la diferencia que en este caso los valores de corriente y tensión de uno de los extremos están afectados por el término  $e^{j\phi}$ , el cual representa el ángulo de sincronización.

$$\bar{V}_F = \bar{V}_G(e^{j\phi}) - m\bar{Z}_L(\bar{I}_G e^{j\phi}) \quad 2.84$$

$$\bar{V}_F = \bar{V}_H - (1 - m) * \bar{Z}_L * \bar{I}_H \quad 2.85$$

Al igualar las ecuaciones y despejar para  $e^{j\phi}$  se tiene:

$$|e^{j\phi}| = 1 = \left| \frac{\bar{V}_H - (1 - m)\bar{Z}_L \bar{I}_H}{\bar{V}_G - m\bar{Z}_L \bar{I}_G} \right| \quad 2.86$$

Luego  $e^{j\phi}$  puede ser eliminado del cálculo de localización tomando el valor absoluto en ambos lados.

La distancia  $m$  en p.u. es la solución de la ecuación cuadrática de la forma  $Am^2 + Bm + C = 0$ , que surge de 2.86

Resolviendo para  $m$ :

$$m = \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} \quad 2.87$$

En la cual las constantes son definidas de la siguiente manera:

$$A = |\bar{Z}_L \bar{I}_G|^2 - |\bar{Z}_L \bar{I}_H|^2 \quad 2.88$$

$$B = -2 \cdot \text{Re}[\bar{V}_G(\bar{Z}_L \bar{I}_G)^* + (\bar{V}_H - \bar{Z}_L \bar{I}_H)(\bar{Z}_L \bar{I}_H)^*] \quad 2.89$$

$$C = |\bar{V}_G|^2 - |\bar{V}_H - \bar{Z}_L \bar{I}_H|^2 \quad 2.90$$

También existe la posibilidad de desarrollar algoritmos de sincronización a través del procesamiento digital de imágenes, de forma que al procesar la imagen de los registros oscilográficos de una falla se pueda detectar el inicio del evento y contrastarlos con el extremo remoto y de esta manera identificar un mismo punto en los dos registros.

### **2.6.2. Métodos de localización con información medida en un solo extremo “one-ended”**

Como los métodos para la localización de la falla deben ser además de veloces, precisos y económicos, son preferidos los sistemas que utilizan la información de solo uno de los extremos porque permiten simplificar el proceso de adquisición de datos, haciéndolos simples y económicos cuando son comparados con las técnicas de onda viajera y componentes de alta frecuencia. Hacen uso de los fasores de voltaje y corrientes de frecuencia fundamental medido en un solo terminal de la línea así como también hace uso de algunos valores de impedancia del sistema.

Estos métodos sólo utilizan los valores de corrientes y tensiones de frecuencia fundamental de un extremo de la línea y no requieren información del extremo opuesto para encontrar el punto de falla. Su ventaja principal es que no necesita comunicación entre ambos extremos de la línea y no requiere un proceso de sincronización con los equipos del otro extremo de la línea de transmisión (no requiere de redes de comunicación entre las subestaciones y no requiere de sistemas satelitales para la sincronización de los tiempos de los equipos de medida y registro).

La utilización de información de un solo extremo es también una desventaja ya que dificulta los cálculos y lo hace menos preciso. Por lo que son menos exactos que los métodos de localización que usan voltajes y corrientes de los dos extremos de la línea de transmisión.

Se basan principalmente en la determinación de la parte reactiva de la línea despreciando la parte resistiva serie y la parte capacitiva paralela. Cada método pretende minimizar el error de localización el cual está dado por varios factores.

### 2.6.2.1. Principio matemático

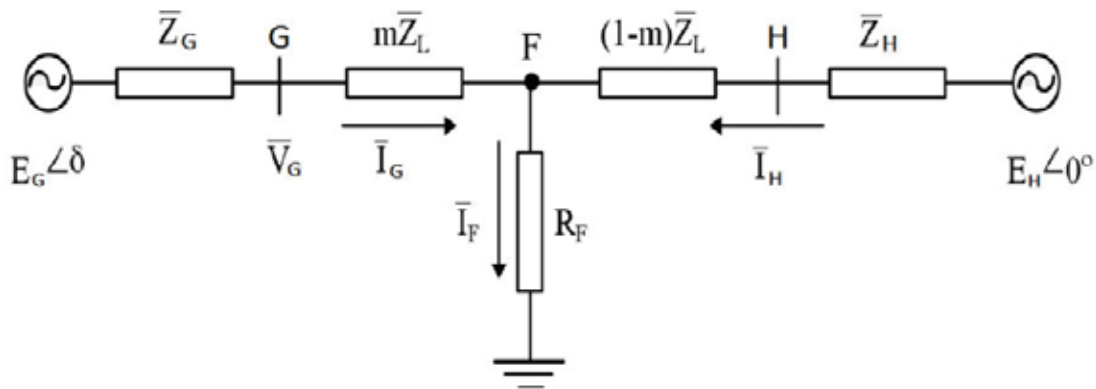


Figura 17: Modelo de línea de Transmisión corta  
Fuente: Referencia bibliográfica [1]

En la figura 17 se tiene el modelo de una línea de transmisión corta con una impedancia total  $\bar{Z}_L = R_L + jX_L$  (se desprecia el efecto capacitivo), conectada entre dos sistemas representados por sus equivalentes Thevenin ( $\bar{E}_G, \bar{Z}_G, \bar{E}_H, \bar{Z}_H$ ), donde ocurre una falla en el punto F, con un valor de resistencia de falla  $R_F$ . La impedancia al punto de falla desde la terminal G es  $m\bar{Z}_L$ , donde la distancia al punto de falla se representa por m, que es una magnitud normalizada con respecto a la longitud de la línea, donde  $0 \leq m \leq 1$ , tal que si  $m = 0$  la falla está al inicio de la línea y si  $m = 1$  la falla ocurre al final de la línea.

Considerando que el localizador de falla está en la terminal G, de la figura N°17 se deduce:

$$\bar{V}_G = m\bar{Z}_L\bar{I}_G + R_F\bar{I}_F \quad 2.91$$

Donde  $\bar{V}_G$  e  $\bar{I}_G$  son el voltaje y la corriente en el terminal G de la línea,  $\bar{I}_F$  es la corriente total de falla, que es la suma de las corrientes de falla desde ambas terminales de la línea  $\bar{I}_G$  e  $\bar{I}_H$ , y m es la distancia al punto de falla. Así el cálculo de m depende del voltaje y la corriente local (terminal G) y del valor de la corriente total de falla  $\bar{I}_F = \bar{I}_G + \bar{I}_H$ . De lo anterior se concluye que el término  $R_F\bar{I}_F$  representa el error en la estimación del punto de falla; en el caso de una falla sólida, donde  $R_F = 0$ , el error de estimación sería nulo. Sin embargo, el valor  $R_F$  siempre está presente, y representa el valor de la resistencia de arco para una falla entre fases ó la suma del valor de la resistencia de arco más la resistencia del objeto con el que hay contacto a tierra más la resistencia que presenta el terreno para una falla a tierra.

### 2.6.2.2. Método de Reactancia simple

El método de Reactancia Simple se basa en la determinación de la componente imaginaria de la impedancia medida en condiciones de falla y el relacionamiento de esta componente

imaginaria con la reactancia de secuencia positiva de la línea para la estimación de la distancia de falla.

Con este método se puede calcular la localización de cualquier tipo de falla, donde para esto utiliza las medidas fasoriales de corriente y tensión (fase a tierra para fallas monofásicas, y fase a fase para fallas multifasicas), adicionalmente para fallas monofásicas es necesario contar con el coeficiente de impedancia de tierra ( $K_0$ ). Este método asume que la corriente en el punto de falla está en fase con la corriente medida en el extremo local del circuito ( $\bar{I}_F$  está en fase con  $\bar{I}_G$ ), lo cual no siempre es cierto [2].

Este método es muy sencillo de implementar debido a que sólo requiere de las medidas de tensión y corriente en un extremo del circuito fallado y los valores de impedancia de secuencia positiva y cero de la línea. Otra ventaja que presenta es que cuando la resistencia de la falla es cero (falla franca) el error puede llegar a cero pero en este mismo sentido si la resistencia de falla aumenta, se pueden introducir errores grandes en la localización debido al *efecto reactancia*. El efecto reactancia radica en la relación que existe entre la corriente de falla y la corriente en el extremo de línea donde se realiza la medición de la impedancia, indicando que si ésta relación es un número complejo la resistencia de falla se puede representar como una impedancia y por ende con una componente reactiva (inductiva ó capacitiva) la cual afectaría el cálculo de localización de la falla. También se conoce que el efecto reactivo en la resistencia de falla se elimina si la corriente de aporte a la falla en el extremo remoto es cero (circuito radial) o está en fase con la corriente del extremo local, esto ocasiona que al realizar el cálculo de la impedancia la única componente reactiva presente sea la del tramo de la línea entre la falla y el extremo en el que se realiza la medida [2].

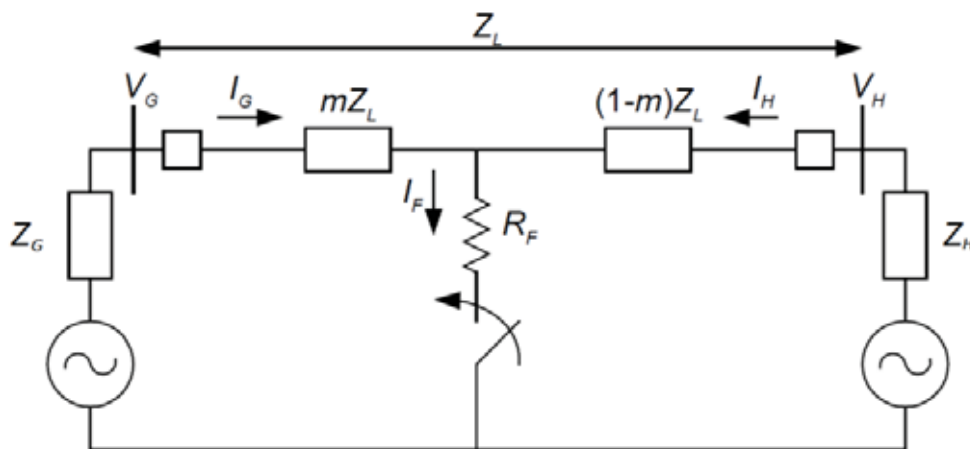


Figura 18: Modelo de línea de transmisión corta método de reactancia

Fuente: Referencia bibliográfica [1]

Partiendo de la ecuación:

$$\overline{V}_G = m\overline{Z}_L \overline{I}_G + R_F \overline{I}_F \quad 2.92$$

Se tiene:

$$\frac{\overline{V}_G}{\overline{I}_G} = m\overline{Z}_L + R_F \frac{\overline{I}_F}{\overline{I}_G} \quad 2.93$$

Tomando la parte imaginaria:

$$Im \left\{ \frac{\overline{V}_G}{\overline{I}_G} \right\} = m\overline{X}_L + R_F Im \left\{ \frac{\overline{I}_F}{\overline{I}_G} \right\} \quad 2.94$$

$$m\overline{X}_L = Im \left\{ \frac{\overline{V}_G}{\overline{I}_G} \right\} - R_F Im \left\{ \frac{\overline{I}_F}{\overline{I}_G} \right\} \quad 2.95$$

$$m = \frac{1}{\overline{X}_L} Im \left\{ \frac{\overline{V}_G}{\overline{I}_G} \right\} - \frac{R_F}{\overline{X}_L} Im \left\{ \frac{\overline{I}_F}{\overline{I}_G} \right\} \quad 2.96$$

Haciendo la aproximación de que la  $R_F$  es muy pequeña o cero, la expresión de la distancia a la falla queda:

$$m = \frac{1}{\overline{X}_L} Im \left\{ \frac{\overline{V}_G}{\overline{I}_G} \right\} \quad 2.97$$

Donde  $\overline{V}_G$  e  $\overline{I}_G$  son el voltaje y la corriente medidos por el localizador, que se forman de acuerdo al tipo de falla según la tabla siguiente:

Tipo de falla	$\overline{V}_G$	$\overline{I}_G$
Fase A a tierra	$\overline{V}_A$	$\overline{I}_A + \overline{K}_0 * \overline{I}_{G0}$
Fase B a tierra	$\overline{V}_B$	$\overline{I}_B + \overline{K}_0 * \overline{I}_{G0}$
Fase C a tierra	$\overline{V}_C$	$\overline{I}_C + \overline{K}_0 * \overline{I}_{G0}$
Fases A-B y A-B a tierra	$\overline{V}_A - \overline{V}_B$	$\overline{I}_A - \overline{I}_B$
Fases B-C y B-C a tierra	$\overline{V}_B - \overline{V}_C$	$\overline{I}_B - \overline{I}_C$
Fases C-A y C-A a tierra	$\overline{V}_C - \overline{V}_A$	$\overline{I}_C - \overline{I}_A$
Fases A-B-C	Se puede usar cualquiera de las relaciones de las fallas bifásicas.	
Fases A-B-C a tierra	Similar a la falla trifásica pura, se puede usar cualquiera de las relaciones de falla bifásica	

Tabla 1: Definición de las variables  $\overline{V}_G$  y  $\overline{I}_G$  para cada tipo de falla, según referencia [5]

Fuente: Referencia bibliográfica [5]

Las variables de localización de esta tabla se corroboraron con diferentes fuentes como la referencia [4], referencia [6] y referencia [11]. Por lo que estas relaciones están bien definidas para el método de reactancia simple.

En la Tabla N°1  $K_0$  se define como:

$$\overline{K}_0 = \frac{\overline{Z}_{L0} - \overline{Z}_{L1}}{3\overline{Z}_{L1}} \quad 2.98$$

Dónde:

$\overline{K}_0$  : Coeficiente de impedancia de tierra.

$\overline{Z}_{L0}$ : Impedancia de la línea de secuencia cero

$\overline{Z}_{L1}$ : Impedancia de la línea de secuencia positiva

$\overline{I}_{G0}$  : Corriente residual ( $3 \cdot I_0$ )

El error provocado por la corriente de falla está dado por:

$$\mathcal{E} = \frac{R_F}{X_L} \text{Im} \left\{ \frac{\overline{I}_F}{\overline{I}_G} \right\} \quad 2.99$$

El error es nulo en dos escenarios, primero si  $R_F = 0$  y segundo si  $\overline{I}_F$  e  $\overline{I}_G$  están en fase, esto quiere decir que no hay generación en el extremo remoto de la línea o cuando el desfase de las fuentes de generación es cero ( $\delta = 0$ ) y el sistema es homogéneo (las impedancias del sistema tienen ángulos iguales); no obstante este escenario es poco factible que ocurra en la práctica.

### 2.6.2.3. Método de Takagi

Publicado en el año 1982, también conocido como *método sin utilizar las impedancias de las fuentes*. El método de Takagi trata de eliminar el error dado por la resistencia de falla multiplicando el término del voltaje en la falla por una magnitud tal, que el resultado sea real. Este método es una mejora al método de reactancia simple ya que los errores ocasionados por el flujo de carga de pre-falla, la resistencia de falla y la disposición asimétrica de la línea de transmisión son corregidos [2]. Elimina la corriente de carga del sistema utilizando el principio de superposición y determinando la variación de la corriente cuando ocurre una falla " $\Delta I_G$ ".

Este método asume que la red de transmisión es homogénea, lo cual quiere decir que el ángulo de las impedancias equivalentes a cada extremo de la línea son iguales al ángulo de la impedancia de línea, por lo tanto el porcentaje de error será proporcional al grado de no homogeneidad del sistema bajo análisis. Adicionalmente, como se puede observar en la



formulación del método, no es necesario conocer la impedancia de los equivalentes Thevenin en cada extremo del circuito. También se recomienda que al realizar el cálculo de la localización será mejor utilizar el extremo más fuerte, dado que el ángulo del factor de distribución de corriente tenderá a cero [2].

Para poder entender este método utilizamos la siguiente figura:

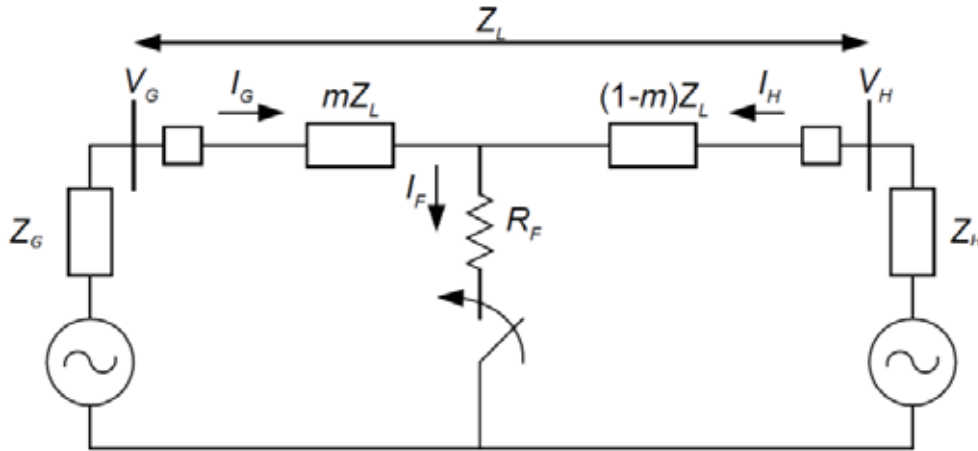


Figura 19: Circuito equivalente de una línea con dos fuentes  
Fuente: Referencia bibliográfica [6]

Una falla con resistencia  $R_F$  se presenta en la línea homogénea con impedancia  $Z_L$  entre los terminales G y H. Los voltajes terminales son  $V_G$  y  $V_H$ . Las corrientes de ambos extremos de la línea  $I_G$  e  $I_H$  contribuyen a la corriente total en la falla  $I_F$ . Las partes del sistema detrás de los terminales remoto y local son reemplazados por sus equivalentes de Thevenin con impedancias  $Z_G$  y  $Z_H$  (impedancias de las fuentes). La caída de tensión del terminal G puede ser escrita aplicando las leyes Kirchhoff, de la siguiente manera:

$$\overline{V}_G = m\overline{Z}_L \overline{I}_G + R_F \overline{I}_F \quad 2.100$$

El valor de la impedancia medida en el terminal G puede encontrarse dividiendo la ecuación 2.100 por la corriente medida en el extremo G ( $I_G$ ). Calculando así la impedancia aparente para la falla medido desde el terminal G ( $Z_{FG}$ ).

$$Z_{FG} = \frac{\overline{V}_G}{\overline{I}_G} = m\overline{Z}_L + R_F \frac{\overline{I}_F}{\overline{I}_G} \quad 2.101$$

Si la relación de la corriente de falla ( $I_F$ ) y la corriente en la ubicación del localizador de fallas ( $I_G$ ) es un número complejo, la resistencia de falla se representará como una impedancia con un componente reactivo que puede ser inductivo o capacitivo, dependiendo

del ángulo de la relación de las dos corrientes. El componente reactivo será cero sólo si el ángulo es cero. Este es el caso si la corriente de entrada del terminal remoto  $I_H$  es cero ó está en fase con la corriente local  $I_G$ .

El componente reactivo puede producir un error en la estimación de localización de falla como se muestra en la figura siguiente:

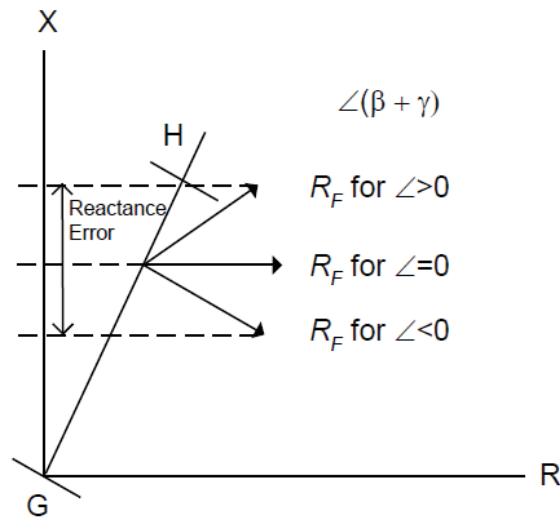


Figura 20: Interpretación gráfica de la resistencia de falla y errores de carga pre-falla.  
Fuente: Referencia bibliográfica [6]

Se observa que para ángulos positivos y negativos  $\angle(\beta+\gamma)$  varia la impedancia aparente variando también la reactancia de la línea.

Con el fin de analizar los parámetros que afecta el ángulo de  $I_F/I_G$ , la superposición puede ser usada para separar los sistemas pre-falla y falla. Asumimos que la corriente de pre-falla sea representado por  $\bar{I}_{Gprefalla}$  y la diferencia actual (Superpuesto) estaría dado por  $\Delta\bar{I}_G = \bar{I}_{Gfalla} - \bar{I}_{Gprefalla}$  que también puede escribirse como:

$$\Delta\bar{I}_G = \bar{I}_{Gfalla} - \bar{I}_{Gcarga} \dots (\bar{I}_{Gcarga} = \bar{I}_{Gprefalla} = \bar{I}_L) \quad 2.102$$

La corriente de prefalla de la fuente es igual a la corriente de la carga, luego tenemos, considerando:  $\bar{I}_{Gfalla} = \bar{I}_G$  y  $\bar{I}_{Gcarga} = \bar{I}_{Load} = \bar{I}_L$

$$\Delta\bar{I}_G = \bar{I}_G - \bar{I}_L \quad 2.103$$

La Ecuación 2.101 puede escribirse como:

$$Z_{FG} = \frac{\bar{V}_G}{\bar{I}_G} = m\bar{Z}_L + R_F \left( \frac{1}{\bar{d}_s \cdot \bar{n}_s} \right) \quad 2.104$$

Dónde:

$\bar{d}_S$ : es el factor de distribución de corriente

$\bar{n}_S$ : es el factor de carga del circuito

$$\bar{d}_S = \frac{\Delta \bar{I}_G}{\bar{I}_F} = \frac{\bar{Z}_H + (1 - m)\bar{Z}_L}{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G} = |d_S| \angle \beta \quad 2.105$$

$$\bar{n}_S = \frac{\bar{I}_G}{\bar{I}_G - \bar{I}_L} = \frac{\bar{I}_G}{\Delta \bar{I}_G} = |n_S| \angle \gamma \quad 2.106$$

Así el ángulo de la relación de corriente  $I_F/I_G$ , y por lo tanto el componente reactivo causada por la resistencia de falla, es determinado por dos factores. El factor de distribución de corriente  $\bar{d}_S$  que se determina por las impedancias del sistema. Si el sistema es homogéneo, entonces el ángulo de  $\bar{d}_S$  que es ( $\beta$ ) es cero. Si hay flujo de carga en el sistema, el ángulo de  $\bar{n}_S$  que es ( $\gamma$ ) no será cero. Sin embargo, si la magnitud de la corriente de falla  $I_G$ , es mucho mayor que la magnitud de la corriente de carga  $I_L$ , el ángulo ( $\gamma$ ) se acercará a cero. La suma de los ángulos ( $\beta + \gamma$ ) determinará el componente reactivo causada por la resistencia de falla  $R_F$ .

Para el método de Takagi la ecuación 2.101 puede escribirse de la siguiente manera en función del factor de distribución de corriente ( $\bar{d}_S$ ) y factor de carga del circuito ( $\bar{n}_S$ ).

$$\frac{\bar{V}_G}{\bar{I}_G} = m\bar{Z}_L + R_F \left( \frac{1}{\bar{d}_S \cdot \bar{n}_S} \right) \quad 2.107$$

$$\bar{V}_G = m\bar{Z}_L \bar{I}_G + R_F \left( \frac{1}{\bar{d}_S \cdot \frac{\bar{I}_G}{\Delta \bar{I}_G}} \right) \bar{I}_G \quad 2.108$$

$$\bar{V}_G = m\bar{Z}_L \bar{I}_G + R_F \left( \frac{\bar{I}_G \cdot \Delta \bar{I}_G}{\bar{d}_S \cdot \bar{I}_G} \right) \quad 2.109$$

$$\bar{V}_G = m\bar{Z}_L \bar{I}_G + R_F \frac{\Delta \bar{I}_G}{d_S \angle \beta} \quad 2.110$$

Al multiplicar los dos lados de la ecuación por el conjugado de  $\Delta \bar{I}_G$ , se tiene:

$$\bar{V}_G \cdot \Delta \bar{I}_G^* = m\bar{Z}_L \bar{I}_G \cdot \Delta \bar{I}_G^* + R_F \cdot \frac{\Delta \bar{I}_G \cdot \Delta \bar{I}_G^*}{d_S \angle \beta} \quad 2.111$$

$$\bar{V}_G \cdot \Delta \bar{I}_G^* = m\bar{Z}_L \bar{I}_G \cdot \Delta \bar{I}_G^* + R_F \cdot \frac{|\Delta \bar{I}_G|^2}{d_S \angle \beta} \quad 2.112$$

Asumiendo que el sistema es homogéneo, se concluye que el ángulo del factor de distribución de corriente  $\beta$  es cero, por lo tanto el último término se convierte en un número real.

Luego extrayendo la parte imaginaria a ambos miembros:

$$Im(\overline{V}_G \Delta \overline{I}_G^*) = m \cdot Im(\overline{Z}_L \overline{I}_G \Delta \overline{I}_G^*) \quad 2.113$$

La ubicación de la falla queda:

$$m = \frac{Im(\overline{V}_G \cdot \Delta \overline{I}_G^*)}{Im(\overline{Z}_L \cdot \overline{I}_G \cdot \Delta \overline{I}_G^*)} \quad 2.114$$

Dónde:

$m$  : Es la distancia a la falla en por unidad

$V_G$  : Es la tensión durante la falla en el extremo G

$\Delta I_G$ : Es la diferencia entre la corriente durante la falla y la corriente de pre-falla

$I_G$  : Es la corriente durante la falla en el extremo G

$Z_L$  : Es la impedancia de la línea

Los factores de distribución de corriente para las partes de la red, situados a cada lado del punto de falla, se supone que tienen los mismos argumentos (en consecuencia  $\beta=0$ ). Dicho de otra manera, este método es exacto si la corriente de falla en el localizador de fallas está en fase con la corriente de falla en punto de falla. El error del método es proporcional a la resistencia de falla así como al  $Sen(\beta)$  (Figura 20). El valor de  $\beta$  generalmente varía con la distancia a la falla y no puede ser calculado a menos que las impedancias de las fuentes se conozcan con precisión. En general, cuanto más fuerte sea la fuente local, más se aproxima el valor de  $\beta$  hacia 0. Este método compensa el error causado por la carga del circuito ( $|n_s| < \gamma$ ). Por otra parte, el método asume que la corriente de carga se mantiene constante antes y durante la falla. Esto no ocurre en los sistemas reales, resultando una fuente de error sobre el valor de  $m$  [6].

Tipo de falla	$\bar{V}_G$	$\bar{I}_G$	$\Delta\bar{I}_G$
<b>AG</b>	$\bar{V}_A$	$\bar{I}_A + k_0\bar{I}_{G0}$	$\bar{I}_A - \bar{I}_{Apre}$
<b>BG</b>	$\bar{V}_B$	$\bar{I}_B + k_0\bar{I}_{G0}$	$\bar{I}_B - \bar{I}_{Bpre}$
<b>CG</b>	$\bar{V}_C$	$\bar{I}_C + k_0\bar{I}_{G0}$	$\bar{I}_C - \bar{I}_{Cpre}$
<b>AB ABG ABC</b>	$\bar{V}_A - \bar{V}_B$	$\bar{I}_A - \bar{I}_B$	$(\bar{I}_A - \bar{I}_{Apre}) - (\bar{I}_B - \bar{I}_{Bpre})$
<b>BC BCG ABC</b>	$\bar{V}_B - \bar{V}_C$	$\bar{I}_B - \bar{I}_C$	$(\bar{I}_B - \bar{I}_{Bpre}) - (\bar{I}_C - \bar{I}_{Cpre})$
<b>AC ACG ABC</b>	$\bar{V}_A - \bar{V}_C$	$\bar{I}_A - \bar{I}_C$	$(\bar{I}_A - \bar{I}_{Apre}) - (\bar{I}_C - \bar{I}_{Cpre})$

Tabla 2: Definición de las variables utilizadas para los diferentes tipos de falla Método Takagi  
Fuente: FAULT POINT LOCATION de Facundo Plugiese Miqueas Rodríguez. Ref [5]

#### 2.6.2.4. Método de Eriksson

Publicado en 1985, desarrollado por Leif Eriksson, Murari Mohan Saha y G.D. Rockefeller. Sustenta que si se conoce las impedancias de las fuentes, la localización de la falla se puede realizar con más exactitud sin necesidad de hacer suposiciones. Por lo que requiere de las impedancias de las fuentes con el fin de poder eliminar los errores ocasionados por la resistencia de falla, la carga y la no homogeneidad del sistema, y adicionalmente muestra una alternativa para el cálculo de la resistencia de falla.

Las únicas aproximaciones que hace Eriksson son utilizar un esquema de línea corta para la línea de transmisión y además suponer que las impedancias para secuencia positiva y negativa de la línea de transmisión son iguales. Utiliza un modelo de secuencia positiva de la línea de transmisión y impedancias de las fuentes en los dos extremos de la línea. En este caso, se requiere conocer las impedancias de las fuentes, que no necesariamente son siempre conocidos con la precisión deseada.

Por medio de este método, se puede calcular la localización de fallas trifásica, bifásica aisladas, bifásica a tierra y monofásicas.

Partiendo de la ecuación 2.100 y reemplazando el factor de distribución de corriente “ $ds$ ” de la ecuación 2.105 se obtiene una ecuación cuadrática para “ $m$ ” que al separarla en sus partes real e imaginario se puede despejar y encontrar las soluciones para  $m$ .

$$\bar{V}_G = m\bar{Z}_L\bar{I}_G + R_F \frac{\Delta\bar{I}_G}{d_s} \quad 2.115$$

$$\bar{V}_G = m\bar{Z}_L\bar{I}_G + R_F \cdot \frac{\Delta\bar{I}_G}{\frac{\bar{Z}_H + (1-m)\bar{Z}_L}{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G}} \quad 2.116$$

$$\bar{V}_G = m\bar{Z}_L\bar{I}_G + R_F \left( \frac{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G}{\bar{Z}_H + (1-m)\bar{Z}_L} \right) \Delta\bar{I}_G \quad 2.117$$

Desarrollando e igualando a cero se obtiene:

$$\bar{V}_G = \frac{m\bar{Z}_L\bar{I}_G \cdot (\bar{Z}_H + (1-m)\bar{Z}_L)}{(\bar{Z}_H + (1-m)\bar{Z}_L)} + R_F\Delta\bar{I}_G \left( \frac{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G}{\bar{Z}_H + (1-m)\bar{Z}_L} \right) \quad 2.118$$

$$\bar{V}_G = \frac{m\bar{Z}_L\bar{I}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L)}{(\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L)} + R_F\Delta\bar{I}_G \left( \frac{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G}{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L} \right) \quad 2.119$$

$$\bar{V}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L) = m\bar{Z}_L\bar{I}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L) + R_F\Delta\bar{I}_G(\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G) \quad 2.120$$

$$0 = m\bar{Z}_L\bar{I}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L) + R_F\Delta\bar{I}_G(\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G) - \bar{V}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L) \quad 2.121$$

La ecuación 2.121 puede ser establecida como una ecuación cuadrática para “m”

$$m^2\bar{Z}_L^2\bar{I}_G - m\bar{Z}_L(\bar{I}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L) + \bar{V}_G) - R_F\Delta\bar{I}_G(\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G) + \bar{V}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L) = 0 \quad 2.122$$

$$m^2 - m \cdot \left( \frac{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L}{\bar{Z}_L} + \frac{\bar{V}_G}{\bar{I}_G \cdot \bar{Z}_L} \right) + \frac{\bar{V}_G}{\bar{Z}_L \cdot \bar{I}_G} \cdot \frac{(\bar{Z}_H + \bar{Z}_L)}{\bar{Z}_L} - \frac{R_F \cdot \Delta\bar{I}_G}{\bar{Z}_L \cdot \bar{I}_G} \cdot \frac{(\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G)}{\bar{Z}_L} = 0 \quad 2.123$$

De la ecuación 2.123 se obtiene una ecuación cuadrática con dos variables “m” y “R<sub>F</sub>” como se muestra en la ecuación 2.124, de la forma:

$$m^2 - k_1m + k_2 - k_3R_F = 0 \quad 2.124$$

Dónde:

k<sub>1</sub>: Función compleja de voltaje local

k<sub>2</sub>: Función compleja de corriente

k<sub>3</sub>: Función compleja de impedancias de la fuente

$$k_1 = a + jb = 1 + \frac{\bar{Z}_H}{\bar{Z}_L} + \frac{\bar{V}_G}{\bar{I}_G \cdot \bar{Z}_L} \quad 2.125$$

$$k_2 = c + jd = \frac{\bar{V}_G}{\bar{Z}_L \cdot \bar{I}_G} \left( \frac{\bar{Z}_H}{\bar{Z}_L} + 1 \right) \quad 2.126$$

$$k_3 = e + jf = \frac{\Delta\bar{I}_G}{\bar{Z}_L \cdot \bar{I}_G} \left( \frac{\bar{Z}_H + \bar{Z}_G}{\bar{Z}_L} + 1 \right) \quad 2.127$$

En 2.124 reemplazando los valores obtenidos para k<sub>1</sub>, k<sub>2</sub>, k<sub>3</sub>, en función de a, b, c, d, e y f:

$$m^2 - (a + jb) \cdot m + (c + jd) - (e + jf) \cdot R_F = 0 \quad 2.128$$

Al separar la ecuación 2.128 en sus partes real e imaginaria, se obtiene dos ecuaciones con dos incógnitas  $m$  y  $R_F$ . La distancia a la falla  $m$  en por unidad se puede calcular eliminando  $R_F$  y resolviendo para  $m$ .

$$m = \frac{\left(a - \frac{eb}{f}\right) \pm \sqrt{\left(a - \frac{eb}{f}\right)^2 - 4\left(c - \frac{ed}{f}\right)}}{2} \quad 2.129$$

Donde  $m$  puede tomar dos valores posibles. Dado que la estimación de la ubicación de la falla debe ser menor que la longitud total de la línea, el valor de  $m$  que se encuentre entre 0 y 1 por unidad debe elegirse como la estimación de la ubicación.

Adicionalmente, como ya se mencionó por medio de este método se puede calcular la resistencia de la falla a través de la siguiente ecuación:

$$R_F = \frac{d - mb}{f} \quad 2.130$$

Si la impedancia de la fuente local  $Z_{G1}$  no está disponible, se puede calcular a partir de los datos del evento de falla como:

$$Z_{G1} = -\frac{\Delta \bar{V}_G}{\Delta \bar{I}_G} = -\frac{V_{G1} - V_{G1pre}}{I_{G1} - I_{G1pre}} \quad 2.131$$

Sin embargo la impedancia de fuente remota  $Z_{H1}$  debe ser conocida con exactitud.

Se usa secuencia positiva. En redes no balanceadas se pueden usar los valores de secuencia negativa, si hay gran diferencia entre los valores de prefalla y falla en la secuencia positiva [11].

Los métodos que utilizan impedancias de las fuentes como es el método de Eriksson no son sensibles al efecto reactancia (compensación de carga y resistencia de falla, y el argumento del factor de distribución de corriente), incluso a fallas de alta impedancia o a fallas lejanas del terminal donde está instalado el localizador de fallas; pero requieren la entrada de las impedancias de las fuentes como datos de entrada. Por lo que el error que presenta este método está dado por los valores de las impedancias de las fuentes ingresados en el localizador de fallas como datos a procesar, esto debido a que en un SEP la conexión o desconexión de una línea, generador ó carga hace que la impedancia de la fuente equivalente cambie de valor y por ende afecte a la estimación de la distancia de falla [5].

El valor de " $\Delta \bar{I}_G$ " utilizado en la ecuación 2.127 depende del tipo de falla que se presenta en el sistema. Para fallas a tierra se utiliza la superposición de corrientes de secuencia positiva y

cero, mientras que para fallas entre fases se utiliza directo la superposición de corrientes de fase sin necesidad de utilizar las de secuencia.

Tipo de falla	$\bar{V}_G$	$\bar{I}_G$	$\Delta\bar{I}_G$
<i>AG</i>	$\bar{V}_A$	$\bar{I}_A + k\bar{I}_{G0}$	$\bar{I}_A - \bar{I}_{Apre}$
<i>BG</i>	$\bar{V}_B$	$\bar{I}_B + k\bar{I}_{G0}$	$\bar{I}_B - \bar{I}_{Bpre}$
<i>CG</i>	$\bar{V}_C$	$\bar{I}_C + k\bar{I}_{G0}$	$\bar{I}_C - \bar{I}_{Cpre}$
<i>AB ABG ABC</i>	$\bar{V}_A - \bar{V}_B$	$\bar{I}_A - \bar{I}_B$	$(\bar{I}_A - \bar{I}_{Apre}) - (\bar{I}_B - \bar{I}_{Bpre})$
<i>BC BCG ABC</i>	$\bar{V}_B - \bar{V}_C$	$\bar{I}_B - \bar{I}_C$	$(\bar{I}_B - \bar{I}_{Bpre}) - (\bar{I}_C - \bar{I}_{Cpre})$
<i>AC ACG ABC</i>	$\bar{V}_A - \bar{V}_C$	$\bar{I}_A - \bar{I}_C$	$(\bar{I}_A - \bar{I}_{Apre}) - (\bar{I}_C - \bar{I}_{Cpre})$

Tabla 3: Definición de las variables utilizadas métodos de Eriksson y Novosel  
Fuente: FAULT POINT LOCATION de Facundo Plugiese Miqueas Rodríguez. Ref [5]

### 2.6.2.5. Método de Novosel [2] [9]

Publicado en el año 1993, en este método no se requiere conocer las impedancias de las fuentes, tampoco supone que el sistema es homogéneo, la suposición se basa en que las redes de secuencia positiva y negativa son homogéneas más no la de secuencia cero.

Esta técnica de localización se ajusta de manera efectiva a los casos donde las líneas de transmisión son cortas y radiales, como se modela en la figura 21, donde el extremo remoto se modela como una impedancia constante ( $Z_{load}$ ).

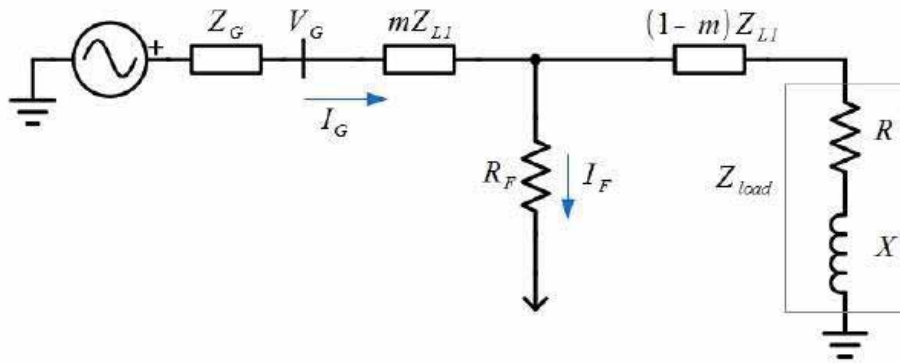


Figura 21: Modelo de una línea de transmisión radial para método de Novosel  
Fuente: Referencia bibliográfica [6]

Analizando la figura 21, es posible estimar la carga a través de la siguiente expresión:

$$\bar{Z}_{load} = R + jX = \frac{V_{G1pre}}{I_{G1pre}} - Z_{L1} \quad 2.132$$

Partiendo de la ecuación 2.117 del método de Eriksson, tenemos que la impedancia del extremo remoto  $\bar{Z}_H$  puede ser reemplazado por  $\bar{Z}_{load}$ .



$$\bar{V}_G = m\bar{Z}_L\bar{I}_G + R_F \left( \frac{\bar{Z}_{Load} + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G}{\bar{Z}_{Load} + (1-m)\bar{Z}_L} \right) \Delta\bar{I}_G \quad 2.133$$

Luego simplificando y reorganizando términos se alcanza la expresión cuadrática en m:

$$m^2 - k_1m + k_2 - k_3R_F = 0 \quad 2.134$$

De esta manera, éste método surge como una versión modificada del método de Eriksson, donde  $Z_{load}$  desarrolla el papel de  $Z_H$  y en consecuencia se admiten las ecuaciones definidas previamente para las constantes  $k_1$ ,  $k_2$  y  $k_3$ :

$$k_1 = a + jb = 1 + \frac{\bar{Z}_{Load}}{\bar{Z}_L} + \frac{\bar{V}_G}{\bar{I}_G \cdot \bar{Z}_L} \quad 2.135$$

$$k_2 = c + jd = \frac{\bar{V}_G}{\bar{Z}_L \cdot \bar{I}_G} \left( \frac{\bar{Z}_{Load}}{\bar{Z}_L} + 1 \right) \quad 2.136$$

$$k_3 = e + jf = \frac{\Delta\bar{I}_G}{\bar{Z}_L \cdot \bar{I}_G} \left( \frac{\bar{Z}_{Load} + \bar{Z}_G}{\bar{Z}_L} + 1 \right) \quad 2.137$$

La distancia m es obtenida resolviendo la ecuación cuadrática 2.134 nuevamente, donde la solución admisible cumple  $0 < m < 1$ .

$$m = \frac{\left( a - \frac{eb}{f} \right) \pm \sqrt{\left( a - \frac{eb}{f} \right)^2 - 4 \left( c - \frac{ed}{f} \right)}}{2} \quad 2.138$$

## 2.7. Fuentes de error en los métodos de localización de fallas basado en impedancia.

Los factores que influyen en el error de localización de los métodos basados en impedancia son:

- **Resistencia de falla.**- La resistencia de falla es el parámetro con mayor influencia sobre la precisión de los métodos de un terminal basados en impedancia.

La mayoría de las fallas que se presentan en líneas son del tipo resistivo y pueden tener resistencia de arco y de tierra. Esta resistencia puede ser constante para toda la duración de la falla ó puede variar con la elongación y extinción del arco. En fallas fase-fase, la resistencia de falla se debe completamente al arco. Para fallas que involucran la tierra, la resistencia de falla incluye la resistencia del objeto con el que hay contacto a tierra (árbol, torre) más la resistencia propia de la tierra.

En caso de sistemas de transmisión que tienen alimentación por ambos terminales de la línea, se presenta un incremento en el valor de la impedancia aparente con el aumento de la resistencia de falla. Sin embargo, el valor de la reactancia no es constante, debido al

desfase de la caída de tensión en la resistencia de falla. Este fenómeno es ocasionado por la corriente que proviene de la fuente equivalente del otro extremo de la línea (N), que normalmente no está en fase con la corriente medida, tal como se presenta en la figura 22,  $I_{MF}$  es la corriente de falla medida en M;  $I_f$  es la corriente de falla total que es igual a la suma de  $I_{MF}$  e  $I_{NF}$ . El problema radica en que no se conoce la corriente  $I_{NF}$ . La impedancia aparente  $Z_m$  estimada con los valores medidos en M es igual a la impedancia  $mZ_{MN}$  más la resistencia de falla  $R_f$  afectada por las dos corrientes de falla.

Como consecuencia de la presencia de resistencia de falla, el valor de la impedancia aparente, es decir la estimada a partir de las medidas de tensión y de corriente en la subestación (M), es mayor que la impedancia de la línea desde la subestación (M) hasta el punto de falla [11].

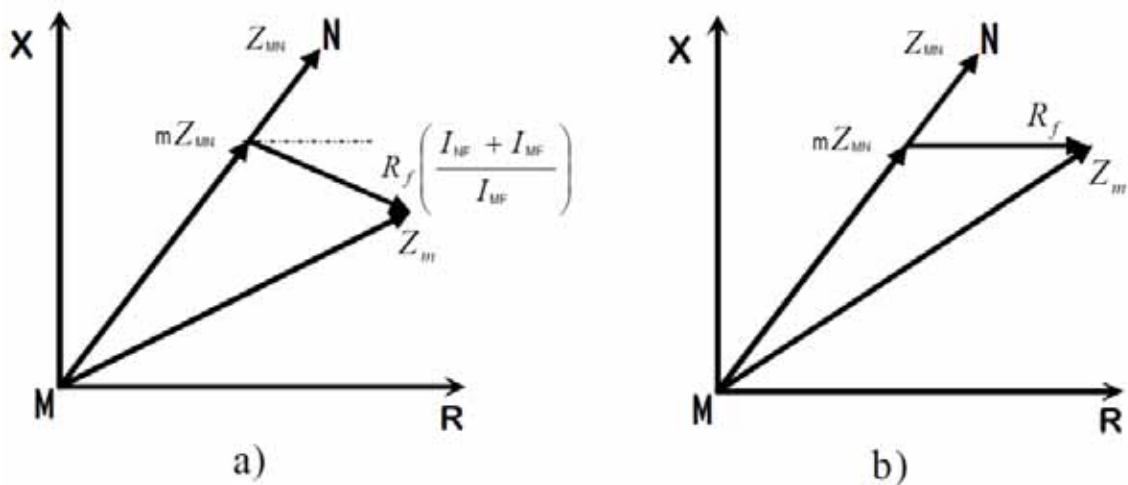


Figura 22: Efecto de la resistencia de falla para a) Sistemas alimentados por dos terminales  
b) Sistemas alimentados por un solo terminal

Fuente: Localización de faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos basados en el conocimiento

- **Resistividad de la tierra.-** El valor de la resistividad de la tierra tiene un peso significativo en el cálculo de la impedancia de secuencia cero de la línea. La misma depende de un número importante de variables como son la humedad, temperatura, etc., añadiendo por tanto un error al resultado.

El método de dos terminales no es afectado por ésta variable dado que no utiliza la impedancia de secuencia cero de la línea [6].

- **La carga de la línea.-** La carga del sistema también juega un papel importante en la obtención de los resultados. La misma, aumenta el efecto de la resistencia de falla. Un

mayor desfase ( $\delta$ ) entre las tensiones de ambos terminales (aumento de la carga), incrementa el error en el cálculo acorde al aumento de la distancia de falla [6].

Cuando ocurren fallas hacia el final de la línea de transmisión, la contribución de la corriente de falla desde el terminal local disminuye. La corriente de carga constituye un porcentaje significativo de la corriente de falla total y aumenta el ángulo de desfase entre  $I_F$  y  $I_G$ . Por ejemplo, cuando se produce una falla a 0.8 por unidad desde el terminal local, la corriente de carga es el 28% de la corriente de falla registrada en este terminal, como resultado aumenta el error de reactancia [9].

Este problema se mitiga considerando la corriente de carga (deshaciéndose de la corriente de carga) en los métodos de localización, como lo hacen los métodos de Takagi, Eriksson y Novosel que consideran la corriente de carga.

- **Equipos de adquisición de datos TC's y TP's.-** Los transformadores de corriente y voltaje, introducen errores de medición. Pudiendo aplicar datos inexactos a los métodos de localización de fallas al no tener buenas mediciones.
- **Acoplamiento mutuo de redes de secuencia cero en líneas paralelas.-** En las redes de transmisión, es común encontrar líneas de transmisión que son físicamente paralelas entre sí. Dos líneas trifásicas pueden ser soportadas por la misma torre ó pueden recorrer en dos torres separadas compartiendo el mismo derecho de paso. Debido al acoplamiento mutuo entre dos líneas, la impedancia de cálculo de fallas está influenciada por las corrientes que se deben a la línea paralela, lo que compromete la precisión de las estimaciones de ubicación de fallas [9].

Suponiendo líneas completamente transpuestas y que utilicen un valor determinado de resistividad de tierra, al calcular la matriz de impedancia de secuencia  $Z_{012}$  de la línea de transmisión, el término fuera de la diagonal representa el acoplamiento mutuo de secuencia cero ( $Z_{0M}$ ) entre dos líneas paralelas y siempre estará presente, independientemente de si la línea está transpuesta o no. Este valor  $Z_{0M}$  es significativo, y modifica a la impedancia aparente medida en el terminal del localizador de fallas durante una falla, causando error en la estimación de la distancia de falla.

- **No transposición de la línea.-** La transposición es la práctica de la rotación de las posiciones de las fases de una línea de transmisión a intervalos de manera que cada fase a su vez ocupa todas las posiciones en una configuración de línea dado. Esta práctica se prescribe con el fin de igualar las inductancias mutuas entre las fases. Una línea dividida en tres segmentos de tal manera que cada fase ocupa cada posición por aproximadamente

1/3 de la longitud de la línea es considerado total o completamente transpuesto. Los cálculos de los parámetros de impedancia de la línea generalmente asumen una línea completamente transpuesta a fin de simplificar los cálculos. Sin embargo, con el fin de mantener el costo de la construcción hacia abajo, muchas líneas son en realidad construidas sin transposiciones. Esto naturalmente, se traduce en una línea desequilibrada con impedancias de fase individuales que son diferentes de los valores calculados, que se basan en líneas completamente transpuestas. El error se vuelve significativo para líneas largas resultando en un aumento de error para la localización de fallas basada en métodos de impedancia de un solo terminal [4].

- **Modelado de la línea.-** Otro elemento que añade un pequeño error al resultado final del cálculo es el modelo que se asume para representar la línea real ya sea línea corta, mediana ó larga. Por ejemplo el modelo de línea corta no toma en cuenta la capacitancia paralelo de la línea.

El aporte de este efecto resulta considerablemente menor que la contribución por la resistencia de falla [9].

- **No homogeneidad de la línea.-** Las redes de los sistemas de transmisión en algunos casos no son homogéneos, ya que presentan diferentes calibres de conductor en un circuito. Esto hace necesario tener cuidado cuando se utilizan los métodos de cálculo de distancia, puesto que la distancia a una falla no es equivalente a la proporción de la línea.

Algunos de métodos de localización de fallas, proporcionan buenos resultados en aplicaciones en las que la relación X/R de la línea de transmisión es constante, pero que no son adecuados para las líneas de transmisión no homogéneas que consisten en múltiples secciones con diferentes relaciones X/R. La no homogeneidad de líneas de transmisión puede ser causada por diferentes configuraciones de torre a lo largo de la línea, la combinación de diferentes secciones de cable ó también por la combinación de secciones de línea de cables aéreos y subterráneos [4].

El hecho de la no homogeneidad en las líneas introduce un error en los métodos de un terminal. No sucede lo mismo con el método de dos terminales, ya que esta condición de homogeneidad no es necesaria para su desarrollo [6].

## 2.8. Marco conceptual

A continuación se definen algunos términos utilizados en este trabajo para su mejor entendimiento.

- a) Algoritmo.-** Es un conjunto prescrito de instrucciones o reglas bien definidas, ordenadas y finitas que permite llevar a cabo una actividad mediante pasos sucesivos que no generen dudas a quien deba hacer dicha actividad. Dados un estado inicial y una entrada, siguiendo los pasos sucesivos se llega a un estado final y se obtiene una solución.
- b) Metodología.-** Es el estudio analítico y crítico de los métodos de investigación. Se denomina metodología al conjunto de procedimientos y técnicas que se aplican de manera ordenada y sistemática en la realización de un estudio.
- c) Método.-** Se entiende como un modelo que se encarga de seguir los procedimientos metodológicos de una investigación. Es una serie de pasos a seguir que se utilizan para llegar a una meta común o la resolución de algo.
- d) Localización.-** Se refiere a determinar en forma precisa el punto donde ocurrió la falla a lo largo de la longitud de la línea de transmisión, generalmente para este objetivo se utilizan como variables de entrada datos de impedancia, corrientes y tensiones.
- e) Relevador o relé de protección.-** Los sistemas de protección deben aislar la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible la red, limitar el daño al equipo fallado, minimizar la posibilidad de un incendio, minimizar el peligro para las personas y minimizar el riesgo de daños de equipos eléctricos adyacentes. Los relés de protección ordenan disparos automáticos en caso de falla, son la parte principal del sistema de protección. Contienen la lógica que deben seguir los interruptores. Se comunican con el sistema de potencia por medio de los elementos de medida y ordenan operar a dispositivos tales como interruptores, seccionadores u otros.
- f) Resistencia de falla.-** Es el valor para el caso de fallas francas la resistencia de arco, y para los otros tipos de fallas es la suma de la resistencia de arco más la resistencia del objeto con el que hay contacto a tierra más la resistencia de tierra. Es de valores más elevados para fallas monofásicas.
- g) Argumento.-** El argumento de un número complejo es el ángulo que forma (en el plano cartesiano) con el eje X positivo.
- h) Comtrade.-** (Common Format for Transient Data Exchange) del IEEE, es un formato común para archivos en donde se almacena información de formas de ondas transitorias de

un sistema de potencia, el cual pretende facilitar el intercambio de información de eventos por medio de un formato único.

- i) Aislación galvánica.-** El aislamiento galvánico consiste en la separación de partes funcionales de un circuito eléctrico para prevenir el traspaso de portadores de carga. Este tipo de aislamiento se usa cuando se desea que se transmitan señales entre las distintas partes funcionales, pero las masas tienen que mantenerse separadas. El aislamiento galvánico no impide la transferencia de energía o información, pero no se presenta ningún contacto eléctrico, en otras palabras, no existe conexión eléctrica alguna.
- j) Sistema homogéneo.-** Es un sistema que tiene características iguales en ambos extremos, (son iguales en ambos extremos). Las redes de los sistemas de transmisión no son homogéneos, ya que generalmente presentan diferentes calibres de conductor en un circuito.
- k) EVENTO 1.-** Evento real de desconexión de la línea L-6018 por falla trifásica debido a descargas atmosféricas producido el día 15 de Marzo 2018 a horas 14:56. Con sus respectivos archivos Comtrade A1201803153bd.cfg y A1201803153bd.dat generados por su relé de protección REL670 y que fue descargado mediante el software COM 600 de ABB en la misma subestación Ares. Para efectos prácticos en el desarrollo de este trabajo al referirnos a EVENTO 1, nos estaremos refiriendo también a sus archivos Comtrade A1201803153bd.cfg y A1201803153bd.dat generados durante la falla descrita.
- l) EVENTO 2.-** Evento simulado de falla bifásica a tierra (fases AB-G) en la línea L-6018 al 30% de su longitud y con resistencia de falla de  $20 \Omega$ , con sus respectivos archivos comtrade “FaseABG\_RF20.cfg” y “FaseABG\_RF20.dat” creados por Digsilent. Para efectos prácticos en el desarrollo de este trabajo al referirnos a EVENTO 2, nos estaremos refiriendo también a sus archivos comtrade FaseABG\_RF20.cfg y FaseABG\_RF20.dat generados por Digsilent.
- m) IEC 61850.-** Es una norma internacional para las comunicaciones en subestaciones, definiendo una serie de protocolos de comunicación entre los distintos dispositivos de subestaciones eléctricas. Permite integrar todas las funciones de protección, control, medición y supervisión en una subestación.

## **2.9. Marco legal**

**2.9.1. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos**, aprobado por decreto supremo N° 020-97-EM, que establece la calidad de suministro en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes de acuerdo a las interrupciones del servicio. Se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas.

**2.9.2. Procedimiento para Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión**, aprobado mediante resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 091-2006-OS/CD y su modificación mediante resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 656-2008-OS/CD. Complementa el control y supervisión de la calidad de suministro de electricidad establecida en la NTCSE, y considera para el cálculo de los indicadores de performance las interrupciones a los usuarios por periodos mayores a 3 minutos. Y para líneas cortas de 66 KV y 33KV establece como tolerancia de indicadores de performance 8 Fallas y 4 horas como máximo en periodos de 2 semestres consecutivos.

## CAPÍTULO III

### ANÁLISIS Y PROCESAMIENTO DE ARCHIVOS COMTRADE PARA SU APLICACIÓN A LOS METODOS DE LOCALIZACIÓN

#### 3.1. Archivos COMTRADE

El estándar Comtrade IEEE Std C37.111-1999 se desarrolla con mayor detalle en el Anexo 1. Es un formato de archivo que se utiliza para almacenar registros oscilograficos y datos de eventos relacionados con perturbaciones transitorias de un sistema de potencia, los archivos comtrade son generados por los relés de protección ó IED (Dispositivo Electrónico Inteligente) durante una perturbación en la línea ó equipo al que está protegiendo.

En forma general los comtrade son un formato común de archivos en donde se almacena información de formas de ondas transitorias de un sistema de potencia, el cual pretende facilitar el intercambio de información de eventos por medio de un formato único.

Cada registro COMTRADE, está representado por un conjunto de hasta cuatro archivos asociados con él. Cada uno de éstos posee información de distinta naturaleza. Los cuatro archivos son los siguientes:

1. Header (\*.hdr)
2. Configuration (\*.cfg)
3. Data (\*.dat)
4. Información (\*.inf)

Todos los archivos comparten el mismo nombre, variando únicamente la extensión, como se muestra a continuación:

- nombre\_archivo.**cfg**
- nombre\_archivo.**dat**
- nombre\_archivo.**inf**
- nombre\_archivo.**hdr**



Donde sólo los archivos con la extensión \*.cfg y \*.dat resultan de carácter obligatorio. A efectos del presente capítulo de este trabajo, será de gran importancia comprender a profundidad la información contenida tanto en los archivos de configuración (\*.cfg), como en los archivos de datos (\*.dat). En virtud de ello se profundizará en los detalles de los mismos. El archivo \*.DAT contiene los datos de muestra digitalizados en un formato de texto ASCII ó binario. El archivo \*.CFG contiene datos de configuración de los valores del archivo \*.DAT incluyendo información como nombres de señal, hora de inicio de las muestras, número de muestras, valores min/max, etc. Y aunque en algunos casos los valores de las muestras digitalizadas en el archivo \*.DAT son visibles sin el archivo \*.CFG, resulta inviable reconstruir completamente el significado de los datos sin el archivo \*.CFG, por lo que los archivos \*.DAT y \*.CFG son dependientes mutuamente para la adecuada reconstrucción e interpretación de los datos capturados en los correspondientes canales analógicos y digitales. A continuación se muestra la presentación de archivos comtrade reales exportados del rele REL670 que protege la línea L-6018.




 A1201803153bd	28/04/2018 04:49 ...	Archivo CFG	3 KB
 A1201803153bd.dat	28/04/2018 04:49 ...	Archivo DAT	40 KB
 A1201803153bd.hdr	28/04/2018 04:49 ...	Archivo HDR	21 KB

Figura 23: Forma real de archivos comtrade  
Fuente: Propia

Descargado mediante el software COM 600 de ABB del relé de protección REL670 línea L-6018 en la misma subestación Ares, estos archivos fueron generados por el evento del día 15 de Marzo de 2018 a horas 14:56. Desconexión de la línea L-6018 por falla trifásica debido a descargas atmosféricas.

Para efectos prácticos en los siguientes apartados nos estaremos refiriendo como EVENTO 1 al evento señalado en líneas anteriores entendiendo también que sus respectivos archivos comtrade corresponden a los archivos A1201803153bd.cfg, A1201803153bd.dat y A1201803153bd.hdr como se muestra en la figura 23.

El contenido del archivo de configuración \*.CFG se puede ver directamente con el paquete “bloc de notas” que se encuentra en cualquier PC ya que está en formato definido ASCII; mientras que el contenido del archivo de datos \*.DAT se puede ver con el bloc de notas siempre y cuando este en formato ASCII, caso este en formato BINARO se debe usar software exclusivo para poder ver los datos binarios.

### **3.1.1. Header file (archivo.hdr) [5]**

El archivo "header" es un texto en ASCII opcional creado por el generador de datos COMTRADE, normalmente mediante el uso de un programa procesador de textos. Los datos están destinados a ser impresos y leídos por el usuario. El generador del archivo "header" puede incluir cualquier información en cualquier orden deseado. (Para mayor información ver Anexo 1).

### **3.1.2. Information file (archivo.inf) [5]**

El archivo de información es opcional y contiene información extra en adición de la requerida para las demás aplicaciones a partir del conjunto de datos. El formato proporciona información pública que cualquier usuario puede leer y usar, e información privada que puede ser accesible únicamente para determinados usuarios. (Para mayor información ver Anexo 1).

### **3.1.3. Configuration file (archivo.cfg) [5]**

El archivo de configuración es un documento de texto en formato ASCII que incluye la información necesaria para que un humano ó un programa de computación puedan leer e interpretar los valores de los datos incluidos en el archivo de datos. Es un archivo de formato predefinido y estandarizado, con el fin de no tener que modificar el mismo para ser utilizado por cualquier programa de computación.

Contiene información como frecuencia de muestreo, número de canales, frecuencia del sistema, información de canales, etc.

#### **3.1.3.1. Contenido**

El archivo de configuración deberá contener la siguiente información:

- Nombre de la estación, identificación del dispositivo de registro y año de revisión del estándar COMTRADE.
- Número y tipo de canales.
- Nombres de los canales, unidades y factores de conversión.
- Frecuencia del sistema.
- Cantidad de frecuencias de muestreo.
- Frecuencia de muestreo y número total de muestras.
- Fecha y hora de la primera captura de datos.
- Fecha y hora del disparo de captura (Trigger).
- Tipo de datos.

- Factor de multiplicación del intervalo de tiempo.

A continuación se desarrolla cada uno de ellos:

**- Nombre de la estación, identificación del dispositivo de registro y año de revisión del estándar.**

La primera línea del archivo de configuración contiene el nombre de la estación, la identificación del dispositivo de registro y el año de revisión del estándar COMTRADE, de la forma:

**station\_name, rec\_dev\_id, rev\_year <CR/LF>**

Dónde:

- **station\_name** es el nombre de la ubicación de la estación.
- **rec\_dev\_id** es el número de identificación ó el nombre del dispositivo de registro.
- **rev\_year** es el año de la revisión del estándar, por ejemplo 1999, que identifica la versión del archivo COMTRADE.

En informática, <CR/LF> son dos códigos de control (carriage return/line feed), en español CR (retorno de carro) y LF (salto de línea), uno detrás del otro; se utilizan normalmente con el objetivo de crear una nueva línea.

**- Número y tipo de canales**

Estas líneas de texto contienen el número y el tipo de canales que se producen en cada registro de datos en los archivos de datos:

**TT, ##A, ##D<CR/LF>**

Dónde:

**TT** es el número total de canales de entrada. **TT** debe ser igual a la suma de **##A** y **##D**.

**##A** es el número de canales analógicos seguido por el identificador A.

**##D** es el número de canales de estado ó digitales seguido por el identificador D.

**- Información de los canales analógicos**

Este grupo de líneas (filas) contiene la información de los canales analógicos. Cada línea representa un canal analógico y el total de líneas debe ser igual a **##A**. Si **##** es 0, se interpreta como que no hay canales de información analógica. Se utiliza el siguiente formato:

**An, ch\_id, ph, ccbm, uu, a, b, skew, min, max, primary, secondary, PS <CR/LF>**

Dónde:

**An** es el número de índice del canal analógico. La cuenta es secuencial, comenzando por 1 hasta el número total de canales analógicos (##A).

**ch\_id** es el identificador del canal.

**ph** es la identificación de la fase del canal.

**ccbm** es el componente de circuito monitorizado.

**uu** son las unidades del canal (por ejemplo, kV, V, kA, A). Pueden utilizarse múltiplos tales como k (miles), m (milésima), M (millones), etc.

**a** es el factor de multiplicación del canal.

**b** es el factor de adición (offset) del canal.

La conversión del canal se consigue haciendo  $ax + b$ . Los valores almacenados en  $x$ , en el archivo de datos (\*.dat), corresponden a los valores reales muestreados, en las unidades (uu) especificadas anteriormente. De este modo, la muestra "x" se multiplica por el factor de ganancia "a" y luego se añade el factor de offset "b" para recuperar los valores originales capturados.

**skew** es el sesgo de tiempo del canal (en  $\mu S$ ) desde el inicio del periodo de muestreo. Este campo proporciona información sobre las diferencias de tiempo entre el muestreo de canales, en un periodo de muestra del registro.

**min** es el valor mínimo del rango de datos (límite inferior del posible rango de valores).

**max** es el valor máximo del rango de datos (límite superior del posible rango de valores).

**primary** es el factor de relación primario de la tensión del canal o del transformador de corriente.

**secondary** es el factor de relación secundario de la tensión del canal o del transformador de corriente.

**PS** es el identificador de escala de datos primario o secundario. El carácter especifica si el valor almacenado por el dispositivo ( $ax + b$ ), pertenece a datos primarios (P) o secundarios (S).

#### **- Frecuencia del Sistema**

La frecuencia del sistema se encuentra en una línea exclusiva del archivo:

**If <CR/LF>**

Dónde:

**If** es la frecuencia nominal de la línea en Hz (por ejemplo, 50, 60, 33.333).

### - Información de la frecuencia de muestreo

Este sector del archivo contiene la información sobre las tasas de muestreo y el número de muestras de datos a una velocidad determinada.

**nrates** <CR/LF>

**samp, endsamp** <CR/LF>

Dónde:

**nrates** es el número que representa la cantidad de frecuencias de muestreo en el archivo de datos. Es decir a cuantas frecuencias muestrea el dispositivo (Ejm: 1 si muestrea sólo a 1200 Hz)

**samp** es la frecuencia de muestreo en Hertz (Hz).

**endsamp** es el total de muestras obtenidas a la frecuencia de muestreo.

### - Etiquetas de tiempo

En esta sección se muestra en la primera línea, el tiempo en el cual se registró el primer dato, y en la segunda el tiempo del punto de **trigger** (punto de apertura).

**dd/mm/yyyy,hh:mm:ss.ssssss** <CR/LF>

**dd/mm/yyyy,hh:mm:ss.ssssss** <CR/LF>

### - Formato de archivo de datos

Los archivos de datos se hallan en formato ASCII o binario, el identificador de formato es el siguiente:

**ft** <CR/LF>

Dónde:

**ft** define el tipo de documento, ASCII o binario. Crítico, alfanumérico, entre 5 y 6 caracteres, solamente muestra texto ASCII o ascii, BINARY o binary.

### - Escalado del tiempo

El archivo de configuración **.cfg**, introduce un valor que deberá ser multiplicado a los valores de tiempo por muestra, que se han obtenido a partir del archivo **.dat**. El tiempo que existe entre muestra y muestra en el archivo de datos está dado por (timestamp x timemult).

**timemult** <CR/LF>

### - Estructura de un archivo de configuración (\*.cfg)

La estructura de un archivo \*.CFG del estándar COMTRADE es la siguiente:

**station\_name, rec\_dev\_id, rev\_year <CR/LF>**

**TT, ##A, ##D <CR/LF>**

**An, ch\_id, ph, ccbm, uu, a, b, skew, min, max, primary, secondary, PS <CR/LF>**

**An, ch\_id, ph, ccbm, uu, a, b, skew, min, max, primary, secondary, PS <CR/LF>**

**An, ch\_id, ph, ccbm, uu, a, b, skew, min, max, primary, secondary, PS <CR/LF>**

**An, ch\_id, ph, ccbm, uu, a, b, skew, min, max, primary, secondary, PS <CR/LF>**

**Dn, ch\_id, ph, ccbm, y <CR/LF>**

**Dn, ch\_id, ph, ccbm, y <CR/LF>**

**lf <CR/LF>**

**nrates <CR/LF>**

**samp, endsamp <CR/LF>**

**dd/mm/yyyy, hh:mm:ss.ssssss <CR/LF>**

**dd/mm/yyyy, hh:mm:ss.ssssss <CR/LF>**

**ft <CR/LF>**

**timemult <CR/LF>**

### 3.1.3.2. Procesamiento de un archivo de configuración real (\*.cfg)

En la siguiente figura se muestra el contenido de un archivo de configuración real “A1201803153bd.cfg” que pertenece al evento EVENTO1 de la línea L-6018.

```

A1201803153bd: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
SE ARES,1,2001
80,8A,72D
1,LINE_A_IL1,,,A,6.237979E-02,0,0,-32767,32767,100.00000000,1.00000000,P
2,LINE_A_IL2,,,A,8.012091E-02,0,0,-32767,32767,100.00000000,1.00000000,P
3,LINE_A_IL3,,,A,7.186869E-02,0,0,-32767,32767,100.00000000,1.00000000,P
4,LINE_A_IN,,,A,4.766537E-02,0,0,-32767,32767,100.00000000,1.00000000,P
5,LINE_UL1,,,V,1.720215E+00,0,0,-32767,32767,66000.00000000,110.00000000,P
6,LINE_UL2,,,V,1.693849E+00,0,0,-32767,32767,66000.00000000,110.00000000,P
7,LINE_UL3,,,V,1.714966E+00,0,0,-32767,32767,66000.00000000,110.00000000,P
8,LINE_UN,,,V,8.981169E-01,0,0,-32767,32767,66000.00000000,110.00000000,P
1,TRIP,,,0
2,ZM01-TRIP,,,0
3,ZM01-START,,,0
4,ZM02-TRIP,,,0
5,ZM02-START,,,0
6,ZM03-TRIP,,,0
7,ZM03-START,,,0
8,ZM04-TRIP,,,0
9,ZM04-START,,,0
10,ZM05-TRIP,,,0
11,ZM05-START,,,0
12,SOTF-TRIP,,,0
13,ZCOM-TRIP,,,0
14,ZCAL-TRWEI,,,0
.
.
.
60,THL1-TRIP,,,0
61,THL1-START,,,0
62,THL1-ALARM,,,0
63,BRC1-TRIP,,,0
64,BRC1-START,,,0
65,LOV-TRIP,,,0
66,LOV-START,,,0
67,PHS-TRIP,,,0
68,PHS-START,,,0
69,DISC CLOSED,,,0
70,DISC OPEN,,,0
71,SetGR1 ACTIVE,,,0
72,SetGR2 ACTIVE,,,0
60
1
1200,1193
15/03/2018,14:56:35.877499
15/03/2018,14:56:35.978123
BINARY
1

```

Figura 24: Archivo A1201803153bd.cfg del evento real del 15-03-2018 línea L-6018  
Fuente: Registro comtrade de EVENTO 1

En la primera fila podemos observar el nombre de subestación donde se encuentra instalado el dispositivo de protección “SE ARES”, seguido de la identificación del equipo, en este caso está identificado como “1”, y posteriormente muestra el año de revisión del estándar comtrade con el que genera los archivos y con el que trabaja “2001”.

En la segunda fila podemos observar en número total de canales “80” de los cuales 8 “8A” son canales analógicos y 72 “72D” son canales digitales. Para nuestro estudio nos importa y se procesa información sólo de los canales analógicos por lo que estaremos obviando los canales digitales en los siguientes apartados.

Las filas 2 a 10 que empiezan con los números del 1 al 8 corresponden a la información de los canales analógicos. Por ejemplo para la fila que empieza en 1, se tiene:

1,LINE\_A\_IL1,,,A,6.237979E-02,0,0,-32767,32767,100.00000000,1.00000000,P

Tenemos que es el canal “1” y tiene como identificador de canal a “LINE\_A\_IL1” que son las mediciones de la corriente fase A, cuyas unidades de canal son “A” amperios, con factor de multiplicación del canal “6.237979E-02” y factor de adición del canal “0” que significa que para convertir los datos del canal 1 del archivo de datos “A1201803153bd.dat” a valores reales hay que multiplicar todos los valores del canal 1 por el factor de multiplicación y sumarle el factor de adición que en este caso es 0. El siguiente cero que aparece indica el sesgo de tiempo del canal desde el inicio del muestreo “0”; los siguientes números “-32767” y “32767” indican los valores mínimo y máximo del rango de datos, osea los valores del archivo de datos correspondiente al canal 1 no pueden ser inferiores de -32767 ni superiores a 32767, finalmente los valores “100.000” y “1.000” indican la relación de transformación en este caso del transformador de corriente (100/1) y la letra **P** nos indica que los valores obtenidos del canal 1 están en valores primarios.

De forma similar es para los demás canales analógicos.

Las filas numeradas de 1 a 72 corresponden a la información de los canales digitales cuyo campo de valores solo pueden tomar los valores 0 ó 1. No tocamos estos canales ya que son irrelevantes para nuestro propósito.

Luego de los canales digitales las subsiguientes filas nos indican que:

- La frecuencia de la red es: **60 Hz**
- Cantidad de frecuencias de muestreo: **1** es decir a cuantas frecuencias muestrea el dispositivo en este caso es solo 1.
- La frecuencia de muestreo del dispositivo: **1200 Hz**
- El número total de muestras obtenidas a la frecuencia de muestreo: **1193** muestras
- Fecha y hora en el cual se registró en primer dato: **15/03/2018, 14:56:35.877499**
- Fecha y hora del punto de trigger (punto de disparo): **15/03/2018, 14:56:35.978123**
- El formato del archivo de datos: **BINARY**, puede ser sólo de dos formas BINARY o ASCII. En el caso de los comtrade generados por los relés REL670 (L-6018) y REF630 (L-1030) ambos son en formato binario.
- Escalado de tiempo: **1**, que deberá ser multiplicado a los valores de tiempo por muestra, que se han obtenido a partir del archivo de datos \*.dat



### 3.1.4. Data file (archivo.dat) [5]

El archivo de datos contiene los valores de las señales de entrada, representados en una forma escalada de las muestras capturadas en el evento de registro. Los datos deben estar dispuestos en el formato definido para estos archivos, de manera que puedan ser interpretados por un programa de computación. El tipo de archivo de datos (**ft**) presente en el archivo de configuración, especifica si los datos se exhiben en formato ASCII o binario.

#### 3.1.4.1. Contenido

El archivo de datos contiene el número de muestra, el intervalo de tiempo y los valores de los datos de cada canal para cada muestra del documento.

Todos los datos se representan como un número entero. Los archivos en formato ASCII exponen los datos sucesivos de cada canal separados por una coma. Estos se denominan comúnmente “formato delimitado por comas” o archivo CSV (Comma Separated Values). La secuencia de muestras están separadas por un salto de línea <CR/LF>, entre el último dato del canal en una muestra y el número de muestra de la siguiente.

En el formato binario no se detectan separadores entre los datos para cada canal dentro de una muestra, o entre periodos de muestra sucesivas.

Ninguna otra información está contenida en el archivo de datos.

#### 3.1.4.2. Archivo de datos ASCII

Un archivo de datos en formato ASCII se divide en filas y columnas:

- La primera columna contiene el número de muestra.
- La segunda columna es el instante de tiempo para los datos de ese número de muestra.
- El tercer conjunto de columnas contiene los valores de datos que representan la información analógica (canales analógicos).
- El cuarto conjunto de columnas contiene los datos para los canales de estado digital.

Cada registro de muestras de datos consiste en números enteros dispuestos de la siguiente manera:

**n, timestamp, A1, A2,...Ak, D1, D2,...Dm**

Donde:

**n** es el número de muestra.

**timestamp** es el instante de tiempo de la muestra. La unidad base de tiempo es microsegundos (us).

(A1, A2,... Ak) son los vectores columna compuestos por los valores de los datos asociados a los canales analógicos, separados por comas.

(D1, D2,...Dm) son los vectores columna compuestos por los datos de los canales digitales, separados por comas.

Cabe mencionar que en este estudio se procesa información sólo de los canales analógicos ya que los datos de los canales digitales son irrelevantes para nuestro propósito.

### **Ejemplo de muestra de datos en formato ASCII**

A continuación se muestra un ejemplo de la presentación del archivo de datos en formato ASCII, contiene 6 valores de canales analógicos y 6 estados de canales digitales.

**5, 667, -760, 1274, 72, 61, -140, -502, 0, 0, 0, 0, 1, 1 <CR/LF>**

#### **3.1.4.3. Archivo de datos binario**

Los archivos de datos en formato binario, utilizan la misma estructura básica que la utilizada para los documentos en formato ASCII, con ciertas excepciones. La ventaja que presenta esta forma de archivar los datos, radica en que se generan documentos de menor tamaño (espacio en disco) y por esta razón, se utilizan en situaciones donde es capturada gran cantidad de información.

Los archivos de datos binarios utilizan la misma estructura básica que los archivos de datos en formato ASCII, con la excepción de que los datos de los canales de estado se compactan como se describe a continuación. El formato es: el número de muestra, la marca de tiempo, el valor de los datos para cada canal analógico y los datos del canal de estado agrupados para cada muestra en el archivo. No se utilizan separadores de datos; los datos dentro de un registro de muestras binario no están separados por comas y el final de un registro de muestra no está marcado por los caracteres (carriage return/line feed) <CR/LF> (salto de línea). Un archivo de datos binario es un flujo continuo de datos binarios.

La traducción de datos está determinada por la posición secuencial dentro del archivo. Si falta algún elemento de datos (perdido) ó está dañado, la secuencia de variables se perderá y el archivo puede ser inutilizable. No se hace ninguna provisión para la recuperación bajo estas circunstancias.

Los datos se almacenan en formato binario, pero por conveniencia los valores se muestran en formato hexadecimal aquí. Los datos no se almacenan como representación ASCII de números hexadecimales. Cuando se almacena una palabra de dos bytes (16 bit), el formato estándar DOS es almacenar primero el byte menos significativo (LSB) de los datos, luego el

byte más significativo (MSB). El valor de datos de dos bytes “1234” se almacenará en formato “3412”. Al almacenar una palabra de cuatro bytes (32 bits), el byte menos significativo (LSB) de la palabra se almacena primero, luego el siguiente byte menos significativo, luego el siguiente byte más significativo, luego el byte más significativo (MSB). El valor de datos de cuatro bytes “12345678” se almacenará en formato “78563412”. Los bits dentro de un byte están numerados de cero (menos significativo) a siete (más significativo) y de derecha a izquierda.

Los datos secuenciales en un archivo de datos binarios representan lo siguiente:

- a) El número de muestra y los datos de marca de tiempo se almacenan en forma binaria sin rotulo de cuatro bytes cada uno.
- b) Los datos de muestra del canal analógico se almacenan en un formato binario complementario (Revisar anexo 2) de dos bytes cada uno. Un valor de datos de cero es almacenado como 0000 hexadecimal, -1 se registra como FFFF. El máximo valor positivo es 7FFF (32767 en base decimal), y el máximo valor negativo es 8001 (-32769 en base decimal). El hexadecimal 8000 está reservado para marcar los datos perdidos (falta de datos).
- c) Los datos de muestra del canal de estado se almacenan en grupos de dos bytes para cada 16 canales de estado.

La longitud del archivo variará con el número de canales y el número de muestras del archivo. El número de bytes requerido para cada muestra en el archivo será:

$$(Ak \times 2) + (2 \times INT(Dm/16)) + 4 + 4$$

Dónde:

***Ak*** : es el número de canales analógicos.

***Dm*** : es el número de canales de estado (digitales).

***INT(Dm/16)***: es el número de canales de estado dividido por 16 y redondeado al siguiente entero mayor.

**4+4**: representa 4 bytes para el número de muestra y 4 bytes para la marca de tiempo.

Cada registro de muestra de datos consistirá de números binarios (representados en sus valores reales ya convertidos) dispuestos como sigue:

**n timestamp A1 A2...Ak S1 S2...Sm**

Donde:

**n** es el número de muestra, Critico, entero, numérico, longitud mínima = 4 bytes, longitud máxima = 4 bytes, valor mínimo = 00000001, valor máximo = FFFFFFFF.

**timestamp** es la marca de tiempo. No critico si las variables **nrates** y **samp** en el archivo .CFG son distintos de cero, critico si las variables **nrates** y **samp** en el archivo .CFG son ceros. Longitud mínima = 4 bytes, longitud máxima = 4 bytes, valor mínimo = 00000000, valor máximo = FFFFFFFE.

Los valores de marca de tiempo faltantes serán reemplazados colocando el valor FFFFFFFF en el campo para mantener la integridad de la estructura del archivo. La unidad base de tiempo es microsegundos ( $\mu$ s). El tiempo transcurrido desde la primera muestra de datos en un archivo de datos hasta la muestra marcada con cualquier estampa de tiempo es el producto de la marca de tiempo y el multiplicador de tiempo en el archivo de configuración (**timestamp** x **timemult**) en microsegundos. Cuando tanto la información de las variables **nrates** y **samp**, y la información **timestamp** están disponibles, el uso de las variables **nrates** y **samp** es preferido para la sincronización precisa.

**A1 A2...Ak** son los valores de datos de los canales analógicos, en dos bytes continuados hasta que sean mostrados los datos de todos los canales analógicos. No critico, formato de complemento de dos binarios enteros, longitud mínima = 2 bytes, longitud máxima = 2 bytes, valor mínimo = 8001, valor máximo = 7FFF. Los valores analógicos que faltan (perdidos) deben ser representados colocando el valor 8000 en el campo.

**S1 S2...Sm** son los valores de datos de los canales de estado, en 2 bytes (16 bits) por cada 16 ó parte de 16 canales de estado continuados hasta que se muestren los datos de todos los canales de estado. No critico, formato binario entero sin signo, longitud mínima = 2 bytes, longitud máxima = 2 bytes, valor mínimo = 0000, valor máximo = FFFF.

No se hace ninguna provisión para etiquetar los datos de estado faltantes y en tales casos, el bit se puede establecer en 1 o en 0. Sin embargo, para mantener la integridad de la palabra y el archivo, un 0 o 1 será almacenado para ese bit.

Si el número de canales de estado no es divisible integralmente por 16, los canales superiores se rellenarán con 0 bits.

Ejemplo:

Para un conjunto de seis entradas de estado como se muestra para el archivo de datos ASCII en la subcláusula 3.1.4.2. (0,0,0,0,1,1).

a) Escriba estas entradas de estado como un número binario (110000), reconociendo que los canales son enumerados primero por los bits más bajos en el archivo de datos ASCII.

- b) Luego, introduzca el número en un número de 16 bits (0000 0000 0011 0000).
- c) Convierta este a un valor hexadecimal (00 30).
- d) Los datos se almacenan en formato LSB / MSB (30 00).

### **Ejemplo de muestra de datos binarios**

Se muestra un ejemplo de muestra de datos en formato binario (en base hexadecimal). Tiene seis valores analógicos y seis valores de estado. Es el equivalente binario de la muestra ASCII mostrado en la subcláusula 3.1.4.2.

**05 00 00 00 9B 02 00 00 08 FD FA 04 48 00 3D 00 74 FF 0A FE 30 00**

### **3.1.4.4. Procesamiento de un archivo de datos real (\*.dat)**

Mostraremos el proceso de conversión a valores reales usando la información de los archivos comtrade “A1201803153bd.cfg” y “A1201803153bd.dat” que corresponde a un evento de falla real producido en la línea L-6018 en el año 2018 (Ver anexo 3) al cual denominamos EVENTO 1.

El formato en el que se encuentra el archivo de datos puede ser dos tipos: Binario o ASCII como se vio en ítems previos, para el caso del EVENTO1 (línea L-6018) el formato en el que se encuentra el archivo de datos es BINARY por lo que el contenido no puede ser visto de forma inmediata y se hace necesario un programa que nos permita ver archivos con contenido binario como puede ser “Binary Viewer”.

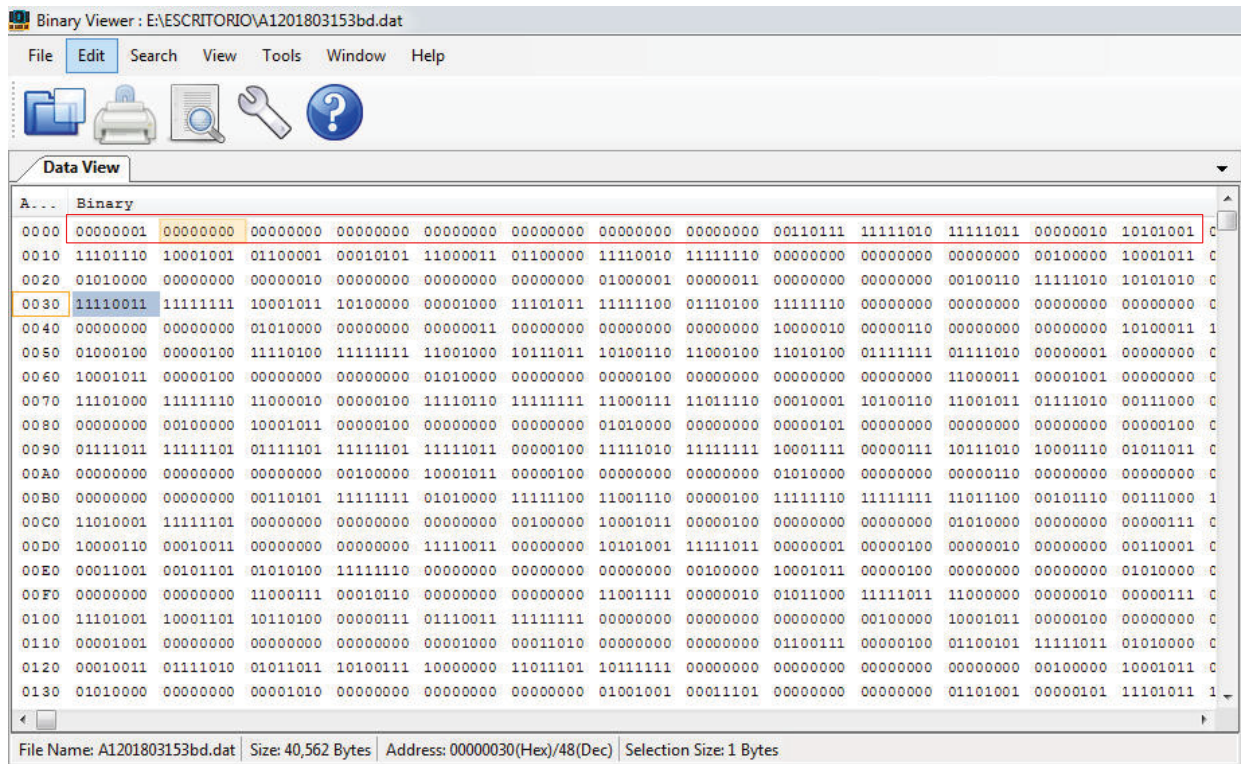


Figura 25: Archivo A1201803153bd.dat abierto con programa Binary Viewer  
Fuente: Propia /Programa Binary Viewer

En la figura 25 se muestra el contenido del archivo de datos “A1201803153bd.dat” en su forma original; en la forma binaria los datos se encuentran agrupados en bytes (byte es una unidad compuesta por una agrupación ordenada de 8 bits, es decir 8 dígitos binarios) y su tamaño o cantidad de bytes dependerá del número de canales analógicos, digitales y el número total de muestras.

Según estándar COMTRADE IEEE Std C37.111-1999 la forma de presentación del archivo de datos en formato binario es:

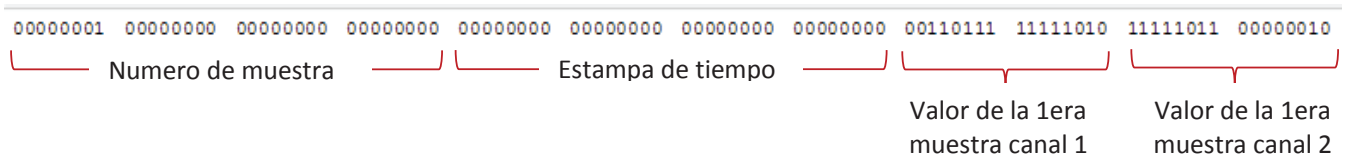
- 4 bytes para el número de muestra y 4 bytes para la estampa de tiempo
- Los datos de muestra de los canales analógicos se almacenan en un formato binario complementario (Anexo 2) de dos bytes cada uno (2 bytes por muestra para los canales analógicos).
- Los datos de muestra de los canales digitales se almacenan en grupos de dos bytes para cada 16 canales de estado ó digitales.

Por lo que cada fila de datos del archivo.dat estará formado por  $4+4+2*nA+2*\text{round}(nD/16)$  bytes.

La traducción de estos datos está determinada por la posición secuencial dentro del archivo. Si falta algún elemento de datos ó está dañado, la secuencia de variables se perderá y el archivo puede ser inutilizable.

Cuando se almacena en formato binario se almacenan en formato estándar DOS que consiste en almacenar primero el byte menos significativo de los datos, luego el byte más significativo.

Para la primera fila de datos binarios de la figura 25 que corresponde a los datos del archivo “A1201803153bd.dat”, la conversión a sus valores reales en base decimal sería como sigue:



**Para el número de muestra:** Formato estándar DOS, el byte menos significativo se almacena primero luego el siguiente byte menos significativo y por último el byte más significativo, por lo que se tiene que reordenar los bytes para hallar su valor real de tal forma que el número de muestra en binario y convertido a valor decimal queda como:

$$(00000000\ 00000000\ 00000000\ 00000001)_2 = (1)_{10}$$

Indica número de muestra 1

**Para la estampa de tiempo:** De forma similar en formato estándar DOS, su valor real será:

$$(00000000\ 00000000\ 00000000\ 00000000)_2 = (0)_{10}$$

Indica que la marca de tiempo para la primera muestra es 0 microsegundos (inicializa).

**Valor de la primera muestra canal 1:** Se almacenan en formato estándar DOS y formato binario complementario (Ver Anexo 2), por lo que para hallar su valor real se reordena igualmente los bytes y en caso de ser negativo se halla el complemento a 2.

El complemento a 2 de “1111010 00110111” es “000010111001001”, por tratarse de numero negativo, luego:

$$(000010111001001)_2 = (1481)_{10}, \text{ su valor real es } -1481$$

**Valor de la primera muestra canal 2:** De forma similar al canal 1 tenemos:

$$(00000010\ 11111011)_2 = (+763)_{10}, \text{ su valor real es } 763$$

Por tratarse de número positivo no es necesario hallar el complemento a 2.

Con lo que ya tendríamos los valores reales del archivo A1201803153bd.dat. Para mayor detalle respecto a la conversión revisar los anexos 1 y 2.

Como se puede observar ambos valores (-1481 y 763) están dentro del rango establecido en el archivo \*.cfg (A1201803153bd.cfg) para los canales 1 y 2. Ahora para determinar los valores reales que representan se multiplica estos valores calculados por los respectivos factores de multiplicación y se suma los factores de adición correspondiente a cada canal:

Para el valor de la primera muestra canal 1 seria:

$$6.237979E-02 \times (-1481) + 0 = \mathbf{-92.3844}$$

Para el valor de la primera muestra canal 2 seria:

$$8.012091E-02 \times (763) + 0 = \mathbf{61.1323}$$

A continuación se muestra el contenido ya procesado de las muestras 1 a 54, desarrollado en Matlab, debido a la cantidad de datos que existen y que hacerlo manualmente no es factible.

En la siguiente tabla los datos enmarcados en el recuadro rojo corresponden a los valores convertidos de datos binarios de la figura 25 que también están enmarcados en recuadro rojo.



Nro Muestra	Tiempo	Canal 1	Canal 2	Canal 3	Canal 4	Canal 5	Canal 6	Canal 7	Canal 8
1	0	-92.384469	61.1322543	30.5441933	-0.61964981	-51995.2186	9270.43558	42481.4228	-242.491563
2	833	-93.4449254	34.1315077	58.1417702	-0.61964981	-42036.894	-9092.58143	51359.8018	228.121693
3	1666	-85.6474517	6.08918916	78.4806095	-0.57198444	-30041.8348	-25736.3417	56120.5474	339.488188
4	2499	-65.8730582	-22.4338548	87.5360644	-0.4766537	-14630.4286	-38997.4855	53909.9562	280.212473
5	3332	-40.2349646	-51.5177451	91.6325798	-0.28599222	3328.61603	-49118.2333	45815.3167	26.943507
6	4165	-12.6630974	-75.634139	88.3984887	-0.09533074	20635.6991	-55409.1885	34271.8805	-502.047347
7	4998	15.158289	-89.014331	73.6654073	0.09533074	35314.2937	-55498.9625	19799.2825	-384.394033
8	5831	44.851069	-95.5041247	50.5955578	0.33365759	45962.4246	-49472.2477	3381.91295	-126.634483
9	6664	70.3020233	-94.4625529	24.1478798	0.42898833	53758.439	-38438.5154	-15146.5797	171.540328
10	7497	86.3960092	-83.726351	-2.37166677	0.42898833	56190.823	-25243.4316	-30673.8819	273.027538
11	8330	92.6339882	-60.9720125	-31.1191428	0.52431907	51972.8558	-9190.82467	-42604.9003	176.030912
12	9163	93.6320648	-33.9712658	-58.7885884	0.61964981	41875.1937	9280.59867	-51460.9848	-303.563512
13	9996	85.0860336	-5.68858461	-78.7680842	0.66731518	29668.5481	25892.1758	-56024.5093	-460.73397
14	10829	65.062121	23.3953057	-88.0391453	0.52431907	14432.6039	39156.7073	-53949.4004	-359.24676
15	11662	39.1745081	52.7195588	-91.9200545	0.33365759	-3306.25323	49048.7855	-45822.1766	-80.830521
16	12495	11.7274005	76.2751063	-88.32662	0.04766537	-20816.3217	55217.7836	-34062.6547	337.691954
17	13328	-15.5949475	89.3348147	-73.8091446	-0.14299611	-35271.2884	55343.1284	-19754.6934	316.137149
18	14161	-45.4748669	95.3438829	-49.8050022	-0.33365759	-46044.9949	49340.1275	-3323.60411	-29.6378577
19	14994	-70.3020233	94.0619483	-23.9322738	-0.38132296	-53548.5727	38380.9245	14913.3443	-253.268966
20	15827	-85.8969708	82.6847791	2.8747476	-0.57198444	-56366.2849	24969.0281	31076.8989	-318.8315
21	16660	-92.2597094	60.0906825	31.3347488	-0.61964981	-51867.9227	9018.05208	42683.7888	-164.355393
22	17493	-92.9458871	33.3302986	58.3573763	-0.57198444	-41894.1161	-9282.29252	51344.3671	167.049743
23	18326	-84.8365144	5.52834279	78.3368721	-0.42898833	-29611.781	-25951.4605	55907.8916	343.978773
24	19159	-64.8749816	-23.6356685	87.7516705	-0.52431907	-14441.2049	-39329.4799	54026.5739	254.167083
25	19992	-39.5487869	-51.677987	90.9138929	-0.33365759	3474.8343	-48908.196	45367.7106	-63.7662999
26	20825	-11.9769197	-75.3937763	87.3204584	-0.19066148	20907.4931	-55377.0054	34064.3697	-405.050722
27	21658	15.9068465	-88.9342101	72.8748517	0.09533074	35556.8441	-55502.3502	19571.192	-370.92228
28	22491	45.162968	-94.7029156	49.5175274	0.33365759	45974.4661	-49214.7827	3073.21907	-167.94786
29	23324	69.9901244	-93.8215856	23.7885364	0.42898833	53674.1484	-38252.192	-15222.0382	200.280069
30	24157	86.0217304	-82.8450209	-2.8747476	0.4766537	56251.0305	-25018.1497	-30984.2907	246.982148
31	24990	92.2597094	-60.4111661	-31.1191428	0.42898833	51745.7874	-8985.86895	-42574.031	184.113965
32	25823	92.8211275	-33.3302986	-58.644851	0.4766537	41711.7733	9682.04088	-51702.795	-308.054097
33	26656	84.649375	-5.20785915	-78.6962156	0.61964981	29455.2414	26076.8054	-55919.8964	-387.088384
34	27489	64.5007029	23.3953057	-87.4641957	0.57198444	14255.4217	39266.8075	-53836.2127	-313.442798
35	28322	38.8002294	52.8798006	-91.6325798	0.38132296	-3571.16634	49248.6597	-45745.0031	-68.2568844
36	29155	11.6026409	76.3552272	-88.0391453	0.09533074	-21012.4262	55183.9066	-33848.2839	321.52585
37	29988	-16.031606	89.0944519	-73.2341951	-0.09533074	-35477.7142	55253.3544	-19497.4485	274.823771
38	30821	-45.5372467	95.1836411	-49.7331335	-0.33365759	-45936.6214	49140.2533	-3126.38302	76.3399365
39	31654	-70.988201	93.9017065	-23.0698495	-0.42898833	-54057.7564	38258.9674	15402.1096	-395.171436
40	32487	-86.3336294	82.6847791	3.23409105	-0.57198444	-56082.4494	24738.6646	31010.0152	-332.303253
41	33320	-92.3220892	59.7701989	31.765961	-0.61964981	-51914.3685	8799.54556	42826.131	-287.397408
42	34153	-93.569685	33.2501777	59.2916693	-0.61964981	-41771.9808	-9522.81908	51543.3031	248.778381
43	34986	-84.4622357	4.8072546	78.6962156	-0.61964981	-29350.3083	-26247.8841	56021.0794	422.114943
44	35819	-64.750222	-23.7959103	87.8954079	-0.52431907	-14226.1781	-39337.9492	53860.2222	295.48046
45	36652	-39.2992677	-52.3990751	91.2732363	-0.42898833	3825.75816	-49189.375	45348.8459	-11.6755197
46	37485	-11.5402612	-75.8745018	87.3204584	-0.09533074	21057.1518	-55412.5762	33922.0275	-430.197995
47	38318	16.2187454	-89.1745728	72.8748517	0	35610.1707	-55410.8823	19421.99	-376.310981
48	39151	45.5996265	-95.1836411	49.5175274	0.19066148	46217.0164	-49133.4779	2767.95512	-147.291172
49	39984	70.3020233	-94.0619483	23.7166677	0.38132296	53730.9155	-38113.2963	-15422.6892	193.095134
50	40817	86.6455283	-83.0052628	-3.30595974	0.61964981	56340.4817	-24880.948	-31179.7968	279.314356
51	41650	92.6963679	-60.2509243	-31.765961	0.66731518	51676.9788	-8635.2422	-42920.4541	119.449548
52	42483	92.8835073	-33.1700567	-59.1479319	0.52431907	41486.4252	9903.9351	-51737.0943	-343.978773
53	43316	84.649375	-4.96749642	-79.055559	0.52431907	29269.4582	26335.9643	-56065.6685	-459.835853
54	44149	64.0640443	24.036273	-87.8235392	0.42898833	13992.2288	39405.7031	-53767.614	-366.431695

Tabla 4: Valores reales convertidos del archivo A1201803153bd.dat EVENTO 1

Fuente: Elaboración propia / Matlab

En esta tabla se tiene que la data de las dos primeras columnas corresponden al número de muestra y estampa de tiempo en uS y la data de las columnas 3 al 10 corresponden a las mediciones de Ia, Ib, Ic, In, Va, Vb, Vc y Vn respectivamente. Esto viene definido en el archivo de configuración correspondiente.

En la tabla 4 se observan los datos reales de todos los canales de medición, para la muestras 1 a 54, una parte del total de 1193 muestras que contiene el archivo, estos datos se calcularon con un algoritmo desarrollado en Matlab ya que sería una tarea titánica hacerlo manualmente. Estos datos fueron reconstruidos en base a los archivos “A1201803153bd.cfg” y “A1201803153bd.dat” del EVENTO 1. De los 8 canales (columnas) que se pueden observar, los 4 primeros son las mediciones de corrientes por fase y neutro mientras que los 4 últimos son las mediciones de tensión por fase y neutro.

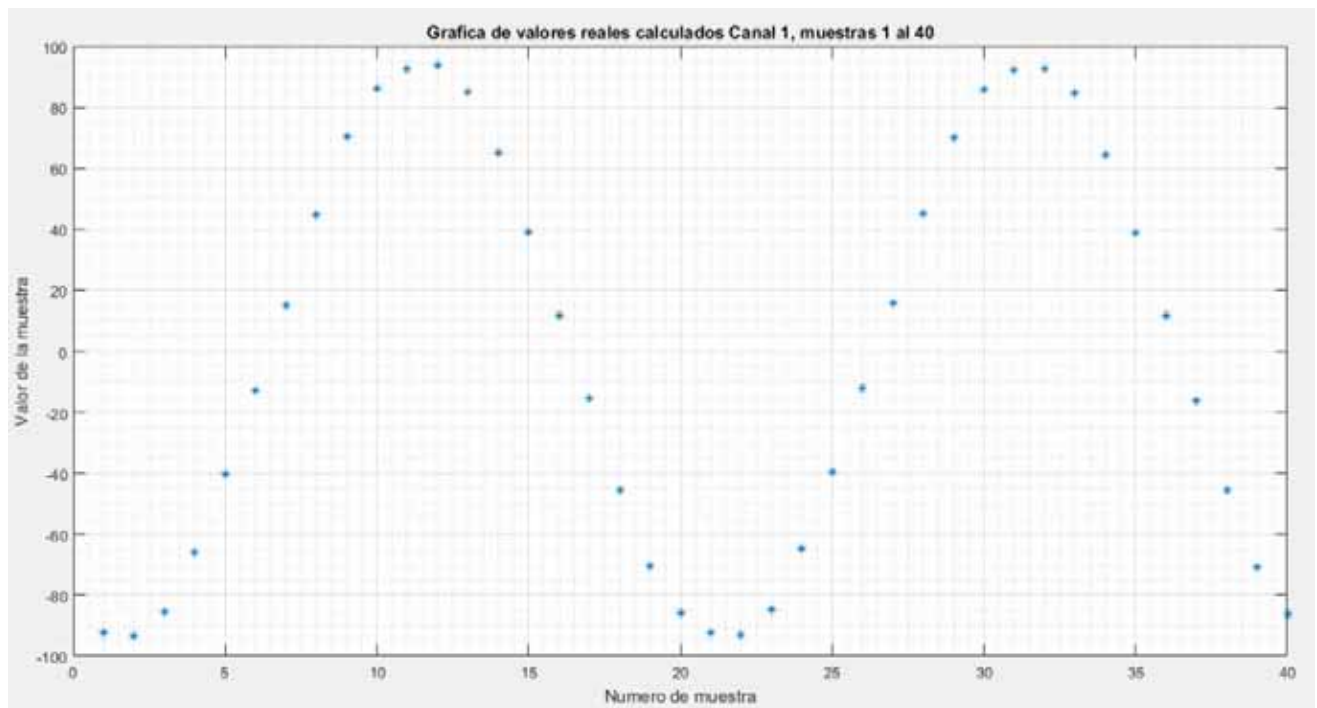


Figura 26: Grafica de los valores totales reales calculados  
Fuente: Elaboración propia Matlab

En la figura 26 se muestra la gráfica de los valores reales calculados en base a la data de los archivos “A1201803153bd.cfg” y “A1201803153bd.dat” del EVENTO1 para las muestras 1 a 40 (32.487 milisegundos) que corresponde a dos periodos de la señal de corriente fase A (Canal 1).

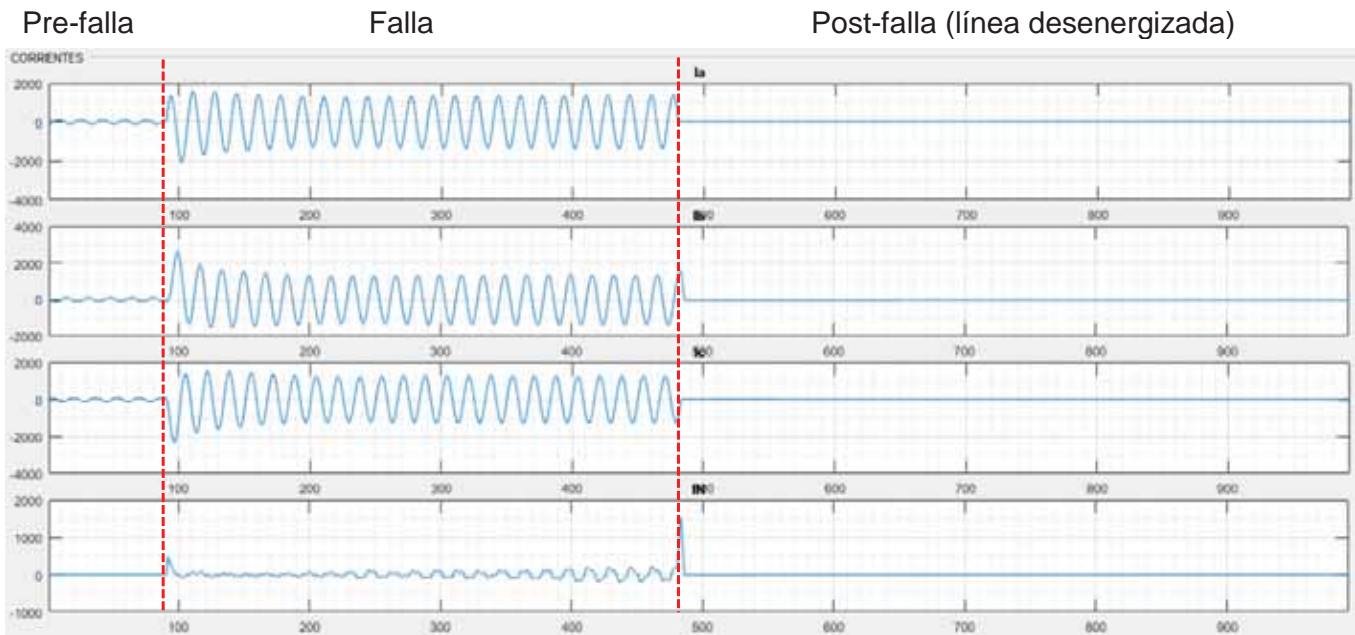


Figura 27: Valores reconstruidos para todas las muestras de los canales de corriente EVENTO1  
 Fuente: Elaboración propia en Matlab

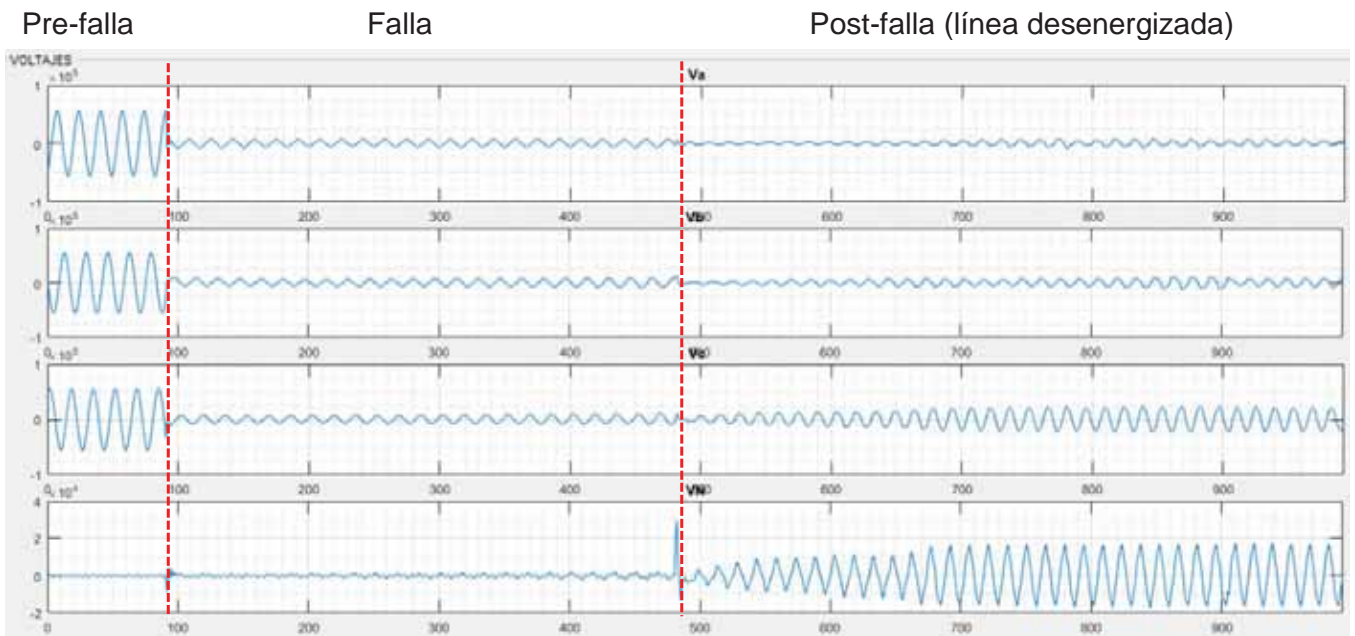


Figura 28: Valores reconstruidos para todas las muestras de los canales de tensión EVENTO1  
 Fuente: Elaboración propia en Matlab

En las figuras 27 y 28 se muestra en forma gráfica la reconstrucción completa de datos para las 1193 muestras (992.936 milisegundos) en base a los archivos “A1201803153bd.cfg” y “A1201803153bd.dat” del EVENTO1. Dentro del rango total de muestras, se puede subdividir en 3 partes (etapa de pre-falla, etapa de falla y etapa de post-falla), en la etapa de post falla se entiende que al despejarse la falla la línea queda desenergizada por lo que los valores de tensión y corriente son normalmente cero, por tanto no los consideramos al utilizar los métodos de localización debido al tiempo adicional que implicaría procesar todos los datos y la carga que sumaría al programa en Matlab.

En la localización de fallas principalmente se trabajará con los datos de pre-falla y durante la falla, donde los datos durante la falla son la materia prima elemental para nuestro objetivo.

### **3.2. Procesar datos para localizar fallas**

#### **3.2.1. Cálculo de fasores**

Hasta aquí ya tenemos los valores instantáneos de las señales de tensión y corriente en forma discreta y se hace necesario definir una forma para obtener los valores fasoriales de estas señales debido a que los métodos de localización analizados en este trabajo requieren de los valores fasoriales (magnitud y ángulo) de las tensiones y corrientes a la frecuencia fundamental. Estos valores fasoriales se obtienen con la ayuda de la transformada discreta de Fourier (DFT) de ciclo entero.

Los fasores solamente están definidos si la red se encuentra en estado estacionario, es decir los fasores no son válidos durante el periodo transitorio, sin embargo puede recurrirse a una definición de fasor durante un periodo transitorio si se establece una ventana temporal, se admite que esta se repite periódicamente y en ella se calcula la componente fundamental de la onda.

#### **Ventana temporal, móvil o deslizante [5]**

En el cálculo de fasores para ser usado en los algoritmos de protección, se utilizan filtros digitales FIR (Finite Impulse Response Filter) asociados al concepto de “ventana”. La ventana es el conjunto de muestras que utiliza el filtro para calcular el fasor en un instante dado. Para una señal dada, la ventana de tamaño  $N$ , consiste en considerar la muestra actual y las  $N-1$  muestras anteriores para el FIR. Se desechan las muestras previas a la ventana. O sea que la historia que utiliza o ve el filtro FIR es únicamente las  $N-1$  muestras previas, y no más atrás (figura 29). La ventana se denomina móvil o deslizante. Al llegar a una nueva muestra,

se usa ésta y se desecha la última muestra de la ventana previa. O sea que la ventana se movió (adelantó) un tiempo igual al periodo de muestreo.

Este movimiento de la ventana es permanente. Una ventana de N muestras se utiliza para algoritmos que utilizan filtros FIR de orden N-1 (filtros que tiene N términos).

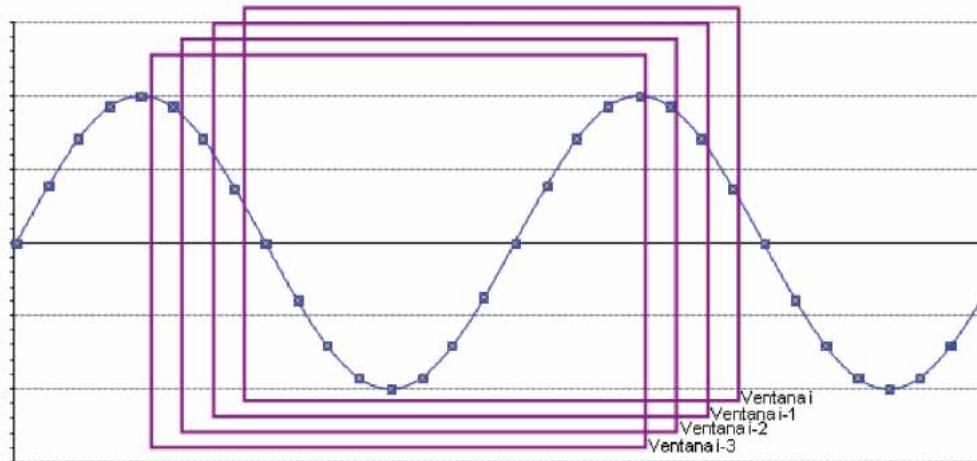


Figura 29: Ventana móvil de 1 ciclo y 16 muestras por ciclo  
Fuente: Referencia bibliográfica [5]

Como se ve en la figura 30, la ventana móvil a medida que avanza incluye más muestras de corriente de falla y menos muestras de corriente de pre-falla. Por ello el algoritmo que usa a dicha ventana precisará cierto tiempo para:

1. Reconocer que se está ante un cortocircuito (detectar la falla) y
2. Poder estimar satisfactoriamente el fasor.

Cuando en la ventana hay tanto muestras pre-falla como de falla, el fasor calculado no es confiable y tiene poco significado. El cálculo es correcto cuando todas las muestras son de pre-falla ó todas de falla. Por ello cuanto más pequeña la ventana, más rápida es la decisión. Existe una relación inherentemente inversa entre velocidad y precisión.

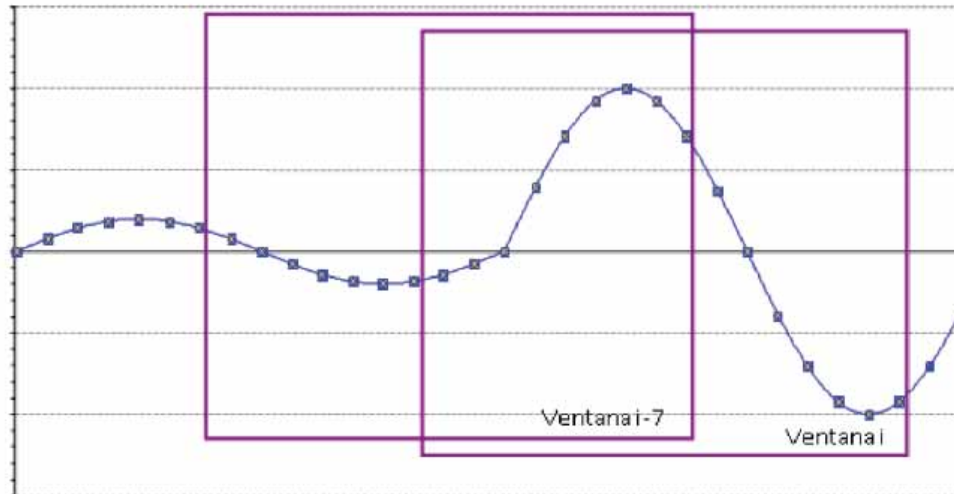


Figura 30: Cálculo fasorial de corriente cuando ocurre un corto circuito  
Fuente: Referencia bibliográfica [5]

### Transformada Discreta de Fourier (DFT)

La transformada discreta de Fourier asume que la señal que procesa está compuesta por la frecuencia fundamental y armónicos de esa frecuencia, permitiendo determinar o estimar los fasores de dichas frecuencias. Se aplica a señales que en el dominio del tiempo están representadas por números (señales analógicas muestreadas). Es entonces una transformada del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia. Para la DFT la señal existe solamente en un determinado lapso (dentro de una “ventana” de tiempo). Y se asume que la señal es periódica y que la ventana corresponde al periodo (o un múltiplo del periodo) de la señal. Se estudia a continuación la DFT con ventana de un ciclo de la frecuencia fundamental. [5]

La DFT es equivalente a la transformada de Fourier para señales continuas, permite evaluar una representación espectral (en frecuencias) discreta de una señal discreta en una ventana de tiempo finito. El análisis es relativamente sencillo y además eficaz en aplicaciones de eliminación de ruido que contamina una señal y otros tipos de filtrado (pasa bajo, pasa alto, pasa banda).

Para una señal  $v(t)$  la DFT es:

$$V_h = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n e^{-jn \frac{2\pi h}{N}} \quad 3.1$$

Donde:

$V_h$ : es el fador a calcular

$h$ : es el orden del armónico ( $h=0$  es la componente DC,  $h=1$  es la fundamental, etc.)

$N$ : es el número de muestras de la ventana (ventana de  $N$  muestras)

$n$ : es la  $n$ -ésima muestra de la ventana ( $n=0, n=1, \dots, n=N-1$ )

$v_n$ : es el valor instantáneo (muestra) de la magnitud medida  $v(t)$  (tensión o corriente)

Para cada  $h$ , la DFT calcula el fasor  $V_h$  o sea que se determina la componente  $h$  de la señal ( $h=1$  para la fundamental).

Desarrollando la ecuación 3.1 en términos de seno y coseno, tenemos:

$$V_h = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n \left( \cos\left(\frac{2\pi nh}{N}\right) - j \operatorname{sen}\left(\frac{2\pi nh}{N}\right) \right) \quad 3.2$$

Las partes real e imaginaria del fasor del armónico  $h$  ( $V_h$ ) resultan:

$$P_R(V_h) = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n \cos\left(\frac{2\pi nh}{N}\right) \quad 3.3$$

$$P_I(V_h) = -\frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n \operatorname{sen}\left(\frac{2\pi nh}{N}\right) \quad 3.4$$

Para la frecuencia fundamental ( $h=1$ ) quedaría:

$$P_R(V_1) = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad 3.5$$

$$P_I(V_1) = -\frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n \operatorname{sen}\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad 3.6$$

Por tanto:

$$\overline{V}_h = P_R(V_h) + jP_I(V_h) \quad 3.7$$

Su amplitud (valor pico)  $|\overline{V}_h|$  y argumento  $\phi_h$  son:

$$|\overline{V}_h| = \sqrt{P_R(V_h)^2 + P_I(V_h)^2} \quad 3.8$$

$$\phi_h = \operatorname{arctg}\left(\frac{P_I(V_h)}{P_R(V_h)}\right) \quad 3.9$$

Algunas consideraciones para el cálculo fasorial:



- Los valores de cálculo sólo son válidos si no hay ningún cambio de estado (inicio de una perturbación, desconexión, etc.) dentro de la ventana de medida.
- La ventana de medida siempre está situada a la izquierda del momento de referencia y tiene la duración de un período de la frecuencia nominal  $T_N$  (p.ej. 16.67 ms con 60 Hz).

### Ejemplo práctico

Como ejemplo práctico calcularemos el fasor para la muestra 20 del Canal 1 (corriente fase A) con los datos discretos reales de la tabla 4. Los fasores se calculan solo para la frecuencia fundamental ( $h=1$ ).

Para una frecuencia de muestreo del relé de 1200 Hz la ventana deslizante estará conformada por  $N=20$  muestras para calcular el fasor en un instante dado.

Nro Muestra	Tiempo	Canal 1 ( $V_n$ )	$n$	$\cos(\frac{2\pi n}{N})$	$\text{sen}(\frac{2\pi n}{N})$	$V_n * \cos(\frac{2\pi n}{N})$	$V_n * \text{sen}(\frac{2\pi n}{N})$
1	0	-92.384469	0	1.00000	0.00000	-92.3845	0.0000
2	833	-93.4449254	1	0.95106	0.30902	-88.8714	-28.8761
3	1666	-85.6474517	2	0.80902	0.58779	-69.2902	-50.3423
4	2499	-65.8730582	3	0.58779	0.80902	-38.7192	-53.2924
5	3332	-40.2349646	4	0.30902	0.95106	-12.4333	-38.2657
6	4165	-12.6630974	5	0.00000	1.00000	0.0000	-12.6631
7	4998	15.158289	6	-0.30902	0.95106	-4.6842	14.4164
8	5831	44.851069	7	-0.58779	0.80902	-26.3628	36.2853
9	6664	70.3020233	8	-0.80902	0.58779	-56.8755	41.3225
10	7497	86.3960092	9	-0.95106	0.30902	-82.1675	26.6978
11	8330	92.6339882	10	-1.00000	0.00000	-92.6340	0.0000
12	9163	93.6320648	11	-0.95106	-0.30902	-89.0494	-28.9339
13	9996	85.0860336	12	-0.80902	-0.58779	-68.8360	-50.0123
14	10829	65.062121	13	-0.58779	-0.80902	-38.2426	-52.6364
15	11662	39.1745081	14	-0.30902	-0.95106	-12.1056	-37.2572
16	12495	11.7274005	15	0.00000	-1.00000	0.0000	-11.7274
17	13328	-15.5949475	16	0.30902	-0.95106	-4.8191	14.8317
18	14161	-45.4748669	17	0.58779	-0.80902	-26.7295	36.7899
19	14994	-70.3020233	18	0.80902	-0.58779	-56.8755	41.3225
20	15827	-85.8969708	19	0.95106	-0.30902	-81.6929	26.5436
<b>Sumatoria:</b>						<b>-942.7731</b>	<b>-125.7970</b>

Tabla 5: Datos para el cálculo de fasores muestras 1 a 20 -Canal 1 (Corriente fase A)

Fuente: Elaboración propia

$$P_{R \text{ muestra}20} = \frac{2}{20} (-942.7731)$$

$$P_{I \text{ muestra}20} = \frac{-2}{20} (-125.7970)$$

Por lo que el fasor para la muestra 20 Canal 1 que corresponde a la corriente fase A será:

$$\bar{I}_{faseA} = -94.2773 + 12.5797i$$

3.10



A continuación se muestra los fasores calculados para las muestras 16 a 44, y para todos los canales de medición. Esto fue desarrollado en Matlab.

	1	2	3	4	5	6	7	8
16	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
17	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
18	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
19	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
20	-94.2773 + 12.5797i	61.5330 + 74.6409i	32.1515 + 87.0021i	-0.6178 + 0.1101i	-5.1687e+04 - 2.0264e+04i	8.5181e+03 + 5.4927e+04i	4.3220e+04 - 3.4673e+04i	51.0622 + 10.2626i
21	-93.5385 - 17.1654i	35.3570 + 89.9703i	57.5382 - 72.7842i	-0.6216 - 0.0862i	-4.2883e+04 - 3.5241e+04i	-8.8961e+03 + 5.4863e+04i	5.1839e+04 - 1.9614e+04i	59.1656 + 8.4333i
22	-83.6086 - 45.2149i	5.7480 + 96.4680i	77.2341 - 51.4349i	-0.5601 - 0.2726i	-2.9880e+04 - 4.6763e+04i	-2.5432e+04 + 4.9423e+04i	5.5361e+04 - 2.6355e+03i	47.8555 + 24.4165i
23	-65.4672 - 68.8133i	-24.3969 + 93.5054i	89.3346 - 25.0553i	-0.4348 - 0.4279i	-1.3926e+04 - 5.3695e+04i	-3.9481e+04 + 3.9138e+04i	5.3446e+04 + 1.4594e+04i	38.3952 + 38.1484i
24	-40.9036 - 85.6450i	-52.2119 + 81.3527i	92.7253 + 3.7836i	-0.2858 - 0.5428i	3.3657e+03 - 5.5364e+04i	-4.9674e+04 + 2.5012e+04i	4.6331e+04 + 3.0399e+04i	22.2505 + 47.3412i
25	-12.3706 - 94.0719i	-74.8111 - 61.2317i	86.9494 + 32.2299i	-0.1087 - 0.6060i	2.0323e+04 - 5.1610e+04i	-5.4952e+04 + 8.4444e+03i	3.4627e+04 + 4.3215e+04i	-2.0948 + 49.0968i
26	17.3699 - 93.2692i	-90.0483 + 35.1243i	72.6317 + 57.4880i	0.0749 - 0.6129i	3.5903e+04 - 4.2795e+04i	-5.4869e+04 - 8.9491e+03i	1.9558e+04 + 5.1793e+04i	-7.9391 + 49.0439i
27	45.4127 - 83.3136i	-96.4874 + 5.5812i	51.2369 + 77.0943i	0.2606 - 0.5597i	4.6823e+04 - 2.9784e+04i	-4.9419e+04 - 2.5467e+04i	2.5743e+03 + 5.5295e+04i	-21.4247 + 44.6065i
28	68.9651 - 65.1930i	-93.4135 - 24.4834i	24.8032 + 89.1208i	0.4208 - 0.4518i	5.3736e+04 - 1.3857e+04i	-3.9106e+04 - 3.9483e+04i	-1.4668e+04 + 5.3375e+04i	-38.0894 + 34.5261i
29	85.7057 - 40.7005i	-81.2148 - 52.1317i	-3.9848 + 92.4125i	0.5398 - 0.2997i	5.5380e+04 + 3.4239e+03i	-2.4973e+04 - 4.9630e+04i	-3.0451e+04 + 4.6228e+04i	-44.1610 + 21.9541i
30	94.0525 - 12.2355i	-61.0464 - 74.6497i	32.3946 + 86.6426i	0.6106 - 0.1167i	5.1617e+04 + 2.0371e+04i	-8.3929e+03 - 5.4911e+04i	-4.3275e+04 + 3.4545e+04i	-51.2609 + 6.4282i
31	93.1946 + 17.4156i	-34.9372 - 89.8431i	-57.5831 + 72.3915i	0.6077 + 0.0747i	4.2774e+04 - 3.5318e+04i	9.0057e+03 - 5.4810e+04i	-5.1830e+04 + 1.9483e+04i	-49.9697 - 9.4771i
32	83.1745 + 45.3369i	-5.4033 - 96.2223i	-77.1213 + 51.0587i	0.5412 + 0.2544i	2.9751e+04 - 4.6802e+04i	7.5540e+04 - 4.9332e+04i	-5.5336e+04 + 2.5055e+03i	-45.0225 - 24.5925i
33	65.0523 + 68.8068i	24.6412 - 93.1677i	-89.1179 + 24.7301i	0.4316 + 0.4078i	1.3812e+04 + 5.3699e+04i	3.9553e+04 - 3.9020e+04i	-5.3392e+04 - 1.4714e+04i	-28.2150 - 35.0267i
34	40.5525 + 85.5241i	52.2256 - 80.9932i	-92.3435 - 4.0014i	0.2890 + 0.5226i	-3.4746e+03 - 5.5333e+04i	4.9685e+04 - 2.4884e+04i	-4.6222e+04 - 3.0489e+04i	-11.6540 - 40.6159i
35	12.1037 + 93.8581i	74.7130 - 60.8855i	-86.5600 - 32.3324i	0.1179 + 0.5878i	-2.0429e+04 + 5.1543e+04i	5.4962e+04 - 8.3067e+03i	-3.4530e+04 - 4.3278e+04i	2.6632 - 41.8407i
36	-17.5043 + 93.0008i	89.8786 - 34.8155i	72.3049 - 57.4896i	-0.0650 + 0.5970i	-3.5375e+04 + 4.2701e+04i	5.4836e+04 + 9.0830e+03i	-1.9446e+04 - 5.1824e+04i	13.9249 - 39.4695i
37	-45.4279 + 83.0264i	96.2153 - 5.3450i	-50.9461 - 77.0015i	-0.2418 + 0.5491i	-4.6859e+04 + 2.9674e+04i	4.9336e+04 + 2.5581e+04i	-2.4556e+03 - 5.5288e+04i	21.5110 - 34.5113i
38	-68.8670 + 64.9228i	93.1427 + 24.6439i	-24.6510 - 88.9738i	-0.3996 + 0.4475i	-5.3725e+04 + 1.3744e+04i	3.8998e+04 + 3.9568e+04i	1.4768e+04 - 5.3335e+04i	41.2018 - 22.9001i
39	-85.6239 + 40.4430i	80.9533 + 52.2154i	4.1320 - 92.2100i	-0.5229 + 0.3007i	-5.5391e+04 - 3.5458e+03i	2.4830e+04 + 4.9679e+04i	3.0573e+04 - 4.6146e+04i	32.7660 - 13.4322i
40	-93.9723 + 11.9908i	60.8557 + 74.6758i	32.4584 - 86.4090i	-0.5902 + 0.1244i	-5.1557e+04 - 2.0480e+04i	8.2604e+03 + 5.4919e+04i	4.3331e+04 - 3.4442e+04i	34.0319 - 3.0659i
41	-93.0843 - 17.6370i	34.7707 + 89.8164i	57.6126 - 72.1363i	-0.5998 - 0.0643i	-4.2709e+04 - 3.5411e+04i	-9.1358e+03 + 5.4777e+04i	5.1866e+04 - 1.9362e+04i	21.6117 + 3.7984i
42	-83.1376 - 45.5577i	5.3065 + 96.1628i	77.1731 - 50.7738i	-0.5551 - 0.2478i	-2.9665e+04 + 4.6872e+04i	-2.5639e+04 + 4.9286e+04i	5.5330e+04 - 2.3803e+03i	27.1530 + 12.8164i
43	-64.9549 - 69.0073i	-24.7378 + 93.0737i	89.1200 - 24.4297i	-0.4695 - 0.4133i	-1.3704e+04 - 5.3737e+04i	-3.9636e+04 + 3.8923e+04i	5.3368e+04 + 1.4838e+04i	29.2947 + 22.9944i
44	-40.4395 - 85.6981i	-52.3036 + 80.8690i	92.3210 + 4.3101i	-0.3189 - 0.5380i	3.5932e+03 - 5.5335e+04i	-4.9725e+04 + 2.4769e+04i	4.6155e+04 + 3.0598e+04i	24.6844 + 32.1982i

Tabla 6: Fasores calculados para las muestras 16 a 44 de los 8 canales (4 de corriente y 4 de tensión)

Fuente: Propia /Matlab

### 3.2.2. Cálculo de valores eficaces (RMS)

Independientemente de los módulos de los fasores calculados en el ítem anterior, para una mejor estimación de la distancia de falla, los valores RMS se calculan mediante la siguiente definición de valores eficaces, y aplicando en mismo concepto de ventana deslizante:

$$X(t_c) = \sqrt{\frac{1}{T_N} \int_{t_c-T_N}^{t_c} X(t)^2 dt} \quad 3.11$$

Se calcula al sumar los cuadrados de todos los valores de muestra que se encuentran en la ventana de medida (un periodo de la señal). Luego se divide el resultado por el número total de muestras y se toma la raíz cuadrada del resultado.

La ventana de medida tiene la duración de un período de la frecuencia nominal  $T_N$  y está situada a la izquierda del momento de referencia  $t_c$ .

La ecuación 3.11 resulta de la definición general de valor eficaz para una onda senoidal:

$$V_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [f(t)]^2 dt} \quad 3.12$$

Para el cálculo de fasores y valores efectivos, se utilizó el concepto de ventana deslizante que contiene el conjunto de muestras correspondientes a un periodo de la señal (1200/60 = 20 muestras/ciclo), donde la ventana de tamaño N, consiste en considerar la muestra actual y las N-1 muestras anteriores.

Al iniciar el cálculo de fasores y valores RMS para la muestras 1 a 19 se tendrá un vacío dentro de la ventana deslizante haciendo también poco confiable los resultados dentro de este rango de muestras. Por tal motivo y para no acomplejar los algoritmos en Matlab, para las muestras 1 a 19 no se realiza ningún cálculo y se completa con ceros; comenzando los cálculos desde la muestra 20 hasta la última muestra del archivo \*.dat al realizar los cálculos de fasores, valores efectivos y posteriores cálculos en la localización de fallas.

### Ejemplo practico

De forma similar al cálculo de fasor se calcula el valor eficaz para la muestra 20 del Canal 1 (corriente fase A) con los datos discretos reales de la tabla 4.

Nro Muestra	Tiempo	Canal 1 (Vn)	(Vn)^2
1	0	-92.384469	8534.89011
2	833	-93.4449254	8731.95409
3	1666	-85.6474517	7335.48598
4	2499	-65.8730582	4339.2598
5	3332	-40.2349646	1618.85237
6	4165	-12.6630974	160.354035
7	4998	15.158289	229.773724
8	5831	44.851069	2011.61839
9	6664	70.3020233	4942.37448
10	7497	86.3960092	7464.2704
11	8330	92.6339882	8581.05576
12	9163	93.6320648	8766.96356
13	9996	85.0860336	7239.63311
14	10829	65.062121	4233.07959
15	11662	39.1745081	1534.64209
16	12495	11.7274005	137.531923
17	13328	-15.5949475	243.202388
18	14161	-45.4748669	2067.96352
19	14994	-70.3020233	4942.37448
20	15827	-85.8969708	7378.2896
		<b>Sumatoria:</b>	90493.5694

Tabla 7: Cálculo del valor eficaz para la muestra 20 Canal 1

Fuente: Elaboración propia / Excel

El valor eficaz para la muestra 20 Canal 1 (corriente fase A) será:

$$I_{eficazA} = \sqrt{\frac{1}{20}(90493.56939)} = 67.2657 \quad 3.13$$

### 3.2.3. Cálculo de vectores estáticos

#### Ángulo de vectores estáticos

Al hacer el cálculo de fasores instantáneos (ósea para cada muestra), se obtienen fasores que van cambiando constantemente de ángulo (girando a frecuencia nominal), por lo que para hallar las corrientes y tensiones de prefalla se hace necesario contar con fasores estáticos durante el periodo de prefalla.

	Ia	Ib	Ic	IN
20	-94.2773 + 12.5797i	61.5330 + 74.6409i	32.1515 - 87.0021i	-0.6178 + 0.1101i

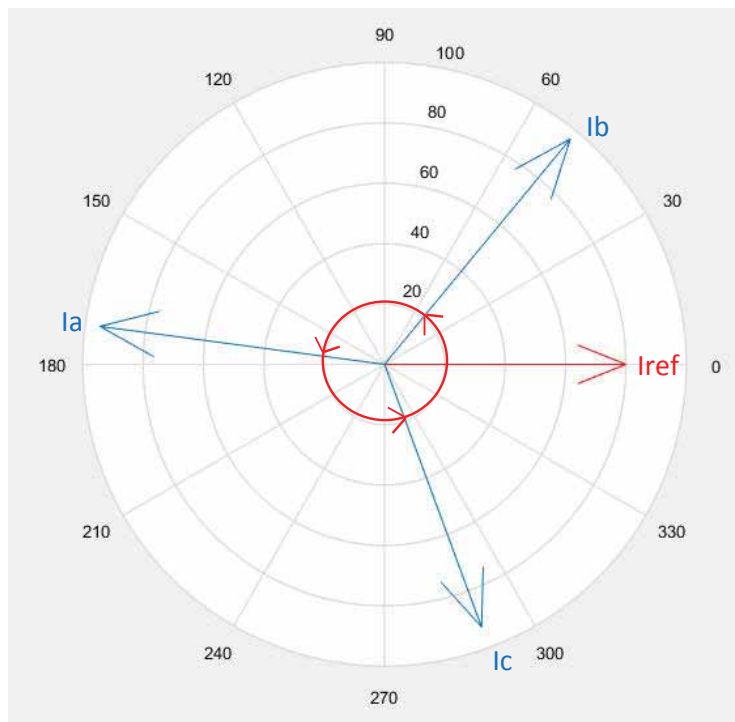


Figura 31: Fasores de corrientes de fases para la muestra 20 canal 1 y fasor de referencia  
Fuente: Elaboración propia /Matlab

En la figura 31 se observa la representación fasorial de las corrientes Ia, Ib, Ic e Iref (referencia) para el instante de muestra 20, el ángulo del vector de referencia inicia en cero desde la muestra 20, ya que como se mencionó anteriormente para el cálculo de fasores se necesitan por lo menos 20 muestras por lo que se inicia el cálculo fasorial y todos los cálculos

posteriores desde la muestra 20. Las muestras 1 a 19 se completa con ceros ya que tienen poco significado.

Los fasores de los 8 canales se referencian respecto a este fador normal (Iref).

Con corrientes y tensiones, el ángulo de los vectores siempre se refiere a un vector normal  $e^{j2\pi f_N t}$  que gira con frecuencia nominal  $f_N$ .

A continuación se muestra los fasores estáticos calculados para las muestras 16 a 44, y para todos los canales de medición. Estos fasores son los mismos que los de la tabla 6, solo que están referidos a un fador normal que gira a frecuencia nominal.

	1	2	3	4	5	6	7	8
16	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
17	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
18	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
19	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
20	-66.6748 + 8.8966i	43.5158 + 52.7857i	22.7386 + 61.5307i	-0.4402 + 0.0785i	-3.6551e+04 - 1.4330e+04i	6.0237e+03 + 3.8842e+04i	3.0564e+04 - 2.4520e+04i	2.8388e+02 - 5.7054e+01i
21	-66.6662 + 8.8966i	43.4426 + 52.7862i	22.7942 + 61.5300i	-0.4402 + 0.0785i	-3.6542e+04 - 1.4330e+04i	6.0058e+03 + 3.8842e+04i	3.0578e+04 - 2.4520e+04i	2.8252e+02 - 4.9249e+01i
22	-66.6327 + 8.8858i	43.3893 + 52.8044i	22.8067 + 61.5348i	-0.4371 + 0.0775i	-3.6533e+04 - 1.4334e+04i	5.9931e+03 + 3.8846e+04i	3.0577e+04 - 2.4519e+04i	2.8120e+02 - 4.4381e+01i
23	-66.5853 + 8.8519i	43.3572 + 52.8277i	22.8005 + 61.5287i	-0.4299 + 0.0716i	-3.6508e+04 - 1.4352e+04i	5.9808e+03 + 3.8855e+04i	3.0565e+04 - 2.4510e+04i	2.8130e+02 - 4.5484e+01i
24	-66.5439 + 8.7948i	43.3064 + 52.8955i	22.8093 + 61.5407i	-0.4322 + 0.0744i	-3.6500e+04 - 1.4362e+04i	5.9669e+03 + 3.8874e+04i	3.0570e+04 - 2.4517e+04i	2.8151e+02 - 3.5431e+01i
25	-66.5294 + 8.7487i	43.3029 + 52.9062i	22.7939 + 61.4931i	-0.4233 + 0.0777i	-3.6497e+04 - 1.4372e+04i	5.9716e+03 + 3.8860e+04i	3.0560e+04 - 2.4487e+04i	2.8377e+02 - 1.2107e+01i
26	-66.5294 + 8.7002i	43.3028 + 52.8891i	22.7936 + 61.4162i	-0.4336 + 0.0846i	-3.6497e+04 - 1.4391e+04i	5.9716e+03 + 3.8858e+04i	3.0561e+04 - 2.4473e+04i	2.7292e+02 - 4.2273e+01i
27	-66.5447 + 8.6497i	43.3011 + 52.8838i	22.8108 + 61.3626i	-0.4336 + 0.0846i	-3.6503e+04 - 1.4408e+04i	5.9716e+03 + 3.8858e+04i	3.0565e+04 - 2.4457e+04i	2.7077e+02 - 4.9427e+01i
28	-66.5576 + 8.6319i	43.2683 + 52.8386i	22.8559 + 61.3018i	-0.4336 + 0.0846i	-3.6503e+04 - 1.4408e+04i	5.9609e+03 + 3.8843e+04i	3.0578e+04 - 2.4440e+04i	2.7474e+02 - 2.9801e+01i
29	-66.5395 + 8.6448i	43.2314 + 52.8117i	22.8766 + 61.2871i	-0.4336 + 0.0846i	-3.6498e+04 - 1.4405e+04i	5.9503e+03 + 3.8836e+04i	3.0582e+04 - 2.4436e+04i	2.7432e+02 - 1.0672e+01i
30	-66.5142 + 8.6530i	43.1713 + 52.7913i	22.9102 + 61.2756i	-0.4363 + 0.0834i	-3.6502e+04 - 1.4406e+04i	5.9251e+03 + 3.8831e+04i	3.0603e+04 - 2.4430e+04i	2.7395e+02 - 3.4354e+01i
31	-66.4881 + 8.6530i	43.1317 + 52.7913i	22.9102 + 61.2756i	-0.4310 + 0.0837i	-3.6488e+04 - 1.4406e+04i	5.9206e+03 + 3.8831e+04i	3.0601e+04 - 2.4430e+04i	2.7414e+02 - 3.4928e+01i
32	-66.4336 + 8.6353i	43.0890 + 52.8059i	22.9005 + 61.2724i	-0.4224 + 0.0807i	-3.6475e+04 - 1.4410e+04i	5.8937e+03 + 3.8840e+04i	3.0617e+04 - 2.4435e+04i	2.7433e+02 - 3.5407e+01i
33	-66.4080 + 8.6171i	43.0615 + 52.8259i	22.8964 + 61.2693i	-0.4192 + 0.0786i	-3.6463e+04 - 1.4419e+04i	5.8831e+03 + 3.8847e+04i	3.0611e+04 - 2.4431e+04i	2.7057e+02 - 1.3481e+01i
34	-66.3848 + 8.5850i	43.0615 + 52.8259i	22.8727 + 61.2370i	-0.4217 + 0.0815i	-3.6456e+04 - 1.4429e+04i	5.8785e+03 + 3.8854e+04i	3.0607e+04 - 2.4424e+04i	2.6788e+02 + 9.3084e+00i
35	-66.3771 + 8.5598i	43.0580 + 52.8367i	22.8664 + 61.2177i	-0.4231 + 0.0848i	-3.6450e+04 - 1.4447e+04i	5.8741e+03 + 3.8867e+04i	3.0605e+04 - 2.4419e+04i	2.6733e+02 + 1.7016e+01i
36	-66.3771 + 8.5510i	43.0581 + 52.8425i	22.8663 + 61.1971i	-0.4228 + 0.0882i	-3.6450e+04 - 1.4461e+04i	5.8741e+03 + 3.8864e+04i	3.0605e+04 - 2.4404e+04i	2.6679e+02 + 6.6735e+00i
37	-66.3861 + 8.5216i	43.0529 + 52.8264i	22.8787 + 61.1579i	-0.4214 + 0.0914i	-3.6455e+04 - 1.4474e+04i	5.8722e+03 + 3.8858e+04i	3.0611e+04 - 2.4386e+04i	2.6391e+02 - 1.8754e+01i
38	-66.3887 + 8.5180i	43.0463 + 52.8173i	22.8817 + 61.1539i	-0.4214 + 0.0914i	-3.6450e+04 - 1.4468e+04i	5.8639e+03 + 3.8847e+04i	3.0619e+04 - 2.4375e+04i	2.6310e+02 + 3.2000e+01i
39	-66.4288 + 8.4896i	43.0371 + 52.8106i	22.9313 + 61.1187i	-0.4242 + 0.0894i	-3.6479e+04 - 1.4489e+04i	5.8569e+03 + 3.8842e+04i	3.0647e+04 - 2.4355e+04i	2.7282e+02 - 2.0470e+01i
40	-66.4583 + 8.4801i	43.0371 + 52.8106i	22.9554 + 61.1106i	-0.4242 + 0.0894i	-3.6460e+04 - 1.4483e+04i	5.8414e+03 + 3.8837e+04i	3.0642e+04 - 2.4356e+04i	2.7328e+02 - 2.4619e+01i
41	-66.4627 + 8.4801i	43.0145 + 52.8107i	22.9857 + 61.1103i	-0.4242 + 0.0894i	-3.6463e+04 - 1.4483e+04i	5.8259e+03 + 3.8837e+04i	3.0652e+04 - 2.4356e+04i	2.7666e+02 - 3.9038e+01i
42	-66.5047 + 8.4937i	43.0092 + 52.8126i	23.0489 + 61.1315i	-0.4273 + 0.0904i	-3.6455e+04 - 1.4486e+04i	5.8098e+03 + 3.8842e+04i	3.0666e+04 - 2.4361e+04i	2.7749e+02 - 5.2594e+01i
43	-66.4828 + 8.4781i	42.9680 + 52.8426i	23.0696 + 61.1467i	-0.4371 + 0.0982i	-3.6440e+04 - 1.4497e+04i	5.7928e+03 + 3.8855e+04i	3.0672e+04 - 2.4365e+04i	2.7671e+02 - 7.8669e+01i
44	-66.4777 + 8.4710i	42.9612 + 52.8516i	23.0755 + 61.1548i	-0.4371 + 0.0982i	-3.6431e+04 - 1.4509e+04i	5.7925e+03 + 3.8855e+04i	3.0665e+04 - 2.4356e+04i	2.7307e+02 - 9.8567e+01i

Tabla 8: Fasores estáticos calculados para las muestras 16 a 44 de los 8 canales

Fuente: Propia /Matlab

### 3.2.4. Voltajes y corrientes de secuencia

Para el calculo de voltajes y corrientes de secuencia cero, positiva y negativa utilizamos la definicion de componentes simetricas desarrollado en el capitulo II. Donde:

Para las tensiones de secuencia tenemos la ecuacion 2.13

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Y para las corrientes de secuencia tenemos la ecuacion 2.15



$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

### Ejemplo practico

Como ejemplo calcularemos los voltajes y corrientes de secuencia para la muestra 20 de la tabla 8, donde se tienen los fasores estaticos de corriente y tension.

	1	2	3	4	5	6	7	8
16	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
17	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
18	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
19	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
20	-66.6748 + 8.8966i	43.5158 + 52.7857i	22.7386 - 61.5307i	-0.4402 + 0.0785i	-3.6551e+04 - 1.4330e+04i	6.0237e+03 + 3.8842e+04i	3.0564e+04 - 2.4520e+04i	2.8388e+02 - 5.7054e+01i
21	-66.6662 + 8.8966i	43.4426 + 52.7862i	22.7942 - 61.5300i	-0.4402 + 0.0785i	-3.6542e+04 - 1.4330e+04i	6.0058e+03 + 3.8842e+04i	3.0578e+04 - 2.4520e+04i	2.8253e+02 - 4.9249e+01i
22	-66.6327 + 8.8858i	43.3893 + 52.8044i	22.8087 - 61.5348i	-0.4371 + 0.0775i	-3.6533e+04 - 1.4334e+04i	5.9931e+03 + 3.8846e+04i	3.0577e+04 - 2.4519e+04i	2.8120e+02 - 4.4381e+01i

Tabla 9: Muestra N° 20 de los fasores finales de corriente y tensión

Fuente: Tabla 8

Siendo:  $a = 1\angle 120$

Calculamos los voltajes de secuencia para la muestra 20:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} -36551.4300 - 14330.4807i \\ 6023.6865 + 38842.0832i \\ 30564.1307 - 24519.8326i \end{bmatrix} \quad 3.14$$

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 12.1290 - 2.7433i \\ -36572.7891 - 14248.0847i \\ 9.2300 - 79.6526i \end{bmatrix} \quad 3.15$$

Calculamos las corrientes de secuencia para la muestra 20 :

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} -66.6748 + 8.8966i \\ 43.5158 + 52.7857i \\ 22.7386 - 61.5307i \end{bmatrix} \quad 3.16$$

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.1401 + 0.0505i \\ -66.2676 + 10.4209i \\ -0.2670 - 1.5748i \end{bmatrix} \quad 3.17$$

### 3.2.5. Voltajes y corrientes de prefalla

Se obtienen simplemente sacando el promedio de los fasores finales de voltajes y corrientes de prefalla por fase, solo hay que asegurarse que los datos considerados no sean valores que puedan alterar sustancialmente este promedio, como por ejemplo ningun dato de falla debe ser considerado. Los voltajes y corrientes se calculan fase por fase para la localizacion de fallas.

### Ejemplo practico

Se calcula los voltajes y corrientes de prefalla por fase de la matriz final de fasores. Por tratarse de un ejemplo se considera solo las muestras 20 a 40 como se visualiza en la tabla 10 y sólo se tiene que hallar el promedio de los numeros complejos de cada columna.

	1	2	3	4	5	6	7	8
17	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
18	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
19	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
20	-66.6748 + 8.8966i	43.5158 + 52.7857i	22.7386 - 61.5307i	-0.4402 + 0.0785i	-3.6551e+04 - 1.4330e+04i	6.0237e+03 + 3.8842e+04i	3.0564e+04 - 2.4520e+04i	2.8388e+02 - 5.7054e+01i
21	-66.6662 + 8.8966i	43.4426 + 52.7862i	22.7942 - 61.5300i	-0.4402 + 0.0785i	-3.6542e+04 - 1.4330e+04i	6.0058e+03 + 3.8842e+04i	3.0579e+04 - 2.4520e+04i	2.8253e+02 - 4.9249e+01i
22	-66.6327 + 8.8858i	43.3893 + 52.8044i	22.8087 - 61.5348i	-0.4371 + 0.0775i	-3.6533e+04 - 1.4334e+04i	5.9931e+03 + 3.8846e+04i	3.0577e+04 - 2.4519e+04i	2.8120e+02 - 4.4381e+01i
23	-66.5853 + 8.8519i	43.3572 + 52.8277i	22.8005 - 61.5287i	-0.4299 + 0.0716i	-3.6508e+04 - 1.4352e+04i	5.9808e+03 + 3.8855e+04i	3.0565e+04 - 2.4510e+04i	2.8130e+02 - 4.5484e+01i
24	-66.5439 + 8.7948i	43.3064 + 52.8955i	22.8093 - 61.5407i	-0.4322 + 0.0744i	-3.6500e+04 - 1.4362e+04i	5.9669e+03 + 3.8874e+04i	3.0570e+04 - 2.4517e+04i	2.8151e+02 - 3.5431e+01i
25	-66.5294 + 8.7487i	43.3029 + 52.9062i	22.7939 - 61.4931i	-0.4333 + 0.0777i	-3.6497e+04 - 1.4372e+04i	5.9716e+03 + 3.8860e+04i	3.0560e+04 - 2.4487e+04i	2.8377e+02 - 1.2107e+01i
26	-66.5294 - 8.7002i	43.3028 + 52.8891i	22.7936 - 61.4162i	-0.4336 + 0.0846i	-3.6497e+04 - 1.4391e+04i	5.9716e+03 + 3.8858e+04i	3.0561e+04 - 2.4473e+04i	2.7292e+02 - 4.2273e+01i
27	-66.5447 + 8.6497i	43.3011 + 52.8838i	22.8108 - 61.3626i	-0.4336 + 0.0846i	-3.6503e+04 - 1.4408e+04i	5.9716e+03 + 3.8858e+04i	3.0565e+04 - 2.4457e+04i	2.7077e+02 - 4.9427e+01i
28	-66.5576 + 8.6319i	43.2683 + 52.8386i	22.8559 - 61.3018i	-0.4336 + 0.0846i	-3.6503e+04 - 1.4408e+04i	5.9609e+03 + 3.8843e+04i	3.0578e+04 - 2.4440e+04i	2.7474e+02 - 2.9801e+01i
29	-66.5395 + 8.6448i	43.2314 + 52.8117i	22.8766 - 61.2871i	-0.4336 + 0.0846i	-3.6498e+04 - 1.4405e+04i	5.9503e+03 + 3.8836e+04i	3.0582e+04 - 2.4436e+04i	2.7432e+02 - 4.0672e+01i
30	-66.5142 + 8.6530i	43.1713 + 52.7915i	22.9102 - 61.2756i	-0.4363 + 0.0834i	-3.6502e+04 - 1.4406e+04i	5.9351e+03 + 3.8831e+04i	3.0603e+04 - 2.4430e+04i	2.7395e+02 - 4.4354e+01i
31	-66.4881 + 8.6520i	43.1217 + 52.7915i	22.9102 - 61.2756i	-0.4310 + 0.0837i	-3.6486e+04 - 1.4406e+04i	5.9206e+03 + 3.8831e+04i	3.0601e+04 - 2.4430e+04i	2.7414e+02 - 3.4928e+01i
32	-66.4336 + 8.6353i	43.0890 + 52.8059i	22.9005 - 61.2724i	-0.4224 + 0.0807i	-3.6475e+04 - 1.4410e+04i	5.8937e+03 + 3.8840e+04i	3.0617e+04 - 2.4435e+04i	2.7433e+02 - 3.5407e+01i
33	-66.4080 + 8.6171i	43.0615 + 52.8259i	22.8964 - 61.2693i	-0.4192 + 0.0786i	-3.6463e+04 - 1.4419e+04i	5.8831e+03 + 3.8847e+04i	3.0611e+04 - 2.4431e+04i	2.7057e+02 - 1.3481e+01i
34	-66.3848 + 8.5850i	43.0615 + 52.8259i	22.8727 - 61.2370i	-0.4217 + 0.0815i	-3.6456e+04 - 1.4429e+04i	5.8785e+03 + 3.8854e+04i	3.0607e+04 - 2.4424e+04i	2.6788e+02 + 9.3084e+00i
35	-66.3771 + 8.5598i	43.0580 + 52.8367i	22.8664 - 61.2177i	-0.4231 + 0.0848i	-3.6450e+04 - 1.4447e+04i	5.8741e+03 + 3.8867e+04i	3.0605e+04 - 2.4419e+04i	2.6733e+02 + 1.7016e+01i
36	-66.3771 + 8.5510i	43.0581 + 52.8425i	22.8603 - 61.1971i	-0.4228 + 0.0802i	-3.6450e+04 - 1.4461e+04i	5.8741e+03 + 3.8864e+04i	3.0605e+04 - 2.4404e+04i	2.6679e+02 + 6.6735e+00i
37	-66.3861 + 8.5216i	43.0529 + 52.8264i	22.8787 - 61.1579i	-0.4214 + 0.0914i	-3.6455e+04 - 1.4474e+04i	5.8722e+03 + 3.8858e+04i	3.0611e+04 - 2.4386e+04i	2.6391e+02 - 1.8754e+01i
38	-66.3887 + 8.5180i	43.0463 + 52.8173i	22.8817 - 61.1539i	-0.4214 + 0.0914i	-3.6450e+04 - 1.4468e+04i	5.8639e+03 + 3.8847e+04i	3.0619e+04 - 2.4375e+04i	2.6310e+02 + 3.2000e+01i
39	-66.4288 + 8.4896i	43.0371 + 52.8106i	22.9313 - 61.1187i	-0.4242 + 0.0894i	-3.6479e+04 - 1.4489e+04i	5.8569e+03 + 3.8842e+04i	3.0647e+04 - 2.4355e+04i	2.7282e+02 - 2.0470e+01i
40	-66.4583 + 8.4801i	43.0371 + 52.8106i	22.9554 - 61.1106i	-0.4242 + 0.0894i	-3.6460e+04 - 1.4483e+04i	5.8414e+03 + 3.8837e+04i	3.0642e+04 - 2.4356e+04i	2.7328e+02 - 2.4819e+01i

Tabla 10: Muestra Nro 20 a 40 de los fasores finales de corriente y tensión

Fuente: Tabla 8

Para facilidad de cálculo recurrimos al software Matlab, que mediante su comando “mean” calcula el promedio de cada columna de la tabla 10. El promedio se halla sumando todas las partes reales y dividiendo entre el número total de datos, igual para las partes imaginarias. Las corrientes y voltajes de prefalla calculados con las muestras 20 a 40 de la tabla 10 se muestran en la siguiente tabla de resultados:

1	2	3	4	5	6	7	8
ImeanA	ImeanB	ImeanC	ImeanN	VmeanA	VmeanB	VmeanC	VmeanN
-66.4975 + 8.6649i	43.2011 + 52.8292i	22,8548 - 61,3243i	-0.4293 + 0.0828i	-36488.6686 - 14408.8443i	5928.0940 + 38849.1144i	30593.8413 - 24444.0263i	274.0484 - 23.7467i

Tabla 11: Corrientes y voltajes de prefalla calculados con las muestras nro 20 a 40

Fuente: Elaboración propia

Para efectos ya de calculo de la distancia de falla en los siguientes capitulos, se calcula los valores de las corrientes y tensiones de prefalla con todas las muestras de prefalla que se tiene (muestras 20 a 120) del EVENTO 1.

IpreA	IpreB	IpreC
$-66.5722 + 8.0561i$	$42.6238 + 53.2315i$	$23.4047 - 61.0948i$

VpreA	VpreB	VpreC
$-36332,6040 - 14710,6938i$	$5620,9256 + 38855,8891i$	$30766,4761 - 24196,3148i$

## CAPÍTULO IV

### **EVALUACIÓN DE LOS METODOS DE LOCALIZACIÓN MEDIANTE CONTRASTACION DE RESULTADOS CON SOFTWARE**

#### **4.1. Métodos de localización de fallas aplicados**

En este estudio nos basaremos en los métodos que procesan las señales de corriente y voltaje a frecuencia fundamental con información de un solo extremo, ya que en los casos de línea aplicados solo se tiene información de un solo extremo que se obtienen de los relés de protección instalados como son los relés REL-670 y REF-630 respectivamente. Dado también que lo que se busca en este trabajo es utilizar sólo registros oscilográficos existentes en formato COMTRADE para la localización de fallas, sin instalar ningún equipamiento adicional. Por lo que solo son aplicables a las líneas de estudio los siguientes métodos de un solo terminal:

- Método de Reactancia Simple
- Método de Takagi
- Método de Eriksson
- Método de Novosel

Estos métodos de localización de fallas han sido desarrollados en la literatura mundial y son avalados por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) mediante estándar IEEE Std C37.114™-2014 [6]. (Ver capítulo II y referencia bibliográfica N° 6).



#### 4.1.1. Método de reactancia simple

Considera que la resistencia de falla es cero en todos los casos, su ecuación de localización de una falla es:

$$m = \frac{1}{X_L} \text{Im} \left\{ \frac{\overline{V}_G}{\overline{I}_G} \right\} \quad 4.1$$

$\overline{V}_G$  e  $\overline{I}_G$  son el voltaje y la corriente medidos por el localizador, que se forman de acuerdo al tipo de falla según la siguiente tabla:

<i>Tipo de falla</i>	$\overline{V}_G$	$\overline{I}_G$
<i>Fase A a tierra</i>	$\overline{V}_A$	$\overline{I}_A + \overline{K}_0 * \overline{I}_{G0}$
<i>Fase B a tierra</i>	$\overline{V}_B$	$\overline{I}_B + \overline{K}_0 * \overline{I}_{G0}$
<i>Fase C a tierra</i>	$\overline{V}_C$	$\overline{I}_C + \overline{K}_0 * \overline{I}_{G0}$
<i>Fases A-B y A-B a tierra</i>	$\overline{V}_A - \overline{V}_B$	$\overline{I}_A - \overline{I}_B$
<i>Fases B-C y B-C a tierra</i>	$\overline{V}_B - \overline{V}_C$	$\overline{I}_B - \overline{I}_C$
<i>Fases C-A y C-A a tierra</i>	$\overline{V}_C - \overline{V}_A$	$\overline{I}_C - \overline{I}_A$
<i>Fases A-B-C</i>	Se puede usar cualquiera de las relaciones de las fallas bifásicas.	
<i>Fases A-B-C a tierra</i>	Se puede usar cualquiera de las relaciones de las fallas bifásicas. Similar a falla 3Ø Pura	

Tabla 12: Definición de las variables utilizadas método de Reactancia

Fuente: Elaboración propia sacado de diferentes fuentes

Donde:

$\overline{V}_G$ : Voltaje medido en el extremo G durante la falla, según las fases falladas

$\overline{I}_G$ : Corriente medida en el extrema G durante la falla, según las fases falladas

$\overline{K}_0$ : Coeficiente de impedancia de tierra.

$\overline{Z}_{L0}$ : Impedancia de la línea de secuencia cero

$\overline{Z}_{L1}$ : Impedancia de la línea de secuencia positiva

$\overline{I}_{G0}$ : Corriente residual ( $3\overline{I}_{G0}$ )

$$\overline{K}_0 = \frac{\overline{Z}_{L0} - \overline{Z}_{L1}}{3\overline{Z}_{L1}} \quad 4.2$$

## Evaluación para un caso de falla real presentado en la línea L-6018

Se evalúa el método para un caso de falla real presentado en la línea L-6018 definido como EVENTO 1 (ítem 3.1). Se utiliza los datos de fasores correspondientes a la muestra número 175 obtenidos del procesamiento de los archivos comtrade “A1201803153bd.cfg” y “A1201803153bd.dat” del EVENTO 1 (Tabla 13).

	1	2	3	4	5	6	7	8
170	-6.6941e-02 + 9.7997e-02i	1.1206e-03 + 1.2503e-02i	-4.4195e-02 + 1.0248e-03i	21.1657 - 29.9940i	-5.0386e-03 + 3.6943e-02i	2.5522e+03 + 4.0582e-03i	2.4404e-03 + 4.4655e-03i	-2.0232e+02 + 4.2175e+02i
171	-8.8784e-02 + 8.8000e-02i	1.1286e-03 + 1.2903e-02i	-4.4804e-02 + 1.0247e-03i	17.3821 - 29.6378i	-5.0380e-03 + 3.6934e-02i	2.5619e+03 + 4.0572e-03i	2.4441e-03 + 4.4655e-03i	-2.3713e+02 + 4.0418e+02i
172	-6.6520e-02 + 8.7920e-02i	1.1274e-03 + 1.2474e-02i	-4.5121e-02 + 1.0229e-03i	14.9257 - 28.4317i	-5.0494e-03 + 3.6618e-02i	2.5792e+03 + 4.0490e-03i	2.4092e-03 + 4.4546e-03i	-2.8240e+02 + 3.8783e+02i
173	-6.6187e-02 + 8.7683e-02i	1.1290e-03 + 1.2355e-02i	-4.5648e-02 + 1.0290e-03i	14.6834 - 28.3376i	-5.0441e-03 + 3.6177e-02i	2.6018e+03 + 4.0284e-03i	2.3487e-03 + 4.4070e-03i	-3.5936e+02 + 2.7374e+02i
174	-6.5921e-02 + 8.7116e-02i	1.1310e-03 + 1.2059e-02i	-4.6065e-02 + 1.0129e-03i	15.1778 - 28.7413i	-5.0472e-03 + 3.6689e-02i	2.6195e+03 + 3.9996e-03i	2.3210e-03 + 4.3680e-03i	-3.8167e+02 + 2.0706e+02i
175	-6.5793e-02 + 8.6916e-02i	1.1325e-03 + 1.1966e-02i	-4.6291e-02 + 1.0058e-03i	15.0670 - 28.3387i	-5.0511e-03 + 3.8481e-02i	2.6307e+03 + 3.9605e-03i	2.3118e-03 + 4.3399e-03i	-3.8901e+02 + 1.7576e+02i
176	-6.5795e-02 + 8.6579e-02i	1.1323e-03 + 1.0910e-02i	-4.6289e-02 + 9.9347e-02i	14.4278 - 30.2410i	-5.0496e-03 + 4.0489e-02i	2.6272e+03 + 3.8851e-03i	2.3115e-03 + 4.2908e-03i	-3.8941e+02 + 1.7669e+02i
177	-6.5866e-02 + 8.6385e-02i	1.1297e-03 + 1.0165e-02i	-4.6031e-02 + 9.8957e-02i	13.5330 - 31.9315i	-5.0375e-03 + 4.3897e-02i	2.5993e+03 + 3.8074e-03i	2.3238e-03 + 4.2485e-03i	-3.9794e+02 + 1.6309e+02i
178	-6.5903e-02 + 8.6315e-02i	1.1243e-03 + 9.4528e-01i	-4.5585e-02 + 9.8339e-02i	12.2230 - 34.3250i	-5.0145e-03 + 4.6949e-02i	2.5606e+03 + 3.7600e-03i	2.3221e-03 + 4.2363e-03i	-3.9731e+02 + 1.6433e+02i
179	-6.5806e-02 + 8.6383e-02i	1.1185e-03 + 8.8896e-01i	-4.5047e-02 + 9.7938e-02i	10.5412 - 38.4800i	-4.9858e-03 + 4.8801e-02i	2.5239e+03 + 3.7291e-03i	2.3399e-03 + 4.2302e-03i	-3.9835e+02 + 1.7042e+02i
180	-6.5490e-02 + 8.6482e-02i	1.1068e-03 + 8.5780e-01i	-4.4498e-02 + 9.7755e-02i	9.0963 - 37.0597i	-4.9862e-03 + 4.8851e-02i	2.5000e+03 + 3.7196e-03i	2.3296e-03 + 4.2263e-03i	-4.2390e+02 + 1.7794e+02i

Tabla 13: Fasores estáticos calculados para las muestras 170 a 180 EVENTO 1

Fuente: Propia sacado de Matlab

**NOTA:** En esta tabla los datos de las columnas 1 al 8 representan los canales analógicos correspondientes a Va, Vb, Vc, Vn, Ia, Ib, Ic, In respectivamente.

Datos de la muestra 175 del EVENTO 1 (muestra de falla):

$$\overline{V}_A = (-5051.0582 + 384.6112i) V \quad \overline{V}_B = (2630.7029 + 3960.4851i) V \quad 4.3$$

$$\overline{I}_A = (-657.9310 + 869.1608i) A \quad \overline{I}_B = (1132.4794 + 115.6574i) A \quad 4.4$$

Datos de la línea L-6018:

$$Z_{1\text{total}} = (5.3012 + 9.5244i) \Omega$$

$$Z_{0\text{total}} = (13.3287 + 33.9131i) \Omega$$

Para falla trifásica pura se tiene que se puede aplicar las ecuaciones de falla bifásica utilizando cualquier combinación de las fases según la tabla 12, en este caso usaremos los voltajes y corrientes de las fases a y b. Procedemos a calcular las variables necesarias:

$$\overline{V}_G = \overline{V}_A - \overline{V}_B \quad 4.5$$

$$\overline{V}_G = (-5051.0582 + 384.6112i) - (2630.7029 + 3960.4851i) \quad 4.6$$

$$\overline{V}_G = -7681.7611 - 3575.8739 \quad 4.7$$

$$\overline{I}_G = \overline{I}_A - \overline{I}_B \quad 4.8$$

$$\overline{I}_G = (-657.9310 + 869.1608i) - (1132.4794 + 115.6574i) \quad 4.9$$

$$\overline{I}_G = -1790.4104 + 753.5034i \quad 4.10$$

Hallando la reactancia de secuencia positiva de la línea de transmisión:

$$X_L = \text{Im}(5.3012 + 9.5244i) = 9.5244 \quad 4.11$$

Aplicando la ecuación de localización 4.1 con los datos obtenidos, resulta:

$$m = \frac{1}{9.5244} \text{Im} \left\{ \frac{(-7681.7611 - 3575.8739j)}{(-1790.4104 + 753.5034i)} \right\} \quad 4.12$$

$$m = \frac{1}{9.5244} \text{Im}(2.9308 + 3.2307i) \quad 4.13$$

$$m = \frac{1}{9.5244} (3.2307) \quad 4.14$$

$$m = 0.3392 \text{ p.u.} \quad 4.15$$

Por lo que según el método de reactancia simple la falla se produjo al 33.92% de la longitud de la línea.

#### 4.1.2. Método de Takagi

Los errores ocasionados por el flujo de carga pre-falla, la resistencia de falla y la disposición asimétrica de la línea de transmisión son corregidos. Elimina la corriente de carga pre-falla utilizando el principio de superposición, su ecuación de localización es la siguiente:

$$m = \frac{\text{Im}(\overline{V}_G \cdot \Delta \overline{I}_G^*)}{\text{Im}(\overline{Z}_L \cdot \overline{I}_G \cdot \Delta \overline{I}_G^*)} \quad 4.16$$

Tipo de falla	$\overline{V}_G$	$\overline{I}_G$	$\Delta \overline{I}_G$
<b>AG</b>	$\overline{V}_A$	$\overline{I}_A + k_0 \overline{I}_{G0}$	$\overline{I}_A - \overline{I}_{Apre}$
<b>BG</b>	$\overline{V}_B$	$\overline{I}_B + k_0 \overline{I}_{G0}$	$\overline{I}_B - \overline{I}_{Bpre}$
<b>CG</b>	$\overline{V}_C$	$\overline{I}_C + k_0 \overline{I}_{G0}$	$\overline{I}_C - \overline{I}_{Cpre}$
<b>AB ABG ABC</b>	$\overline{V}_A - \overline{V}_B$	$\overline{I}_A - \overline{I}_B$	$(\overline{I}_A - \overline{I}_{Apre}) - (\overline{I}_B - \overline{I}_{Bpre})$
<b>BC BCG ABC</b>	$\overline{V}_B - \overline{V}_C$	$\overline{I}_B - \overline{I}_C$	$(\overline{I}_B - \overline{I}_{Bpre}) - (\overline{I}_C - \overline{I}_{Cpre})$
<b>AC ACG ABC</b>	$\overline{V}_A - \overline{V}_C$	$\overline{I}_A - \overline{I}_C$	$(\overline{I}_A - \overline{I}_{Apre}) - (\overline{I}_C - \overline{I}_{Cpre})$

Tabla 14: Definición de las variables utilizadas métodos Takagi, Eriksson y Novosel  
Fuente: FAULT POINT LOCATION de Facundo Plugiese Miqueas Rodríguez. Ref [5]

Donde:

$\overline{V}_G$ : Es la tensión durante la falla de la fase o fases falladas (G=A, B, C)

$\overline{I}_G$ : Es la corriente durante la falla de la fase o fases falladas (G=A, B, C)

$\Delta \overline{I}_G$ : Es la diferencia entre la corriente durante la falla y la corriente de pre-falla

$\overline{Z}_L$  : Es la impedancia de la línea

$\overline{I}_{G0}$ : Corriente residual

$\overline{K}_0$  : Coeficiente de impedancia de tierra (ecuación 4.2)

### Evaluación para un caso de falla real presentado en la línea L-6018

Igual que en el ejemplo anterior se utilizan datos fasoriales de voltajes y corrientes correspondientes a la muestra número 175 de los archivos comtrade “A1201803153bd.cfg” y “A1201803153bd.dat” del EVENTO 1 (Tabla 13) a diferencia de que en este caso se usan las ecuaciones del método de Takagi.

Datos de la muestra 175 del EVENTO 1 (muestra de falla):

$$\overline{V}_a = (-5051.0582 + 384.6112i) V \quad \overline{V}_b = (2630.7029 + 3960.4851i) V \quad 4.17$$

$$\overline{I}_a = (-657.9310 + 869.1608i) A \quad \overline{I}_b = (1132.4794 + 115.6574i) A \quad 4.18$$

Datos de la línea L-6018:

$$Z_{1total} = (5.3012 + 9.5244i) \Omega$$

$$Z_{0total} = (13.3287 + 33.9131i) \Omega$$

Para falla trifásica pura se tiene que se puede aplicar las ecuaciones de falla bifásica utilizando cualquier combinación de las fases según la tabla 14, en este caso usaremos los voltajes y corrientes de las fases a y b, procedemos a calcularlos.

Adicionalmente para el método de Takagi se requiere las corrientes de prefalla de las fases falladas que en este caso son las fases a y b.

$$\overline{I}_{preA} = (-66.5722 + 8.0561i) A \quad 4.19$$

$$\overline{I}_{preB} = (42.6238 + 53.2315i) A \quad 4.20$$

Hallamos las variables necesarias para la localización de la falla.

$$\overline{V}_G = \overline{V}_A - \overline{V}_B = (-5051.0582 + 384.6112i) - (2630.7029 + 3960.4851i) \quad 4.21$$

$$\overline{V}_G = -7681.7611 - 3575.8739 \quad 4.22$$

$$\overline{I}_G = \overline{I}_A - \overline{I}_B = (-657.9310 + 869.1608i) - (1132.4794 + 115.6574i) \quad 4.23$$

$$\overline{I}_G = -1790.4104 + 753.5034i \quad 4.24$$

Hallando el valor para  $\Delta \overline{I}_G$  que es necesario para el método de Takagi.

$$\Delta \bar{I}_G = (\bar{I}_A - \bar{I}_{Apre}) - (\bar{I}_B - \bar{I}_{Bpre}) \quad 4.25$$

$$(\bar{I}_A - \bar{I}_{Apre}) = (-657.9310 + 869.1608i) - (-66.5722 + 8.0561i) \quad 4.26$$

$$(\bar{I}_A - \bar{I}_{Apre}) = -591.3588 + 861.1047i \quad 4.27$$

$$(\bar{I}_B - \bar{I}_{Bpre}) = (1132.4794 + 115.6574i) - (42.6238 + 53.2315i) \quad 4.28$$

$$(\bar{I}_B - \bar{I}_{Bpre}) = 1089.8556 + 62.4259i \quad 4.29$$

$$\Delta \bar{I}_G = (-591.3588 + 861.1047i) - (1089.8556 + 62.4259i) \quad 4.30$$

$$\Delta \bar{I}_G = -1681.2144 + 798.6788i \quad 4.31$$

Aplicando estos datos en la ecuación de localización 4.16, tenemos:

$$m = \frac{Im((-7681.7611 - 3575.8739) \cdot (-1681.2144 + 798.6788i)^*)}{Im((5.3012 + 9.5244i) \cdot (-1790.4104 + 753.5034i) \cdot (-1681.2144 + 798.6788i)^*)} \quad 4.32$$

$$m = \frac{Im(10058712.7033 + 12147070.4305i)}{Im(17593229.4596 + 35265858.2887i)} \quad 4.33$$

$$m = 0.3444 \text{ p.u.} \quad 4.34$$

Por lo que según el método de Takagi la falla se produjo al 34.44% de la longitud de la línea.

#### 4.1.3. Método de Eriksson

Requiere las impedancias de los thevenin equivalente en cada extremo con el fin de poder eliminar los errores ocasionados por la resistencia de falla, la carga y la no homogeneidad del sistema, por medio de este método también se puede calcular la resistencia de falla. Su ecuación de localización está dada por la siguiente expresión:

$$m^2 - k_1 m + k_2 - k_3 R_F = 0 \quad 4.35$$

Donde los valores de  $k_1$ ,  $k_2$  y  $k_3$  están dados por:

$$k_1 = a + jb = 1 + \frac{\bar{Z}_H}{\bar{Z}_L} + \frac{\bar{V}_G}{\bar{I}_G \cdot \bar{Z}_L} \quad 4.36$$

$$k_2 = c + jd = \frac{\bar{V}_G}{\bar{Z}_L \cdot \bar{I}_G} \left( \frac{\bar{Z}_H}{\bar{Z}_L} + 1 \right) \quad 4.37$$

$$k_3 = e + jf = \frac{\Delta \bar{I}_G}{\bar{Z}_L \cdot \bar{I}_G} \left( \frac{\bar{Z}_H + \bar{Z}_G}{\bar{Z}_L} + 1 \right) \quad 4.38$$

Y la distancia de falla (m) y la resistencia de falla ( $R_F$ ) se obtiene mediante:

$$m = \frac{\left(a - \frac{eb}{f}\right) \pm \sqrt{\left(a - \frac{eb}{f}\right)^2 - 4\left(c - \frac{ed}{f}\right)}}{2} \quad 4.39$$

$$R_F = \frac{d - mb}{f} \quad 4.40$$

Donde:

$\bar{Z}_H$ : Impedancia del extremo opuesto

$\bar{Z}_G$ : Impedancia del extremo local (desde donde se realiza la localización)

$\bar{Z}_L$ : Impedancia de la línea (secuencia positiva)

$\bar{V}_G$ : Tensión durante la falla en el extremo local (G)

$\bar{I}_G$ : Es la corriente durante la falla en el extremo local (G)

$\Delta\bar{I}_G$ : Es la diferencia entre la corriente durante la falla y la corriente de pre-falla

$a, b, c, d, e, f$ : Valores reales y complejos de los correspondientes  $k_1, k_2, k_3$

La impedancia del extremo local  $Z_G$ , se calcula con valores de secuencia positiva mediante:

$$Z_{G1} = -\frac{\Delta\bar{V}_G}{\Delta\bar{I}_G} = -\frac{V_{G1} - V_{G1pre}}{I_{G1} - I_{G1pre}} \quad 4.41$$

Como no se tiene la impedancia del extremo remoto ( $Z_H$ ) se puede calcular mediante las siguientes ecuaciones.

Se calcula la tensión en el extremo H mediante caída de voltaje en la línea de transmisión:

$$\Delta\bar{V} = \bar{I}_H * \bar{Z}_L \quad 4.42$$

$$\bar{V}_H = \bar{V}_G - \Delta\bar{V} \quad 4.43$$

La corriente por tratarse del mismo circuito es la misma en ambos extremos  $\bar{I}_G = \bar{I}_H$  con lo que teniendo las tensiones y corrientes complejos en el extremo opuesto ( $\bar{V}_H, \bar{I}_H$ ) se calcula la potencia compleja y la impedancia  $Z_H$  mediante las siguientes ecuaciones:

$$\bar{S}_H = \bar{V}_H * \bar{I}_H^* \quad 4.44$$

$$\bar{Z}_H^* = \frac{|\bar{V}_H|^2}{\bar{S}_H} \quad 4.45$$

### Evaluación para un caso de falla real presentado en la línea L-6018

Igual que en el ejemplo anterior se utilizan datos de fasores correspondientes a la muestra número 175 de los archivos comtrade “A1201803153bd.cfg” y “A1201803153bd.dat” del EVENTO 1 (Tabla 13) a diferencia de que en este caso se usan las ecuaciones del método de Eriksson y se calcula previamente las corrientes y tensiones de prefalla y componentes de secuencia.

Datos de la muestra 175 de EVENTO 1 (muestra de falla):

$$\overline{V}_a = (-5051.0582 + 384.6112i) V \quad \overline{V}_b = (2630.7029 + 3960.4851i) V \quad 4.46$$

$$\overline{I}_a = (-657.9310 + 869.1608i) A \quad \overline{I}_b = (1132.4794 + 115.6574i) A \quad 4.47$$

Datos de la línea L-6018:

$$Z1_{total} = (5.3012 + 9.5244i) \Omega$$

$$Z0_{total} = (13.3287 + 33.9131i) \Omega$$

Para falla trifásica pura se tiene que se puede aplicar las ecuaciones de falla bifásica utilizando cualquier combinación de las fases según la tabla 14, en este caso usaremos los voltajes y corrientes de las fases a y b.

Adicionalmente para el método de Eriksson se requiere las corrientes de prefalla de las fases falladas que en este caso son las fases a y b (obtenidos en ítem 3.2.5).

$$\overline{I}_{preA} = (-66.5722 + 8.0561i) A \quad 4.48$$

$$\overline{I}_{preB} = (42.6238 + 53.2315i) A \quad 4.49$$

Se calculan los valores de  $\overline{V}_G$  y  $\overline{I}_G$

$$\overline{V}_G = \overline{V}_A - \overline{V}_B = (-5051.0582 + 384.6112i) - (2630.7029 + 3960.4851i) \quad 4.50$$

$$\overline{V}_G = -7681.7611 - 3575.8739i \quad 4.51$$

$$\overline{I}_G = \overline{I}_A - \overline{I}_B = (-657.9310 + 869.1608i) - (1132.4794 + 115.6574i) \quad 4.52$$

$$\overline{I}_G = -1790.4104 + 753.5034i \quad 4.53$$

Hallando el valor para  $\Delta\overline{I}_G$ :

$$\Delta\overline{I}_G = (\overline{I}_A - \overline{I}_{preA}) - (\overline{I}_B - \overline{I}_{preB}) \quad 4.54$$

$$(\overline{I}_A - \overline{I}_{preA}) = (-657.9310 + 869.1608i) - (-66.5722 + 8.0561i) \quad 4.55$$

$$(\overline{I_A} - \overline{I_{Apre}}) = -591.3588 + 861.1047i \quad 4.56$$

$$(\overline{I_B} - \overline{I_{Bpre}}) = (1132.4794 + 115.6574i) - (42.6238 + 53.2315i) \quad 4.57$$

$$(\overline{I_B} - \overline{I_{Bpre}}) = 1089.8556 + 62.4259i \quad 4.58$$

$$\Delta \overline{I_G} = (-591.3588 + 861.1047i) - (1089.8556 + 62.4259i) \quad 4.59$$

$$\Delta \overline{I_G} = -1681.2144 + 798.6788i \quad 4.60$$

Hasta aquí ya tenemos la mayoría de variables requeridas para la localización de falla según las ecuaciones 4.36, 4.37 y 4.38 faltándonos únicamente la impedancias  $Z_H$  y  $Z_G$  por lo que procedemos a calcularlos mediante las ecuaciones 4.41 y 4.45.

Las componentes de secuencia positiva de pre falla, tanto para la tension y la corriente son calculados en base a las corrientes y tensiones por fase de pre falla, y aplicando el teorema de Fortescue.

Tenemos los valores de corrientes y tensiones de prefalla por fase calculados anteriormente (item 3.2.5).

IpreA	IpreB	IpreC
$-66.5722 + 8.0561i$	$42.6238 + 53.2315i$	$23.4047 - 61.0948i$

VpreA	VpreB	VpreC
$-36332.6040 - 14710.6938i$	$5620.9256 + 38855.8891i$	$30766.4761 - 24196.3148i$

Aplicando Fortescue según la ecuación 2.15, calculamos la corriente de secuencia positiva de prefalla:

$$I_1 = \left(\frac{1}{3}\right) * (I_a + a * I_b + a^2 * I_c) \quad 4.61$$

$$I_1 = \left(\frac{1}{3}\right) * ((-66.5722 + 8.0561i) + a * (42.6238 + 53.2315i) + a^2 * (23.4047 - 61.0948i))$$

$$I_{pre1} = -66.1987 + 9.5440i \quad 4.62$$

De forma similar calculamos la tensión de secuencia positiva de prefalla:

$$V_{pre1} = -36377.0384 - 14605.7222i \quad 4.63$$

Ahora se determina las componentes de secuencia positiva de corriente y tensión para la muestra 175 (muestra que contiene datos de falla) de la tabla 13. Estos valores  $I_1$  y  $V_1$  son durante la falla y se calcula de la misma manera utilizando el teorema de Fortescue:



II	V1
$-654.6450 + 898.6267i$	$-4903.5573 + 283.5017i$

Luego calculamos la impedancia del extremo local  $Z_G$ :

$$Z_G = -\frac{V_{G1} - V_{G1pre}}{I_{G1} - I_{G1pre}} \quad 4.64$$

$$Z_G = -\frac{(-4903.5573 + 283.5017i) - (-36377.0384 - 14605.7222i)}{(-654.6450 + 898.6267i) - (-66.1987 + 9.5440i)} \quad 4.65$$

$$\bar{Z}_G = \mathbf{4.6473 + 32.3241i} \quad 4.66$$

Ahora calculamos la impedancia del extremo remoto  $Z_H$ , según las ecuaciones 4.42 a 4.45.

Las tensiones por fase en el extremo remoto H, viene dado por:

$$\bar{V}_{Ha} = (-36332,6040 - 14710,6938i) - (-66.5722 + 8.0561i) * (5.3012 + 9.5244i) \quad 4.67$$

$$\bar{V}_{Ha} = (-35902.9619 - 14119.3405i) = 38579.5082\angle -158.5321^\circ \quad 4.68$$

$$\bar{V}_{Hb} = (5620.9256 + 38855.8891i) - (42.6238 + 53.2315i) * (5.3012 + 9.5244i) \quad 4.69$$

$$\bar{V}_{Hb} = (5901.9664 + 38167.7322i) = 38621.3540\angle 81.2098^\circ \quad 4.70$$

$$\bar{V}_{Hc} = (30766.4761 - 24196.3148i) - (23.4047 - 61.0948i) * (5.3012 + 9.5244i) \quad 4.71$$

$$\bar{V}_{Hc} = (30060.5118 - 24095.3548i) = 38525.5823\angle -38.7143^\circ \quad 4.72$$

Calculando las potencias complejas por fase en el extremo remoto H:

$$\bar{S}_{Ha} = \bar{V}_{Ha} * \bar{I}_{Ha}^* \quad 4.73$$

$$\bar{S}_{Ha} = (-35902.9619 - 14119.3405i) * (-66.5722 + 8.0561i)^* \quad 4.74$$

$$\bar{S}_{Ha} = (2276392.3412 + 1229193.411i) \quad 4.75$$

$$\bar{S}_{Hb} = (5901.9664 + 38167.7322i) * (42.6238 + 53.2315i)^* \quad 4.76$$

$$\bar{S}_{Hb} = 2283289.8720 + 1312683.2593i \quad 4.77$$

$$\bar{S}_{Hc} = (30060.5118 - 24095.3548i) * (23.4047 - 61.0948i)^* \quad 4.78$$

$$\bar{S}_{Hc} = (2175658.1430 + 1272596.4058i) \quad 4.79$$

Hallando las impedancias por fase en el extremo H, según la ecuación 4.45.

$$\bar{Z}_a^* = \frac{|\bar{V}_a|^2}{\bar{S}_{Ha}} \quad 4.80$$

$$\bar{Z}_a^* = \frac{(38579.5082)^2}{(2276392.3412 + 1229193.411i)} \quad 4.81$$

$$\bar{Z}_a = 506.2296 + 273.3510i \quad 4.82$$

$$\bar{Z}_b^* = \frac{(38621.3540)^2}{(2283289.8720 + 1312683.2593i)} \quad 4.83$$

$$\bar{Z}_b = 490.9899 + 282.2744i \quad 4.84$$

$$\bar{Z}_c^* = \frac{(38525.5823)^2}{((2175658.1430 + 1272596.4058i))} \quad 4.85$$

$$\bar{Z}_c = 508.2892 + 297.3110i \quad 4.86$$

Observamos que los valores de impedancia por fase no son iguales pero si son similares esto puede deberse a diferentes factores como por ejemplo el desbalance de las cargas. Para hallar la impedancia  $Z_H$  hallamos el promedio de las tres impedancias:

$$Z_H = \frac{(506.2296 + 273.3510i) + (490.9899 + 282.2744i) + (508.2892 + 297.3110i)}{3} \quad 4.87$$

$$Z_H = 501.8362 + 284.3121i \quad 4.88$$

Calculamos los valores de  $K_1$ ,  $K_2$  y  $K_3$  según las ecuaciones 4.36, 4.37 y 4.38.

$$k_1 = 1 + \frac{(501.8362 + 284.3121i)}{(5.3012 + 9.5244i)} + \frac{(-7681.7611 - 3575.8739i)}{(-1790.4104 + 753.5034i)(5.3012 + 9.5244i)} \quad 4.89$$

$$k_1 = 46.5705 - 27.6331i \quad 4.90$$

$$k_2 = \frac{(-7681.7611 - 3575.8739i)}{(5.3012 + 9.5244i)(-1790.4104 + 753.5034i)} \left( \frac{(501.8362 + 284.3121i)}{(5.3012 + 9.5244i)} + 1 \right) \quad 4.91$$

$$k_2 = 15.4977 - 14.9273i \quad 4.92$$

$$k_3 = \frac{(-1681.2144 + 798.6788i)}{(5.3012 + 9.5244i)(-1790.4104 + 753.5034i)} *$$

$$\left( \frac{(501.8362 + 284.3121i) + (4.6473 + 32.3241i)}{(5.3012 + 9.5244i)} + 1 \right) \quad 4.93$$

$$k_3 = -0.1603 - 4.8915i \quad 4.94$$

De donde obtenemos:

$$a = 46.5705$$

$$b = -27.6331$$

$$c = 15.4977$$

$$d = -14.9273$$

$$e = -0.1603$$

$$f = -4.8915$$

Luego hallamos la distancia de falla según la ecuación 4.39:

$$\left(a - \frac{eb}{f}\right) = 46.5705 - \frac{(-0.1603)(-27.6331)}{(-4.8915)} = 47.4761 \quad 4.95$$

$$\left(c - \frac{ed}{f}\right) = 15.4977 - \frac{(-0.1603)(-14.9273)}{(-4.8915)} = 15.9869 \quad 4.96$$

Reemplazando en la ecuación 4.39

$$m = \frac{47.4761 \pm \sqrt{(47.4761)^2 - 4(15.9869)}}{2} \quad 4.97$$

$$m = \frac{47.4761 \pm 46.7978}{2} \quad 4.98$$

Desarrollando obtenemos 2 valores para m:

$$m_1 = 47.137 \text{ p. u.}$$

$$m_2 = 0.33915 \text{ p. u.}$$

Se considera el valor de  $m_2$  por ser  $m_1$  mayor a 1 p.u. Por lo tanto la distancia de falla calculada con datos de la muestra 175 es al 33.92% de la longitud de la línea.

El método de Eriksson nos permite calcular también la resistencia de falla mediante la ecuación 4.40

$$R_F = \frac{(-14.9273) - (0.33915)(-27.6331)}{(-4.8915)} \quad 4.99$$

$$R_F = 1.136 \Omega \quad 4.100$$

#### 4.1.4. Método de Novosel

Se ajusta de manera efectiva a los casos donde las líneas de transmisión son cortas y radiales, donde el extremo remoto se modela como una impedancia constante (impedancia de la carga Zload); sus ecuaciones de localización son similares a las ecuaciones para el método de Eriksson:

$$m^2 - k_1 m + k_2 - k_3 R_F = 0 \quad 4.101$$

Se usa  $Z_{load}$  en lugar de  $Z_H$  en las ecuaciones de localización del método de Eriksson:

$$k_1 = a + jb = 1 + \frac{\overline{Z_{Load}}}{\overline{Z_L}} + \frac{\overline{V_G}}{\overline{I_G} \cdot \overline{Z_L}} \quad 4.102$$

$$k_2 = c + jd = \frac{\overline{V_G}}{\overline{Z_L} \cdot \overline{I_G}} \left( \frac{\overline{Z_{Load}}}{\overline{Z_L}} + 1 \right) \quad 4.103$$

$$k_3 = e + jf = \frac{\Delta \overline{I_G}}{\overline{Z_L} \cdot \overline{I_G}} \left( \frac{\overline{Z_{Load}} + \overline{Z_G}}{\overline{Z_L}} + 1 \right) \quad 4.104$$

Y la distancia de falla (m) es obtenida mediante la siguiente ecuación:

$$m = \frac{\left( a - \frac{eb}{f} \right) \pm \sqrt{\left( a - \frac{eb}{f} \right)^2 - 4 \left( c - \frac{ed}{f} \right)}}{2} \quad 4.105$$

Donde:

$\overline{Z_{Load}}$ : Impedancia de carga del extremo opuesto

$\overline{Z_G}$ : Impedancia del extremo local (desde donde se realiza la localización)

$\overline{Z_L}$ : Impedancia de la línea (secuencia positiva)

$\overline{V_G}$ : Tensión durante la falla en el extremo G

$\overline{I_G}$ : Es la corriente durante la falla en el extremo G

$\Delta \overline{I_G}$ : Es la diferencia entre la corriente durante la falla y la corriente de pre-falla

$a, b, c, d, e, f$ : Valores reales y complejos de los correspondientes  $k_1, k_2, k_3$

De forma similar al método de Eriksson, la impedancia del extremo local  $Z_G$ , se calcula mediante la ecuación 4.41, mientras que la impedancia  $Z_{load}$  del extremo opuesto se calcula mediante:

$$\overline{Z_{load}} = R + jX = \frac{V_{G1pre}}{I_{G1pre}} - Z_{L1} \quad 4.106$$

### Evaluación para un caso de falla real presentado en la línea L-6018

Igual que en el ejemplo anterior se utilizan datos de fasores correspondientes a la muestra número 175 de los archivos comtrade “A1201803153bd.cfg” y “A1201803153bd.dat” del EVENTO 1 (Tabla 13).

Datos de la muestra 175 del EVENTO 1 (muestra de falla):

$$\overline{V_a} = (-5051.0582 + 384.6112i) V \quad \overline{V_b} = (2630.7029 + 3960.4851i) V \quad 4.107$$

$$\bar{I}_a = (-657.9310 + 869.1608i) A \quad \bar{I}_b = (1132.4794 + 115.6574i) A \quad 4.108$$

Datos de la línea L-6018:

$$Z_{1\text{total}} = (5.3012 + 9.5244i) \Omega$$

$$Z_{0\text{total}} = (13.3287 + 33.9131i) \Omega$$

Las ecuaciones de localización son iguales a las del método de Eriksson, con la única diferencia de que usa  $Z_{\text{load}}$  en lugar de  $Z_H$ . El valor de  $Z_{\text{load}}$  se halla mediante la ecuación 4.106.

Los valores de  $\bar{V}_{G1pre}$  y  $\bar{I}_{G1pre}$  ya fueron calculados en las ecuaciones 4.62 y 4.63, por lo que sólo los volvemos a usar en la ecuación 4.106 para el cálculo de  $Z_{\text{load}}$ , considerando que se trata del mismo caso de falla.

$$\bar{Z}_{\text{load}} = \frac{(-36377.0384 - 14605.7222i)}{(-66.1987 + 9.5440i)} - (5.3012 + 9.5244i) \quad 4.109$$

$$\bar{Z}_{\text{load}} = \mathbf{501.8607 + 284.2287i} \quad 4.110$$

Los valores de  $\bar{V}_G$ ,  $\bar{I}_G$ ,  $\Delta\bar{I}_G$  y  $\bar{Z}_G$  ya fueron calculados en las ecuaciones 4.51, 4.53, 4.60 y 4.66.

$$\bar{V}_G = -7681.7611 - 3575.8739i \quad 4.111$$

$$\bar{I}_G = -1790.4104 + 753.5034i \quad 4.112$$

$$\Delta\bar{I}_G = -1681.2144 + 798.6788i \quad 4.113$$

$$\bar{Z}_G = 4.6473 + 32.3241i \quad 4.114$$

Con estos datos procedemos a calcular los valores para  $K_1$ ,  $K_2$  y  $K_3$ , según la ecuaciones 4.102, 4.103 y 4.104.

$$k_1 = 1 + \frac{(501.8607 + 284.2287i)}{(5.3012 + 9.5244i)} + \frac{(-7681.7611 - 3575.8739i)}{(-1790.4104 + 753.5034i)(5.3012 + 9.5244i)} \quad 4.115$$

$$\mathbf{k_1 = 46.5649 - 27.6388i} \quad 4.116$$

$$k_2 = \frac{(-7681.7611 - 3575.8739i)}{(5.3012 + 9.5244i)(-1790.4104 + 753.5034i)} \left( \frac{(501.8607 + 284.2287i)}{(5.3012 + 9.5244i)} + 1 \right) \quad 4.117$$

$$\mathbf{k_2 = 15.4950 - 14.9290i} \quad 4.118$$

$$k_3 = \frac{(-1681.2144 + 798.6788i)}{(5.3012 + 9.5244i)(-1790.4104 + 753.5034i)} *$$

$$\left( \frac{(501.8607 + 284.2287i) + (4.6473 + 32.3241i)}{(5.3012 + 9.5244i)} + 1 \right) \quad 4.119$$

$$k_3 = -0.1610 - 4.8913i \quad 4.120$$

De donde obtenemos:

$$a = 46.5649$$

$$b = -27.6388$$

$$c = 15.4950$$

$$d = -14.9290$$

$$e = -0.1610$$

$$f = -4.8913$$

Luego procedemos a calcular la distancia de falla mediante la ecuación 4.105:

$$\left( a - \frac{eb}{f} \right) = 46.5649 - \frac{(-0.1610)(-27.6388)}{-4.8913} = 47.4746 \quad 4.121$$

$$\left( c - \frac{ed}{f} \right) = \left( 15.4950 - \frac{(-0.1610)(-14.9290)}{-4.8913} \right) = 15.9864 \quad 4.122$$

$$m = \frac{(47.4746) \pm \sqrt{(47.4746)^2 - 4(15.9864)}}{2} = \frac{(47.4746) \pm 46.7963}{2} \quad 4.123$$

De donde obtenemos dos resultados para m:

$$m_1 = 47.135 \text{ p. u.}$$

$$m_2 = 0.339 \text{ p. u.}$$

$m_1$  al ser mayor a 1 p.u. queda despreciado, siendo la distancia de falla calculada al 33.9% de la longitud de la línea.

**NOTA:** Para obtener el valor real (en km) de la distancia de falla, se multiplica el valor de m en % por la longitud total de la línea.

Luego se procede a calcular la resistencia de falla en base a la ecuación 4.40.

$$R_F = \frac{(-14.9290) - (0.339)(-27.6388)}{(-4.8913)} \quad 4.124$$

$$R_F = 1.137 \Omega \quad 4.125$$

## Resumen de resultados

En la siguiente tabla se muestra un resumen de resultados de localización por los 4 métodos aplicados. Estos resultados fueron calculados solo con datos de la muestra número 175 del EVENTO1 (falla real en la línea L-6018).

Reactancia Simple	Takagi	Eriksson	Novosel
33.92%	34.44%	33.92%	33.9%
		Resist. de Falla	Resist. de Falla
		1.14 $\Omega$	1.14 $\Omega$

Tabla 15: Resumen de resultados de localización de fallas EVENTO 1

Fuente: Elaboración propia

**NOTA:** Los valores en porcentaje mostrados en la tabla 15 representan las distancias de falla calculadas (en % de la longitud total de la línea), por los diferentes métodos de localización.

## 4.2. Contrastación de resultados usando software

Con el fin de hacer la contrastación y comparación de los métodos de localización aplicados, se utilizó la herramienta de simulación Digsilent Power Factory 15.1 para modelar con datos reales los sistemas eléctricos de las líneas L-6018 66KV y L-1030 33KV y posterior simulación de diferentes casos de falla (que combina tipo de falla, resistencia de falla y ubicación a lo largo de la línea) para crear gráficos con señales de tensión y corriente con los que se genera archivos comtrade. Las líneas L-6018 y L-1030 pertenecen a circuitos diferentes como se observa en las figuras 1 y 2, siendo la línea L-1030 netamente radial y la línea L-6018 con generación en el extremo opuesto lo cual genera aporte durante una falla.

DIgSILENT Power Factory es una herramienta computacional utilizada para simular principalmente flujos de potencia, estudios de corto circuitos, estabilidad, arranque de motores, armónicos; que en la actualidad debido a la complejidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia hace que estos estudios no sean factibles de realizarlos manualmente. Una de las ventajas del Digsilent frente a otros programas es su practicidad para modelar sistemas de potencia.

## 4.3. Modelamiento de los sistemas en digsilent

Para generar los archivos comtrade se modeló los sistemas eléctricos de las líneas L-6018 y L-1030 en Digsilent, en los que se simulaban diferentes tipos de fallas a lo largo de estas líneas de transmisión y posterior grafica de señales de tensión y corriente antes y durante la falla para la generación de archivos comtrade.

Antes de la simulación transitoria es realizada una solución de estado estacionario para definir las condiciones iniciales, y esto puede ser también una herramienta útil de estudio en sí misma.

Los diagramas simulados se muestran en las figuras 32 y 34, y se observan con mayor claridad y con datos de flujo corrido en estado normal en el Anexo 4.

Dentro de los sistemas de pruebas, en las líneas de estudio se simularon diferentes tipos de fallas, monofásicas, bifásicas puras, bifásicas a tierra y trifásicas y con diferentes valores de resistencia de falla como son 0, 5, 10, 20 y hasta 30 ohmios. Se simularon fallas a lo largo de toda la longitud de las líneas de transmisión, en puntos del 10, 30, 50, 70 y 90% de su longitud, haciendo en total 90 simulaciones para la línea L-6018 y 90 simulaciones para la línea L-1030.

Nro	TIPO FALLA	FASES	Resist.Falla
1	Monofasica	Fase A-G	0
2	Monofasica	Fase A-G	5
3	Monofasica	Fase A-G	10
4	Monofasica	Fase A-G	20
5	Monofasica	Fase A-G	30
6	Bifasica	Fases AB	0
7	Bifasica	Fases AB	5
8	Bifasica	Fases AB	10
9	Bifasica	Fases AB	20
10	Bifasica	Fases AB	30
11	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	0
12	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	5
13	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	10
14	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	20
15	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	30
16	Trifasica	Fases ABC	0
17	Trifasica	Fases ABC	5
18	Trifasica	Fases ABC	10

Tabla 16: Tipos de falla con diferentes resistencias de falla, simulados en las líneas L-6018 y L-1030

Fuente: Elaboración propia



### 4.3.1. Modelamiento del sistema de la línea L-6018 66KV

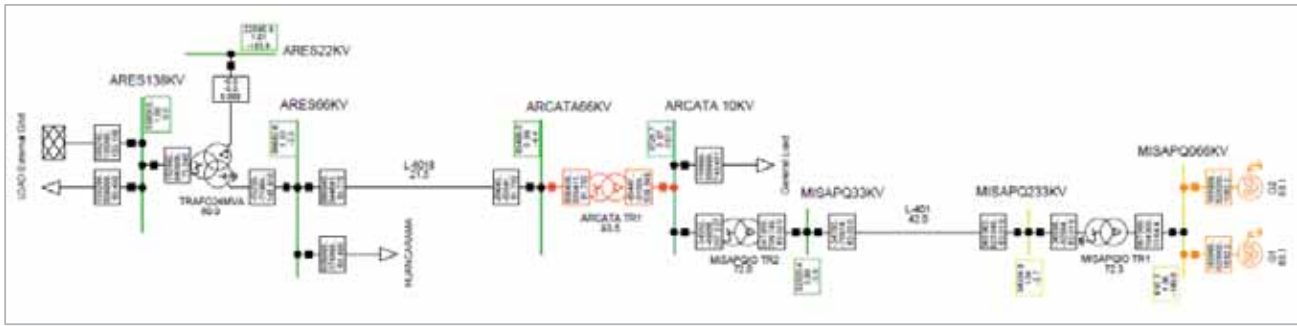


Figura 32: Sistema de línea L-6018 modelado en Digsilent (Ver Anexo 4)

Fuente: Elaboración propia / Digsilent

Como se puede observar en la figura 32, la línea L-6018 se interconecta al SEIN mediante la barra de 138KV ARES que se alimenta desde la subestación Callalli mediante las líneas L-1040 y L-1047 138KV como se muestra en la figura 1 al inicio de este trabajo. La línea L-6018 se alimenta de la barra de 66KV conectada al secundario del transformador de potencia 24 MVA 138/66/21.9 KV, dicha barra de 66KV también alimenta a otra carga (Huancarama) de 6.5 MW/ 3.7 MVAR.

Del otro extremo de la línea L-6018 se tiene un transformador reductor TR-01 66/10KV de 10MVA de cuya barra de 10KV se conecta toda la carga que consume la mina Arcata en su operación y al cual también se inyecta generación mediante los 2 generadores de 2.3 MVA cada uno de la pequeña central hidroeléctrica Misapuquio que entrega como máximo 3.6 MW en época de avenida. La conexión a la C.H. Misapuquio es mediante una línea corta 21.6 Km de 33KV con sus respectivos transformadores elevador y reductor.

Parámetros línea L-6018	
Material:	AAAC
Sección:	120 mm <sup>2</sup>
Longitud	19.39 Km
Resistencia secuencia positiva R(+)	0.2734 Ω/Km
Reactancia secuencia positiva X(+)	0.4912 Ω/Km
Resistencia secuencia cero R(0)	0.6874 Ω/Km
Reactancia secuencia cero X(0)	1.749 Ω/Km

Tabla 17: Parámetros de la línea L-6018 66KV

Fuente: Estudio de coordinación de protecciones del sistema eléctrico Callalli-Caylloma-Ares-Arcata Compañía Minera Ares

### Impedancia de la línea L-6018 en p.u.

A continuación se calcula la impedancia de la línea L-6018 en p.u.



Figura 33: Cálculo de impedancia en p.u. línea L-6018  
Fuente: Elaboración propia

$V_{base} = V_{base I} = 66KV$  (Zona en la que se encuentra la línea)

$S_{base} = 100 MVA$  (Todo el sistema)

$\bar{Z}_{real} = (5.3012 + 9.5244i) \Omega$

Las ecuaciones para el cálculo de las impedancias  $Z_{base}$  y  $\bar{Z}_{pu}$  son:

$$Z_{base} = \frac{|\bar{V}_{base}|^2}{S_{Base}} \quad 4.126$$

$$\bar{Z}_{pu} = \frac{\bar{Z}_{real}(\Omega)}{Z_{Base}(\Omega)} \quad 4.127$$

La línea se encuentra en zona I, entonces:

$$Z_{base} = \frac{(66)^2}{100} = 43.56 \Omega \quad 4.128$$

Luego tenemos la impedancia en p.u. de la línea L-6018:

$$\bar{Z}_{pu} = \frac{5.3012 + 9.5244i}{43.56} = 0.1217 + 0.2187i pu \quad 4.129$$

### 4.3.2. Modelamiento del sistema de la línea L-1030 33KV (Radial)

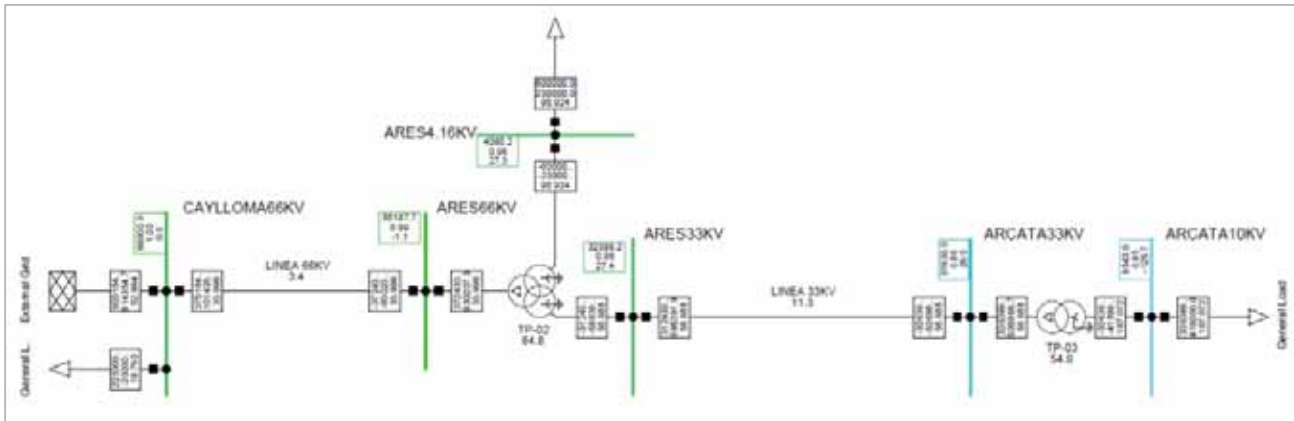


Figura 34: Sistema de línea L-1030 modelado en Digsilent (Ver Anexo 4)  
Fuente: Elaboración propia / Digsilent

Similar a la línea L-6018, la línea L-1030 tiene como nodo de interconexión al SEIN la subestación Callalli y se interconecta a ésta mediante la línea L-6015 de 66KV como se muestra en la figura 1 al inicio de este trabajo. La línea L-1030 se conecta a la barra de ARES 33KV del secundario del transformador de potencia TP-02 de 12/5/7 MVA 66/33/4.16KV en la subestación Ares, el lado de 4.16KV de este transformador alimenta a todas las cargas de la planta procesadora de concentrado Ares. En el lado de llegada (Arcata) se tiene un transformador reductor TP-03 de 6MVA 33/10KV de cuya barra de 10KV se alimenta a todas las cargas de la planta que procesa el mineral. Como se puede observar la línea L-1030 es netamente radial ya que no cuenta con generación adicional en el lado de la carga.

Parámetros línea L-1030	
Material:	AAAC
Sección:	120 mm <sup>2</sup>
Longitud	19.67 Km
Resistencia secuencia positiva R(+)	0.318 Ω/Km
Reactancia secuencia positiva X(+)	0.482 Ω/Km
Resistencia secuencia cero R(0)	0.743 Ω/Km
Reactancia secuencia cero X(0)	2.036 Ω/Km

Tabla 18: Parámetros de la línea L-1030 33KV

Fuente: Estudio de coordinación de protecciones del sistema eléctrico Callalli-Caylloma-Ares-Arcata Compañía Minera Ares

### Impedancia de la línea L-1030 en p.u.

A continuación se calcula la impedancia en p.u de la línea L-1030, con los siguientes datos:

$$V_{base} = 33 \text{ KV (Zona en la que se encuentra la línea)}$$

$$S_{base} = 100 \text{ MVA (Todo el sistema)}$$

$$\bar{Z}_{real} = (6.2551 + 9.4809i) \Omega$$

Se tiene las ecuaciones para el cálculo de  $\bar{Z}_{base}$  y  $\bar{Z}_{pu}$ :

$$Z_{base} = \frac{|\bar{V}_{base}|^2}{S_{Base}} \quad 4.130$$

$$\bar{Z}_{pu} = \frac{\bar{Z}_{real}(\Omega)}{Z_{Base}(\Omega)} \quad 4.131$$

Se calcula la impedancia base:

$$Z_{base} = \frac{(33)^2}{100} = 10.89 \Omega \quad 4.132$$

Luego tenemos la impedancia en p.u. de la línea L-1030:

$$\bar{Z}_{pu} = \frac{6.2551 + 9.4809i}{10.89} = 0.5744 + 0.8706i \text{ pu} \quad 4.133$$

### 4.3.3. Creación de gráficos con señales de tensión y corriente para la generación de archivos comtrade

Una vez modelado los sistemas correspondientes a cada línea se define en el programa Digsilent para un estudio de transitorios “RMS/EMT Simulation”, luego se definen las variables de resultado en los elementos que se desea analizar, en este caso las tensiones de barra en las bahías de salida de cada línea y las corrientes por fase en las propias líneas de transmisión, luego se definen los eventos que se desea simular y en cada caso se procede a crear gráficos como el que se muestra en las figuras 35 y 36 con las variables de interés que para nuestro caso son las tensiones y corrientes de pre-falla y durante la falla incluido las tensiones y corrientes homopolares.

La forma de crear gráficos en un evento definido es primero calcular condiciones iniciales y luego ejecutar la simulación.

A continuación se muestra los gráficos de las ondas de tensiones y corrientes durante los periodos de pre-falla y falla, de una falla monofásica fase A con resistencia de falla  $R_F = 0 \Omega$ , al 40% de la longitud de la línea L-1030, simulada en Digsilent.

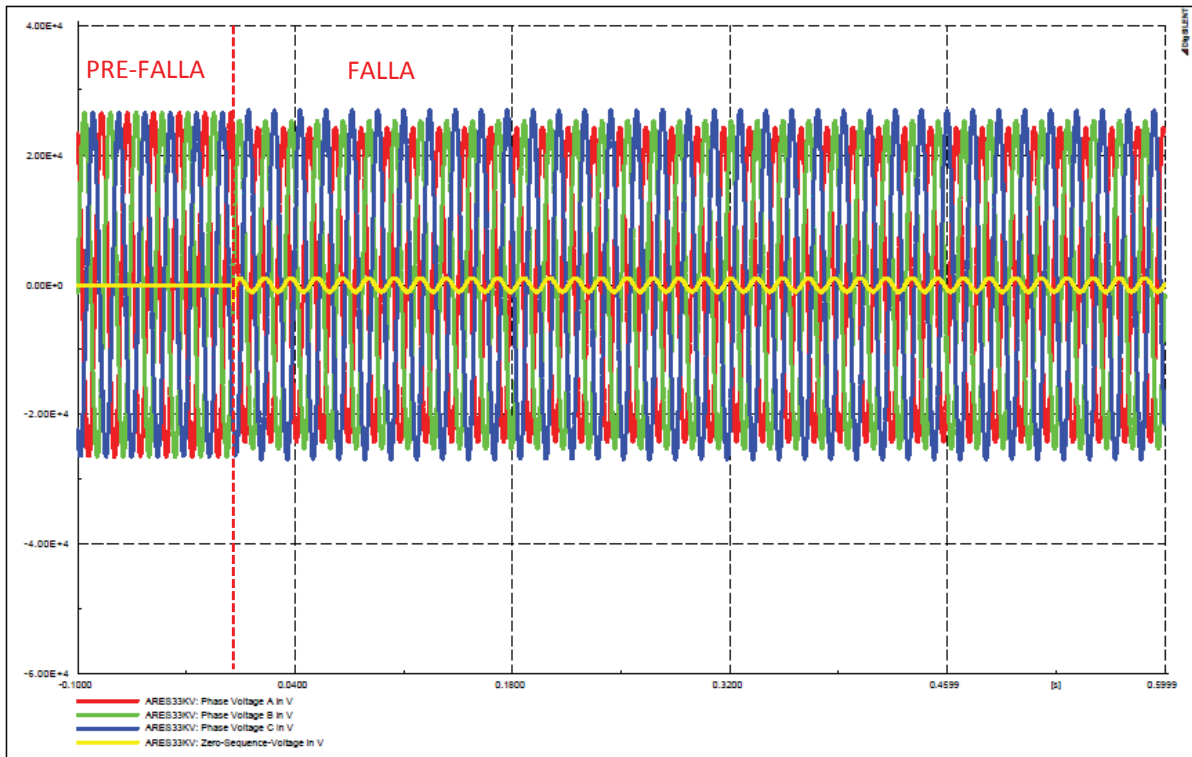


Figura 35: Ondas de tensiones durante pre-falla y falla para la creación de Comtrade  
Fuente: Elaboración propia sacado de Digsilent

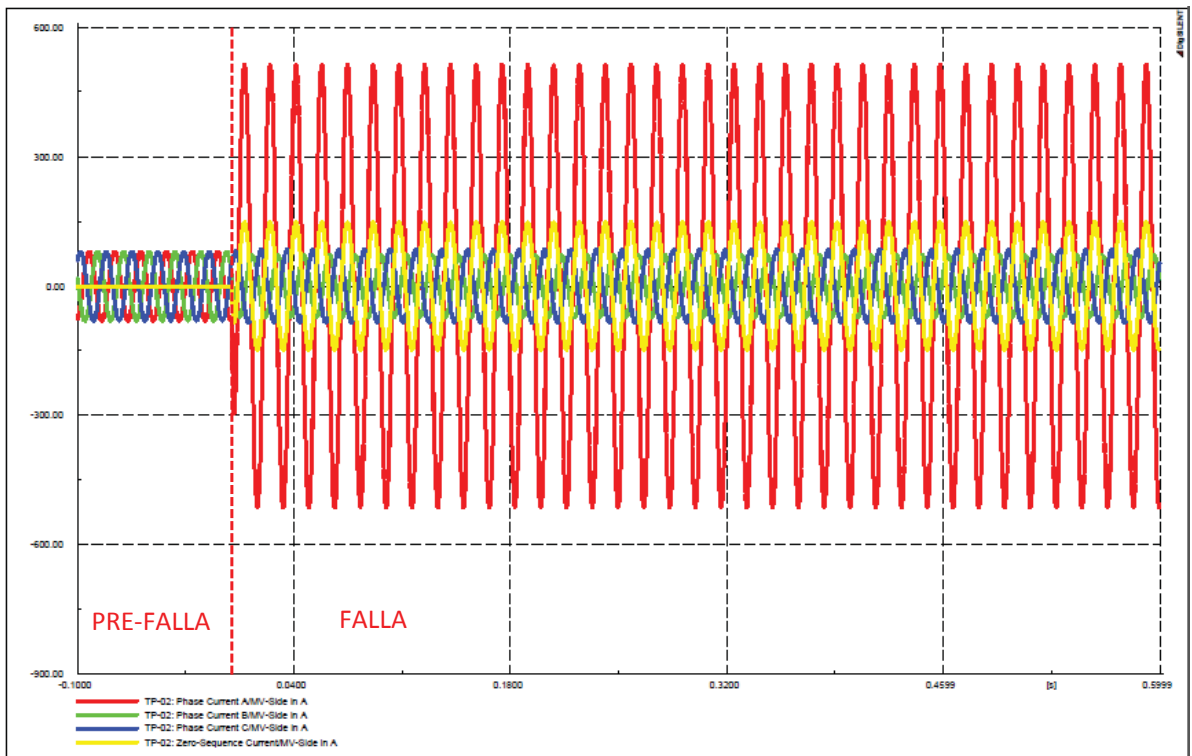


Figura 36: Ondas de corrientes durante pre-falla y falla para la creación de Comtrade  
Fuente: Elaboración propia / Digsilent

**NOTA:** Para generar archivos comtrade que se puedan cargar al programa localizador de fallas, todas las señales (tensión y corriente) deben estar en un mismo gráfico, en las figuras 35 y 36 se muestra en diferentes gráficos las señales de tensión y corriente para mejor visibilidad y entendimiento.

Las variables que se usan y se grafican en la simulación se deben asemejar a la forma del registro comtrade reales que generan los relés de protección como son: IA, IB, IC, IN, VA, VB, VC y VN. Los datos graficados corresponden al régimen de pre-falla y falla solamente ya que como se mencionó anteriormente los datos de post-falla no son necesarios para los cálculos de localización.

El periodo de simulación total en todos los casos es de 700 milisegundos (100 ms de pre-falla y 600 ms de falla).

#### **4.4. Algoritmo de localización para contrastación de resultados**

Se ha desarrollado un programa básico en Matlab para poder localizar fallas con los archivos comtrade generados por Digsilent y datos ingresados de la línea, usando los 4 métodos de localización para así poder hacer la comparación de los resultados obtenidos.

Una vez generados los archivos comtrade en el Digsilent (archivo.cfg y archivo.dat) para cada caso de falla se procede a cargar estos archivos en el algoritmo de localización de fallas desarrollado en Matlab que localiza fallas usando los 4 métodos a la vez, con lo que se obtiene 4 resultados para su comparación en cada caso de falla. Este algoritmo se usa para crear una regla de localización en el desarrollo de la metodología final, ya que permite comparar resultados y discriminar los métodos de localización para cada caso de falla y según el tipo de red (Radial o no radial).

A continuación se muestra el diagrama de flujo del algoritmo desarrollado para la contrastación de resultados.

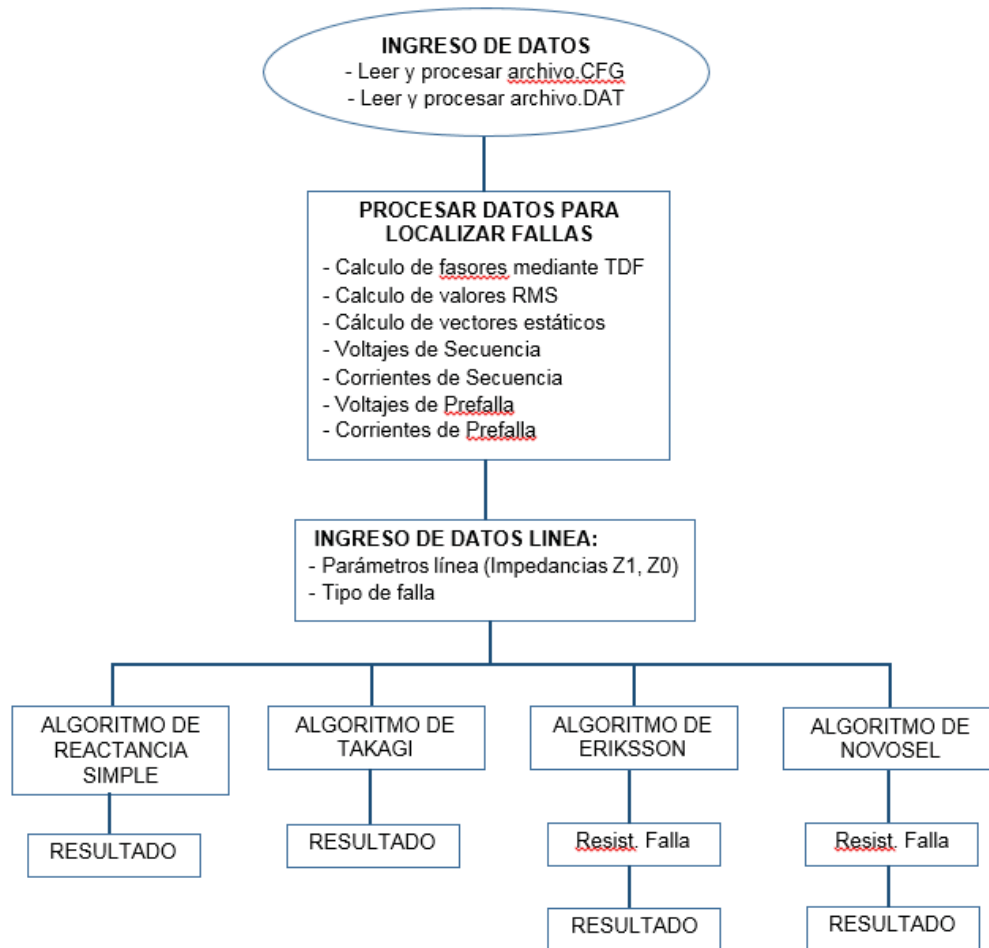


Figura 37: Diagrama de flujo del algoritmo para contrastación de resultados  
Fuente: Elaboración propia

En líneas subsiguientes se desarrolla un ejemplo práctico de aplicación de la localización en un caso de falla simulado en la línea L-6018, donde se muestra el proceso de localización por los 4 métodos mediante el algoritmo para contrastación de resultados.

Cabe mencionar que los archivos comtrade se consideran como datos con los que ya se cuenta, por lo que no se incluye el proceso de obtención en el diagrama de flujo de la figura 37, pero si se muestra la conversión de estos archivos comtrade para el caso práctico aplicado.

#### 4.4.1. Ingreso de datos

Se hace una prueba de localización con los archivos comtrade de una falla simulada en la línea L-6018 (no radial) al 30% de su longitud, el tipo de falla es bifásica a tierra en las fases AB y con resistencia de falla 20  $\Omega$ . Los archivos creados por Digsilent son

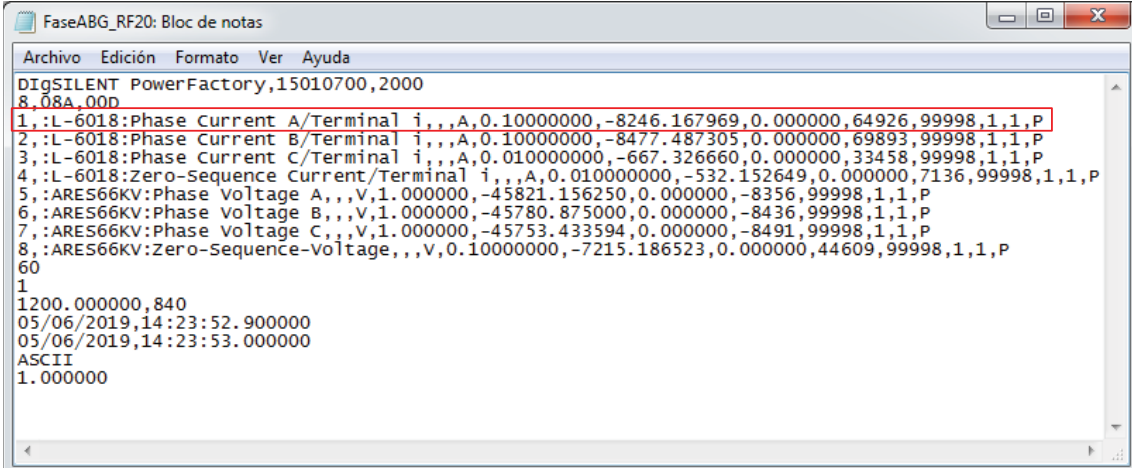
“FaseABG\_RF20.cfg” y “FaseABG\_RF20.dat”, como se muestra en la figura 38 y ambos estan en formato ASCII.

Para efectos prácticos en los siguientes apartados nos estaremos refiriendo como EVENTO 2 al evento señalado en líneas anteriores (falla simulada en la línea L-6018) entendiend también que sus respectivos archivos comtrade corresponden a los archivos “FaseABG\_RF20.cfg”y “FaseABG\_RF20.dat” como se muestra en la figura 38.

 FaseABG_RF20	02/07/2019 12:33 ...	Archivo CFG	1 KB
 FaseABG_RF20.dat	05/06/2019 02:23 ...	Archivo DAT	65 KB

Figura 38: Archivos comtrade generados para una falla bifásica simulada en la línea L-6018

Fuente: Elaboración propia / Digsilent



```

FaseABG_RF20: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
DigSILENT PowerFactory,15010700,2000
8,08A,000
1, :L-6018:Phase Current A/Terminal i,,,A,0.10000000,-8246.167969,0.000000,64926,99998,1,1,P
2, :L-6018:Phase Current B/Terminal i,,,A,0.10000000,-8477.487305,0.000000,69893,99998,1,1,P
3, :L-6018:Phase Current C/Terminal i,,,A,0.01000000,-667.326660,0.000000,33458,99998,1,1,P
4, :L-6018:Zero-Sequence Current/Terminal i,,,A,0.01000000,-532.152649,0.000000,7136,99998,1,1,P
5, :ARES66KV:Phase Voltage A,,,V,1.000000,-45821.156250,0.000000,-8356,99998,1,1,P
6, :ARES66KV:Phase Voltage B,,,V,1.000000,-45780.875000,0.000000,-8436,99998,1,1,P
7, :ARES66KV:Phase Voltage C,,,V,1.000000,-45753.433594,0.000000,-8491,99998,1,1,P
8, :ARES66KV:Zero-Sequence-Voltage,,,V,0.10000000,-7215.186523,0.000000,44609,99998,1,1,P
60
1
1200.000000,840
05/06/2019,14:23:52.900000
05/06/2019,14:23:53.000000
ASCII
1.000000

```

Figura 39: Archivo de configuración “FaseABG\_RF20.cfg” de EVENTO 2 simulado línea L-6018

Fuente: Propia sacado de Digsilent

En la figura 39 se observa el contenido del archivo de configuración “FaseABG\_RF20.cfg” del EVENTO 2.



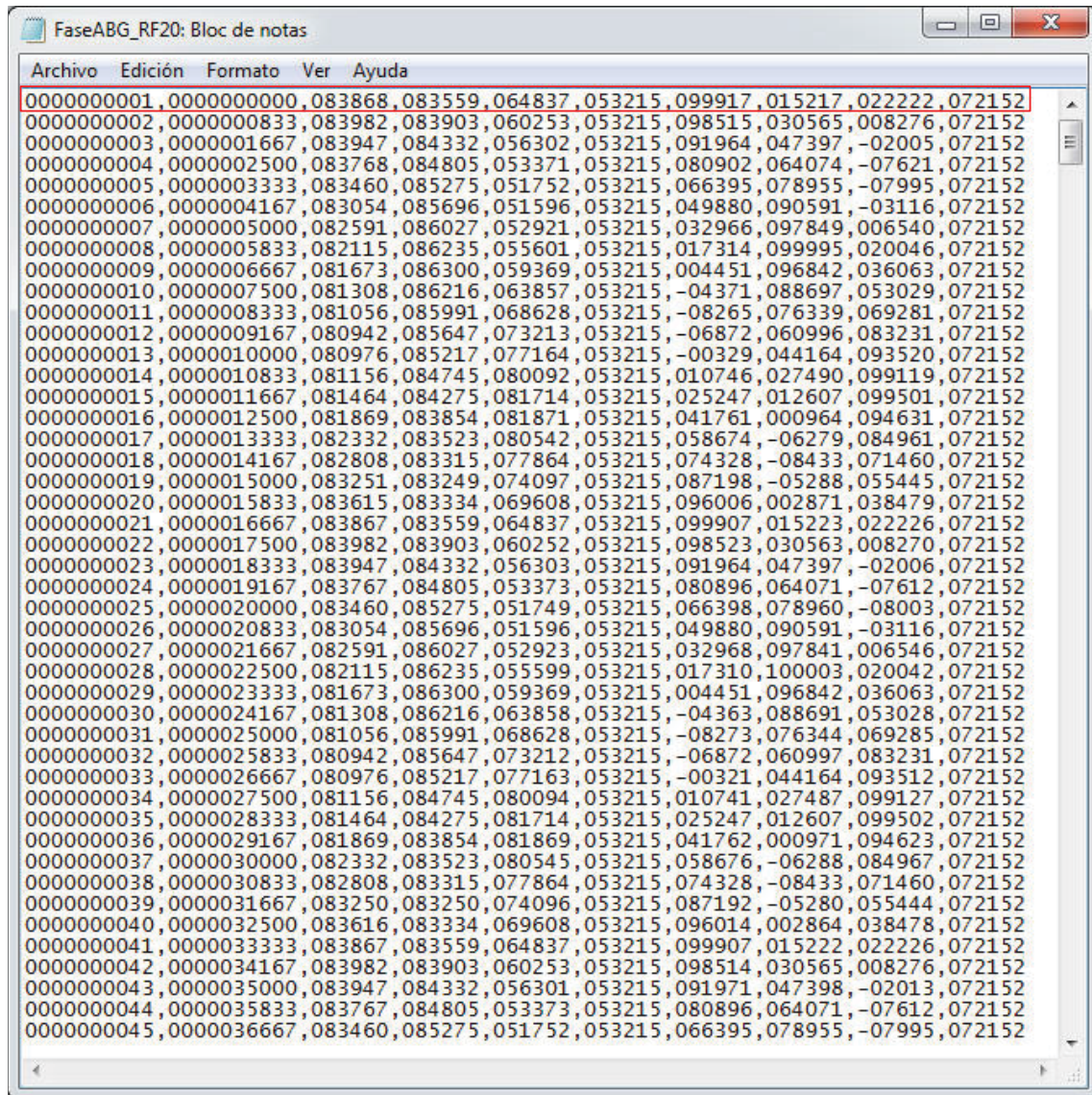


Figura 40: Archivo de datos “FaseABG\_RF20.dat” de evento simulado línea L-6018 formato ASCII  
Fuente: Propia

En la figura 40 se observa el contenido de las muestras 1 a 45 del total de las 840 muestras del archivo de datos “FaseABG\_RF20.dat” de una falla simulada en la línea L-6018 (EVENTO 2).

El formato en el que se encuentra este archivo de datos es ASCII por lo que el contenido se puede ver directamente con el bloc de notas y se puede procesar directamente aplicando los factores de multiplicación y adición a los valores de los canales de corriente y tensión respectivamente.

Como ejemplo de la conversión a valores reales se realiza la conversión de la muestra 1 (cuadro enmarcado rojo) del archivo de datos mostrado en la figura 40.

**Para el número de muestra.-** Se observa directamente que es 1, en la primera fila y primera columna de la figura 40.

**Para la estampa de tiempo.-** Se observa directamente que es 0, en la primera fila y segunda columna de la figura 40.

**Valor de la primera muestra canal 1:** El valor entero de la muestra es 83868 y su factor de multiplicación ( $a=0.1$ ) y factor de adición ( $b= -8246.167969$ ). Por lo que el valor real de la primera muestra canal 1 será:

$$83868(0.1) + (-8246.167969) = \mathbf{140.6320}$$

**Valor de la primera muestra canal 2:** El valor entero de la muestra es 83559 y su factor de multiplicación ( $a=0.1$ ) y factor de adición ( $b= -8477.487305$ ). Por lo que el valor real de la primera muestra canal 2 será:

$$83559(0.1) + (-8477.487305) = \mathbf{-121.5873}$$

**Valor de la primera muestra canal 3:** El valor entero de la muestra es 64837 y su factor de multiplicación ( $a=0.01$ ) y factor de adición ( $b= -667.326660$ ). Por lo que el valor real de la primera muestra canal 3 será:

$$64837(0.01) + (-667.326660) = \mathbf{-18.9567}$$

**Valor de la primera muestra canal 4:** El valor entero de la muestra es 53215 y su factor de multiplicación ( $a=0.01$ ) y factor de adición ( $b= -532.152649$ ). Por lo que el valor real de la primera muestra canal 4 será:

$$53215(0.01) + (-532.152649) = \mathbf{-0.00265}$$

**Valor de la primera muestra canal 5:** El valor entero de la muestra es 99917 y su factor de multiplicación ( $a=1$ ) y factor de adición ( $b= -45821.156250$ ). Por lo que el valor real de la primera muestra canal 5 será:

$$99917(1) + (-45821.156250) = \mathbf{54095.84375}$$

**Valor de la primera muestra canal 6:** El valor entero de la muestra es 15217 y su factor de multiplicación ( $a=1$ ) y factor de adición ( $b= -45780.875000$ ). Por lo que el valor real de la primera muestra canal 6 será:

$$15217(1) + (-45780.875) = \mathbf{-30563.875}$$

**Valor de la primera muestra canal 7:** El valor entero de la muestra es 22222 y su factor de multiplicación ( $a=1$ ) y factor de adición ( $b= -45753.433594$ ). Por lo que el valor real de la primera muestra canal 7 será:

$$22222(1) + (-45753.433594) = \mathbf{-23531.4336}$$

**Valor de la primera muestra canal 8:** El valor entero de la muestra es 72152 y su factor de multiplicación (a=0.1) y factor de adición (b= -7215.186523). Por lo que el valor real de la primera muestra canal 8 será:

$$72152(0.1) + (-7215.186523) = \mathbf{0.0135}$$

Con lo que los valores reales para la primera muestra serán:

Muestra	Tiempo	Canal 1	Canal 2	Canal 3	Canal 4	Canal 5	Canal 6	Canal 7	Canal 8
1	0000	140.6320	-121.5873	-18.9567	-0.00265	54095.84	-30563.88	-23531.43	0.0135

En la siguiente tabla se muestra los valores reales calculados para las muestras 1 a 54, desarrollado en Matlab debido a la cantidad de datos que existen y que hacerlo manualmente no es factible.

Se observa los datos reales para las muestras 1 a 54 que son una parte del total de 840 muestras que contiene el archivo de datos "FaseABG\_RF20.dat".

Nro muestra	Tiempo	Canal 1	Canal 2	Canal 3	Canal 4	Canal 5	Canal 6	Canal 7	Canal 8
1	0	140.632031	-121.587305	-18.95666	-0.002649	54095.8438	-30563.875	-23531.4336	0.013477
2	833	152.032031	-87.187305	-64.79666	-0.002649	52693.8438	-15215.875	-37477.4336	0.013477
3	1667	148.532031	-44.287305	-104.30666	-0.002649	46142.8438	1616.125	-47758.4336	0.013477
4	2500	130.632031	3.012695	-133.61666	-0.002649	35080.8438	18293.125	-53374.4336	0.013477
5	3333	99.832031	50.012695	-149.80666	-0.002649	20573.8438	33174.125	-53748.4336	0.013477
6	4167	59.232031	92.112695	-151.36666	-0.002649	4058.84375	44810.125	-48869.4336	0.013477
7	5000	12.932031	125.212695	-138.11666	-0.002649	-12855.1563	52068.125	-39213.4336	0.013477
8	5833	-34.667969	146.012695	-111.31666	-0.002649	-28507.1563	54214.125	-25707.4336	0.013477
9	6667	-78.867969	152.512695	-73.63666	-0.002649	-41370.1563	51061.125	-9690.43359	0.013477
10	7500	-115.367969	144.112695	-28.75666	-0.002649	-50192.1563	42916.125	7275.56641	0.013477
11	8333	-140.567969	121.612695	18.95334	-0.002649	-54086.1563	30558.125	23527.5664	0.013477
12	9167	-151.967969	87.212695	64.80334	-0.002649	-52693.1563	15215.125	37477.5664	0.013477
13	10000	-148.567969	44.212695	104.31334	-0.002649	-46150.1563	-1616.875	47766.5664	0.013477
14	10833	-130.567969	-2.987305	133.59334	-0.002649	-35075.1563	-18290.875	53365.5664	0.013477
15	11667	-99.767969	-49.987305	149.81334	-0.002649	-20574.1563	-33173.875	53747.5664	0.013477
16	12500	-59.267969	-92.087305	151.38334	-0.002649	-4060.15625	-44816.875	48877.5664	0.013477
17	13333	-12.967969	-125.187305	138.09334	-0.002649	12852.8438	-52059.875	39207.5664	0.013477
18	14167	34.632031	-145.987305	111.31334	-0.002649	28506.8438	-54213.875	25706.5664	0.013477
19	15000	78.932031	-152.587305	73.64334	-0.002649	41376.8438	-51068.875	9691.56641	0.013477
20	15833	115.332031	-144.087305	28.75334	-0.002649	50184.8438	-42909.875	-7274.43359	0.013477
21	16667	140.532031	-121.587305	-18.95666	-0.002649	54085.8438	-30557.875	-23527.4336	0.013477
22	17500	152.032031	-87.187305	-64.80666	-0.002649	52701.8438	-15217.875	-37483.4336	0.013477
23	18333	148.532031	-44.287305	-104.29666	-0.002649	46142.8438	1616.125	-47759.4336	0.013477
24	19167	130.532031	3.012695	-133.59666	-0.002649	35074.8438	18290.125	-53365.4336	0.013477
25	20000	99.832031	50.012695	-149.83666	-0.002649	20576.8438	33179.125	-53756.4336	0.013477
26	20833	59.232031	92.112695	-151.36666	-0.002649	4058.84375	44810.125	-48869.4336	0.013477
27	21667	12.932031	125.212695	-138.09666	-0.002649	-12853.1563	52060.125	-39207.4336	0.013477
28	22500	-34.667969	146.012695	-111.33666	-0.002649	-28511.1563	54222.125	-25711.4336	0.013477
29	23333	-78.867969	152.512695	-73.63666	-0.002649	-41370.1563	51061.125	-9690.43359	0.013477
30	24167	-115.367969	144.112695	-28.74666	-0.002649	-50184.1563	42910.125	7274.56641	0.013477
31	25000	-140.567969	121.612695	18.95334	-0.002649	-54094.1563	30563.125	23531.5664	0.013477
32	25833	-151.967969	87.212695	64.79334	-0.002649	-52693.1563	15216.125	37477.5664	0.013477
33	26667	-148.567969	44.212695	104.30334	-0.002649	-46142.1563	-1616.875	47758.5664	0.013477
34	27500	-130.567969	-2.987305	133.61334	-0.002649	-35080.1563	-18293.875	53373.5664	0.013477
35	28333	-99.767969	-49.987305	149.81334	-0.002649	-20574.1563	-33173.875	53748.5664	0.013477
36	29167	-59.267969	-92.087305	151.36334	-0.002649	-4059.15625	-44809.875	48869.5664	0.013477
37	30000	-12.967969	-125.187305	138.12334	-0.002649	12854.8438	-52068.875	39213.5664	0.013477
38	30833	34.632031	-145.987305	111.31334	-0.002649	28506.8438	-54213.875	25706.5664	0.013477
39	31667	78.832031	-152.487305	73.63334	-0.002649	41370.8438	-51060.875	9690.56641	0.013477
40	32500	115.432031	-144.087305	28.75334	-0.002649	50192.8438	-42916.875	-7275.43359	0.013477
41	33333	140.532031	-121.587305	-18.95666	-0.002649	54085.8438	-30558.875	-23527.4336	0.013477
42	34167	152.032031	-87.187305	-64.79666	-0.002649	52692.8438	-15215.875	-37477.4336	0.013477
43	35000	148.532031	-44.287305	-104.31666	-0.002649	46149.8438	1617.125	-47766.4336	0.013477
44	35833	130.532031	3.012695	-133.59666	-0.002649	35074.8438	18290.125	-53365.4336	0.013477
45	36667	99.832031	50.012695	-149.80666	-0.002649	20573.8438	33174.125	-53748.4336	0.013477
46	37500	59.232031	92.112695	-151.38666	-0.002649	4059.84375	44817.125	-48877.4336	0.013477
47	38333	12.932031	125.212695	-138.09666	-0.002649	-12853.1563	52060.125	-39207.4336	0.013477
48	39167	-34.667969	146.012695	-111.31666	-0.002649	-28507.1563	54214.125	-25707.4336	0.013477
49	40000	-78.867969	152.512695	-73.64666	-0.002649	-41377.1563	51069.125	-9692.43359	0.013477
50	40833	-115.367969	144.112695	-28.74666	-0.002649	-50184.1563	42910.125	7274.56641	0.013477
51	41667	-140.567969	121.612695	18.95334	-0.002649	-54086.1563	30558.125	23527.5664	0.013477
52	42500	-152.067969	87.212695	64.81334	-0.002649	-52701.1563	15218.125	37483.5664	0.013477
53	43333	-148.567969	44.212695	104.30334	-0.002649	-46142.1563	-1616.875	47758.5664	0.013477
54	44167	-130.567969	-2.987305	133.59334	-0.002649	-35075.1563	-18290.875	53365.5664	0.013477

Tabla 19: Valores reales convertidos del archivo "FaseABG\_RF20.dat"

Fuente: Elaboración propia / Matlab



#### 4.4.2. Procesamiento de datos para localizar fallas

Con los conceptos ya definidos en el ítem 3.2 para el cálculo de fasores, valores RMS, vectores estáticos, voltajes y corrientes de secuencia y voltajes y corrientes de prefalla, procedemos a calcularlos usando los datos de la tabla 19 para el caso de falla simulada en la línea L-6018 (EVENTO 2).

##### 4.4.2.1. Cálculo de fasores

Usando las ecuaciones 3.5 y 3.6 calculamos el fasor para la muestra 20 del Canal 1 (corriente fase A) con los datos de la tabla 19.

Para una frecuencia de muestreo del relé de 1200 Hz la ventana deslizante estará conformada por N=20 muestras para calcular el fasor en un instante dado.

Nro Muestra	Tiempo	Canal 1 (Vn)	n	$\cos(\frac{2\pi n}{N})$	$\text{sen}(\frac{2\pi n}{N})$	$Vn * \cos(\frac{2\pi n}{N})$	$Vn * \text{sen}(\frac{2\pi n}{N})$
1	0	140.632031	0	1.00000	0.00000	140.63203	0.00000
2	833	152.032031	1	0.95106	0.30902	144.59105	46.98048
3	1667	148.532031	2	0.80902	0.58779	120.16494	87.30494
4	2500	130.632031	3	0.58779	0.80902	76.78358	105.68353
5	3333	99.832031	4	0.30902	0.95106	30.84979	94.94590
6	4167	59.232031	5	0.00000	1.00000	0.00000	59.23203
7	5000	12.932031	6	-0.30902	0.95106	-3.99622	12.29909
8	5833	-34.667969	7	-0.58779	0.80902	20.37732	-28.04698
9	6667	-78.867969	8	-0.80902	0.58779	63.80553	-46.35743
10	7500	-115.367969	9	-0.95106	0.30902	109.72146	-35.65066
11	8333	-140.567969	10	-1.00000	0.00000	140.56797	0.00000
12	9167	-151.967969	11	-0.95106	-0.30902	144.53013	46.96069
13	10000	-148.567969	12	-0.80902	-0.58779	120.19401	87.32606
14	10833	-130.567969	13	-0.58779	-0.80902	76.74593	105.63171
15	11667	-99.767969	14	-0.30902	-0.95106	30.83000	94.88498
16	12500	-59.267969	15	0.00000	-1.00000	0.00000	59.26797
17	13333	-12.967969	16	0.30902	-0.95106	-4.00732	12.33327
18	14167	34.632031	17	0.58779	-0.80902	20.35620	-28.01790
19	15000	78.932031	18	0.80902	-0.58779	63.85735	-46.39508
20	15833	115.332031	19	0.95106	-0.30902	109.68728	-35.63956
<b>Sumatoria:</b>						<b>1405.69103</b>	<b>592.74304</b>

Tabla 20: Datos para el cálculo de fasores muestras 1 a 20 Canal 1 (Corriente fase A)

Fuente: Elaboración propia

Asignando en las ecuaciones 3.5 y 3.6 los valores de las sumatorias, tenemos:

$$P_{R \text{ muestra } 20} = \frac{2}{20} (1405.69103)$$

$$P_{I \text{ muestra } 20} = \frac{-2}{20} (592.74304)$$

Por lo que el fasor para la muestra 20 Canal 1 que corresponde a la corriente fase A será:

$$\bar{I}_{faseA} = 140.5691 - 59.2743i \quad 4.134$$

A continuación se muestra los fasores calculados para las muestras 16 a 44, y para todos los canales de medición. Estos cálculos se realizaron en matlab debido a la gran cantidad de datos que se procesa.

	1	2	3	4	5	6	7	8
16	0.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
17	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
18	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
19	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
20	1.4057e+02 - 3.0274e+01i	-1.2162e+02 - 9.2102e+01i	-1.8953e+01 + 1.3137e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	3.4089e+04 - 4.0394e+03i	-3.0500e+04 + 4.4813e+04i	-2.3529e+04 + 4.8872e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
21	1.5200e+02 - 1.2938e+01i	-8.7204e+01 - 1.2518e+02i	-6.4802e+01 + 1.3810e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	5.2696e+04 + 1.2854e+04i	-1.5216e+04 - 5.2063e+04i	-3.7479e+04 + 3.0209e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
22	1.4856e+02 - 3.4665e+01i	-4.4254e+01 - 1.4600e+02i	-1.0431e+02 + 1.1132e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	4.6145e+04 + 2.8508e+04i	1.6166e+03 - 5.4217e+04i	-4.7762e+04 + 2.5708e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
23	1.3057e+02 + 7.8874e+01i	3.0272e+00 - 1.5253e+02i	-1.3360e+02 + 7.3640e+01i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	3.5077e+04 + 4.1373e+04i	1.8291e+04 + 5.1064e+04i	-5.3368e+04 + 9.6910e+03i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
24	9.8799e+01 + 1.1538e+02i	5.0012e+01 - 1.4413e+02i	-1.4982e+02 + 2.8751e+01i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	2.0575e+04 + 5.0187e+04i	3.3178e+04 + 4.2912e+04i	-5.3750e+04 + 7.2750e+03i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
25	5.9266e+01 + 1.4055e+02i	9.2102e+01 - 1.2162e+02i	-1.5137e+02 - 1.8953e+01i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	4.0595e+03 + 5.4089e+04i	4.4813e+04 - 3.0500e+04i	-4.8872e+04 + 2.3529e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
26	1.2932e+01 + 1.5199e+02i	1.2518e+01 - 8.7204e+01i	-1.3810e+02 - 6.4802e+01i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	-1.2854e+04 + 5.2696e+04i	5.2063e+04 - 1.5216e+04i	-3.9210e+04 + 3.7480e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
27	-3.4668e+01 + 1.4855e+02i	1.4600e+02 - 4.4254e+01i	-1.1132e+02 - 1.0431e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	-2.8508e+04 + 4.6145e+04i	5.4216e+04 - 1.6166e+03i	-2.5708e+04 + 4.7761e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
28	-7.8874e+01 + 1.3056e+02i	1.5253e+02 + 3.0272e+00i	-7.3640e+01 + 1.3360e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	-4.1373e+04 + 3.5077e+04i	5.1064e+04 + 1.8291e+04i	-9.6910e+03 + 5.3368e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
29	-1.1536e+02 - 9.8799e+01i	1.4413e+02 - 5.0012e+01i	-2.8751e+01 - 1.4982e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	5.0187e+04 + 2.0575e+04i	4.2912e+04 - 3.3178e+04i	7.2749e+03 + 5.3751e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
30	-1.4055e+02 + 5.9266e+01i	1.2162e+02 - 9.2102e+01i	1.8954e+01 - 1.5137e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	-5.4088e+04 + 4.0596e+03i	1.0550e+04 + 4.4813e+04i	2.3529e+04 + 4.8872e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
31	-1.5199e+02 + 1.2932e+01i	8.7204e+01 - 1.2518e+02i	6.4802e+01 + 1.3810e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	5.2696e+04 + 1.2854e+04i	1.5216e+04 + 5.2063e+04i	3.7480e+04 + 3.0209e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
32	-1.4855e+02 - 3.4665e+01i	4.4254e+01 - 1.4600e+02i	-1.0431e+02 - 1.1132e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	-4.6145e+04 + 2.8508e+04i	-1.6165e+03 + 5.4217e+04i	4.7762e+04 + 2.5708e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
33	-1.3056e+02 + 7.8874e+01i	-3.0272e+00 - 1.5253e+02i	1.3360e+02 + 7.3640e+01i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	-3.5076e+04 + 4.1373e+04i	-1.8291e+04 + 5.1064e+04i	5.3368e+04 + 9.6910e+03i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
34	-9.8799e+01 - 1.1538e+02i	-5.0012e+01 - 1.4413e+02i	1.4982e+02 + 2.8751e+01i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	2.0575e+04 + 5.0187e+04i	-3.3178e+04 + 4.2912e+04i	5.3751e+04 + 7.2750e+03i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
35	-5.9266e+01 - 1.4055e+02i	9.2102e+01 - 1.2162e+02i	-1.5137e+02 + 1.8953e+01i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	-4.0596e+03 + 5.4089e+04i	4.4813e+04 + 3.0500e+04i	4.8872e+04 + 2.3529e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
36	-1.2932e+01 - 1.5199e+02i	-1.2518e+02 + 8.7204e+01i	1.3810e+02 + 6.4802e+01i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	1.2854e+04 + 5.2696e+04i	-5.2062e+04 + 1.5217e+04i	3.9209e+04 + 3.7480e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
37	3.4668e+01 - 1.4855e+02i	-1.4600e+02 + 4.4254e+01i	-1.1132e+02 + 1.0431e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	-2.8509e+04 + 4.6145e+04i	-5.4217e+04 + 1.6166e+03i	2.5708e+04 + 4.7762e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
38	7.8874e+01 - 1.3056e+02i	-1.5253e+02 - 3.0272e+00i	7.3640e+01 + 1.3360e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	4.1373e+04 + 3.5077e+04i	-5.1064e+04 + 1.8291e+04i	9.6910e+03 + 3.3368e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
39	1.1535e+02 - 9.8802e+01i	-1.4412e+02 - 5.0009e+01i	2.8751e+01 + 1.4982e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	5.0187e+04 + 2.0575e+04i	4.2912e+04 - 3.3178e+04i	-7.2750e+03 + 5.3751e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
40	1.4055e+02 - 5.9266e+01i	-1.2161e+02 - 9.2096e+01i	-1.8953e+01 + 1.5137e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	5.4089e+04 + 4.0594e+03i	-3.0500e+04 + 4.4813e+04i	-2.3529e+04 + 4.8872e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
41	1.5199e+02 - 1.2934e+01i	8.7198e+01 - 1.2517e+02i	6.4802e+01 + 1.3810e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	5.2696e+04 + 1.2854e+04i	-1.5217e+04 + 5.2063e+04i	-3.7480e+04 + 3.0209e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
42	1.4855e+02 - 3.4666e+01i	-4.4251e+01 - 1.4599e+02i	-1.0431e+02 + 1.1132e+02i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	4.6144e+04 + 2.8508e+04i	1.6166e+03 + 5.4217e+04i	-4.7761e+04 + 2.5709e+04i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
43	1.3057e+02 + 7.8874e+01i	3.0272e+00 - 1.5252e+02i	-1.3360e+02 + 7.3640e+01i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	3.5077e+04 + 4.1373e+04i	1.8291e+04 + 5.1064e+04i	-5.3368e+04 + 9.6910e+03i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i
44	9.8802e+01 - 1.1536e+02i	5.0009e+01 - 1.4412e+02i	-1.4982e+02 + 2.8751e+01i	-4.3368e-20 + -0.0000e+00i	2.0575e+04 + 5.0187e+04i	-3.3178e+04 + 4.2912e+04i	-5.3751e+04 + 7.2750e+03i	-1.3878e-18 - 1.7347e-18i

Tabla 21: Fasores calculados para las muestras 16 a 44 de los 8 canales (4 de corriente y 4 de tensión)

Fuente: Propia /Matlab

#### 4.4.2.2. Cálculo de valores eficaces (RMS)

Se calcula el valor eficaz para la muestra 20 del Canal 1 (corriente fase A) con los datos discretos reales de la tabla 19, mediante la ecuación 3.11 y usando el concepto de ventana deslizante. Similar a los cálculos del ítem 3.2.2.

Nro Muestra	Tiempo	Datos Canal 1 (Vn)	(Vn)^2
1	0	140.632031	19777.36814
2	833	152.032031	23113.73845
3	1667	148.532031	22061.76423
4	2500	130.632031	17064.72752
5	3333	99.832031	9966.434414
6	4167	59.232031	3508.433496
7	5000	12.932031	167.2374258
8	5833	-34.667969	1201.868075
9	6667	-78.867969	6220.156534
10	7500	-115.367969	13309.76827
11	8333	-140.567969	19759.35391
12	9167	-151.967969	23094.2636
13	10000	-148.567969	22072.44141
14	10833	-130.567969	17047.99453
15	11667	-99.767969	9953.647638
16	12500	-59.267969	3512.692149
17	13333	-12.967969	168.16822
18	14167	34.632031	1199.377571
19	15000	78.932031	6230.265518
20	15833	115.332031	13301.47737
		<b>Sumatoria:</b>	<b>232731.1785</b>

Tabla 22: Cálculo del valor eficaz para la muestra 20 Canal 1  
Fuente: Elaboración propia / Excel

El valor eficaz para la muestra 20 Canal 1 (corriente fase A) será:

$$I_{eficazA} = \sqrt{\frac{1}{20}(232731.1785)} = 107.8729 \quad 4.135$$

En la siguiente tabla se muestra el resultado del cálculo de valores eficaces para las muestras 16 a 44 de todos los canales; estos valores se calcularon en base a los datos discretos de la tabla 19 y usando matlab.

	1	2	3	4	5	6	7	8
16	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0
20	107.8729	107.8736	107.8705	0.0026	3.8355e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
21	107.8664	107.8736	107.8705	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
22	107.8664	107.8736	107.8708	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
23	107.8664	107.8736	107.8703	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
24	107.8603	107.8736	107.8690	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
25	107.8603	107.8736	107.8711	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
26	107.8603	107.8736	107.8711	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
27	107.8603	107.8736	107.8698	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
28	107.8603	107.8736	107.8709	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
29	107.8603	107.8736	107.8709	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
30	107.8603	107.8736	107.8707	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
31	107.8603	107.8736	107.8707	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
32	107.8603	107.8736	107.8704	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
33	107.8603	107.8736	107.8700	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
34	107.8603	107.8736	107.8712	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
35	107.8603	107.8736	107.8712	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
36	107.8603	107.8736	107.8698	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
37	107.8603	107.8736	107.8717	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
38	107.8603	107.8736	107.8717	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
39	107.8567	107.8666	107.8714	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
40	107.8620	107.8666	107.8714	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
41	107.8620	107.8666	107.8714	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
42	107.8620	107.8666	107.8711	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
43	107.8620	107.8666	107.8720	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135
44	107.8620	107.8666	107.8720	0.0026	3.8354e+04	3.8354e+04	3.8354e+04	0.0135

Tabla 23: Valores eficaces calculados para las muestras 16 a 44

Fuente: Matlab

#### 4.4.2.3. Cálculo de vectores estáticos

Para calcular las corrientes y tensiones de prefalla que son necesarios en los métodos de Takagi, Eriksson y Novosel se hace necesario contar con fasores estáticos donde los fasores giratorios de los 8 canales se referencian respecto a un fasor normal de referencia que gira a frecuencia nominal (ítem 3.2.3).

El cálculo de vectores estáticos se realiza fundamentalmente para determinar los ángulos.



	1	2	3	4	5	6	7	8
16	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
17	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
18	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
19	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i
20	99.3974 - 41.9133i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0703e-02i	-0.0026 + 0.0000i	3.8247e+04 - 2.8705e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	-0.0084 - 0.0105i
21	99.3903 - 41.9133i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0703e-02i	-0.0025 + 0.0008i	3.8246e+04 - 2.8705e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	-0.0113 - 0.0074i
22	99.3903 - 41.9133i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3403e+01 + 1.0703e-02i	-0.0021 + 0.0016i	3.8247e+04 - 2.8706e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6638e+04 + 3.4558e+04i	-0.0130 - 0.0036i
23	99.3903 - 41.9133i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0703e-02i	-0.0016 + 0.0021i	3.8247e+04 - 2.8706e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6638e+04 + 3.4558e+04i	-0.0135 + 0.0006i
24	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3401e+01 + 1.0703e-02i	-0.0008 + 0.0025i	3.8247e+04 - 2.8703e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4557e+04i	-0.0126 + 0.0048i
25	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0704e-02i	0.0000 + 0.0026i	3.8247e+04 - 2.8705e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	-0.0105 + 0.0084i
26	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0704e-02i	0.0008 + 0.0025i	3.8247e+04 - 2.8705e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	-0.0074 + 0.0113i
27	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0703e-02i	0.0016 + 0.0021i	3.8247e+04 - 2.8706e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6638e+04 + 3.4558e+04i	-0.0036 + 0.0130i
28	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0704e-02i	0.0021 + 0.0016i	3.8247e+04 - 2.8704e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	0.0006 + 0.0135i
29	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0704e-02i	0.0025 + 0.0008i	3.8247e+04 - 2.8704e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	0.0048 + 0.0126i
30	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0703e-02i	0.0026 + 0.0000i	3.8246e+04 - 2.8706e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	0.0084 - 0.0105i
31	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0703e-02i	0.0025 - 0.0008i	3.8247e+04 - 2.8706e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6638e+04 + 3.4558e+04i	0.0113 + 0.0074i
32	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0703e-02i	0.0021 - 0.0016i	3.8247e+04 - 2.8706e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6638e+04 + 3.4558e+04i	0.0130 + 0.0036i
33	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3401e+01 + 1.0703e-02i	0.0016 - 0.0021i	3.8246e+04 - 2.8703e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4557e+04i	0.0135 + 0.0006i
34	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0704e-02i	0.0008 - 0.0025i	3.8247e+04 - 2.8705e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	0.0126 + 0.0048i
35	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0704e-02i	0.0000 - 0.0026i	3.8247e+04 - 2.8705e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	0.0105 + 0.0084i
36	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3402e+01 + 1.0703e-02i	-0.0008 - 0.0025i	3.8247e+04 - 2.8705e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4557e+04i	0.0074 + 0.0113i
37	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3401e+01 + 1.0704e-02i	-0.0016 - 0.0021i	3.8247e+04 - 2.8703e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	0.0036 + 0.0130i
38	99.3861 - 41.9075i	-85.9962 - 65.1258i	-1.3401e+01 + 1.0704e-02i	-0.0021 - 0.0016i	3.8247e+04 - 2.8703e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	-0.0006 + 0.0135i
39	99.3804 - 41.9117i	-85.9905 - 65.1216i	-1.3402e+01 + 1.0704e-02i	-0.0025 - 0.0008i	3.8246e+04 - 2.8706e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	-0.0048 + 0.0126i
40	99.3871 - 41.9095i	-85.9905 - 65.1216i	-1.3402e+01 + 1.0704e-02i	-0.0026 + 0.0000i	3.8247e+04 - 2.8704e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	-0.0084 - 0.0105i
41	99.3871 - 41.9095i	-85.9905 - 65.1216i	-1.3402e+01 + 1.0704e-02i	-0.0025 + 0.0008i	3.8247e+04 - 2.8704e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	-0.0113 - 0.0074i
42	99.3871 - 41.9095i	-85.9905 - 65.1216i	-1.3401e+01 + 1.0704e-02i	-0.0021 + 0.0016i	3.8246e+04 - 2.8702e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	-0.0130 - 0.0036i
43	99.3871 - 41.9095i	-85.9905 - 65.1216i	-1.3402e+01 + 1.0704e-02i	-0.0016 + 0.0021i	3.8247e+04 - 2.8705e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	-0.0135 + 0.0006i
44	99.3871 - 41.9095i	-85.9905 - 65.1216i	-1.3402e+01 + 1.0704e-02i	0.0008 + 0.0025i	3.8247e+04 - 2.8705e+03i	-2.1609e+04 - 3.1687e+04i	-1.6637e+04 + 3.4558e+04i	-0.0126 + 0.0048i

Tabla 24: Fasores estáticos calculados para las muestras 16 a 44 de los 8 canales

Fuente: Propia /Matlab

Se puede observar en la tabla 24 que en todos los canales (columnas 1 al 8) los valores complejos de cada columna solo presentan pequeñas variaciones tanto en su parte real como en su parte imaginaria, y que representado en forma gráfica serian prácticamente vectores estáticos (que no giran). Estos fasores son los valores finales que se utilizan para el cálculo de la distancia de falla.

#### 4.4.2.4. Calculo de voltajes y corrientes de secuencia

Calcularemos los voltajes y corrientes de secuencia cero, positiva y negativa para la muestra 30 de la tabla 24 utilizando la definicion de componentes simetricas mediante la ecuaciones 2.13 y 2.15.

Siendo:  $a = 1 \angle 120$

Calculamos los voltajes de secuencia para la muestra 30:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 38246.2004 - 2870.5846i \\ -21608.7930 - 31687.1532i \\ -16637.3048 + 34557.8123i \end{bmatrix} \quad 4.136$$

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0342 + 0.0248i \\ 38246.3574 - 2870.4497i \\ -0.1912 - 0.1597i \end{bmatrix} \quad 4.137$$

Calculamos las corrientes de secuencia para la muestra 30:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 99.3861 - 41.9075i \\ -85.9963 - 65.1258i \\ -13.4023 + 107.0349i \end{bmatrix} \quad 4.138$$

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.0042 + 0.0005i \\ 99.3936 - 41.9101i \\ -0.0034 + 0.0021i \end{bmatrix} \quad 4.139$$

#### 4.4.2.5. Calculo de voltajes y corrientes de prefalla

Se calcula hallando el promedio de los voltajes y corrientes de prefalla por fase de la matriz final de fasores (tabla 24).

Para efectos ya de calculo de la distancia de falla, se calcula los fasores de las corrientes de prefalla y tensiones de prefalla con todas las muestras de prefalla que se tiene (muestras 20 a 120) del EVENTO 2.

IpreA	IpreB	IpreC
99.3864 - 41.9115i	-85.9916 - 65.1224i	-13.402 + 107.0343i

VpreA	VpreB	VpreC
38246.5741 - 2870.4296i	-21609.1553 - 31687.2467i	-16637.3675 + 34557.8155i

#### 4.4.3. Localizar fallas por medio de diferentes métodos

Se procede a localizar la falla usando los diferentes métodos de localización, para la comparación de resultados y determinación del error de cada uno.

##### 4.4.3.1. Localizar por el método de reactancia simple

Se evalúa para el caso de falla simulada en la línea L-6018 denominada como EVENTO 2.

$$m = \frac{1}{X_L} \text{Im} \left\{ \frac{\overline{V_G}}{I_G} \right\} \quad 4.140$$

Similar al ítem 4.1.1. y usando para este caso los datos de la muestra 420 del EVENTO 2 (muestra de falla).

	1	2	3	4	5	6	7	8
415	8.2055e-02	-9.1508e-02	-1.0097e-03	2.6216e-02	1.4872e-01	-2.2026e-02	-5.6078e-01	-3.1896e-02
416	8.2055e-02	-9.1527e-02	-1.0097e-03	2.6216e-02	1.4872e-01	-2.2026e-02	-5.6078e-01	-3.1896e-02
417	8.2051e-02	-9.1542e-02	-1.0097e-03	2.6221e-02	1.4957e-01	-2.2083e-02	-5.6071e-01	-3.1894e-02
418	8.2044e-02	-9.1552e-02	-1.0097e-03	2.6230e-02	1.5090e-01	-2.2101e-02	-5.6073e-01	-3.1894e-02
419	8.2039e-02	-9.1556e-02	-1.0099e-03	2.6241e-02	1.5255e-01	-2.2110e-02	-5.6095e-01	-3.1895e-02
420	8.2038e-02	-9.1556e-02	-1.0101e-03	2.6247e-02	1.5276e-01	-2.2112e-02	-5.6137e-01	-3.1897e-02
421	8.2043e-02	-9.1556e-02	-1.0101e-03	2.6247e-02	1.5248e-01	-2.2112e-02	-5.6197e-01	-3.1897e-02
422	8.2055e-02	-9.1506e-02	-1.0105e-03	2.6240e-02	1.5135e-01	-2.2116e-02	-5.6262e-01	-3.1895e-02
423	8.2099e-02	-9.1598e-02	-1.0106e-03	2.6231e-02	1.4976e-01	-2.2127e-02	-5.6221e-01	-3.1890e-02
424	8.2077e-02	-9.1582e-02	-1.0107e-03	2.6220e-02	1.4827e-01	-2.2148e-02	-5.6261e-01	-3.1885e-02
425	8.2083e-02	-9.1601e-02	-1.0107e-03	2.6214e-02	1.4737e-01	-2.2176e-02	-5.6379e-01	-3.1880e-02
426	8.2083e-02	-9.1619e-02	-1.0107e-03	2.6212e-02	1.4737e-01	-2.2205e-02	-5.6378e-01	-3.1876e-02
427	8.2076e-02	-9.1634e-02	-1.0107e-03	2.6218e-02	1.4821e-01	-2.2231e-02	-5.6371e-01	-3.1874e-02
428	8.2071e-02	-9.1643e-02	-1.0108e-03	2.6227e-02	1.4952e-01	-2.2249e-02	-5.6374e-01	-3.1874e-02
429	8.2065e-02	-9.1647e-02	-1.0108e-03	2.6230e-02	1.5074e-01	-2.2258e-02	-5.6380e-01	-3.1875e-02
430	8.2065e-02	-9.1648e-02	-1.0111e-03	2.6242e-02	1.5130e-01	-2.2260e-02	-5.6432e-01	-3.1877e-02

Tabla 25: Fasores estáticos finales durante falla EVENTO 2

Fuente: Propia sacado de Matlab

Datos de la muestra 420 del EVENTO 2 (muestra de falla):

$$\bar{V}_a = (21809.8898 - 19833.3219i) V \quad \bar{V}_b = (-18838.5921 - 11158.7888i) V \quad 4.141$$

$$\bar{I}_a = (826.3773 - 915.5597i) A \quad \bar{I}_b = (-1010.0609 - 262.4651i) A \quad 4.142$$

Datos de la línea L-6018:

$$Z1_{total} = (5.3012 + 9.5244i) \Omega$$

$$Z0_{total} = (13.3287 + 33.9131i) \Omega$$

Para falla bifásica a tierra fases a y b tenemos  $\bar{V}_G$  y  $\bar{I}_G$  según la tabla 12:

$$\bar{V}_G = \bar{V}_a - \bar{V}_b \quad 4.143$$

$$\bar{V}_G = (21809.8898 - 19833.3219i) - (-18838.5921 - 11158.7888i) \quad 4.144$$

$$\bar{V}_G = \mathbf{40648.4819 - 8674.5331i} \quad 4.145$$

$$\bar{I}_G = \bar{I}_a - \bar{I}_b \quad 4.146$$

$$\bar{I}_G = (826.3773 - 915.5597i) - (-1010.0609 - 262.4651i) \quad 4.147$$

$$\bar{I}_G = \mathbf{1836.4382 - 653.0946i} \quad 4.148$$

Hallando la reactancia de secuencia positiva de la línea de transmisión:

$$X_L = \mathbf{Im(5.3012 + 9.5244i) = 9.5244} \quad 4.149$$

Aplicando en la ecuación de localización 4.140 los datos obtenidos, resulta:

$$m = \frac{1}{9.5244} \mathbf{Im} \left\{ \frac{(40648.4819 - 8674.5331i)}{(1836.4382 - 653.0946i)} \right\} \quad 4.150$$

$$m = \frac{1}{9.5244} \mathbf{Im(21.1405 + 2.7947i)} \quad 4.151$$

$$m = \frac{1}{9.5244} (2.7947) \quad 4.152$$

$$m = \mathbf{0.2934 \text{ p. u.}} \quad 4.153$$

Por lo que según el método de reactancia simple la falla se produjo al 29.34% de la longitud de la línea.

#### 4.4.3.2. Localizar por el método de Takagi

Se evalúa para el caso de falla simulada en la línea L-6018 denominada como EVENTO 2. Usando la muestra 420 (Tabla 25).

$$m = \frac{\text{Im}(\overline{V}_G \cdot \Delta \overline{I}_G^*)}{\text{Im}(\overline{Z}_L \cdot \overline{I}_G \cdot \Delta \overline{I}_G^*)} \quad 4.154$$

Datos de la muestra 420 del EVENTO 2 (muestra de falla):

$$\overline{V}_a = (21809.8898 - 19833.3219i) \text{ V} \quad \overline{V}_b = (-18838.5921 - 11158.7888i) \text{ V} \quad 4.155$$

$$\overline{I}_a = (826.3773 - 915.5597i) \text{ A} \quad \overline{I}_b = (-1010.0609 - 262.4651i) \text{ A} \quad 4.156$$

Datos de la línea L-6018:

$$Z_{1\text{total}} = (5.3012 + 9.5244i) \Omega$$

$$Z_{0\text{total}} = (13.3287 + 33.9131i) \Omega$$

Para el método de Takagi se requiere las corrientes de prefalla de las fases falladas que en este caso son las fases a y b.

$$\overline{I}_{preA} = (99.3864 - 41.9115i) \text{ A} \quad 4.157$$

$$\overline{I}_{preB} = (-85.9916 - 65.1224i) \text{ A} \quad 4.158$$

Hallamos las variables necesarias para la localización de la falla según la tabla 14, para falla bifásica a tierra en las fases a y b.

$$\overline{V}_G = \overline{V}_A - \overline{V}_B = (21809.8898 - 19833.3219i) - (-18838.5921 - 11158.7888i) \quad 4.159$$

$$\overline{V}_G = \mathbf{40648.4819 - 8674.5331i} \quad 4.160$$

$$\overline{I}_G = \overline{I}_A - \overline{I}_B = (826.3773 - 915.5597i) - (-1010.0609 - 262.4651i) \quad 4.161$$

$$\overline{I}_G = \mathbf{1836.4382 - 653.0946i} \quad 4.162$$

Hallando el valor para  $\Delta \overline{I}_G$  que es necesario para el método de Takagi.

$$\Delta \bar{I}_G = (\bar{I}_A - \bar{I}_{Apre}) - (\bar{I}_B - \bar{I}_{Bpre}) \quad 4.163$$

$$(\bar{I}_A - \bar{I}_{Apre}) = (826.3773 - 915.5597i) - (99.3864 - 41.9115i) \quad 4.164$$

$$(\bar{I}_A - \bar{I}_{Apre}) = \mathbf{726.9909 - 873.6482i} \quad 4.165$$

$$(\bar{I}_B - \bar{I}_{Bpre}) = (-1010.0609 - 262.4651i) - (-85.9916 - 65.1224i) \quad 4.166$$

$$(\bar{I}_B - \bar{I}_{Bpre}) = \mathbf{-924.0693 - 197.3427i} \quad 4.167$$

$$\Delta \bar{I}_G = (726.9909 - 873.6482i) - (-924.0693 - 197.3427i) \quad 4.168$$

$$\Delta \bar{I}_G = \mathbf{1651.0602 - 676.3055i} \quad 4.169$$

Aplicando estos datos en la ecuación de localización 4.154, tenemos:

$$m = \frac{Im((40648.4819 - 8674.5331i) \cdot (1651.0602 - 676.3055i)^*)}{Im((5.3012 + 9.5244i) \cdot (1836.4382 - 653.0946i) \cdot (1651.0602 - 676.3055i)^*)} \quad 4.170$$

$$m = \frac{Im(72979725.101 + 13168615.5206i)}{Im(16856010.1036 + 33953272.5832i)} \quad 4.171$$

$$\mathbf{m = 0.3878 p. u.} \quad 4.172$$

Por lo que según el método de Takagi la falla se produjo al 38.78% de la longitud de la línea.

#### 4.4.3.3. Localizar por el método de Eriksson

Se utilizan datos de fasores correspondientes a la muestra número 420 de la tabla 25, a diferencia de que en este caso se usan las ecuaciones del método de Eriksson y se calcula previamente las corrientes y tensiones de prefalla y componentes de secuencia.

Datos de la muestra 420 de EVENTO 2 (muestra de falla):

$$\bar{V}_a = (21809.8898 - 19833.3219i) V \quad \bar{V}_b = (-18838.5921 - 11158.7888i) V \quad 4.173$$

$$\bar{I}_a = (826.3773 - 915.5597i) A \quad \bar{I}_b = (-1010.0609 - 262.4651i) A \quad 4.174$$

Datos de la línea L-6018:

$$Z1_{total} = (5.3012 + 9.5244i) \Omega$$

$$Z0_{total} = (13.3287 + 33.9131i) \Omega$$

Se usa las ecuaciones de la tabla 14 para falla bifásica a tierra, en este caso usaremos los voltajes y corrientes de las fases a y b.

Adicionalmente para el método de Eriksson se requiere las corrientes de prefalla de las fases falladas que en este caso son las fases a y b.

$$\overline{I_{preA}} = (99.3864 - 41.9115i) \text{ A} \quad 4.175$$

$$\overline{I_{preB}} = (-85.9916 - 65.1224i) \text{ A} \quad 4.176$$

Se calculan los valores de  $\overline{V_G}$  e  $\overline{I_G}$

$$\overline{V_G} = \overline{V_A} - \overline{V_B} = (21809.8898 - 19833.3219i) - (-18838.5921 - 11158.7888i) \quad 4.177$$

$$\overline{V_G} = \mathbf{40648.4819 - 8674.5331i} \quad 4.178$$

$$\overline{I_G} = \overline{I_A} - \overline{I_B} = (826.3773 - 915.5597i) - (-1010.0609 - 262.4651i) \quad 4.179$$

$$\overline{I_G} = \mathbf{1836.4382 - 653.0946i} \quad 4.180$$

Hallando el valor para  $\Delta\overline{I_G}$ :

$$\Delta\overline{I_G} = (\overline{I_A} - \overline{I_{Apre}}) - (\overline{I_B} - \overline{I_{Bpre}}) \quad 4.181$$

$$(\overline{I_A} - \overline{I_{Apre}}) = (826.3773 - 915.5597i) - (99.3864 - 41.9115i) \quad 4.182$$

$$(\overline{I_A} - \overline{I_{Apre}}) = \mathbf{726.9909 - 873.6482i} \quad 4.183$$

$$(\overline{I_B} - \overline{I_{Bpre}}) = (-1010.0609 - 262.4651i) - (-85.9916 - 65.1224i) \quad 4.184$$

$$(\overline{I_B} - \overline{I_{Bpre}}) = \mathbf{-924.0693 - 197.3427i} \quad 4.185$$

$$\Delta\overline{I_G} = (726.9909 - 873.6482i) - (-924.0693 - 197.3427i) \quad 4.186$$

$$\Delta\overline{I_G} = \mathbf{1651.0602 - 676.3055i} \quad 4.187$$

Luego procedemos a calcular las impedancias  $Z_H$  y  $Z_G$  usando las ecuaciones 4.41 y 4.45.

Las componentes de secuencia positiva de pre falla, tanto para la tensión y la corriente son calculados en base a las corrientes y tensiones por fase de pre falla, y aplicando el teorema de Fortescue.

Tenemos los valores de corrientes y tensiones de prefalla por fase:

IpreA	IpreB	IpreC
99.3864 - 41.9115i	-85.9916 - 65.1224i	-13.402 + 107.0343i

VpreA	VpreB	VpreC
38246.5741 - 2870.4296i	-21609.1553 - 31687.2467i	-16637.3675 + 34557.8155i

Aplicando Fortescue segun la ecuacion 2.15, calculamos la corriente de secuencia positiva de prefalla:

$$I_1 = \left(\frac{1}{3}\right) * (I_a + a * I_b + a^2 * I_c) \quad 4.188$$

$$I_1 = \left(\frac{1}{3}\right) * ((99.3864 - 41.9115i) + a * (-85.9916 - 65.1224i) + a^2 * (-13.402 + 107.0343i))$$

$$I_{pre1} = 99.3918 - 41.9106i \quad 4.189$$

De forma similar calculamos la tensión de secuencia positiva de prefalla:

$$V_{pre1} = 38246.5807 - 2870.4695i \quad 4.190$$

Ahora se determina las componentes de secuencia positiva de corriente y tensión para la muestra 420 (muestra que contiene datos de falla) de la tabla 25. Estos valores  $I_1$  y  $V_1$  son durante la falla y se calcula de la misma manera utilizando el teorema de Fortescue:

$$I_1 = \left(\frac{1}{3}\right) * ((826.3773 - 915.5597i) + a * (-1010.0609 - 262.4651i) + a^2 * (15.2761 + 221.1216i)) \quad 4.191$$

$$V_1 = \left(\frac{1}{3}\right) * ((21809.8898 - 19833.3219i) + a * (-18838.5921 - 11158.7888i) + a^2 * (-8453.2715 + 32055.3108i)) \quad 4.192$$

I1	V1
580.8560 - 594.2853i	24293.4432 - 13091.8448i

Luego calculamos la impedancia del extremo local  $Z_G$ :

$$Z_G = -\frac{V_{G1} - V_{G1pre}}{I_{G1} - I_{G1pre}} \quad 4.193$$

$$Z_G = -\frac{(24293.4432 - 13091.8448i) - (38246.5807 - 2870.4695i)}{(580.8560 - 594.2853i) - (99.3918 - 41.9106i)} \quad 4.194$$

$$\bar{Z}_G = 1.9964 + 23.5202i \quad 4.195$$

Ahora calculamos la impedancia del extremo remoto  $Z_H$ , según las ecuaciones 4.42 a 4.45.

Las tensiones por fase en el extremo remoto H, vienen dado por:

$$\bar{V}_{Ha} = (38246.5741 - 2870.4296i) - (99.3864 - 41.9115i) * (5.3012 + 9.5244i) \quad 4.196$$

$$\bar{V}_{Ha} = (37320.5250 - 3594.8442i) = 37493.2593\angle - 5.5019^\circ \quad 4.197$$



$$\bar{V}_{Hb} = (-21609.1553 - 31687.2467i) - (-85.9916 - 65.1224i) * (5.3012 + 9.5244i) \quad 4.198$$

$$\bar{V}_{Hb} = (-21773.5484 - 30523.0014i) = 37493.2131\angle -125.5021^\circ \quad 4.199$$

$$\bar{V}_{Hc} = (-16637.3675 + 34557.8155i) - (-13.402 + 107.0343i) * (5.3012 + 9.5244i) \quad 4.200$$

$$\bar{V}_{Hc} = (-15546.8833 + 34118.0513i) = 37493.2928\angle 114.4978^\circ \quad 4.201$$

Calculando las potencias complejas por fase en el extremo remoto H:

$$\bar{S}_{Ha} = \bar{V}_{Ha} * \bar{I}_{Ha}^* \quad 4.202$$

$$\bar{S}_{Ha} = (37320.5250 - 3594.8442i) * (99.3864 - 41.9115i)^* \quad 4.203$$

$$\bar{S}_{Ha} = (3859817.9386 + 1206880.5599i) \quad 4.204$$

$$\bar{S}_{Hb} = (-21773.5484 - 30523.0014i) * (-85.9916 - 65.1224i)^* \quad 4.205$$

$$\bar{S}_{Hb} = (3860073.3710 + 1206775.9989i) \quad 4.206$$

$$\bar{S}_{Hc} = (-15546.8833 + 34118.0513i) * (-13.402 + 107.0343i)^* \quad 4.207$$

$$\bar{S}_{Hc} = (3860161.0683 + 1206799.6477i) \quad 4.208$$

Hallando las impedancias por fase en el extremo H, según la ecuación 4.45

$$\bar{Z}_a^* = \frac{|\bar{V}_a|^2}{\bar{S}_{Ha}} \quad 4.209$$

$$\bar{Z}_a^* = \frac{(37493.2593)^2}{(3859817.9386 + 1206880.5599i)} \quad 4.210$$

$$\bar{Z}_a = 331.7639 + 103.7353i \quad 4.211$$

$$\bar{Z}_b^* = \frac{(37493.2131)^2}{(3860073.3710 + 1206775.9989i)} \quad 4.212$$

$$\bar{Z}_b = 331.7502 + 103.7152i \quad 4.213$$

$$\bar{Z}_c^* = \frac{(37493.2928)^2}{(3860161.0683 + 1206799.6477i)} \quad 4.214$$

$$\bar{Z}_c = 331.7442 + 103.7130i \quad 4.215$$

Para hallar la impedancia  $Z_H$  hallamos el promedio de las tres impedancias:

$$\bar{Z}_H = \frac{(331.7639 + 103.7353i) + (331.7502 + 103.7152i) + (331.7442 + 103.7130i)}{3} \quad 4.216$$



$$\bar{Z}_H = 331.7528 + 103.7212i \quad 4.217$$

Calculamos los valores de  $K_1$ ,  $K_2$  y  $K_3$  según las ecuaciones 4.36, 4.37 y 4.38.

$$k_1 = 1 + \frac{(331.7528 + 103.7212i)}{(5.3012 + 9.5244i)} + \frac{(40648.4819 - 8674.5331i)}{(1836.4382 - 653.0946i)(5.3012 + 9.5244i)} \quad 4.218$$

$$k_1 = 25.2832 - 23.5357i \quad 4.219$$

$$k_2 = \frac{(40648.4819 - 8674.5331i)}{(5.3012 + 9.5244i)(1836.4382 - 653.0946i)} \left( \frac{(331.7528 + 103.7212i)}{(5.3012 + 9.5244i)} + 1 \right) \quad 4.220$$

$$k_2 = -6.3358 - 63.4999i \quad 4.221$$

$$k_3 = \frac{(1651.0602 - 676.3055i)}{(5.3012 + 9.5244i)(1836.4382 - 653.0946i)} * \left( \frac{(331.7528 + 103.7212i) + (1.9964 + 23.5202i)}{(5.3012 + 9.5244i)} + 1 \right) \quad 4.222$$

$$k_3 = -0.6111 - 2.7496i \quad 4.223$$

De donde obtenemos:

$$a = 25.2832$$

$$b = -23.5357$$

$$c = -6.3358$$

$$d = -63.4999$$

$$e = -0.6111$$

$$f = -2.7496$$

Luego hallamos la distancia de falla según la ecuación 4.39

$$\left( a - \frac{eb}{f} \right) = 25.2832 - \frac{(-0.6111)(-23.5357)}{(-2.7496)} = 30.5140 \quad 4.224$$

$$\left( c - \frac{ed}{f} \right) = -6.3358 - \frac{(-0.6111)(-63.4999)}{(-2.7496)} = 7.7771 \quad 4.225$$

Reemplazando en la ecuación 4.39

$$m = \frac{30.5140 \pm \sqrt{(30.5140)^2 - 4(7.7771)}}{2} \quad 4.226$$

$$m = \frac{30.5140 \pm 29.9999}{2} \quad 4.227$$

Desarrollando obtenemos 2 valores para m:

$$m_1 = 30.2570 \text{ p.u.}$$

$$m_2 = 0.2571 \text{ p.u.}$$

Se considera el valor de  $m_2$  por ser  $m_1$  mayor a 1 p.u. Por lo tanto la distancia de falla calculada con datos de la muestra 420 es al 25.71% de la longitud de la línea.

El método de Eriksson nos permite calcular también la resistencia de falla mediante la ecuación 4.40

$$R_F = \frac{(-63.4999) - (0.2571)(-23.5357)}{(-2.7496)} \quad 4.228$$

$$R_F = 20.89 \Omega \quad 4.229$$

#### 4.4.3.4. Localizar por el método de Novosel

Igual que en el ejemplo anterior se utilizan datos de fasores correspondientes a la muestra número 420 de los archivos comtrade “FaseABG\_RF20.cfg” y “FaseABG\_RF20.dat” del EVENTO 2 (Tabla 25).

Datos de la muestra 420 de EVENTO 2 (muestra de falla):

$$\bar{V}_a = (21809.8898 - 19833.3219i) V \quad \bar{V}_b = (-18838.5921 - 11158.7888i) V \quad 4.230$$

$$\bar{I}_a = (826.3773 - 915.5597i) A \quad \bar{I}_b = (-1010.0609 - 262.4651i) A \quad 4.231$$

Datos de la línea L-6018:

$$Z_{1\text{total}} = (5.3012 + 9.5244i) \Omega$$

$$Z_{0\text{total}} = (13.3287 + 33.9131i) \Omega$$

Las ecuaciones de localización son iguales a las del método de Eriksson, con la única diferencia de que usa  $Z_{\text{load}}$  en lugar de  $Z_H$ . El valor de  $Z_{\text{load}}$  se halla mediante la ecuación 4.106.

Los valores de  $\bar{V}_{G1pre}$  y  $\bar{I}_{G1pre}$  ya fueron calculados en las ecuaciones 4.189 y 4.190, por lo que sólo volvemos a usarlos para el cálculo de  $Z_{\text{load}}$  mediante la ecuación 4.106, considerando que se trata del mismo caso de falla.

$$\bar{Z}_{\text{load}} = \frac{(38246.5807 - 2870.4695i)}{(99.3918 - 41.9106i)} - (5.3012 + 9.5244i) \quad 4.232$$

$$\bar{Z}_{load} = 331.7527 + 103.7210i \quad 4.233$$

Los valores de  $\bar{V}_G$ ,  $\bar{I}_G$ ,  $\Delta\bar{I}_G$  y  $\bar{Z}_G$  ya fueron calculados en las ecuaciones 4.178, 4.180, 4.187 y 4.195.

$$\bar{V}_G = 40648.4819 - 8674.5331i \quad 4.234$$

$$\bar{I}_G = 1836.4382 - 653.0946i \quad 4.235$$

$$\Delta\bar{I}_G = 1651.0602 - 676.3055i \quad 4.236$$

$$\bar{Z}_G = 1.9964 + 23.5202i \quad 4.237$$

Con estos datos procedemos a calcular los valores para  $K_1$ ,  $K_2$  y  $K_3$ , según la ecuaciones 4.102, 4.103 y 4.104.

$$k_1 = 1 + \frac{(331.7527 + 103.7210i)}{(5.3012 + 9.5244i)} + \frac{(40648.4819 - 8674.5331i)}{(1836.4382 - 653.0946i)(5.3012 + 9.5244i)} \quad 4.238$$

$$\mathbf{k_1 = 25.2832 - 23.5357i} \quad 4.239$$

$$k_2 = \frac{(40648.4819 - 8674.5331i)}{(5.3012 + 9.5244i)(1836.4382 - 653.0946i)} \left( \frac{(331.7527 + 103.7210i)}{(5.3012 + 9.5244i)} + 1 \right) \quad 4.240$$

$$\mathbf{k_2 = -6.3358 - 63.4999i} \quad 4.241$$

$$k_3 = \frac{(1651.0602 - 676.3055i)}{(5.3012 + 9.5244i)(1836.4382 - 653.0946i)}^*$$

$$\left( \frac{(331.7527 + 103.7210i) + (1.9964 + 23.5202i)}{(5.3012 + 9.5244i)} + 1 \right) \quad 4.242$$

$$\mathbf{k_3 = -0.6111 - 2.7495i} \quad 4.243$$

De donde obtenemos:

$$a = 25.2832$$

$$b = -23.5357$$

$$c = -6.3358$$

$$d = -63.4999$$

$$e = -0.6111$$

$$f = -2.7495$$

Luego procedemos a calcular la distancia de falla mediante la ecuacion 4.105:

$$\left(a - \frac{eb}{f}\right) = 25.2832 - \frac{(-0.6111)(-23.5357)}{-2.7495} = 30.5142 \quad 4.244$$

$$\left(c - \frac{ed}{f}\right) = \left(-6.3358 - \frac{(-0.6111)(-63.4999)}{-2.7495}\right) = 7.7776 \quad 4.245$$

$$m = \frac{(30.5142) \pm \sqrt{(30.5142)^2 - 4(7.7776)}}{2} = \frac{(30.5142) \pm 30.0001}{2} \quad 4.246$$

De donde obtenemos dos resultados para m:

$$m_1 = 30.2572 \text{ p.u.}$$

$$m_2 = 0.2571 \text{ p.u.}$$

$m_1$  al ser mayor a 1 p.u. queda despreciado, siendo la distancia de falla calculada al 25.71% de la longitud de la línea, para el método de Novosel.

**NOTA:** Para obtener el valor real (en km) de la distancia de falla, se multiplica el valor de m en % por la longitud total de la línea.

Luego se procede a calcular la resistencia de falla en base a la ecuación 4.40.

$$R_F = \frac{(-63.4999) - (0.2571)(-23.5357)}{(-2.7495)} \quad 4.247$$

$$R_F = 20.89 \Omega \quad 4.248$$

### Resumen de resultados

En la siguiente tabla se muestra un resumen de resultados de localización por los 4 métodos. Estos resultados fueron calculados solo con datos de la muestra número 420 del EVENTO 2 (falla bifásica a tierra simulada en la línea L-6018).

Reactancia Simple	Takagi	Eriksson	Novosel
29.34%	38.78%	25.71%	25.71%
		Resist. de Falla	Resist. de Falla
		20.89 $\Omega$	20.89 $\Omega$

Tabla 26: Resumen de resultados de localización de falla EVENTO 2

Fuente: Elaboración propia

**NOTA:** Los valores en porcentaje mostrados en la tabla 26 representan las distancias de falla calculadas (en % de la longitud total de la línea), por los diferentes métodos de localización.

Se realiza la misma operación para los diferentes casos de falla que se simularon (Digsilent) en las líneas L-6018 y L-1030, pero esta vez con la ayuda del programa para contrastación de resultados desarrollado en Matlab.

En los siguientes apartados se prueba los métodos de localización con diferentes casos de fallas simuladas que combinan el tipo de red, tipo de falla, resistencia de falla y ubicación de la falla; ya que en una línea al presentarse una falla real no se puede predecir su ubicación, el tipo de falla ni el valor de la resistencia de falla y nuestro software implementado debe estar preparado para localizar fallas en cualquier caso.

Se muestra los resultados de los 90 casos de fallas simuladas en línea radial y 90 casos en línea no radial, se simularon todos estos casos de falla para establecer una regla de localización ante los casos específicos de falla, de tal forma que se garantice el menor error de localización mediante la adecuada utilización de los métodos ante cualquier caso de falla que se pudiera presentar en la vida real en las líneas L-6018 y L-1030.

#### 4.5. Resultados de localización de fallas simuladas en la línea L-1030 (radial)

En las siguientes tablas y gráficos se muestran los resultados de la localización con los archivos comtrade generados por Digsilent (casos de fallas simulados), para el sistema de la línea radial L-1030.

Se simularon fallas monofásicas, bifásicas aisladas, bifásicas a tierra y trifásicas, con valores de resistencia de falla de 0, 5, 10, 20 y 30  $\Omega$ , y en diferentes puntos a lo largo de la línea de transmisión como son 10%, 30%, 50%, 70% y 90%.

#### Características de los gráficos

El siguiente grafico nos ayuda a entender las curvas que se muestran en los subsiguientes análisis.

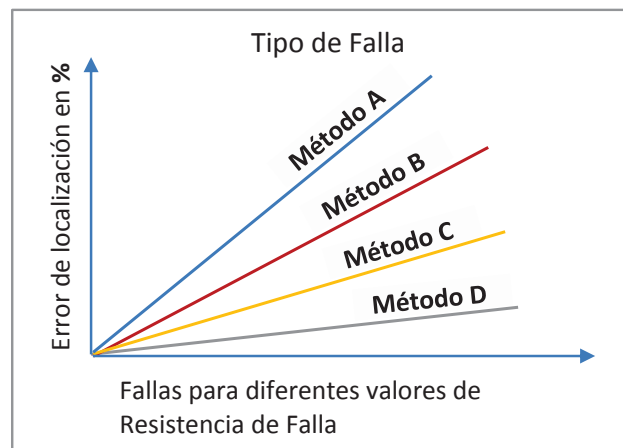


Figura 41: Forma de los gráficos de localización de fallas. Error Vs resistencia de falla  
Fuente: Elaboración propia

Los gráficos muestran los errores de localización de cada método (eje Y) versus el tipo de falla con diferentes valores de resistencia de falla (eje X).

### 4.5.1. Fallas simuladas al 10% de la longitud de la línea radial

Se localizaron 18 casos de fallas simuladas al 10% de la longitud de la línea, usando los 4 métodos analizados.

RESULTADOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS SIMULADAS EN RED RADIAL												
FALLAS SIMULADAS AL:		10%		LOCALIZACION DE LAS FALLAS MATLAB				ERROR ABSOLUTO DE LOCALIZACIÓN				
Nro	TIPO FALLA	FASES	Resist.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL	R. Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL
1	Monofasica	Fase A-G	0	9.98%	9.98%	9.98%	9.98%	0	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%
2	Monofasica	Fase A-G	5	5.76%	10.75%	9.61%	9.61%	5.01	4.24%	0.75%	0.39%	0.39%
3	Monofasica	Fase A-G	10	1.74%	11.49%	9.24%	9.24%	10.01	8.26%	1.49%	0.76%	0.76%
4	Monofasica	Fase A-G	20	5.73%	13.00%	8.49%	8.49%	20.03	4.27%	3.00%	1.51%	1.51%
5	Monofasica	Fase A-G	30	12.47%	14.45%	7.78%	7.78%	30.05	2.47%	4.45%	2.22%	2.22%
6	Bifasica	Fases AB	0	9.96%	9.96%	9.96%	9.96%	0	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%
7	Bifasica	Fases AB	5	10.02%	11.17%	9.98%	9.98%	2.5	0.02%	1.17%	0.02%	0.02%
8	Bifasica	Fases AB	10	10.13%	12.34%	9.99%	9.99%	4.99	0.13%	2.34%	0.01%	0.01%
9	Bifasica	Fases AB	20	10.56%	14.64%	9.99%	9.99%	9.99	0.56%	4.64%	0.01%	0.01%
10	Bifasica	Fases AB	30	11.22%	16.88%	9.99%	9.99%	14.99	1.22%	6.88%	0.01%	0.01%
11	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	0	9.96%	9.97%	9.97%	9.96%	0	0.04%	0.03%	0.03%	0.04%
12	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	5	10.13%	12.34%	10.00%	10.00%	4.99	0.13%	2.34%	0.00%	0.00%
13	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	10	10.55%	14.64%	10.03%	10.03%	9.99	0.55%	4.64%	0.03%	0.03%
14	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	20	12.12%	19.07%	10.07%	10.07%	19.99	2.12%	9.07%	0.07%	0.07%
15	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	30	14.50%	23.27%	10.09%	10.09%	29.99	4.50%	13.27%	0.09%	0.09%
16	Trifasica	Fases ABC	0	9.98%	9.98%	9.98%	9.98%	0	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%
17	Trifasica	Fases ABC	5	10.14%	12.35%	10.01%	10.01%	4.99	0.14%	2.35%	0.01%	0.01%
18	Trifasica	Fases ABC	10	10.56%	14.65%	10.02%	10.02%	9.99	0.56%	4.65%	0.02%	0.02%

Tabla 27: Resultados de localización de fallas simuladas al 10% en línea radial  
Fuente: Elaboración propia

En base a estos resultados se realiza las siguientes graficas:

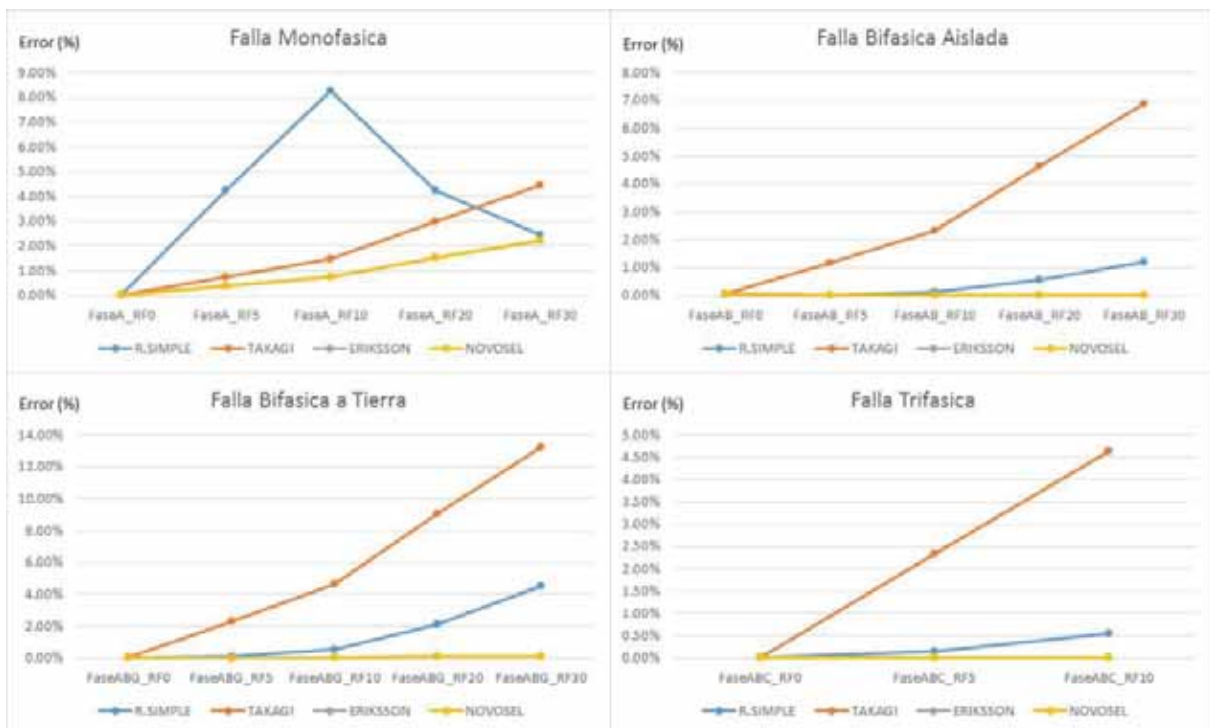


Figura 42: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 10% de la longitud de la línea radial  
Fuente: Elaboración propia

Se observa que para los diferentes casos de fallas ubicados al 10% de la longitud de la línea, los métodos de Eriksson y Novosel presentan el menor.

#### 4.5.2. Fallas simuladas al 30% de la longitud de la línea radial

Se localizaron 18 casos de fallas simuladas al 30% de la longitud de la línea, usando los 4 métodos analizados.

RESULTADOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS SIMULADAS EN RED RADIAL												
FALLAS SIMULADAS AL 30%		LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS MATLAB						ERROR ABSOLUTO DE LOCALIZACIÓN				
Nro	TIPO FALLA	FASES	Resist.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL	R.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL
1	Monofasica	Fase A-G	0	29.97%	29.97%	29.98%	29.97%	0	0.03%	0.03%	0.02%	0.03%
2	Monofasica	Fase A-G	5	25.68%	30.82%	29.55%	29.55%	5.01	4.32%	0.82%	0.45%	0.45%
3	Monofasica	Fase A-G	10	21.57%	31.65%	29.14%	29.14%	10.01	8.43%	1.65%	0.86%	0.86%
4	Monofasica	Fase A-G	20	13.93%	33.29%	28.32%	28.32%	20.01	16.07%	3.29%	1.68%	1.68%
5	Monofasica	Fase A-G	30	7.04%	34.88%	27.54%	27.54%	30.03	22.96%	4.88%	2.46%	2.46%
6	Bifasica	Fases AB	0	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	0	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
7	Bifasica	Fases AB	5	30.04%	31.31%	30.01%	30.01%	2.5	0.04%	1.31%	0.01%	0.01%
8	Bifasica	Fases AB	10	30.14%	32.60%	30.00%	30.00%	4.99	0.14%	2.60%	0.00%	0.00%
9	Bifasica	Fases AB	20	30.54%	35.13%	30.01%	30.01%	9.99	0.54%	5.13%	0.01%	0.01%
10	Bifasica	Fases AB	30	31.20%	37.60%	30.01%	30.01%	14.99	1.20%	7.60%	0.01%	0.01%
11	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	0	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	0	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
12	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	5	30.14%	32.60%	30.02%	30.02%	4.99	0.14%	2.60%	0.02%	0.02%
13	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	10	30.54%	35.13%	30.05%	30.05%	9.99	0.54%	5.13%	0.05%	0.05%
14	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	20	32.07%	40.01%	30.08%	30.08%	19.99	2.07%	10.01%	0.08%	0.08%
15	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	30	34.40%	44.64%	30.10%	30.10%	29.99	4.40%	14.64%	0.10%	0.10%
16	Trifasica	Fases ABC	0	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	0	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
17	Trifasica	Fases ABC	5	30.15%	32.60%	30.02%	30.02%	4.99	0.15%	2.60%	0.02%	0.02%
18	Trifasica	Fases ABC	10	30.55%	35.13%	30.03%	30.03%	9.99	0.55%	5.13%	0.03%	0.03%

Tabla 28: Resultados de localización de fallas simuladas al 30%, línea radial  
Fuente: Elaboración propia

En base a estos resultados se realiza las siguientes graficas:

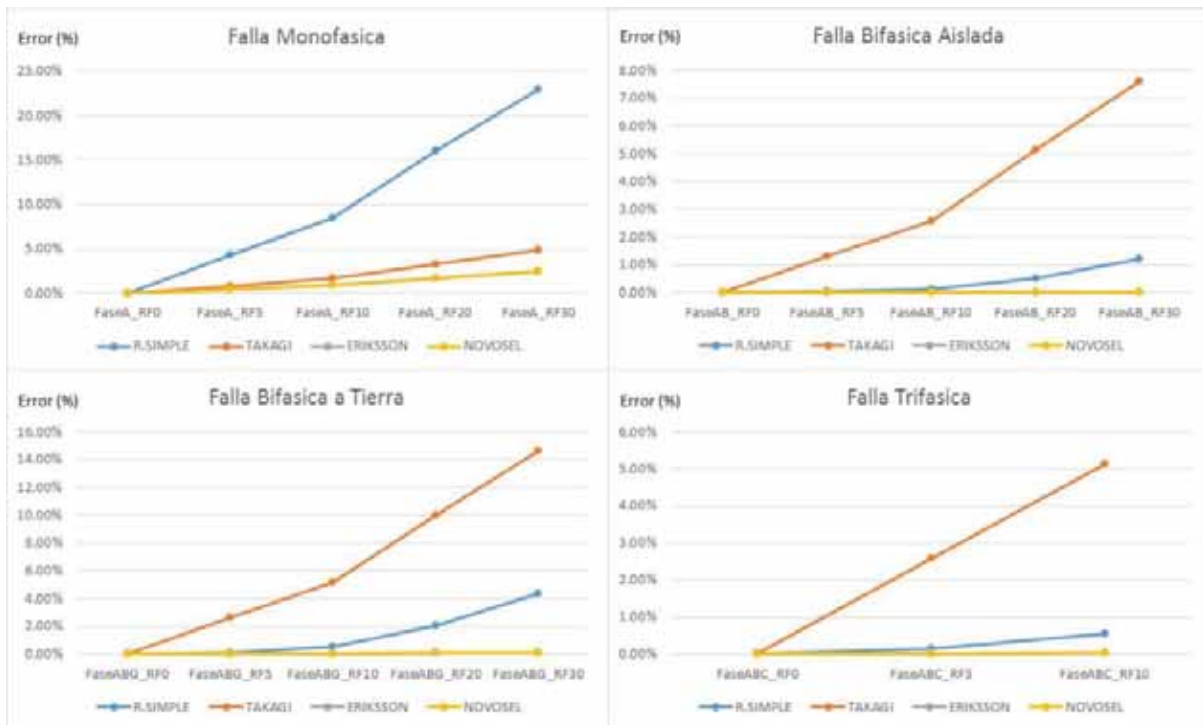


Figura 43: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 30% de la longitud de la línea radial  
Fuente: Elaboración propia

Se observa que para los diferentes casos de fallas ubicados al 30% de la longitud de la línea, los métodos de Eriksson y Novosel presentan el menor error.

### 4.5.3. Fallas simuladas al 50% de la longitud de la línea radial

Se localizaron 18 casos de fallas simuladas al 50% de la longitud de la línea, usando los 4 métodos analizados.

RESULTADOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS SIMULADAS EN RED RADIAL												
FALLAS SIMULADAS AL:		50%		LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS MATLAB				ERROR ABSOLUTO DE LOCALIZACIÓN				
Nro	TIPO FALLA	FASES	Resist.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL	R.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL
1	Monofasica	Fase A-G	0	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	0	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
2	Monofasica	Fase A-G	5	45.61%	50.92%	49.53%	49.53%	4.99	4.39%	0.92%	0.47%	0.47%
3	Monofasica	Fase A-G	10	41.41%	51.82%	49.07%	49.07%	9.99	8.59%	1.82%	0.93%	0.93%
4	Monofasica	Fase A-G	20	33.61%	53.59%	48.17%	48.17%	19.99	16.39%	3.59%	1.83%	1.83%
5	Monofasica	Fase A-G	30	26.55%	55.33%	47.31%	47.31%	30	23.45%	5.33%	2.69%	2.69%
6	Bifasica	Fases AB	0	50.01%	50.01%	50.01%	50.01%	0	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
7	Bifasica	Fases AB	5	50.05%	51.45%	50.01%	50.02%	2.5	0.05%	1.45%	0.01%	0.02%
8	Bifasica	Fases AB	10	50.15%	52.85%	50.02%	50.02%	4.99	0.15%	2.85%	0.02%	0.02%
9	Bifasica	Fases AB	20	50.54%	55.62%	50.01%	50.01%	9.99	0.54%	5.62%	0.01%	0.01%
10	Bifasica	Fases AB	30	51.17%	58.32%	50.01%	50.02%	14.99	1.17%	8.32%	0.01%	0.02%
11	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	0	50.01%	50.01%	50.01%	50.01%	0	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
12	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	5	50.15%	52.86%	50.03%	50.03%	4.99	0.15%	2.86%	0.03%	0.03%
13	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	10	50.54%	55.62%	50.05%	50.05%	9.99	0.54%	5.62%	0.05%	0.05%
14	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	20	52.03%	60.94%	50.09%	50.09%	19.99	2.03%	10.94%	0.09%	0.09%
15	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	30	54.30%	66.01%	50.09%	50.09%	29.99	4.30%	16.01%	0.09%	0.09%
16	Trifasica	Fases ABC	0	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	0	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
17	Trifasica	Fases ABC	5	50.15%	52.86%	50.03%	50.03%	4.99	0.15%	2.86%	0.03%	0.03%
18	Trifasica	Fases ABC	10	50.54%	55.62%	50.04%	50.04%	9.99	0.54%	5.62%	0.04%	0.04%

Tabla 29: Resultados de localización de fallas simuladas al 50%, línea radial  
Fuente: Elaboración propia

En base a estos resultados se realiza las siguientes graficas:

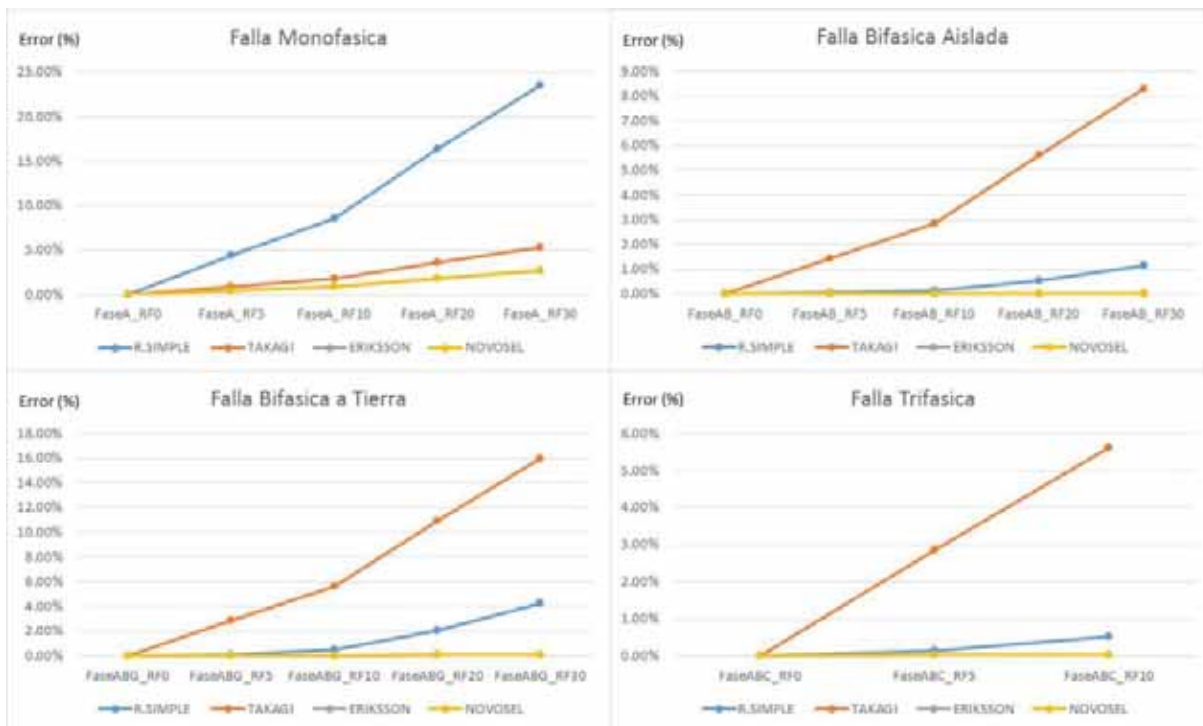


Figura 44: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 50% de la longitud de la línea radial  
Fuente: Elaboración propia

Se observa que para los diferentes casos de fallas ubicados al 50% de la longitud de la línea, los métodos de Eriksson y Novosel presentan el menor error.



#### 4.5.4. Fallas simuladas al 70% de la longitud de la línea radial

Se localizaron 18 casos de fallas simuladas al 70% de la longitud de la línea, usando los 4 métodos analizados.

RESULTADOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS SIMULADAS EN RED RADIAL												
FALLAS SIMULADAS AL:		70%		LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS MATLAB				ERROR ABSOLUTO DE LOCALIZACIÓN				
Nro	TIPO FALLA	FASES	Resist.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL	R.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL
1	Monofasica	Fase A-G	0	70.01%	70.01%	70.02%	70.01%	0	0.01%	0.01%	0.02%	0.01%
2	Monofasica	Fase A-G	5	65.53%	71.01%	69.50%	69.50%	4.99	4.47%	1.01%	0.50%	0.50%
3	Monofasica	Fase A-G	10	61.25%	71.98%	68.99%	68.99%	9.99	8.75%	1.98%	1.01%	1.01%
4	Monofasica	Fase A-G	20	53.29%	73.89%	68.01%	68.01%	19.98	16.71%	3.89%	1.99%	1.99%
5	Monofasica	Fase A-G	30	46.06%	75.76%	67.08%	67.08%	29.98	23.94%	5.76%	2.92%	2.92%
6	Bifasica	Fases AB	0	70.00%	70.01%	70.01%	70.01%	0	0.00%	0.01%	0.01%	0.01%
7	Bifasica	Fases AB	5	70.04%	71.56%	70.01%	70.01%	2.5	0.04%	1.56%	0.01%	0.01%
8	Bifasica	Fases AB	10	70.15%	73.11%	70.02%	70.02%	4.99	0.15%	3.11%	0.02%	0.02%
9	Bifasica	Fases AB	20	70.53%	76.11%	70.01%	70.02%	9.99	0.53%	6.11%	0.01%	0.02%
10	Bifasica	Fases AB	30	71.15%	79.04%	70.01%	70.02%	14.99	1.15%	9.04%	0.01%	0.02%
11	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	0	70.00%	70.00%	70.00%	70.01%	0	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%
12	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	5	70.16%	73.11%	70.04%	70.04%	4.99	0.16%	3.11%	0.04%	0.04%
13	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	10	70.54%	76.11%	70.05%	70.05%	9.99	0.54%	6.11%	0.05%	0.05%
14	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	20	71.98%	81.88%	70.08%	70.08%	19.99	1.98%	11.88%	0.08%	0.08%
15	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	30	74.20%	87.37%	70.09%	70.09%	29.99	4.20%	17.37%	0.09%	0.09%
16	Trifasica	Fases ABC	0	70.00%	70.00%	70.00%	70.00%	0	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
17	Trifasica	Fases ABC	5	70.15%	73.11%	70.03%	70.03%	4.99	0.15%	3.11%	0.03%	0.03%
18	Trifasica	Fases ABC	10	70.53%	76.11%	70.04%	70.04%	9.99	0.53%	6.11%	0.04%	0.04%

Tabla 30: Resultados de localización de fallas simuladas al 70%, línea radial  
Fuente: Elaboración propia

En base a estos resultados se realiza las siguientes graficas:

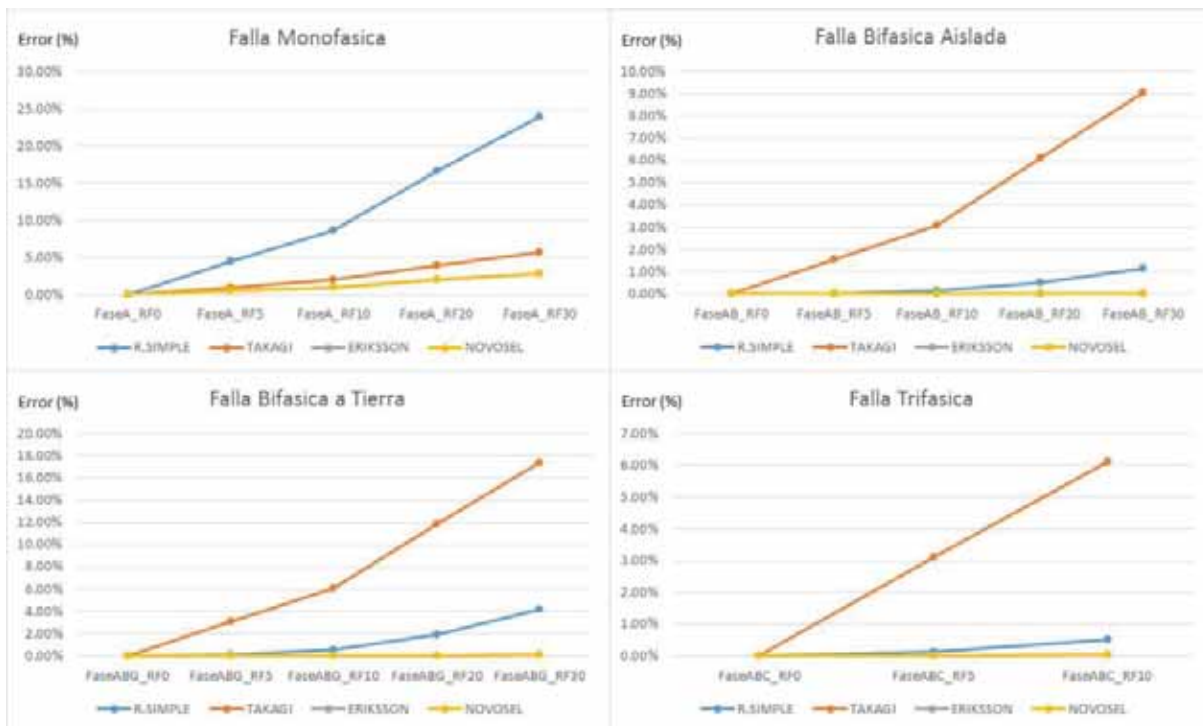


Figura 45: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 70% de la longitud de la línea radial  
Fuente: Elaboración propia

Se observa que para los diferentes casos de fallas ubicados al 70% de la longitud de la línea, los métodos de Eriksson y Novosel presentan el menor error.

### 4.5.5. Fallas simuladas al 90% de la longitud de la línea radial

Se localizaron 18 casos de fallas simuladas al 90% de la longitud de la línea, usando los 4 métodos analizados.

RESULTADOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS SIMULADAS EN RED RADIAL												
FALLAS SIMULADAS AL:		90%		LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS MATLAB					ERROR ABSOLUTO DE LOCALIZACIÓN			
Nro	TIPO FALLA	FASES	Resist.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL	R.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL
1	Monofasica	Fase A-G	0	90.01%	90.02%	90.02%	90.02%	0	0.01%	0.02%	0.02%	0.02%
2	Monofasica	Fase A-G	5	85.45%	91.09%	89.46%	89.46%	4.99	4.55%	1.09%	0.54%	0.54%
3	Monofasica	Fase A-G	10	81.09%	92.13%	88.91%	88.91%	9.98	8.91%	2.13%	1.09%	1.09%
4	Monofasica	Fase A-G	20	72.95%	94.19%	87.85%	87.85%	19.97	17.05%	4.19%	2.15%	2.15%
5	Monofasica	Fase A-G	30	65.55%	96.20%	86.84%	86.84%	29.96	24.45%	6.20%	3.16%	3.16%
6	Bifasica	Fases AB	0	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	0	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
7	Bifasica	Fases AB	5	90.05%	91.69%	90.01%	90.02%	2.5	0.05%	1.69%	0.01%	0.02%
8	Bifasica	Fases AB	10	90.16%	93.35%	90.03%	90.03%	4.99	0.16%	3.35%	0.03%	0.03%
9	Bifasica	Fases AB	20	90.53%	96.60%	90.02%	90.02%	9.99	0.53%	6.60%	0.02%	0.02%
10	Bifasica	Fases AB	30	91.13%	99.75%	90.02%	90.03%	14.99	1.13%	9.75%	0.02%	0.03%
11	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	0	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	0	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
12	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	5	90.16%	93.35%	90.04%	90.04%	4.99	0.16%	3.35%	0.04%	0.04%
13	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	10	90.53%	96.60%	90.05%	90.05%	9.99	0.53%	6.60%	0.05%	0.05%
14	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	20	91.93%	102.83%	90.07%	90.07%	19.99	1.93%	12.83%	0.07%	0.07%
15	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	30	94.09%	108.75%	90.07%	90.07%	29.99	4.09%	18.75%	0.07%	0.07%
16	Trifasica	Fases ABC	0	90.00%	90.01%	90.00%	90.00%	0	0.00%	0.01%	0.00%	0.00%
17	Trifasica	Fases ABC	5	90.15%	93.35%	90.03%	90.03%	4.99	0.15%	3.35%	0.03%	0.03%
18	Trifasica	Fases ABC	10	90.52%	96.60%	90.05%	90.05%	9.99	0.52%	6.60%	0.05%	0.05%

Tabla 31: Resultados de localización de fallas simuladas al 90%, línea radial  
Fuente: Elaboración propia

En base a estos resultados se realiza las siguientes graficas:

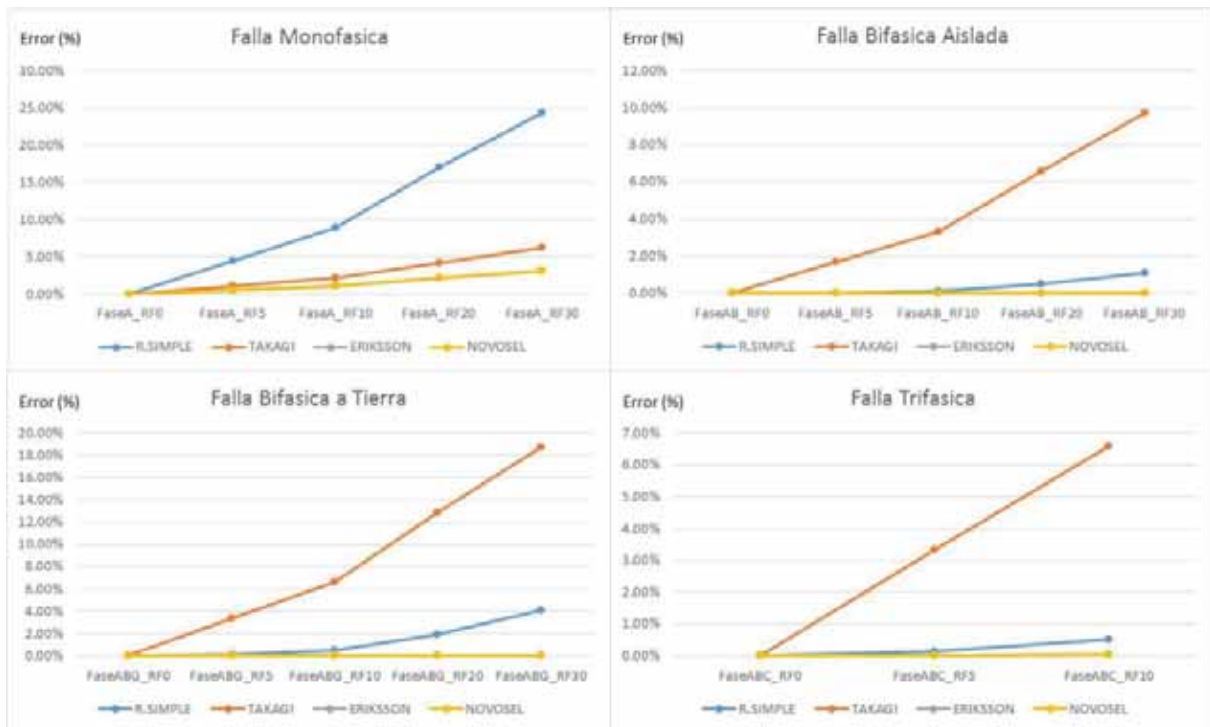


Figura 46: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 90% de la longitud de la línea radial  
Fuente: Elaboración propia

Se observa que para los diferentes casos de fallas ubicados al 90% de la longitud de la línea, los métodos de Eriksson y Novosel presentan el menor error.

#### **4.5.6. Conclusiones de localización de fallas en la línea L-1030 (Radial):**

- En todos los casos se observa que a medida que se incrementa la resistencia de falla, también se incrementa el error de localización en los 4 métodos aplicados.
- Los cuatro métodos analizados presentan un error absoluto máximo de 0.03% cuando la resistencia de falla es cero (caso ideal).
- Los métodos de Eriksson y Novosel dan los mismos resultados lo cual se debe al uso de ecuaciones similares en la localización, por lo que se puede usar indistintamente cualquiera de ellos.
- **Se concluye que para redes radiales los métodos de Eriksson y Novosel presentan los menores errores independientemente del tipo de falla, la distancia a la que se produce y la resistencia de falla, por lo que se toma como único método de localización ante cualquier caso de falla en redes radiales.**
- El error absoluto máximo obtenido en la comparación con software en red radial es de 3.16% para falla monofásica con resistencia de falla de 30  $\Omega$  producida al 90% de la longitud de línea, obtenido por los métodos de Eriksson y Novosel.

#### **4.6. Resultados de localización de fallas simuladas en la línea L-6018 (No radial)**

En las siguientes tablas y gráficos se muestran los resultados de la localización con los archivos comtrade simulados en Digsilent, línea no radial L-6018.

Similar a la línea L-1030, se simularon fallas monofásicas, bifásicas aisladas, bifásicas a tierra y trifásicas, con valores de resistencia de falla de 0, 5, 10, 20 y 30  $\Omega$ , y en diferentes puntos a lo largo de la línea de transmisión como son 10%, 30%, 50%, 70% y 90% de la longitud de la línea.

#### 4.6.1. Fallas simuladas al 10% de la longitud de la línea

Se localizaron 18 casos de fallas simuladas al 10% de la longitud de la línea no radial, usando los 4 métodos analizados.

RESULTADOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS SIMULADAS EN RED NO RADIAL												
FALLAS SIMULADAS AL 10%		LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS MATLAB						ERROR ABSOLUTO DE LOCALIZACIÓN				
Nro	TIPO FALLA	FASES	Resist.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL	R.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL
1	Monofasica	Fase A-G	0	10%	10%	10%	10%	0	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
2	Monofasica	Fase A-G	5	7.79%	11.59%	9.67%	9.67%	5.44	2.21%	1.59%	0.33%	0.33%
3	Monofasica	Fase A-G	10	5.64%	12.83%	9.03%	9.03%	10.88	4.36%	2.83%	0.97%	0.97%
4	Monofasica	Fase A-G	20	2.15%	15.30%	7.84%	7.84%	21.56	7.85%	5.30%	2.16%	2.16%
5	Monofasica	Fase A-G	30	0.34%	17.86%	6.90%	6.90%	32.16	9.66%	7.86%	3.10%	3.10%
6	Bifasica	Fases AB	0	9.96%	9.96%	9.96%	9.96%	0	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%
7	Bifasica	Fases AB	5	10.38%	11.94%	10.33%	10.33%	2.62	0.38%	1.94%	0.33%	0.33%
8	Bifasica	Fases AB	10	10.60%	13.58%	10.35%	10.35%	5.25	0.60%	3.58%	0.35%	0.35%
9	Bifasica	Fases AB	20	10.78%	16.21%	9.82%	9.82%	10.53	0.78%	6.21%	0.18%	0.18%
10	Bifasica	Fases AB	30	10.99%	18.21%	8.91%	8.91%	15.74	0.99%	8.21%	1.09%	1.09%
11	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	0	9.90%	9.90%	9.90%	9.90%	0	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%
12	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	5	10.12%	13.10%	9.87%	9.87%	5.26	0.12%	3.10%	0.13%	0.13%
13	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	10	8.95%	14.20%	7.99%	7.99%	10.44	1.05%	4.20%	2.01%	2.01%
14	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	20	9.23%	17.88%	5.87%	5.87%	20.55	0.77%	7.88%	4.13%	4.13%
15	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	30	11.97%	21.97%	4.67%	4.67%	30.57	1.97%	11.97%	5.33%	5.33%
16	Trifasica	Fases ABC	0	9.90%	9.90%	9.90%	9.90%	0	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%
17	Trifasica	Fases ABC	5	10.23%	13.20%	9.98%	9.98%	5.24	0.23%	3.20%	0.02%	0.02%
18	Trifasica	Fases ABC	10	8.15%	13.63%	7.22%	7.22%	10.25	1.85%	3.63%	2.78%	2.78%

Tabla 32: Resultados de localización de fallas simuladas al 10% en línea no radial  
Fuente: Elaboración propia

En base a estos resultados se realiza las siguientes graficas:

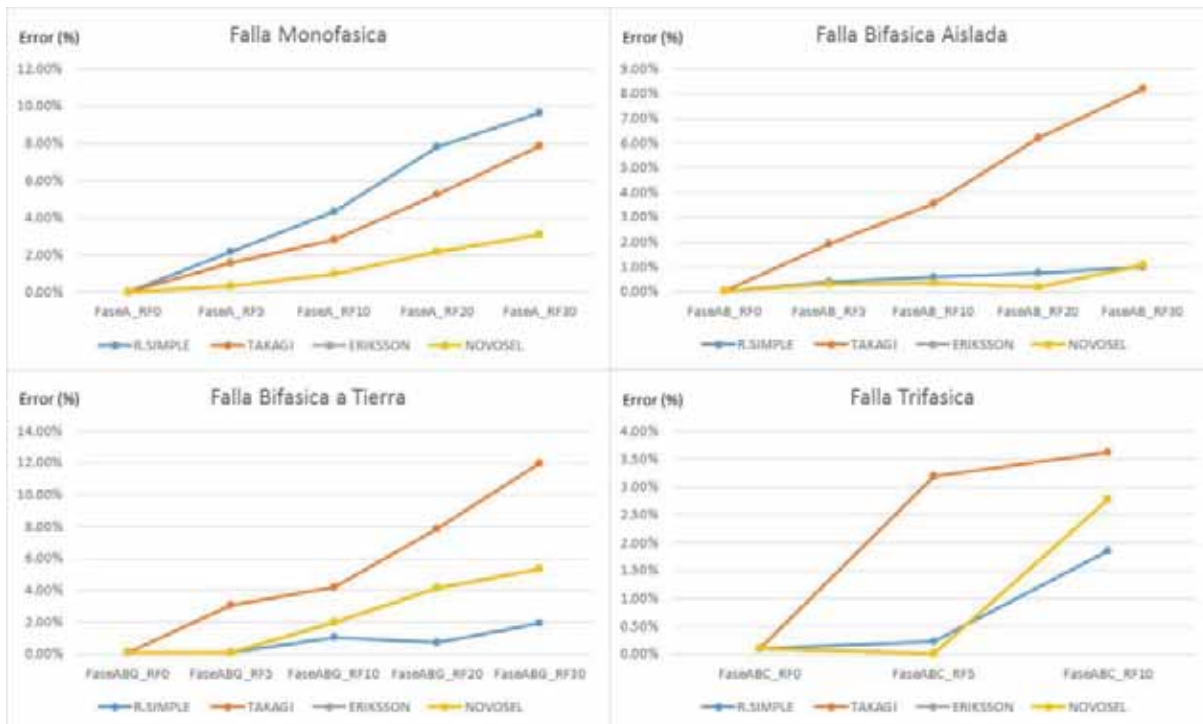


Figura 47: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 10% de la longitud de la línea no radial  
Fuente: Elaboración propia

Se observa que para falla 1Ø el método de Eriksson presenta menor error, mientras que para fallas 2Ø, 2Ø-T y 3Ø el error depende de la resistencia de falla.

#### 4.6.2. Fallas simuladas al 30% de la longitud de la línea

Se localizaron 18 casos de fallas simuladas al 30% de la longitud de la línea no radial, usando los 4 métodos analizados.

RESULTADOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS SIMULADAS EN RED NO RADIAL												
FALLAS SIMULADAS AL:		30%		LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS MATLAB				ERROR ABSOLUTO DE LOCALIZACIÓN				
Nro	TIPO FALLA	FASES	Resist.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL	R.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL
1	Monofasica	Fase A-G	0	30%	30%	30%	30%	0	0.00%	0.01%	0.01%	0.01%
2	Monofasica	Fase A-G	5	27.36%	31.73%	29.51%	29.51%	5.72	2.64%	1.73%	0.49%	0.49%
3	Monofasica	Fase A-G	10	24.80%	33.06%	28.64%	28.64%	11.44	5.20%	3.06%	1.36%	1.36%
4	Monofasica	Fase A-G	20	20.58%	35.57%	26.92%	26.92%	22.67	9.42%	5.57%	3.08%	3.08%
5	Monofasica	Fase A-G	30	17.56%	37.94%	25.14%	25.14%	33.86	12.44%	7.94%	4.86%	4.86%
6	Bifasica	Fases AB	0	29.97%	29.96%	29.97%	29.97%	0	0.03%	0.04%	0.03%	0.03%
7	Bifasica	Fases AB	5	30.38%	32.07%	30.33%	30.33%	2.63	0.38%	2.07%	0.33%	0.33%
8	Bifasica	Fases AB	10	30.57%	33.79%	30.34%	30.34%	5.28	0.57%	3.79%	0.34%	0.34%
9	Bifasica	Fases AB	20	30.71%	36.59%	29.74%	29.74%	10.59	0.71%	6.59%	0.26%	0.26%
10	Bifasica	Fases AB	30	30.88%	38.83%	28.79%	28.79%	15.81	0.88%	8.83%	1.21%	1.21%
11	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	0	29.97%	29.97%	29.97%	29.97%	0	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%
12	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	5	30.27%	33.49%	30.04%	30.04%	5.28	0.27%	3.49%	0.04%	0.04%
13	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	10	29.13%	34.99%	28.15%	28.15%	10.54	0.87%	4.99%	1.85%	1.85%
14	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	20	28.94%	38.17%	25.25%	25.25%	20.69	1.06%	8.17%	4.75%	4.75%
15	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	30	31.08%	42.20%	23.77%	23.77%	30.77	1.08%	12.20%	6.23%	6.23%
16	Trifasica	Fases ABC	0	29.96%	29.96%	29.96%	29.96%	0,0	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%
17	Trifasica	Fases ABC	5	30.35%	33.56%	30.12%	30.12%	5.26	0.35%	3.56%	0.12%	0.12%
18	Trifasica	Fases ABC	10	28.02%	33.81%	27.07%	27.07%	10.3	1.98%	3.81%	2.93%	2.93%

Tabla 33: Resultados de localización de fallas simuladas al 30% en línea no radial  
Fuente: Elaboración propia

En base a estos resultados se realiza las siguientes graficas:

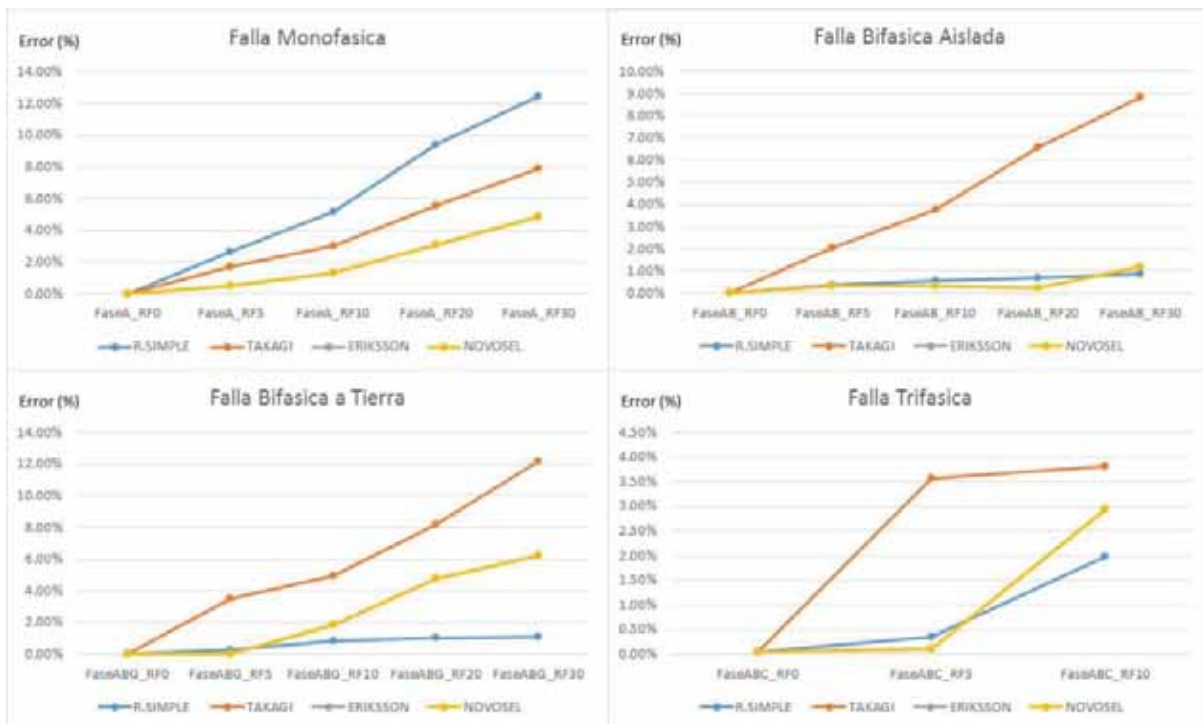


Figura 48: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 30% de la longitud de la línea no radial  
Fuente: Elaboración propia

Se observa que para falla 1Ø el método de Eriksson presenta menor error, mientras que para fallas 2Ø, 2Ø-T y 3Ø el error depende de la resistencia de falla.

### 4.6.3. Fallas simuladas al 50% de la longitud de la línea

Se localizaron 18 casos de fallas simuladas al 50% de la longitud de la línea no radial, usando los 4 métodos analizados.

RESULTADOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS SIMULADAS EN RED NO RADIAL												
FALLAS SIMULADAS AL 50%		LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS MATLAB						ERROR ABSOLUTO DE LOCALIZACIÓN				
Nro	TIPO FALLA	FASES	Resist.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL	R.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL
1	Monofasica	Fase A-G	0	50.01%	50.01%	50.01%	50.01%	0	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
2	Monofasica	Fase A-G	5	46.83%	51.91%	49.30%	49.30%	6.03	3.17%	1.91%	0.70%	0.70%
3	Monofasica	Fase A-G	10	43.75%	53.33%	48.16%	48.16%	12.07	6.25%	3.33%	1.84%	1.84%
4	Monofasica	Fase A-G	20	38.64%	55.91%	45.83%	45.83%	23.9	11.36%	5.91%	4.17%	4.17%
5	Monofasica	Fase A-G	30	35.00%	57.98%	43.19%	43.19%	35.7	15.00%	7.98%	6.81%	6.81%
6	Bifasica	Fases AB	0	49.98%	49.98%	49.98%	49.98%	0, 0.01	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%
7	Bifasica	Fases AB	5	50.41%	52.21%	50.35%	50.35%	2.64	0.41%	2.21%	0.35%	0.35%
8	Bifasica	Fases AB	10	50.60%	54.05%	50.35%	50.35%	5.31	0.60%	4.05%	0.35%	0.35%
9	Bifasica	Fases AB	20	50.66%	56.99%	49.70%	49.70%	10.65	0.66%	6.99%	0.30%	0.30%
10	Bifasica	Fases AB	30	50.78%	59.22%	48.73%	48.73%	15.91	0.78%	9.22%	1.27%	1.27%
11	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	0	49.98%	49.98%	49.98%	49.98%	0, 0.01	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%
12	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	5	50.40%	53.85%	50.16%	50.16%	5.3	0.40%	3.85%	0.16%	0.16%
13	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	10	49.57%	55.75%	48.59%	48.59%	10.58	0.43%	5.75%	1.41%	1.41%
14	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	20	48.62%	58.76%	44.91%	44.91%	20.85	1.38%	8.76%	5.09%	5.09%
15	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	30	50.14%	62.73%	42.82%	42.82%	30.96	0.14%	12.73%	7.18%	7.18%
16	Trifasica	Fases ABC	0	49.98%	49.98%	49.98%	49.98%	0	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%
17	Trifasica	Fases ABC	5	50.50%	53.93%	50.26%	50.26%	5.27	0.50%	3.93%	0.26%	0.26%
18	Trifasica	Fases ABC	10	47.94%	54.05%	46.98%	46.98%	10.39	2.06%	4.05%	3.02%	3.02%

Tabla 34: Resultados de localización de fallas simuladas al 50% en línea no radial  
Fuente: Elaboración propia

En base a estos resultados se realiza las siguientes graficas:

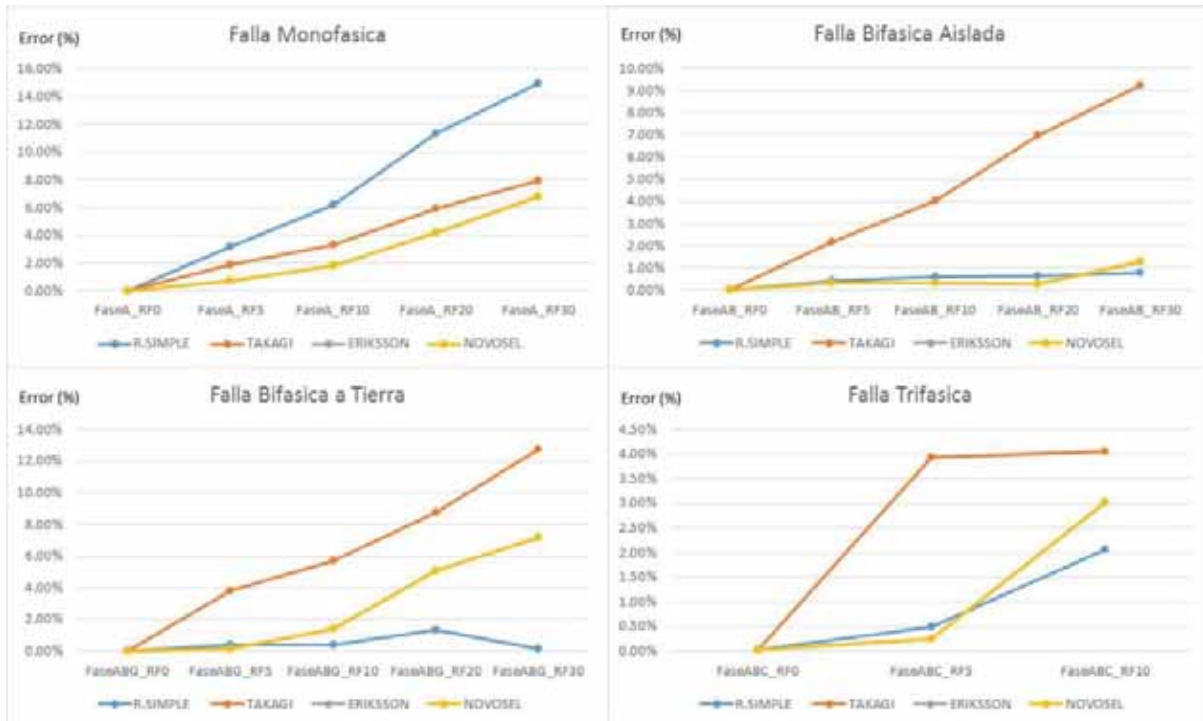


Figura 49: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 50% de la longitud de la línea no radial  
Fuente: Elaboración propia

Se observa que para falla 1Ø el método de Eriksson presenta menor error, mientras que para fallas 2Ø, 2Ø-T y 3Ø el error depende de la resistencia de falla.



#### 4.6.4. Fallas simuladas al 70% de la longitud de la línea

Se localizaron 18 casos de fallas simuladas al 70% de la longitud de la línea no radial, usando los 4 métodos analizados.

RESULTADOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS SIMULADAS EN RED NO RADIAL												
FALLAS SIMULADAS AL 70%		Resist.Falla	LOCALIZACION DE LAS FALLAS MATLAB				ERROR ABSOLUTO DE LOCALIZACIÓN					
Nro	TIPO FALLA		FASES	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL	R.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL
1	Monofasica	Fase A-G	0	70.02%	70.02%	70.02%	70.02%	0	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%
2	Monofasica	Fase A-G	5	66.15%	72.13%	69.06%	69.06%	6.38	3.85%	2.13%	0.94%	0.94%
3	Monofasica	Fase A-G	10	62.40%	73.65%	67.56%	67.56%	12.77	7.60%	3.65%	2.44%	2.44%
4	Monofasica	Fase A-G	20	56.16%	76.05%	64.17%	64.17%	25.31	13.84%	6.05%	5.83%	5.83%
5	Monofasica	Fase A-G	30	51.77%	78.02%	60.94%	60.94%	37.77	18.23%	8.02%	9.06%	9.06%
6	Bifasica	Fases AB	0	70.00%	70.00%	70.00%	70.00%	0	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
7	Bifasica	Fases AB	5	70.43%	72.34%	70.37%	70.37%	2.66	0.43%	2.34%	0.37%	0.37%
8	Bifasica	Fases AB	10	70.61%	74.31%	70.37%	70.37%	5.34	0.61%	4.31%	0.37%	0.37%
9	Bifasica	Fases AB	20	70.63%	77.45%	69.66%	69.66%	10.72	0.63%	7.45%	0.34%	0.34%
10	Bifasica	Fases AB	30	70.73%	79.90%	68.28%	68.28%	16.05	0.73%	9.90%	1.72%	1.72%
11	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	0	70.00%	70.00%	70.00%	70.00%	0	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
12	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	5	70.50%	74.19%	70.27%	70.27%	5.33	0.50%	4.19%	0.27%	0.27%
13	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	10	69.56%	76.07%	68.59%	68.59%	10.65	0.44%	6.07%	1.41%	1.41%
14	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	20	67.92%	78.98%	64.20%	64.20%	20.98	2.08%	8.98%	5.80%	5.80%
15	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	30	69.15%	82.89%	61.84%	61.84%	31.15	0.85%	12.89%	8.16%	8.16%
16	Trifasica	Fases ABC	0	69.99%	69.99%	69.99%	69.99%	0, 0,01	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
17	Trifasica	Fases ABC	5	70.66%	74.32%	70.42%	70.42%	5.29	0.66%	4.32%	0.42%	0.42%
18	Trifasica	Fases ABC	10	67.92%	74.66%	66.96%	66.96%	10.49	2.08%	4.66%	3.04%	3.04%

Tabla 35: Resultados de localización de fallas simuladas al 70% en línea no radial  
Fuente: Elaboración propia

En base a estos resultados se realiza las siguientes graficas:

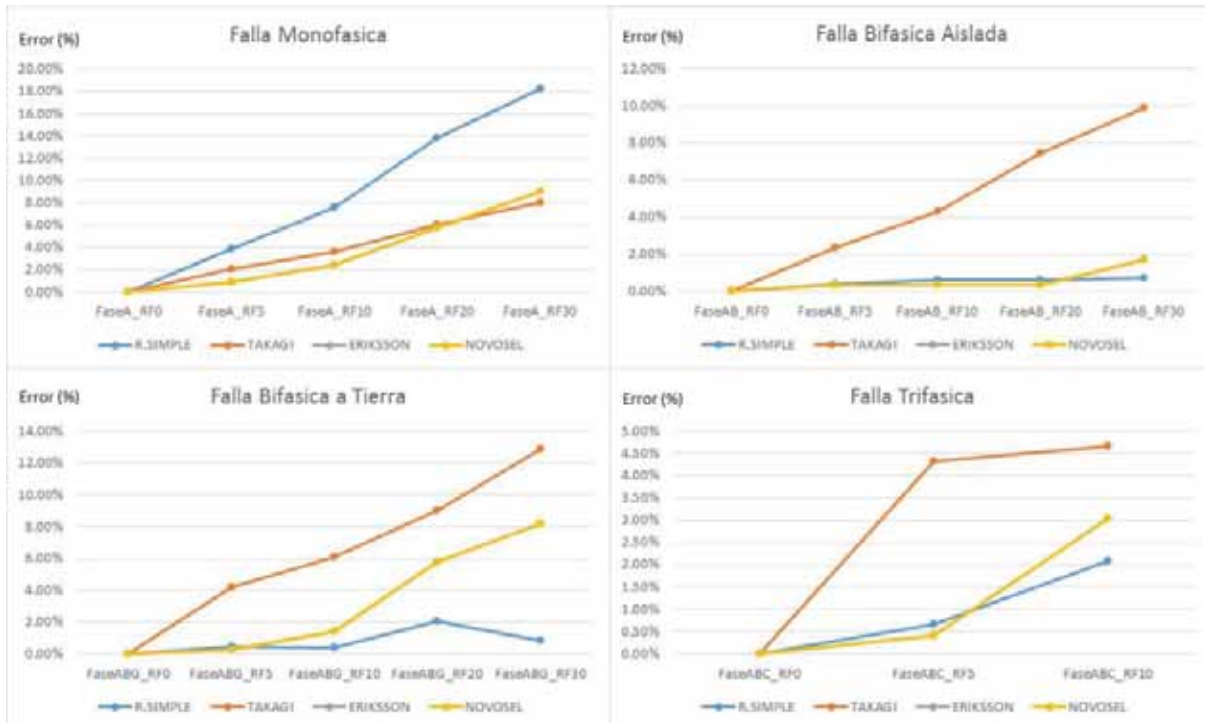


Figura 50: Graficas de Error Vs Falla ubicadas al 70% de la longitud de la línea no radial  
Fuente: Elaboración propia

Para falla 1Ø con resistencia de falla mayor a 20Ω, el método de Takagi presenta menor error, para los demás tipos de falla el error depende de la resistencia de falla.

#### 4.6.5. Fallas simuladas al 90% de la longitud de la línea

Se localizaron 18 casos de fallas simuladas al 90% de la longitud de la línea no radial, usando los 4 métodos analizados.

RESULTADOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS SIMULADAS EN RED NO RADIAL												
FALLAS SIMULADAS AL:		90%		LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS MATLAB				ERROR ABSOLUTO DE LOCALIZACIÓN				
Nro	TIPO FALLA	FASES	Resist.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL	R.Falla	R.SIMPLE	TAKAGI	ERIKSSON	NOVOSEL
1	Monofasica	Fase A-G	0	90.03%	90.04%	90.03%	90.03%	0	0.03%	0.04%	0.03%	0.03%
2	Monofasica	Fase A-G	5	85.26%	92.44%	88.76%	88.76%	6.77	4.74%	2.44%	1.24%	1.24%
3	Monofasica	Fase A-G	10	80.60%	94.05%	86.79%	86.79%	13.56	9.40%	4.05%	3.21%	3.21%
4	Monofasica	Fase A-G	20	72.89%	96.14%	82.17%	82.17%	26.89	17.11%	6.14%	7.83%	7.83%
5	Monofasica	Fase A-G	30	67.09%	98.08%	77.95%	77.95%	40.09	22.91%	8.08%	12.05%	12.05%
6	Bifasica	Fases AB	0	90.02%	90.02%	90.02%	90.02%	0	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%
7	Bifasica	Fases AB	5	90.44%	92.47%	90.38%	90.38%	2.67	0.44%	2.47%	0.38%	0.38%
8	Bifasica	Fases AB	10	90.62%	94.56%	90.38%	90.38%	5.37	0.62%	4.56%	0.38%	0.38%
9	Bifasica	Fases AB	20	90.60%	97.89%	89.62%	89.62%	10.78	0.60%	7.89%	0.38%	0.38%
10	Bifasica	Fases AB	30	90.28%	100.69%	88.21%	88.21%	16.15	0.28%	10.69%	1.79%	1.79%
11	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	0	90.02%	90.02%	90.02%	90.02%	0	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%
12	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	5	90.62%	94.53%	90.37%	90.37%	5.35	0.62%	4.53%	0.37%	0.37%
13	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	10	89.48%	96.73%	88.51%	88.51%	10.7	0.52%	6.73%	1.49%	1.49%
14	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	20	87.15%	99.11%	83.76%	83.76%	21.08	2.85%	9.11%	6.24%	6.24%
15	Bisafica a Tierra	Fases AB-G	30	88.11%	103.00%	80.76%	80.76%	31.29	1.89%	13.00%	9.24%	9.24%
16	Trifasica	Fases ABC	0	90.03%	90.03%	90.03%	90.03%	0	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%
17	Trifasica	Fases ABC	5	90.82%	94.71%	90.58%	90.58%	5.31	0.82%	4.71%	0.58%	0.58%
18	Trifasica	Fases ABC	10	87.96%	95.04%	87.01%	87.01%	10.58	2.04%	5.04%	2.99%	2.99%

Tabla 36: Resultados de localización de fallas simuladas al 90% en línea no radial  
Fuente: Elaboración propia

En base a estos resultados se realiza las siguientes graficas:



Figura 51: Graficas de Error Vs. Falla ubicadas al 90% de la longitud de la línea no radial  
Fuente: Elaboración propia

Para falla 10 con resistencia de falla mayor a 10Ω, el método de Takagi presenta menor error, para los demás tipos de falla el error depende de la resistencia de falla.



#### 4.6.6. Conclusiones de la localización de fallas en la línea L-6018 (No radial):

- Los cuatro métodos analizados presentan un error absoluto máximo de 0.04% cuando la resistencia de falla es cero (caso ideal).

#### Fallas Monofásicas

- Cuando la resistencia de falla es menor a 10 ohmios ( $\leq 10 \Omega$ ) los métodos de **Eriksson** y Novosel son los que menor error presentan, independientemente de la ubicación del punto de falla.
- Si la resistencia de falla es mayor a 10 ohmios:
  - Si la distancia de falla (m en %) es menor de 50 %, el método de **Eriksson** es el que menor error presenta.
  - Si la distancia de falla (m en %) es mayor a 50 %, el método de **Takagi** es el que menor error presenta.

#### Fallas bifásicas puras y bifásicas a tierra

- No depende de la ubicación de falla (m):
  - Hasta valores de resistencia de falla de  $5 \Omega$  ( $\leq 5 \Omega$ ), el método de **Eriksson** es el que menor error presenta.
  - Para valores de resistencia de falla mayor a  $5 \Omega$  ( $> 5 \Omega$ ), el método de **Reactancia Simple** es el que menor error presenta.

En este caso se generaliza para fallas bifásicas puras y bifásicas a tierra debido a que las ecuaciones de localización que se usa en estos métodos son las mismas tanto en falla bifásica pura y bifásica a tierra (Ver tablas 12 y 14) variando únicamente las fases falladas.

#### Fallas trifásicas

- No depende de la ubicación de falla (m):
  - Hasta valores de resistencia de falla de  $5 \Omega$  ( $\leq 5 \Omega$ ), el método de **Eriksson** es el que menor error presenta.
  - Para valores de resistencia de falla mayor a  $5 \Omega$  ( $> 5 \Omega$ ), el método de **Reactancia Simple** es el que menor error presenta.

#### 4.7. Regla de localización

Con los resultados obtenidos se establece una regla de localización que seleccione los métodos y dé como único resultado la distancia de falla con el menor error posible ante cualquier caso de falla y para cualquier tipo de configuración de la red en la metodología propuesta.

Esta regla discrimina los métodos de acuerdo a las características de la falla y tipo de red. Para el caso de red no radial se hace previamente una pre-localización por el método de Eriksson que nos da un estimado inicial de la distancia de falla y resistencia de falla con lo que se asume estos datos en el método final de localización.

#### 4.7.1. Red radial

En los resultados anteriores se vio que el error de localización en red radial no depende del valor de la resistencia de falla, tipo de falla, ni de la ubicación de la falla ( $m$ ), ya que un determinado método siempre presenta el menor error en cualquier caso.

$m$ : Es la ubicación del punto de falla en porcentaje ó p.u.

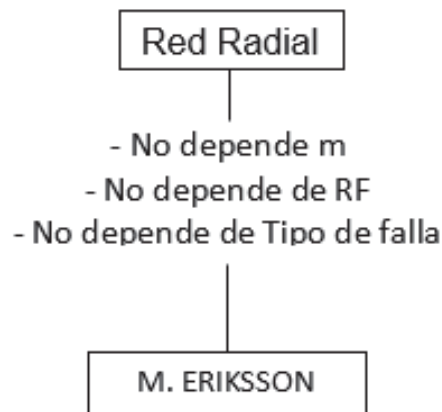


Figura 52: Regla de localización para red radial  
Fuente: Elaboración propia

#### 4.7.2. Red no radial

Previa localización por el método de Eriksson para obtener una estimación de la resistencia de falla y en algunos casos una estimación inicial de la distancia de falla ( $m$ ), se tiene la siguiente regla.

$m$ : Es la ubicación del punto de falla en porcentaje ó p.u.

La primera condición que tiene que cumplir es ser **red no radial**, ósea con generación en el extremo opuesto.

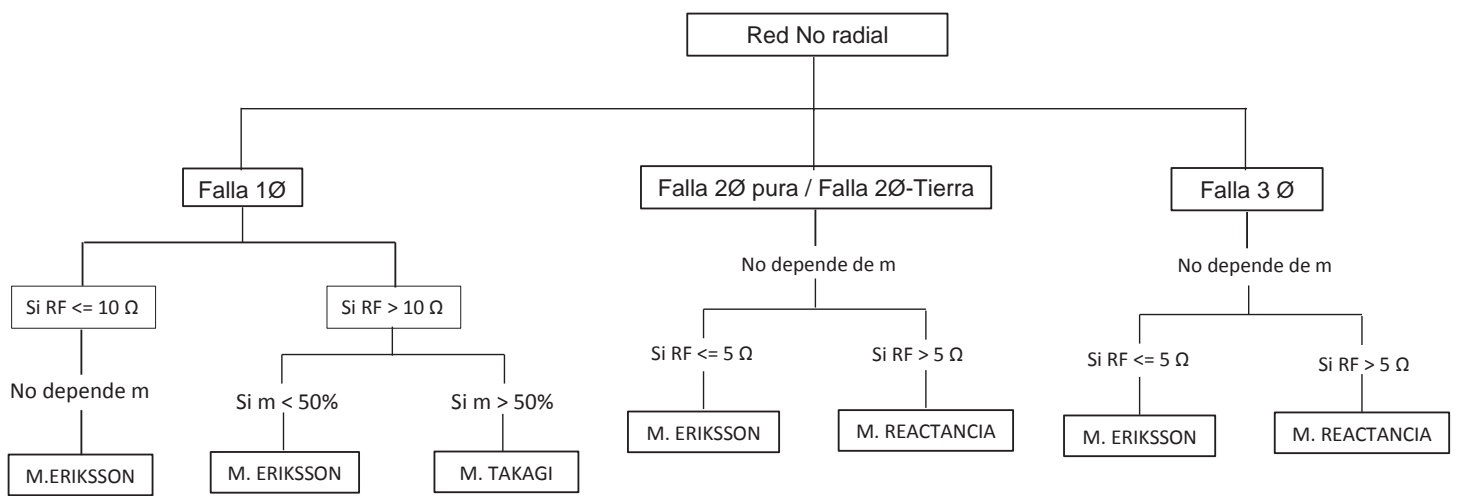


Figura 53: Regla de localización para diferentes tipos de falla, red no radial  
Fuente: Elaboración propia

m: El valor de m es la distancia en p.u. al punto de falla.

RF: Resistencia de falla

#### **4.8. Metodología para localizar fallas en las líneas de transmisión L-6018 66KV y L-1030 33KV.**

La metodología propuesta permite localizar fallas en líneas de transmisión cortas con el menor error posible, a partir de la información de corrientes y tensiones obtenidas de los archivos en formato COMTRADE, que son almacenados por los relés de protección instalados en las bahías de salida de las líneas de transmisión.

Consta de tres fases ó etapas: En la primera se realiza la lectura y procesamiento de archivos comtrade (archivo.CFG y archivo.DAT) para la obtención de los valores reales muestreados correspondientes a cada canal; en la segunda se realiza el procesamiento de estos datos discretos para su utilización en los métodos de localización, se calculan fasores de los voltajes y corrientes, sus valores eficaces, componentes de secuencia y voltajes y corrientes de prefalla, es decir se preparan los datos pre procesados de los archivos comtrade para ser usados por los métodos de localización, y la tercera propiamente el cálculo de la distancia de falla utilizando los métodos de localización según la regla de localización definida en el ítem 4.7.

La adecuada localización de las fallas también depende de la calidad del archivo comtrade y se requieren tanto muestras de prefalla y falla, no se puede ingresar cualquier registro comtrade.

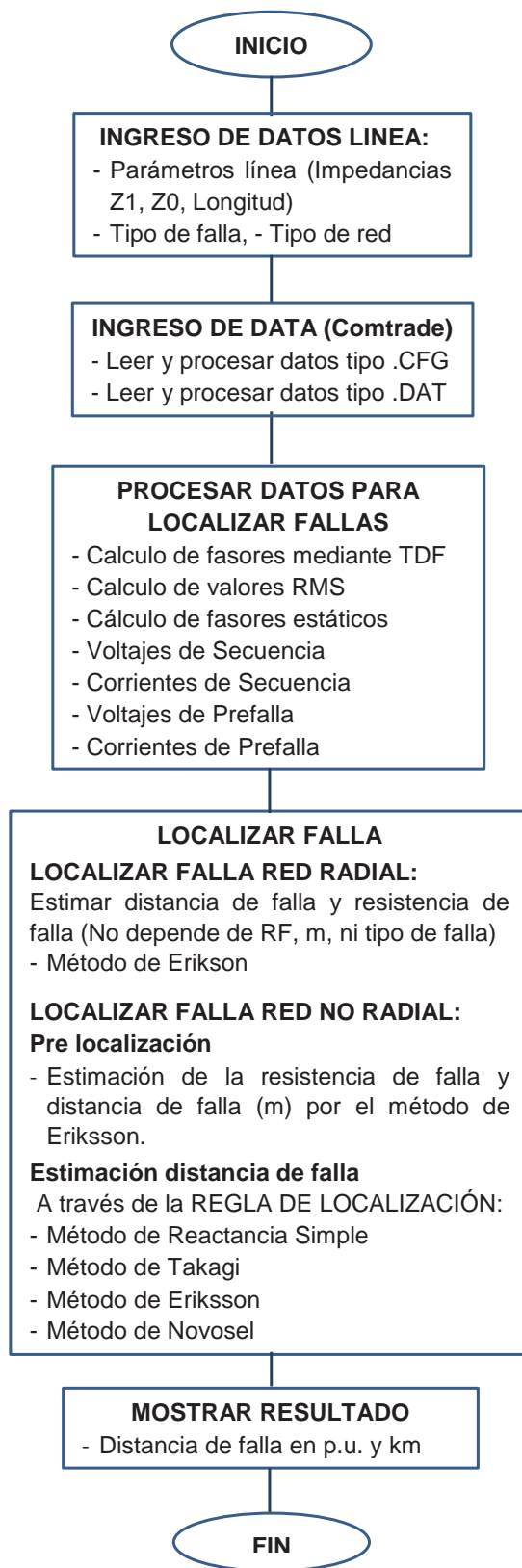


Figura 54: Metodología para localizar fallas en la líneas de transmisión L-6018 66KV y L-1030 33KV

Fuente: Elaboración propia

## **CAPITULO V**

### **IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA CON SOFTWARE**

#### **5.1. Introducción**

Se desarrolló un programa en la plataforma MALTAB R2016a, que permite el ingreso de archivos comtrade, datos de la línea, tipo de falla, tipo de red y en base a la regla de localización calcule la distancia de falla en casos reales de fallas presentados en las líneas L-6018 y L-1030 con el menor error posible.

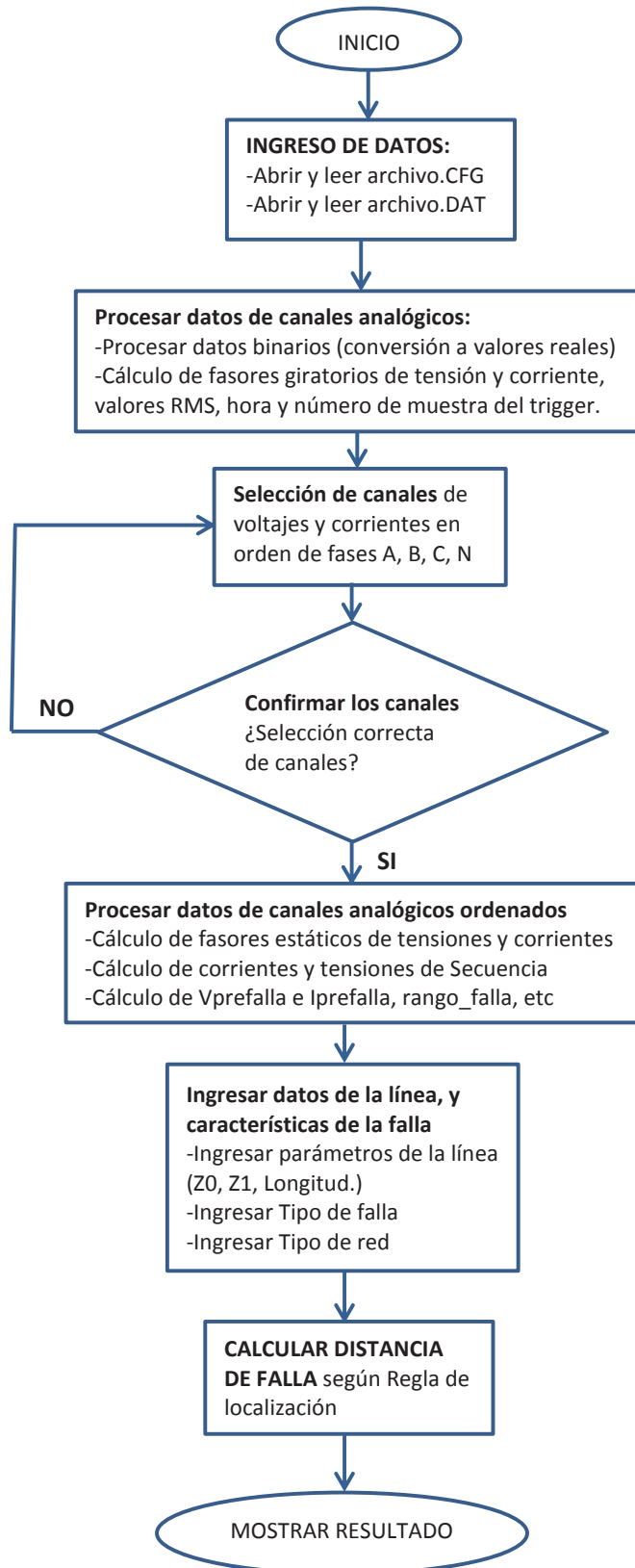
El programa implementado consta de una función principal “LOCALIZAR\_FALLA” y de varios subprogramas y subfunciones a los cuales invoca secuencialmente a medida que se va ejecutando, se implementó en subprogramas para hacerlo flexible en futuras mejoras, por la facilidad en la corrección ante posibles errores que pudieran aparecer en la ejecución del mismo, y por la propia realización por etapas en el proceso de programación. Procesa la información de los archivos comtrade con extensión \*.cfg y \*.dat de un solo extremo obtenidos de los relés de protección.

#### **5.2. Diagrama de flujo del algoritmo de localización**

En la figura 55 se muestra el diagrama de flujo de la “METODOLOGÍA PARA LOCALIZAR FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN L-6018 66KV Y L-1030 33KV ASISTIDO POR COMPUTADOR-2018”.

Figura 55: DIAGRAMA DE FLUJO DEL ALGORITMO PARA LOCALIZAR FALLAS EN LAS LINEAS DE TRANSMISION L-6018 66KV Y L-1030 33KV

Fuente: Elaboración Propia



### 5.3. Descripción del programa implementado

Para mostrar el funcionamiento del programa se aplicará a la localización de una falla real trifásica producido en la línea L-6018 el día 15-03-2018 a horas 14:56 (Ver Anexo 3) definido como EVENTO 1, y cuyos archivos comtrade son "A1201803153bd.cfg" y "A1201803153bd.dat".

Se utilizó como plataforma de programación MALTAB R2016a. La interfaz gráfica del programa principal se muestra a continuación.



Figura 56: Interfaz gráfica del programa principal localizador de fallas

Fuente: Propia sacado de Matlab

Los pasos de ejecución de programa están numerados del 1 al 7, lo que indica la secuencia obligatoria de ejecución, siendo las pestañas “GRAFICAR SEÑALES” y “LOCALIZACION GEOGRAFICA” de carácter opcional.

Cabe mencionar que el programa solo procesa y almacena la información de los canales analógicos. Y sólo localiza fallas en redes a frecuencia de 60 Hz.

#### 5.3.1. Abrir y leer el archivo .cfg (INICIO ABRIR .CFG)



Inicializa la ejecución del programa y permite abrir, leer y almacenar la información necesaria de los archivos de configuración (\*.cfg) desde el lugar donde se encuentre.



Los archivos comtrade de un evento que crea el relé de protección tienen el mismo nombre y sólo cambia la extensión, todos los archivos de un mismo evento deben estar en la misma carpeta; el programa por defecto en este paso sólo reconoce los archivos con extensión \*.cfg.

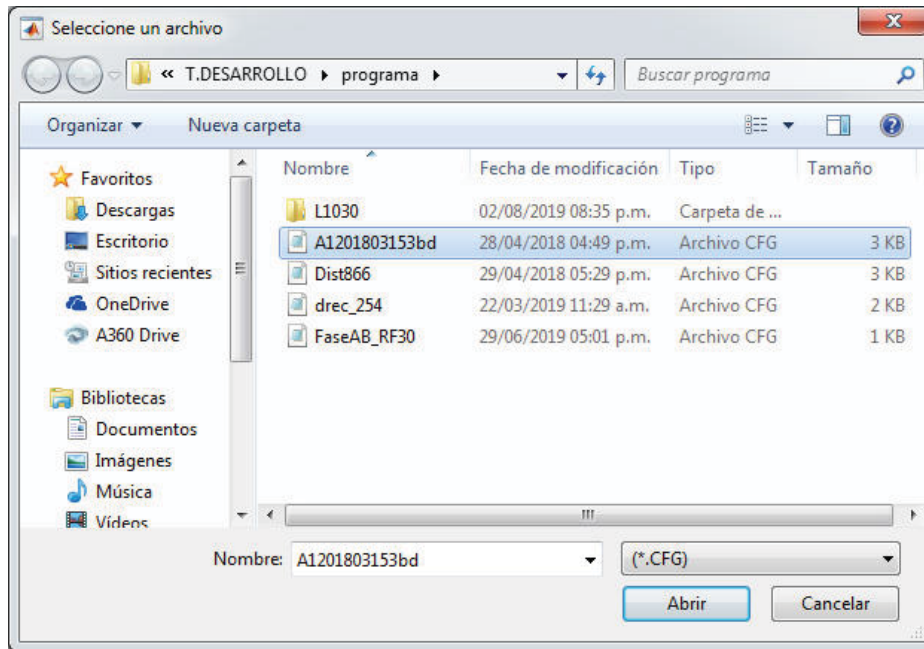


Figura 57: Ventana de abrir archivo .cfg  
Fuente: Propia sacado de localizador de fallas Matlab

Al hacer click en este botón (INICIO) se ejecuta el subprograma “aAbrircfg” el cual realiza la lectura del archivo.cfg y procesa el contenido, almacenando los datos requeridos en una variable tipo estructura para ser usados por los siguientes subprogramas.

También al procesar el contenido del archivo.cfg, asigna a cada una de las pestañas desplegadas “canales de corriente” y “canales de tensión” el contenido del total de canales analógicos que existe en el archivo.cfg (Figura 58) para que puedan ser seleccionados y en base a esa selección procesar los datos. Inicialmente todas las pestañas muestran el nombre del canal 1 “LINE\_A\_IL1” para el caso del archivo “A1201803153bd.cfg” los cuales deben ser cambiados según sea el canal correspondiente.

No debe existir ningún canal vacío y la asignación de canales no debe repetirse, es importante asignar incluso el primer canal que es el canal de corriente fase A “IL Fase A” con “LINE\_A\_IL1” (siempre debe asignarse el canal 1) caso contrario lo reconocerá como vacío y saldrá un error.

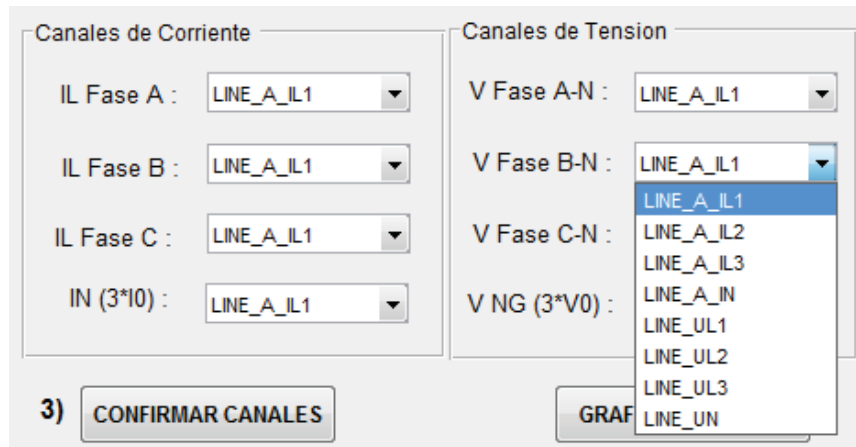


Figura 58: Selección de canales  
Fuente: Propia sacado de localizador de fallas Matlab

### 5.3.2. Abrir y leer el archivo de datos .dat (ABRIR/ EJECUTAR .DAT)

2) **ABRIR/ EJECUTAR .DAT**

En este segundo paso el programa permite abrir, leer, procesar y almacenar la información necesaria de los archivos de datos (\*.dat), el programa por defecto en este paso sólo reconoce los archivos con extensión \*.dat. Muestra una ventana emergente para la selección del archivo.dat como se muestra en la siguiente figura.

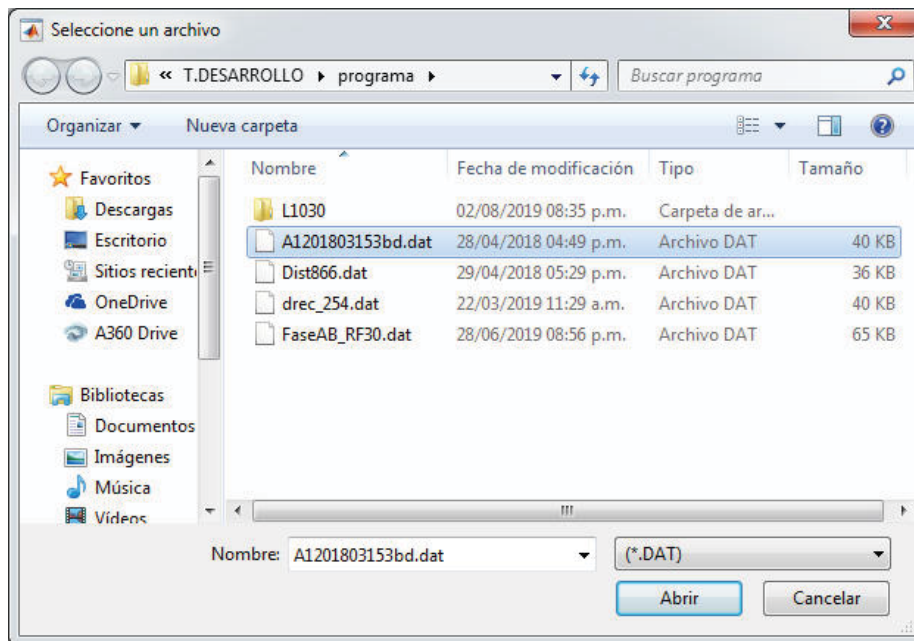
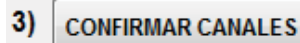


Figura 59: Ventana de abrir archivo .dat  
Fuente: Propia sacado de localizador de fallas Matlab

Al hacer click en este botón (ABRIR/EJECUTAR DAT) se ejecutan los subprogramas “aAbrirdat”, “calc\_hora” y “acalc\_fasor” con los que se realiza la lectura del archivo.dat, procesando el contenido y almacenando los datos requeridos en una variable tipo estructura para ser usados por los siguientes subprogramas.

### 5.3.3. Seleccionar canales y confirmar canales (CONFIRMAR CANALES)



Al hacer click en este botón se ejecutan sentencias que reordena la matriz de fasores calculados en el paso anterior, en base a la selección realizada.

Antes de ejecutar este botón se deben haber seleccionado en todas las pestañas deslizantes los canales correspondientes, como se muestra en la figura 60.

El formulario muestra dos paneles de selección:

- Canales de Corriente:**
  - IL Fase A : LINE\_A\_IL1
  - IL Fase B : LINE\_A\_IL2
  - IL Fase C : LINE\_A\_IL3
  - IN (3\*I0) : LINE\_A\_IN
- Canales de Tension:**
  - V Fase A-N : LINE\_UL1
  - V Fase B-N : LINE\_UL2
  - V Fase C-N : LINE\_UL3
  - V NG (3\*V0) : LINE\_UN

Figura 60: Selección de canales para hacer la confirmación respectiva  
Fuente: Propia sacado de localizador de fallas Matlab

Los fasores finales ya para el cálculo de la distancia de falla siempre deberán quedar ordenados en una matriz resultante que tiene el siguiente orden:

1era Columna	2da Columna	3era Columna	4ta Columna	5ta Columna	6ta Columna	7ma Columna	8va Columna
Corriente Fase A	Corriente Fase B	Corriente Fase C	Corriente Neutro	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C	Tensión Neutro

De tal forma que las columnas 1 a 4 siempre sean los canales de corriente fase A, B, C y N (en ese orden) y las columnas 5 a 8 siempre sean los canales de tensión fases A, B, C, N (en ese orden).

### 5.3.4. Graficar variables tensión, corriente (GRAFICAR SEÑALES)



Abre una ventana emergente en la que se puede graficar las señales de tensión o corriente ya sea en valores instantáneos ó RMS.

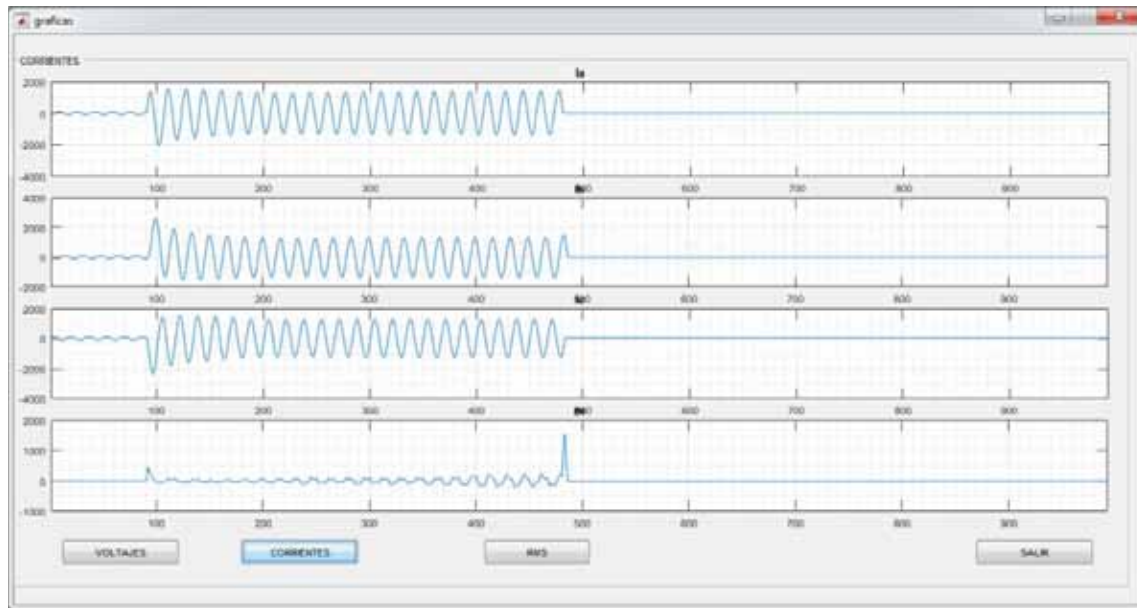
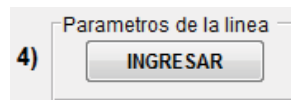


Figura 61: Grafica de valores instantáneos de las corrientes del EVENTO 1  
Fuente: Propia sacado de localizador de fallas Matlab

La ejecución de este botón es opcional, su no ejecución no afecta en nada a la localización de falla.

Su ejecución estará disponible siempre y cuando se haya cargado los datos de los archivos .CFG y .DAT y confirmado los canales (pasos 1, 2 y 3).

### 5.3.5. Ingresar parámetros de la línea de transmisión



Al ejecutar este botón se abre una ventana que permite ingresar los parámetros de la línea necesarios para la localización de falla, como son:

- Impedancia secuencia positiva: de la forma  $(r1 + x1i)$  en  $\Omega/\text{Km}$
- Impedancia secuencia cero: de la forma  $(r0 + x0i)$  en  $\Omega/\text{Km}$
- Longitud de la línea: en Km

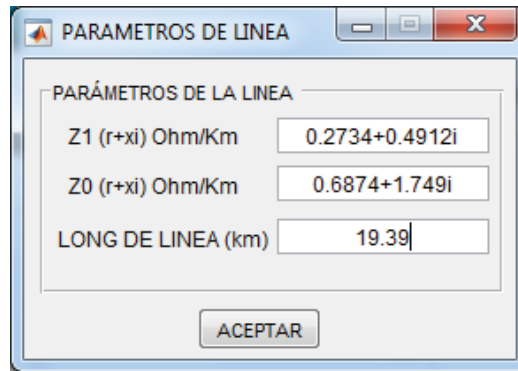


Figura 62: Ventana de ingreso de parámetros de la línea  
Fuente: Propia sacado de localizador de fallas Matlab

### 5.3.6. Ingresar tipo de falla



Al ejecutar este botón se abre una ventana que permite seleccionar el tipo de falla. Es importante reconocer adecuadamente el tipo de falla que se está analizando ya que al definir un tipo incorrecto el programa dará cualquier resultado. El reconocimiento del tipo de falla se puede hacer mediante la gráfica de tensiones y corrientes descrito en el ítem 5.3.4 ya que normalmente en las fases falladas (durante la falla) las corrientes toman valores muy elevados en comparación a las corrientes nominales, y también las caídas considerables de tensión en las fases falladas.

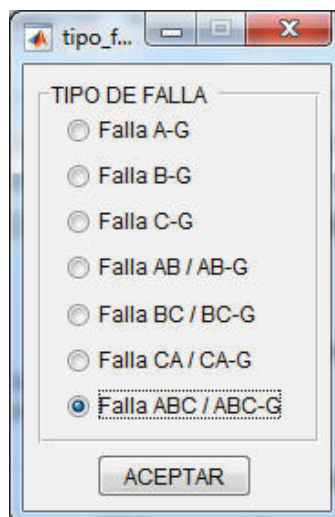


Figura 63: Ventana para la selección del tipo de falla  
Fuente: Propia sacado de localizador de fallas Matlab

Devuelve como salida en una variable denominada “tipo” un número que varía de 1 al 7 y que corresponden a cada tipo de falla desde la monofásica fase A (tipo: 1) hasta la trifásica

(tipo: 7), la cual es usada por el programa principal al momento de considerar los datos de las fases falladas en la localización.

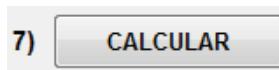
### 5.3.7. Tipo de red



6) Tipo de Red  
 Radial  No Radial

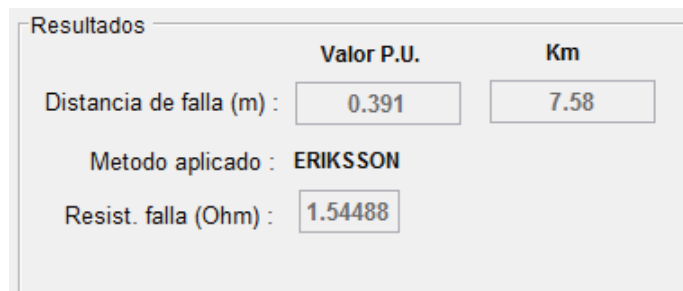
En este paso se elige el tipo de red lo cual es importante al momento de localizar una falla ya que la selección de métodos en la regla de localización depende también del tipo de red. Para red radial se selecciona el botón de “Radial” caso contrario se selecciona el botón “No Radial” (con generación en el extremo opuesto).

### 5.3.8. Calcular distancia de falla (CALCULAR)



7) CALCULAR

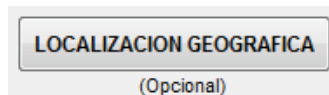
Este es el paso final del cálculo de la distancia de falla, ejecuta los subprogramas “amat\_final”, “alprefalla”, “aVprefalla” y almacena los datos requeridos, luego procede a calcular la distancia de falla en base a los datos calculados, los datos ingresados y la regla de localización usando solo un método de localización. En el panel de resultados muestra la distancia de falla calculada en porcentaje (p.u.) y en Km, muestra también el método que se usó y la resistencia de falla.



Resultados		
	Valor P.U.	Km
Distancia de falla (m) :	0.391	7.58
Metodo aplicado :	ERIKSSON	
Resist. falla (Ohm) :	1.54488	

Figura 64: Resultados de localización de falla EVENTO 1  
Fuente: Propia sacado de localizador de fallas Matlab

### 5.3.9. Localización geográfica (Localización Geográfica)



LOCALIZACION GEOGRAFICA  
(Opcional)

Es un complemento de ejecución opcional que permite cargar las coordenadas UTM del trayecto de la línea desde un archivo Excel, para luego procesarlo y mostrar gráficamente la ubicación a lo largo de la línea, el punto donde se produjo la falla.

Este complemento es útil ya que permite saber fácilmente la estructura ó estructuras cercanas donde se produjo la falla, y así poder inspeccionar directamente solo un tramo y encontrar daños a los componentes de la línea de transmisión.

Calcula también la longitud de la línea en base a los puntos coordenados.

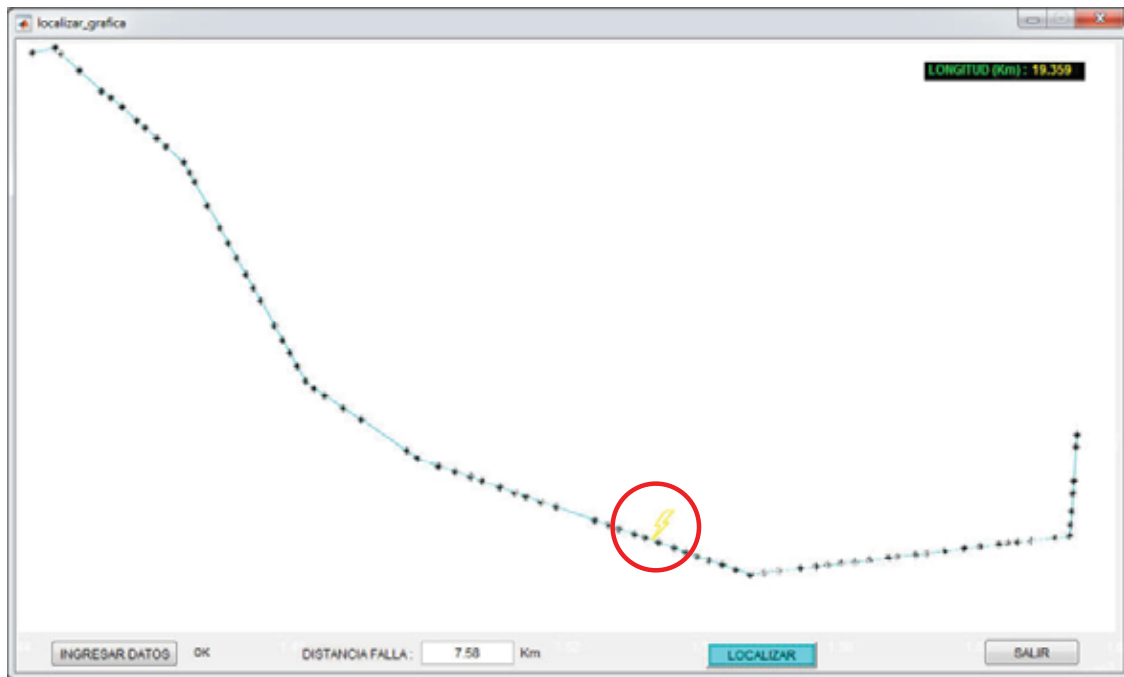


Figura 65: Localización geográfica del punto de falla a lo largo del trayecto de la línea  
Fuente: Propia sacado de localizador de fallas Matlab

La ejecución de este botón es opcional, que no se ejecute no afecta en nada a la localización de falla.

	A	B	C	D	E
1	<b>NRO</b>	<b>ALIMENTADOR</b>	<b>CODIGO2</b>	<b>COORD ESTE</b>	<b>COORD NORTE</b>
2	1	L-6018	1L-6018	159443.5	8335662.9
3	2	L-6018	2L-6018	159432.1	8335510.0
4	3	L-6018	3L-6018	159397.7	8335051.1
5	4	L-6018	4L-6018	159384.7	8334877.0
6	5	L-6018	5L-6018	159366.1	8334628.4
7	6	L-6018	6L-6018	159352.7	8334449.9
8	7	L-6018	7L-6018	159340.9	8334292.3
9	8	L-6018	8L-6018	159127.1	8334268.6
10	9	L-6018	9L-6018	158779.2	8334230.1
11	10	L-6018	10L-6018	158575.3	8334207.5
12	11	L-6018	11L-6018	158446.1	8334193.1
13	12	L-6018	12L-6018	158297.0	8334176.6
14	13	L-6018	13L-6018	158028.5	8334146.9

Tabla 37: Forma de ingresar coordenadas UTM para la localización geográfica  
Fuente: Propia sacado de Excel

El archivo excel a cargar siempre debe contener las 5 columnas de datos como se muestra en la Tabla 37 y en ese mismo orden, en caso no contenga alguna columna se puede completar fácilmente en el archivo excel, caso se omita alguna columna el programa mostrará error.

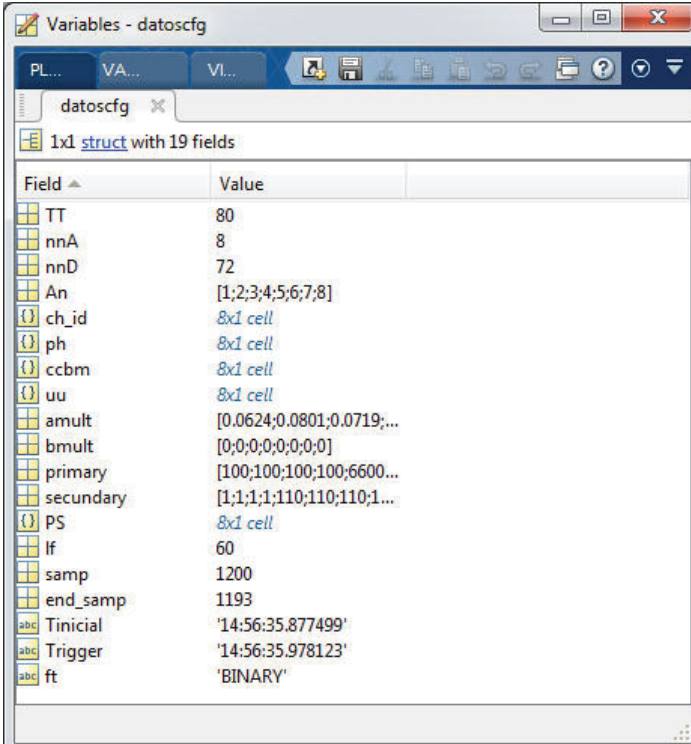
#### 5.4. Código de programación

El código de programación para el funcionamiento del programa localizador de fallas consta de diferentes archivos M-file entre los que encontramos 11 subprogramas, 4 archivos que son propiamente funciones y 5 funciones con interfaz gráfica incluido el programa principal LOCALIZAR\_FALLA que fueron desarrollados en guide de Matlab.

##### 5.4.1. Scripts ó subprogramas

- **aAbrircfg.-** Contiene las sentencias que se dedican a abrir el archivo .CFG correspondiente al registro que se está analizando, reconocer y almacenar los datos requeridos en una variable tipo estructura con campos que contienen la información necesaria para la ejecución de los posteriores subprogramas. Al ejecutar sus sentencias invoca a la función “comma.m” para cumplir su objetivo.

En la figura 66 se muestra el resultado de la ejecución del subprograma aAbrircfg donde se cargó el archivo “A1201803153bd.cfg” correspondiente al EVENTO 1.



Field	Value
TT	80
nnA	8
nnD	72
An	[1;2;3;4;5;6;7;8]
ch_id	8x1 cell
ph	8x1 cell
ccbm	8x1 cell
uu	8x1 cell
amult	[0.0624;0.0801;0.0719;...]
bmult	[0;0;0;0;0;0;0]
primary	[100;100;100;100;6600...]
secondary	[1;1;1;1;110;110;110;1...]
PS	8x1 cell
lf	60
samp	1200
end_samp	1193
Tinicial	'14:56:35.877499'
Trigger	'14:56:35.978123'
ft	'BINARY'

Figura 66: Datos del archivo A1201803153.cfg, EVENTO 1

Fuente: Propia sacado de Matlab



- **aAbrirdat.-** Contiene las sentencias que se dedican a abrir el archivo .DAT correspondiente al registro que se está analizando y según el tipo de formato en que se encuentra “BINARY” ó “ASCII”, en caso de ser tipo binario procesa dato por dato para hallar los correspondientes valores de numero de muestra, estampa de tiempo, valores primitivos de los canales analógicos y valores reales ya convertidos. Cuando procesa datos en formato binario demora unos segundos debido a que procesa byte por byte y por la gran cantidad de datos procesados. Almacena los resultados en una variable tipo estructura denominada “datosdat” con campos que contienen los valores convertidos. Invoca a la función “complemento.m” para cumplir su objetivo.

En la figura 67 se muestra el resultado de la ejecución del subprograma aAbrirdat donde se cargó el archivo “A1201803153bd.dat” correspondiente al EVENTO 1.

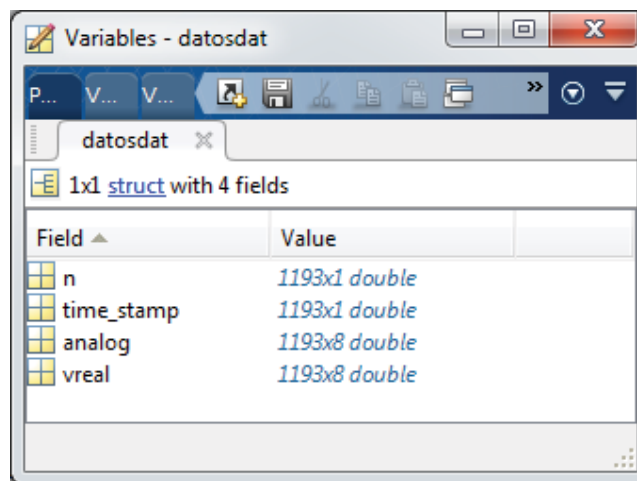


Figura 67: Datos de salida subprograma aAbrirdat EVENTO 1  
Fuente: Propia sacado de Matlab

- **calc\_hora.-** Subprograma que determina las horas en la forma “hh:mm:ss.ssssss” correspondiente a cada muestra, también determina el número de muestra (posición a lo largo de todas las muestras) del trigger ó punto de disparo.
- **acalc\_fasor.-** Mediante la transformada discreta de Fourier y la técnica de ventana deslizante calcula los fasores para todas las muestras y para todos los canales tanto de corriente y tensión. Estos fasores calculados son instantáneos, osea que representan vectores que están girando a la frecuencia nominal del sistema. También calcula valores RMS de cada muestra y para todos los canales.  
Almacena los resultados en la variable “datosfas” tipo estructura.

- **amat\_finall.-** Luego de ser ordenado los canales de tensión y corriente calcula vectores ó fasores estáticos que están referidos a un vector normal de referencia (para todos los canales) que siempre gira a la frecuencia nominal de la red ya sea en el periodo de pre-falla, falla ó post falla; también calcula corrientes y tensiones de secuencia en base a los fasores estáticos finales.

Almacena los resultados en la variable “datoscalc” tipo estructura.

- **alprefalla.-** Subprograma que halla las corrientes de pre-falla de cada fase y el rango de muestras que contienen los datos de falla, el rango de muestras de falla sirve para extraer una submatriz de la matriz principal de fasores, y así poder determinar la distancia de falla sólo con los datos de falla, ya que no tendría sentido hacerlo con los datos de pre-falla y post-falla.

- **aVprefalla.-** Subprograma que halla las tensiones de prefalla de cada fase.

- **areact\_simple.-** Subprograma que contiene las sentencias para que en base a todas las variables calculadas en subprogramas anteriores pueda estimar la distancia de falla mediante el método de reactancia simple definido en la teoría.

Estima la distancia de falla solo con los datos de falla (rango de muestras de falla). Los cálculos lo realiza muestra por muestra, por ejemplo para la muestra 20 agarra los datos de todos los canales correspondientes a esa muestra (corrientes fase A, B, C, N, tensiones fase A, B, C, N) y según el tipo de falla calcula la distancia de falla.

- **aTakagi.-** Subprograma que halla la distancia de falla en base a las variables necesarias que se calcularon anteriormente y utilizando el método de Takagi definido en la teoría. Los cálculos lo realiza muestra por muestra al igual que el método de reactancia simple, Erikson y Novosel, lo que quiere decir que obtendrá un vector de resultados (matriz fila con varios resultados) en el cual se filtra los valores que están muy alejados del valor medio, y se halla el promedio solo de valores que están dentro del rango de variación establecido, reduciendo así también los errores ocasionados por los datos no tan confiables de los periodos de transición del estado de pre-falla a falla y de falla a post-falla. Lo que hace que la localización de la distancia de falla (m) en pu sea más confiable.

- **aErikson.-** Subprograma que halla la distancia de falla en base a las variables necesarias que se calcularon anteriormente y utilizando el método de Eriksson definido en la teoría. Requiere el valor de la impedancia del extremo opuesto ( $Z_H$ ) en el programa principal “LOCALIZAR\_FALLA”; por lo que se estima  $Z_H$  con los datos del extremo local previo

al cálculo de la distancia de falla. Invoca a la función “selecmpu” durante su ejecución y también calcula la resistencia de falla.

- **aNovosel.-** Determina la distancia de falla mediante el método de Novosel, utiliza las variables que necesita de los cálculos previos, considera siempre como radial a la línea de la cual se ingresan los datos y también calcula la resistencia de falla. Invoca a la función “selecmpu” durante su ejecución.

#### 5.4.2. Funciones

- **comma.m.-** Decodifica al archivo .CFG fila por fila y lo presenta en forma de matriz de números ó matriz de celdas si son cadenas de texto para leer, almacenar y utilizar cada campo en la estimación de la distancia de falla.
- **complemento.m.-** Función que determina el complemento a 2 de un numero binario expresado en cadena de texto de la forma ‘01010011’. Es una función con la que trabaja el archivo “aAbrirdat” para la conversión de datos binarios a valores reales en base decimal.
- **ang\_negativo.-** Función que convierte valores de ángulos negativos a ángulos positivos, dentro de una matriz. Ejm -145° lo convierte a 215° que representa lo mismo. Los ángulos deben estar expresados en grados sexagesimales.
- **selecmpu.m.-** Función que hace la selección de datos del vector fila de distancias de falla calculadas en cada muestra con los datos de falla, determina un valor medio y desecha los valores que varían de +/- 2.5% del valor medio.

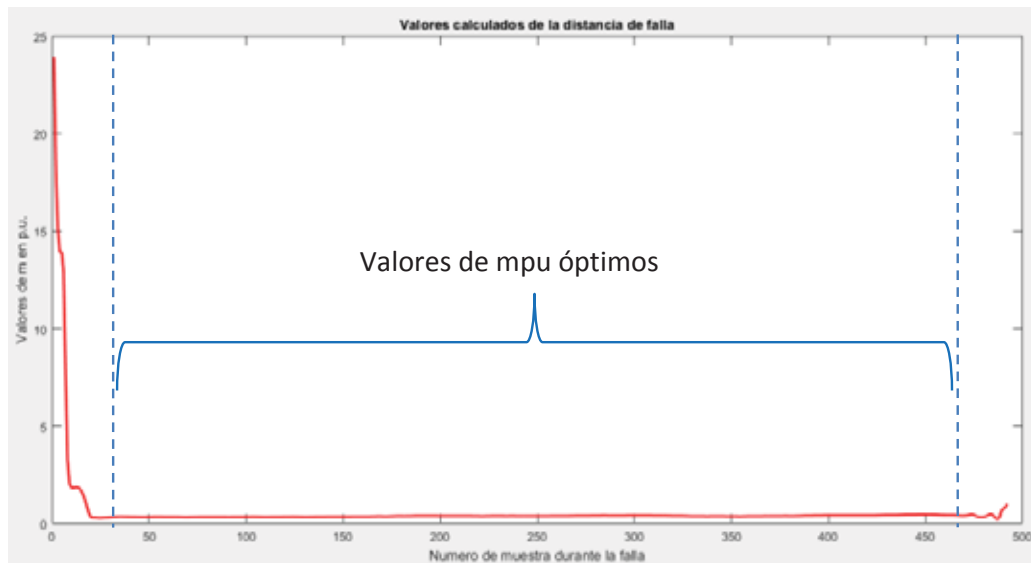


Figura 68: Grafica de la distancia de falla m en p.u. calculados para EVENTO 1

Fuente: Elaboración propia Matlab

En la gráfica de la figura 68 se muestra los valores calculados de la distancia de falla (m) para los datos del EVENTO 1 a lo largo de todo el rango de muestras de falla, se observa que los valores al inicio y al final varían grandemente por lo que son desechados al aplicar la función “selecmpu” y se saca el promedio sólo de los valores mpu optimos para la distancia final de falla.

#### **5.4.3. Funciones con interfaz gráfica**

- **LOCALIZAR\_FALLA.m y LOCALIZAR\_FALLA.fig**

Es el programa principal que contiene las funciones callback de cada componente en la interfaz gráfica y que invocan a los demás subprogramas según una determinada secuencia ordenada para la localización de fallas.

- **graficas.m y graficas.fig**

Subprograma que muestra en una ventana aparte los gráficos de tensiones o corrientes ya sea en valores instantáneos ó valores RMS, en base a los valores instantáneos y valores RMS calculados por los subprogramas “aAbrirdat” y “acalc\_fasor”.

- **PARAM\_LINEA.m y PARAM\_LINEA.fig**

Subprograma que hace emerger otra ventana para el ingreso de parámetros de impedancia de secuencia positiva, cero y longitud de la línea que son necesarios en la localización de fallas.

- **tipo\_falla.m y tipo\_falla.fig**

Subprograma que hace emerger otra ventana para la selección del tipo de falla ya sea monofásica, bifásica, bifásica a tierra ó trifásica. Este subprograma devuelve como un número el tipo de falla seleccionado, por ejemplo para falla monofásica fase A devuelve en la variable “tipo” el número 1, lo que el programa principal entiende que es falla monofásica fase A.

- **localizar\_grafica.m y localizar\_grafica.fig**

En base a las coordenadas UTM de las estructuras de la línea, grafica su trayecto y dentro de éste ubica según la distancia calculada el punto exacto de la falla a lo largo de la línea. Permite cargar las coordenadas UTM desde un archivo en formato excel desde el lugar donde se encuentre.

## 5.5. Aplicación a la localización de fallas reales en las líneas de transmisión L-6018 y L-1030

También se localizó fallas con archivos comtrade reales de eventos reales producidos en las líneas de transmisión L-6018 y L-1030 durante el año 2018, estos eventos de desconexión de las líneas fueron causados ya sea por descargas atmosféricas ó deshielos. Los resultados se muestran en las siguientes tablas:

NRO EVENTO FALLA PROPIA	EQPO_LINEA	SUB ESTACION	FECHA INICIO	FECHA FIN	CODIGO REGISTRO COMTRADE	TIPO FALLA	LOCALIZACION MATLAB (Km)	Resit Falla MATLAB
1	L-1030	SE ARES	02/01/2018 11:49:00	02/01/2018 12:09:00	drec_163	L1L2L3	3.51	2.87
2	L-1030	SE ARES	02/01/2018 12:33:00	02/01/2018 12:35:00	drec_180	L3L1-E	5.37	2.05
3	L-1030	SE ARES	24/01/2018 06:56:24	24/01/2018 06:59:24	drec_254	L1-E	12.08	1.06
4	L-1030	SE ARES	15/03/2018 15:28:00	15/03/2018 15:32:00	Sin registro			
5	L-1030	SE ARES	19/03/2018 07:59:00	19/03/2018 08:03:00	drec_824	L2L3	0.44	0.15
6	L-1030	SE ARES	23/04/2018 15:23:59	23/04/2018 15:30:24	REF630_1_DR876_20 180423032359	L1L2L3	14.65	1.03
7	L-1030	SE ARES	30/04/2018 14:32:42	30/04/2018 14:57:32	REF630_1_DR893_20 180430023242	L1L2-E	7.99	5.21
8	L-1030	SE ARES	17/12/2018 13:52:00	17/12/2018 13:55:00	Sin registro			

Tabla 38: Resultados de la localización de fallas reales línea L-1030, año 2018

Fuente: Registro de interrupciones Empresa Transmisora Aymaraes

NRO EVENTO FALLA PROPIA	EQPO_LINEA	SUB ESTACION	FECHA INICIO	FECHA FIN	CODIGO REGISTRO COMTRADE	TIPO FALLA	SOFTWARE MATLAB (Km)	Resit Falla MATLAB
1	L-6018	SE ARES	03/01/2018 13:18:24	03/01/2018 13:27:24	AA1J1Q01A12018010331f	L3-E	4.7	3.73
2	L-6018	SE ARES	03/01/2018 13:30:24	03/01/2018 13:40:24	AA1J1Q01A12018010332d	L1-E	7.44	4.21
3	L-6018	SE ARES	07/02/2018 15:02:00	07/02/2018 15:09:00	Dist866	L1L2-E	6.86	1.19
4	L-6018	SE ARES	07/02/2018 15:15:00	07/02/2018 15:18:00	Sin Registro			
5	L-6018	SE ARES	15/03/2018 14:56:00	15/03/2018 15:02:00	A1201803153bd	L1L2L3	7.58	1.54
6	L-6018	SE ARES	18/03/2018 16:14:41	18/03/2018 16:36:18	Sin Registro			
7	L-6018	SE ARES	30/04/2018 14:32:43	30/04/2018 14:49:22	A12018043022	L2L3-E	7.81	-

Tabla 39: Resultados de la localización de fallas reales línea L-6018, año 2018

Fuente: Registro de interrupciones Empresa Transmisora Aymaraes

En la localización de fallas reales producidas en las líneas de transmisión L-6018 y L-1030, se observa que independientemente del tipo de falla ya sea monofásica, bifásica o trifásica los valores de resistencia de falla calculados son pequeños (valor máximo 5.21  $\Omega$  para el evento

número 7 de la línea L-1030) y las distancias de fallas calculadas están en rangos razonables (ninguna excede la longitud total de la línea).

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CONCLUSIONES

1. Los registros comtrade son la base de datos para la localización de fallas y se obtienen de los reles de protección. Estos registros comtrade están representados fundamentalmente por 2 tipos de archivos configuración (\*.cfg) y de datos (\*.dat) que son obligatorios para reconstruir completamente el significado de los valores que contienen. Se realizó el procesamiento de estos archivos obteniéndose valores instantáneos de las señales de tensión y corriente en forma discreta, para luego con estos datos calcular fasores y valores eficaces mediante la DFT y utilizando el concepto de ventana deslizante, también se calculó fasores estáticos, voltajes y corrientes de secuencia y de prefalla para ser aplicado a los métodos de localización. Se hace necesario el uso de un software informático debido a la gran cantidad de datos que se procesa y los procesos en su mayoría son repetitivos.
2. Se evaluaron 4 métodos de localización de fallas basados en voltajes y corrientes medidas en un solo extremo (impedancia) como son: Reactancia Simple, Takagi, Eriksson y Novosel, y mediante la comparación de resultados con software reconocido, se determinó que algunos métodos presentan menores errores que otros en los diferentes casos de fallas analizados tanto para red radial como red no radial; donde en redes radiales los métodos de Eriksson y Novosel presentan menores errores ante cualquier caso de falla obteniéndose un error absoluto máximo de 3.16% para falla monofásica con  $R_F=30\Omega$ ; mientras que para redes no radiales la selección de métodos es más compleja ya que depende de la ubicación de la falla y de la resistencia de falla (Ver ítem 4.7.2), se obtuvo un error absoluto máximo de 8.08% para falla monofásica con  $R_F=30\Omega$  simulada al 90% de la longitud de la línea, calculada mediante el método de Takagi que es el que menor error presenta en este caso.
3. En base a estos resultados en la comparación con software se pudo establecer una regla definida de localización en líneas de transmisión cortas para su aplicación en la metodología desarrollada. La metodología propuesta presenta 3 etapas para localizar fallas en líneas de transmisión cortas, en la primera se realiza la lectura y procesamiento de los archivos comtrade para obtención de valores reales muestreados de las señales de tensión y corriente, en la segunda se realiza el procesamiento de estos datos discretos para ser usados por los métodos de localización (calcula fasores, valores RMS, voltajes y corrientes de secuencia y de prefalla) y en la tercera etapa se realiza propiamente la localización de la falla a través de la regla de localización.



4. Se desarrolló un producto de software en base a la metodología propuesta, y se considera que es un buen insumo para el mantenimiento líneas de transmisión cortas y es una buena herramienta para las empresas operadoras de líneas de transmisión de características similares a las líneas L-6018 y L-1030.
5. Si bien es cierto que los métodos de localización de fallas basados en impedancia y con mediciones en un sólo extremo presentan errores considerables para grandes valores de resistencia de falla, estos no dejan de ser una buena alternativa para la estimación de la distancia de falla en redes similares a las líneas L-1030 y L-6018, donde no se cuenta con relés que registren fallas en extremo opuesto y donde no se cuenta con presupuesto suficiente para la instalación de equipamiento adicional como pueden ser los relés de distancia ó propiamente los localizadores de falla.
6. Según los resultados obtenidos con los datos de fallas simulados tenemos que para los casos de falla con resistencia de falla igual a 0 (caso ideal) los 4 métodos estudiados son prácticamente exactos con errores menores al 0.03%, pero como su nombre lo dice son casos ideales y están alejados de la realidad donde en fallas reales siempre existe algún valor de resistencia de falla, por lo que siempre estará presente un error latente debido a ésta resistencia de falla.
7. Al momento de la culminación de este trabajo solo se verifico y valido el programa con archivos comtrade creados por Digsilent a partir del modelamiento de los sistemas de las líneas L-6018 y L-1030, el cual también se probó con archivos comtrade reales de casos de fallas reales presentados en las líneas L-6018 y L-1030 durante el periodo 2018, obteniéndose resultados válidos.
8. De los resultados obtenidos se concluye que las fallas más difíciles de localizar son las fallas monofásicas de alta resistencia en red no radial, ya que su localización depende tanto de resistencia de falla como de la distancia a la que esta se produce.

## **RECOMENDACIONES**

1. En este trabajo se tiene la teoría y los algoritmos desarrollados en Matlab respecto a la localización de fallas, que pueden ser ampliados y mejorados en cualquier momento.
2. El diseño del programa está hecho para localizar fallas en cualquier línea de transmisión solo se requieren archivos comtrade que estén según estándar IEEE C37.111-1999 ó compatible. Y en caso de presentarse errores al localizar fallas en otras líneas de transmisión sólo necesitarían ajustes menores.
3. En el cálculo de fasores se sugiere ensayar otras técnicas de estimación fasorial como puede ser la transformada de Wavelet ó filtros de Kalman lo cual permitiría un cálculo más preciso de dichos fasores y por ende reducción del error de localización.
4. Se recomienda considerar este estudio como referencia en futuros trabajos de localización de fallas en líneas de transmisión.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Huerta Leija Ever Benjamin (2014). Localización de fallas en líneas de transmisión (Tesis de Maestría). Universidad Autónoma de Nuevo León- Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica- Subdirección de Posgrado.
- [2] Padilla Almeida William Elias (2016). Sistema para la localización automática de fallas en líneas de transmisión (Tesis de Maestría). Universidad Nacional de Colombia- Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática- Medellín- Colombia.
- [3] Díaz Chiguano Diego Ignacio (2009). Localización de fallas en líneas aéreas de transmisión Aplicación de un algoritmo digital para líneas paralelas (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional- Facultad de ingeniería eléctrica y electrónica. Quito- Ecuador.
- [4] Arboleda Correa Anderson (2010). Localización de fallas de alta impedancia en líneas de transmisión para un estudio de caso mediante redes neuronales (Tesis de Pregrado). Universidad Nacional de Colombia- Facultad de Minas- Escuela de Mecatronica. Medellín- Colombia.
- [5] Miqueas Rodríguez Facundo Pugliese (2017). Fault Point Location: Una herramienta exclusiva de localización de faltas en redes eléctricas de transmisión (Tesis de Pregrado). Universidad de la Republica- Facultad de Ingeniería. Uruguay.
- [6] IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines. *IEEE Std C37.114<sup>TM</sup>-2014 (Revision of IEEE Std C37.114-2004)*.
- [7] IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems. *IEEE Std C37.111-1999 (Revision of IEEE Std C37.111-1991)*.
- [8] IIE-FING-Universidad de la Republica. Conceptos Avanzados Protecciones Sistemas Eléctricos de Potencia.
- [9] Swagata Das, Surya Santoso, Anish Gaikwad, y Mahendra Patel (2014). Impedance Based Fault Location in Transmission Networks: Theory and Application. IEEE Access.
- [10] Pumacayo C. Rafael, Romero L. Ruben (1983). Análisis de Sistemas de Potencia. Teoría y problemas resueltos.
- [11] Mora Flórez Juan José (2006). Localización de faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos de clasificación basados en el conocimiento (Tesis doctoral). Universitat de Girona. Girona- España.

- [12] SIPROTEC, Análisis de perturbografías SIGRA 4 Manual. Edición 06.07.04 E50417-H1178-C070-A4.
- [13] Compañía Minera Ares- INGELMEC S.A. (2011). Estudio de coordinación de protecciones del sistema eléctrico Callalli- Caylloma- Ares- Arcata. (Documento ECP-009-11).
- [14] Amancio Rodríguez Linder, Orbegoso Guerrero Alhiet, Muñoz Villalobos Cristian y Villalta Ramírez Alfonso (2010). MATLAB 2010- Software para ciencia e ingeniería. Lima, Perú: Empresa Editora Macro EIRL.
- [15] Tafur Portilla Raúl (1994). Introducción a la investigación científica. Lima, Perú: Editorial Mantaro.
- [16] Hernández Sampieri Roberto, Fernández Collado Carlos y Baptista Lucio Pilar (1991). Metodología de la Investigación. McGRAW- HILL INTERAMERICANA DE MEXICO S.A. de C.V. Colombia.

# **ANEXOS**

# **ANEXO 1**

## **Standard COMTRADE**

# IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems

## IEEE Std C37.111-1999

El presente anexo es una recopilación en gran parte del trabajo de Tesis de Pregrado Intitulado: “FAULT POINT LOCATION: Una herramienta exclusiva de localización de faltas en redes eléctricas de transmisión” Referencia bibliográfica [1]. Y del estándar IEEE Std C37.111-1999 Referencia bibliográfica [2] como complemento para los archivos de datos en formato binario, como es el caso de los comtrade que registran los relés REF-630 y REL-670 de las líneas en estudio, que son en formato binario.

En la bibliografía correspondiente, se encuentran los detalles y especificaciones de los archivos en formato ASCII o binario, y sobre cualquier otro aspecto relativo a lo expuesto en este anexo.

**Norma COMTRADE** El creciente uso de la tecnología digital en dispositivos de protección, oscilografía, medición y equipos de control, ha generado el potencial para acumular grandes cantidades de registros de eventos transitorios del sistema de energía. Además de estas fuentes de datos digitales, pueden emplearse simuladores analógicos y digitales de sistemas de potencia para generar registros digitales. Los usuarios de estos registros se enfrentan al problema de trabajar con diferentes formatos utilizados por cada sistema para generar, almacenar y transmitir archivos.

En forma general los Comtrade son un formato común de archivos en donde se almacena información de formas de ondas transitorias de un sistema de potencia, el cual pretende facilitar el intercambio de información de eventos por medio de un formato único.

### 1. Generalidades

COMTRADE (Common format for Transient Data Exchange for power systems) es un formato de archivo que particularmente se utiliza para almacenar registros oscilográficos y datos de eventos relacionados con perturbaciones transitorias de un sistema de potencia.

Los archivos COMTRADE suelen ser generados por dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) tales como un relé de protección electrónico, en estaciones eléctricas durante las perturbaciones de los sistemas de potencia. Los IED monitorean las magnitudes eléctricas del sistema de potencia mediante muestreo digital de mediciones de corriente y tensión a gran velocidad. Los IED utilizan entonces, algoritmos de procesamiento de señales digitales con esos datos para detectar condiciones anormales en el sistema de potencia, de modo que se puedan tomar acciones de protección automatizadas para evitar daños. Cuando se detectan fallos, los IED registraran en un archivo con formato COMTRADE, los datos de falla transitorios digitalizados que se utilizaron durante el procesamiento. Las herramientas de análisis permiten

descargar el registro COMTRADE y calcular información útil relacionada con la perturbación. Por ejemplo, una grabación COMTRADE de la corriente de fallo que pasa por un transformador antes de la apertura del interruptor, puede utilizarse para calcular la energía total disipada por el transformador, lo que ayuda a la empresa a calcular con mayor precisión el impacto de esa falla en la vida útil del transformador. Los archivos COMTRADE de varias subestaciones pueden ser utilizados de forma colectiva para realizar análisis de eventos de perturbación de gran escala (por ejemplo, apagones) para determinar la causa raíz de la perturbación, ayudar a mejorar la protección del sistema y guiar futuras estrategias de mitigación.

El formato de archivo COMTRADE ha sido estandarizado por el Power System Relaying Committee (PSRC) de la IEEE Power & Energy Society por la norma C37.111. La versión más utilizada del estándar COMTRADE es la C37.111-1999.

Esta versión especifica un formato de archivo que consta de varios tipos de documentos designados por las extensiones asignadas de \*.CFG, \*.INF, \*.HDR y \*.DAT. El archivo \*.DAT contiene los datos de muestra digitalizados en un formato de texto ASCII o binario. El archivo \*.CFG contiene datos de configuración de los valores del archivo \*.DAT incluyendo información como nombres de señal, hora de inicio de las muestras, número de muestras, valores min/máx y más. Solo los archivos \*.CFG y \*.DAT resultan de carácter obligatorio. Aunque los valores de las muestras digitalizadas en el archivo \*.DAT son visibles sin el archivo \*.CFG, resulta inviable reconstruir completamente el significado de los datos sin el archivo \*.CFG.

Actualmente la norma activa es la norteamericana IEEE C37.111-2013 PARTE 24, que coincide con la norma internacional IEC 60255-24 ED2. Las versiones anteriores: IEEE C37.111-1991 y IEEE C37.111-1999, se encuentran inactivas y han sido suprimidas por el IEEE. La norma 2013 es compatible con las normas anteriores 1991 y 1999 de manera que no existen problemas.

## **2. Archivos Comtrade formato 1999**

Cada registro COMTRADE, está representado por un conjunto de hasta cuatro archivos asociados con él. Cada uno de estos cuatro posee información de distinta naturaleza. Los cuatro archivos son los siguientes:

1. Header
2. Configuration
3. Data
4. Information

Todos los archivos del conjunto poseen el mismo nombre, diferenciándose únicamente por las extensiones que indican el tipo de archivo.

### **2.1. Header File (\*.hdr)**



El archivo "header" es un texto en ASCII opcional creado por el generador de datos COMTRADE, normalmente mediante el uso de un programa de procesador de textos. Los datos están destinados a ser impresos y leídos por el usuario. El generador del archivo "header" puede incluir cualquier información en cualquier orden deseado. Un ejemplo de la información incluida en un archivo \*.HDR, se puede ver a continuación:

```
Trigger ^86T
Fault location
Analogicas No fault
Date 2017-08-25T03:55:00-0300
Equipment Ready
Equipment synchronization Unlocked
Time quality Not reliable
Memory usage
Fault recorder 37.09%
Disturbance recorder 9.09%
Steady-state recorder 28.65%
SOE recorder 0.70%
Log 34.01%
Primary power Good
Battery Charging...
Temperature 25oC
Coolers
Enclosure 1 ok
Enclosure 2 ok
Processing module ok
Power supply ok
Last power-up 2016-11-29T14:50:40-0300
Firmware version RPV310-29B09
Configuration revision 121
CFG file MD5SUM 5da8558d947d817eb3bd1a7b9e7be391
DAT file MD5SUM 3cf603433ab998550b3045d6dada398f
```

## 2.2. Configuration file (\*.cfg)

El archivo de configuración es un texto ASCII destinado a ser leído por un programa informático y, por lo tanto, se debe guardar en un formato específico.

Contiene la información necesaria para que un programa pueda interpretar correctamente el archivo de datos (\*.dat). Esta información incluye elementos tales como: frecuencia de muestreo, número de canales, frecuencia del sistema, información de canales, etc.

```
BOB,Micom79,1999
```

```
58,10A,48D
```

```
1,IA          ,,,A,1.657000e+000,0.000000e+000,0,-32768,32767,1,1,S
2,IB          ,,,A,1.657000e+000,0.000000e+000,0,-32768,32767,1,1,S
3,IC          ,,,A,1.657000e+000,0.000000e+000,0,-32768,32767,1,1,S
4,IN          ,,,A,1.657000e+000,0.000000e+000,0,-32768,32767,1,1,S
5,IN Sensitive ,,,A,1.657000e+000,0.000000e+000,0,-32768,32767,1,1,S
6,VA          ,,,V,1.308000e+001,0.000000e+000,0,-32768,32767,1,1,S
7,VB          ,,,V,1.308000e+001,0.000000e+000,0,-32768,32767,1,1,S
8,VC          ,,,V,1.308000e+001,0.000000e+000,0,-32768,32767,1,1,S
9,IM          ,,,A,8.630000e-005,0.000000e+000,0, 32768,32767,1,1,S
10,V Checksync ,,,V,1.308000e+001,0.000000e+000,0,-32768,32767,1,1,S
1,Any Trip    ,,,0
2,14-Blq.cierre ,,,0
3,15-52b R    ,,,0
4,16-52b S    ,,,0
5,17-52b T    ,,,0
6,R01-Disp K94 ,,,0
7,R02-Disp K94 R, ,,0
8,R03-Disp K94 S, ,,0
9,R04-Disp K94 T, ,,0
10,R05-Reciere K79 ,,,0
11,A/R Status 3P ,,,0
12,A/R Status 1P ,,,0
13,A/R Lockout ,,,0
14,AR Blocked ,,,0
15,Check Sync 1 OK ,,,0
16,Diff Trip  ,,,0
```

17,Zone 1 Trip ,,,0  
18,Zone 2 Trip ,,,0  
19,Zone 3 Trip ,,,0  
20,CB Fail Alarm ,,,0  
21,Blq de Recierre ,,,0  
22,Recierre Mon/Tri ,,,0  
23,I>1 Trip ,,,0  
24,I>3 Trip ,,,0  
25,IN>1 Trip ,,,0  
26,IN>3 Trip ,,,0  
27,VTS Fast Block ,,,0  
28,DEF Forward ,,,0  
29,DEF Reverse ,,,0  
30,SOTF Trip CNV ,,,0  
31,TOR Trip CNV ,,,0  
32,P Swing Detector ,,,0  
33,PSB Fault ,,,0  
34,Zone 4 Trip ,,,0  
35,Zone 4 A Start ,,,0  
36,R13-85S 1 ,,,0  
37,05-85R 1 ,,,0  
38,R14-85S 2 ,,,0  
39,06-85R 2 ,,,0  
40,13-K89ST actuado ,,,0  
41,11-K86 actuado ,,,0  
42,10-K79 actuado ,,,0  
43,12-V TT lin OK ,,,0  
44,Virtual Input 2 ,,,0  
45,04-K94T REPOSO ,,,0  
46,03-K94S REPOSO ,,,0  
47,02-K94R REPOSO ,,,0  
48,01-K94 REPOSO ,,,0  
50  
0  
0,7200

03/06/2017,20:56:01.323000

03/06/2017,20:56:02.311000

ASCII

1

Uno de los campos de la primera línea del archivo de configuración, indica el año de revisión del estándar COMTRADE (por ejemplo, 1991, 1999, etc.). Si este campo no está presente o está vacío, entonces se supone que pertenece a la emisión original de la norma (1991). También, contiene un campo que identifica si los datos correspondientes al archivo de datos (\*.dat) se almacenan en formato ASCII o binario.

Detalles sobre el contenido exacto y el formato de los archivos de configuración serán desarrollados en las siguientes secciones.

El archivo de configuración puede ser creado con un programa de procesamiento de textos o mediante un programa informático que genera la configuración de los archivos de datos, que son la fuente del registro transitorio. Si se utiliza un procesador, se deben guardar los datos en formato de texto ASCII.

### **2.3. Data file (\*.dat)**

El archivo de datos contiene el valor de cada muestra en el registro, para cada canal de entrada. El número almacenado es una versión escalada del valor real muestreado por el dispositivo, de la forma de onda de entrada. Los factores de conversión especificados en el archivo de configuración (\*.cfg), definen como convertir los valores de los datos para realizar cálculos. El archivo de datos contiene también la secuencia numérica y el instante de tiempo para cada conjunto de muestras.

Además de representar las entradas analógicas, las entradas de señales on/off también son frecuentemente registradas. Comúnmente, se refieren a: entradas digitales, canales digitales, subcanales digitales, entradas de eventos, entradas lógicas, entradas binarias, entradas de contacto o entradas de estado. El valor de una entrada de estado está representado por un número "1" o "0" en el archivo de datos.

Los archivos de datos pueden estar tanto en formato ASCII, como en formato binario. En el archivo de configuración (\*.cfg) se indica cual formato se utiliza. El siguiente, es un fragmento de un archivo de datos en formato ASCII.

```
1,0,46,-97,69,18,0,63,-8542,8452,174,-8508...
2,417,56,-99,56,12,0,1340,-9105,7725,149,-910...
3,834,67,-98,43,12,0,2611,-9523,6863,104,-951...
4,1251,77,-96,31,12,0,3841,-9786,5883,70,-9774...
5,1668,88,-92,19,15,0,5013,-9879,4811,133,-9876...
6,2085,94,-85,4,13,0,6074,-9784,3663,158,-9796...
7,2502,100,-76,-7,18,0,7003,-9505,2466,158,-9504...
```

8,2918,104,-69,-22,13,0,7806,-9063,1223,83,-9039...  
 9,3336,109,-57,-34,18,0,8495,-8463,-42,166,-8447...  
 10,3753,108,-48,-47,13,0,9055,-7728,-1329,116,-7729...  
 11,4170,106,-33,-57,15,0,9477,-6865,-2602,145,-6859...  
 12,4587,102,-22,-68,12,0,9743,-5892,-3836,137,-5872...  
 13,5004,99,-10,-78,12,0,9833,-4819,-4997,137,-4803...  
 14,5421,93,6,-87,13,0,9737,-3670,-6052,158,-3661...  
 15,5837,87,22,-90,19,0,9459,-2457,-6985,170,-2449...  
 ...  
 ..  
 .

#### 2.4. Information File (\*.inf)

El archivo de información es opcional y contiene información extra en adición de la requerida para las demás aplicaciones a partir del conjunto de datos. El formato proporciona información pública que cualquier usuario puede leer y usar, e información privada que puede ser accesible únicamente para determinados usuarios. Un ejemplo de este tipo de archivo es el siguiente:

```
2
Analogicas,4
11.500000,10000.000000,1.000000,1.000000,1.000000,1.000000,1.000000
Tensoes,17,18,19,20
Otras V,21,22,23,24,26
Corrientes,1,2,3,4
Otras I,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,25
Digitales,1
0.000000,0.000000,1.000000,1.000000,1.000000,1.000000,1.000000
Digitais,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18
```

A efectos del presente documento, será de gran importancia comprender en profundidad la información contenida tanto en los archivos de configuración (\*.cfg), como en los de datos (\*.dat). En virtud de ello, es que a continuación se profundiza en los detalles de los mismos.

### 3. Configuration files

El archivo de configuración es un documento de texto en formato ASCII que incluye la información necesaria para que un humano o un programa de computación puedan leer e interpretar los valores de los datos incluidos en el archivo de datos. Es un archivo de formato predefinido y estandarizado, con el fin de no tener que modificar el mismo para ser utilizado por cualquier programa de computación.

#### 3.1. Contenido

El archivo de configuración deberá contener la siguiente información:

- Nombre de la estación, identificación del dispositivo de registro y año de revisión del estándar COMTRADE.
- Número y tipo de canales.
- Nombres de los canales, unidades y factores de conversión.
- Frecuencia del sistema.
- Cantidad de muestras por ciclo y número total de muestras.
- Fecha y hora de la primera captura de datos.
- Fecha y hora del disparo de captura (Trigger).
- Tipo de datos.
- Factor de multiplicación del intervalo de tiempo.

En ésta ocasión, se hará una descripción del contenido más relevante para nuestros objetivos. No obstante, el lector encontrará respectivos detalles en la bibliografía correspondiente.

#### - Nombre de la estación, identificación del dispositivo de registro y año de revisión

La primera línea del archivo de configuración contiene el nombre de la estación, la identificación del dispositivo de registro y el año de revisión del estándar COMTRADE.

**station\_name,rec\_dev\_id,rev\_year<CR/LF>**

Dónde:

- **station\_name** es el nombre de la ubicación de la estación.
- **rec\_dev\_id** es el número de identificación o el nombre del dispositivo de registro.
- **rev\_year** es el año de la revisión estándar, por ejemplo 1999, que identifica la versión del archivo COMTRADE. Este campo confirma que la estructura de este archivo difiere de la estructura de otros

estándar, como por ejemplo el original IEEE Std C37.111-1991 COMTRADE Standard. La ausencia de este campo o un campo vacío significa que el archivo es compatible con la versión de 1991 del estándar.

En informática, <CR/LF> son dos códigos de control (carriage return/line feed), en español CR (retorno de carro) y LF (salto de línea), uno detrás del otro; se utilizan normalmente con el objetivo de crear una nueva línea.

### - Número y tipo de canales

Estas declaraciones contienen el número y el tipo de canales que se producen en cada registro de datos en los archivos de datos:

**TT, ##A, ##D<CR/LF>**

Dónde:

**TT** es el número total de canales de entrada. **TT** debe ser igual a la suma de **##A** y **##D**.

**##A** es el número de canales analógicos seguido por el identificador A.

**##D** es el número de canales de estado digitales seguido por el identificador D.

### - Información de los canales analógicos

Este grupo de líneas contiene la información los canales analógicos. Cada línea representa un canal analógico y el total de líneas debe ser igual a **##A**. Si **##** es 0, se interpreta como que no hay líneas de información analógica. Se utiliza el siguiente formato:

**An,ch\_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS<CR/LF>**

Dónde:

**An** es el número de índice del canal analógico. La cuenta es secuencial, comenzando por 1 hasta el número total de canales analógicos (**##A**).

**ch\_id** es el identificador del canal.

**ph** es la identificación de la fase del canal.

**ccbm** es el componente de circuito monitorizado.

**uu** son las unidades del canal (por ejemplo, kV, V, kA, A). Pueden utilizarse múltiplos tales como k (miles), m (una milésima), M (millones), etc.

**a** es el factor de multiplicación del canal.

**b** es el factor de adición (offset) del canal.

La conversión del canal se consigue haciendo  $ax + b$ . Los valores almacenados en  $x$ , en el archivo de datos (\*.dat), corresponden a los valores reales muestreados ( $ax + b$ ), en las unidades (uu) especificadas anteriormente. De este modo, la muestra "x" se multiplica por el factor de ganancia "a" y luego se añade el factor de offset "b" para recuperar los valores originales capturados.

**skew** es el sesgo de tiempo del canal (en  $\mu s$ ) desde el inicio del periodo de muestreo. Este campo proporciona información sobre las diferencias de tiempo entre el muestreo de canales, en un periodo de muestra del registro.

**min** es el valor mínimo del rango de datos (límite inferior del posible rango de valores).

**max** es el valor máximo del rango de datos (límite superior del posible rango de valores).

**primary** es el factor de relación primario de la tensión del canal o del transformador de corriente.

**secondary** es el factor de relación secundario de la tensión del canal o del transformador de corriente.

**PS** es el identificador de escala de datos primario o secundario. El carácter especifica si el valor almacenado por el dispositivo ( $ax + b$ ), pertenece a datos primarios (P) o secundarios (S).

Los datos de los archivos de datos, los factores de conversión del canal y las unidades del canal, pueden referir tanto a unidades primarias, como secundarias.

Las variables primary o secondary (**P** o **S**) se proporcionan con el fin de calcular los valores primarios o secundarios equivalentes en aplicaciones donde se desea trabajar en el nivel alternativo. Si los datos se originan en un entorno que no ofrece la relación primario/secundario, se establecerá en **1:1**. Con la determinación de los valores primarios (P) o secundarios (S), el usuario es capaz de obtener los valores necesarios para los eventuales análisis.

#### **- Frecuencia del Sistema**

La frecuencia del sistema se encuentra en una línea exclusiva del archivo:

**If<CR/LF>**

Dónde:

**If** es la frecuencia nominal de la línea en Hz (por ejemplo, 50, 60, 33.333).

#### **- Información de la frecuencia de muestreo**

Este sector del archivo contiene la información sobre las tasas de muestreo y el número de muestras de datos a una velocidad determinada.

**nrates<CR/LF>**



**samp,endsamp<CR/LF>**

Dónde:

**nrates** es el número que representa la cantidad de frecuencias de muestro en el archivo de datos. Es decir a cuantas frecuencias muestrea el dispositivo (Ejm: 1 si muestrea sólo a 1200 Hz)

**samp** es la frecuencia de muestreo en Hertz (Hz).

**endsamp** es el total de muestras obtenidas a la frecuencia de muestreo.

#### **- Etiquetas de tiempo**

En esta sección se muestra en la primera línea, el tiempo en el cual se registró el primer dato, y en la segunda el tiempo del punto de trigger (punto de apertura).

**dd/mm/yyyy, hh:mm:ss.ssssss <CR/LF>**

**dd/mm/yyyy, hh:mm:ss.ssssss <CR/LF>**

#### **- Formato de archivo de datos**

Los archivos de datos se hallan en formato ASCII o binario, el identificador de formato es el siguiente:

**ft<CR/LF>**

Dónde:

**ft** define el tipo de documento, ASCII o binario. Crítico, alfanumérico, entre 5 y 6 caracteres, solamente muestra texto ASCII o ascii, BINARY o binary.

#### **- Escalado del tiempo**

El archivo de configuración **.cfg**, introduce un valor que deberá ser multiplicado a los valores de tiempo por muestra, que se han obtenido a partir del archivo **.dat**. El tiempo que existe entre muestra y muestra en el archivo de datos está dado por (*timestamp x timemult*).

**timemult<CR/LF>**

#### **- Estructura de un archivo de configuración (\*.cfg)**

La estructura de un archivo (\*.CFG) del estándar COMTRADE es la siguiente:

**station\_name,rec\_dev\_id,rev\_year <CR/LF>**

**TT,##A,##D <CR/LF>**

An,ch\_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS <CR/LF>  
An,ch\_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS <CR/LF>  
An,ch\_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS <CR/LF>  
An,ch\_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS <CR/LF>  
Dn,ch\_id,ph,ccbm,y <CR/LF>  
Dn,ch\_id,ph,ccbm,y <CR/LF>  
If <CR/LF>  
nrates <CR/LF>  
samp,endsamp <CR/LF>  
samp,endsamp <CR/LF>  
dd/mm/yyyy,hh:mm:ss.ssssss <CR/LF>  
dd/mm/yyyy,hh:mm:ss.ssssss <CR/LF>  
ft <CR/LF>  
timemult <CR/LF>

#### **4. Data Files - Formato 1999**

El archivo de datos contiene los valores de las señales de entrada, representados en una forma escalada de las muestras capturadas en el evento de registro. Los datos deben estar dispuestos en el formato definido para estos archivos, de manera que puedan ser interpretados por un programa de computación. El tipo de archivo de datos (**ft**) presente en el archivo de configuración, especifica si los datos se exhiben en formato ASCII o binario.

##### **4.1. Contenido**

El archivo de datos contiene el número de muestra, el intervalo de tiempo y los valores de los datos de cada canal para cada muestra del documento.

Todos los datos se representan como un número entero. Los archivos en formato ASCII exponen los datos sucesivos de cada canal separados por una coma. Estos se denominan comúnmente “formato delimitado por comas” o archivo CSV (Comma Separated Values). Las secuencia de muestras están separadas por un <CR/LF>, entre el último dato del canal en una muestra y el número de muestra de la siguiente. En el formato binario no se detectan separadores entre los datos para cada canal dentro de una muestra, o entre periodos de muestra sucesivas. Ninguna otra información está contenida en el archivo de datos.

## - Archivos de datos ASCII

Un archivo de datos en formato ASCII se divide en filas y columnas:

- La primera columna contiene el número de muestra.
- La segunda columna es el instante de tiempo para los datos de ese número de muestra.
- El tercer conjunto de columnas contiene los valores de datos que representan la información analógica.
- El cuarto conjunto de columnas contiene los datos para los canales de estado digital.

Cada registro de muestras de datos consiste en números enteros dispuestos de la siguiente manera:

**n, timestamp, A1 , A2,...Ak, D1, D2,...Dm**

Dónde:

**n** es el número de muestra.

**timestamp** es el instante de tiempo de la muestra. La unidad base de tiempo es microsegundos (us).

**(A1, A2,... Ak)** son los vectores columna compuestos por los valores de los datos asociados a los canales analógicos, separados por comas.

**(D1, D2,...Dm)** son los vectores columna compuestos por los datos de los canales digitales, separados por comas.

### 4.2. Ejemplo de muestra de datos en formato ASCII

A continuación se muestra un ejemplo de la especificación de los datos en el estándar. Contiene 6 valores de canales analógicos y 6 estados de canales digitales.

**5, 667, -760, 1274, 72, 61, -140, -502, 0, 0, 0, 0, 1, 1 <CR/LF>**

## - Archivos de datos binarios

Los archivos de datos en formato binario utilizan la misma estructura básica que la utilizada para los documentos en formato ASCII. La ventaja que presenta esta forma de archivar los datos, radica en que se generan documentos de menor tamaño (espacio en disco) y por esta razón, se utilizan en situaciones donde es capturada gran cantidad de información.

Los archivos de datos binarios utilizan la misma estructura básica que los archivos de datos en formato ASCII, con la excepción de que los datos de los canales de estado se compactan como se describe a continuación. El formato es: el número de muestra, la marca de tiempo, el valor de los datos para cada canal analógico y los datos del canal de estado agrupados para cada muestra en el archivo. No se utilizan

separadores de datos; los datos dentro de un registro de muestras binario no están separados por comas y el final de un registro de muestra no está marcado por los caracteres (carriage return/line feed) <CR/LF>. Un archivo de datos binario es un flujo continuo de datos binarios.

La traducción de datos está determinada por la posición secuencial dentro del archivo. Si falta algún elemento de datos (perdido) ó está dañado, la secuencia de variables se perderá y el archivo puede ser inutilizable. No se hace ninguna provisión para la recuperación bajo estas circunstancias.

Los datos se almacenan en formato binario, pero por conveniencia los valores se muestran en formato hexadecimal aquí. Los datos no se almacenan como representación ASCII de números hexadecimales. Cuando se almacena una palabra de dos bytes (16 bit), el formato estándar DOS es almacenar primero el **byte** menos significativo (LSB) de los datos, luego el byte más significativo (MSB). El valor de datos de dos bytes “1234” se almacenará en formato “3412”. Al almacenar una palabra de cuatro bytes (32 bits), el byte menos significativo (LSB) de la palabra se almacena primero, luego el siguiente byte menos significativo, luego el siguiente byte más significativo, luego el byte más significativo (MSB). El valor de datos de cuatro bytes “12345678” se almacenará en formato “78563412”. Los bits dentro de un byte están numerados de cero (menos significativo) a siete (más significativo) y de derecha a izquierda.

Los datos secuenciales en un archivo de datos binarios representan lo siguiente:

- a) El número de muestra y los datos de marca de tiempo se almacenan en forma binaria sin rotulo de cuatro bytes cada uno.
- b) Los datos de muestra del canal analógico se almacenan en un formato binario complementario de dos bytes de cada uno. Un valor de datos de cero es almacenado como 0000 hexadecimal, -1 se registra como FFFF. El máximo valor positivo es 7FFF (32767 en base decimal), y el máximo valor negativo es 8001 (-32769 en base decimal). El hexadecimal 8000 está reservado para marcar los datos perdidos (falta de datos).
- c) Los datos de muestra del canal de estado se almacenan en grupos de dos bytes para cada 16 canales de estado, con el bit menos significativo de una palabra asignada al número de canal de entrada más pequeño que pertenece a ese grupo de 16 canales. Por lo tanto, el bit 0 de la palabra de estado 1 (S1) es el estado de entrada digital número 1, mientras que el bit 1 de la palabra de estado 2 (S2) es el estado de entrada digital número 18. No se realizan provisiones para marcar los datos de estado faltantes (datos perdidos), pero un bit establecido en 1 o en 0 debe ser incluido para mantener la integridad de la palabra.

La longitud del archivo variará con el número de canales y el número de muestras en el archivo. El número de bytes requerido para cada muestra en el archivo será:

$$(Ak \times 2) + (2 \times INT(Dm/16)) + 4 + 4$$

Dónde:

$Ak$  : es el número de canales analógicos.

$Dm$  : es el número de canales de estado (digitales).

$INT(Dm/16)$  : es el número de canales de estado dividido por 16 y redondeado al siguiente entero mayor.

$4 + 4$  : representa 4 bytes cada uno para el número de muestra y la marca de tiempo.

Cada registro de muestra de datos consistirá de números binarios (representados en sus valores reales ya convertidos) dispuestos como sigue:

**n timestamp A1 A2...Ak S1 S2...Sm**

Dónde:

**n** es el número de muestra, Critico, entero, numérico, longitud mínima = 4 bytes, longitud máxima = 4 bytes, valor mínimo = 00000001, valor máximo = FFFFFFFF.

**timestamp** es la marca de tiempo. No critico si las variables **nrates** y **samp** en el archivo .CFG son distintos de cero, critico si las variables **nrates** y **samp** en el archivo .CFG son ceros. Longitud mínima = 4 bytes, longitud máxima = 4 bytes, valor mínimo = 00000000, valor máximo = FFFFFFFE.

Los valores de marca de tiempo faltantes serán reemplazados colocando el valor FFFFFFFF en el campo para mantener la integridad de la estructura del archivo. La unidad base de tiempo es microsegundos ( $\mu s$ ). El tiempo transcurrido desde la primera muestra de datos en un archivo de datos hasta la muestra marcada con cualquier estampa de tiempo es el producto de la marca de tiempo y el multiplicador de tiempo en el archivo de configuración (**timestamp** x **timemult**)) en microsegundos. Cuando tanto la información de las variables **nrates** y **samp**, y la información **timestamp** están disponibles, el uso de las variables **nrates** y **samp** es preferido para la sincronización precisa.

**A1 A2...Ak** son los valores de datos del canal analógico en dos bytes continuados hasta que sean mostrados los datos de todos los canales analógicos. No critico, formato de complemento de dos binarios enteros, longitud mínima = 2 bytes, longitud máxima = 2 bytes, valor mínimo = 8001, valor máximo = 7FFF. Los valores analógicos que faltan (perdidos) deben ser representados colocando el valor 8000 en el campo.

**S1 S2...Sm** son los valores de datos del canal de estado en 2 bytes (16 bits) por cada 16 ó parte de 16 canales de estado continuados hasta que se muestren los datos de todos los canales de estado. No critico,

formato binario entero sin signo, longitud mínima = 2 bytes, longitud máxima = 2 bytes, valor mínimo = 0000, valor máximo = FFFF.

No se hace ninguna provisión para etiquetar los datos de estado faltantes y en tales casos, el bit se puede establecer en 1 o en 0. Sin embargo, para mantener la integridad de la palabra y el archivo, un 0 o 1 será almacenado para ese bit.

Si el número de canales de estado no es divisible integralmente por 16, los canales superiores se rellenarán con 0 bits.

Ejemplo:

Para un conjunto de seis entradas de estado como se muestra para el archivo de datos ASCII en la subcláusula 4.2. (0,0,0,0,1,1).

**5, 667, -760, 1274, 72, 61, -140, -502,0,0,0,0,1,1 <CR/LF>**

- a) Escriba estas entradas de estado como un número binario (110000), reconociendo que los canales son enumerados primero por los bits más bajos en el archivo de datos ASCII.
- b) Luego, introduzca el número en un número de 16 bits (0000 0000 0011 0000).
- c) Convierta este a un valor hexadecimal (00 30).
- d) Los datos se almacenan en formato LSB / MSB (30 00).

### **4.3. Ejemplo de muestra de datos binarios**

Se muestra un ejemplo de muestra de datos como se especifica en este estándar. Tiene seis valores analógicos y seis valores de estado. Es el equivalente binario de la muestra ASCII mostrado en la subcláusula 4.2.

**05 00 00 00 9B 02 00 00 08 FD FA 04 48 00 3D 00 74 FF 0A FE 30 00**

## **BIBLIOGRAFÍA:**

- [1] Miqueas Rodríguez Facundo Pugliese (2017). Fault Point Location: Una herramienta exclusiva de localización de faltas en redes eléctricas de transmisión (Tesis de Pregrado). Universidad de la Republica- Facultad de Ingeniería. Uruguay.
- [2] IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems. *IEEE Std C37.111-1999 (Revision of IEEE Std C37.111-1991)*.

# **ANEXO 2**

## **Sistemas Numéricos Complementarios**



## Sistemas numéricos complementarios

El sistema de números complementarios es un método de gran utilidad que se emplea en los circuitos digitales para realizar operaciones aritméticas con números con signo.

En estos sistemas complementarios, los números positivos se expresan igual que en Signo Magnitud ó que en Binario Puro. Sin embargo, para escribir los números negativos se utiliza el *Complemento a la Base* del número positivo correspondiente. Se utiliza también para representar la resta de números mediante una suma.

Para efectos de desarrollo del trabajo de tesis, se amplía en los últimos ítems la representación numérica de complemento a 2 de un número binario.

### 1. Complemento a la base

El Complemento a la Base de un número entero positivo  $N$  de base  $b$ , se expresa de la siguiente manera:

$$C_b(N) = b^n - N$$

Siendo  $n$  el número de cifras empleadas en la representación del número y  $b$  la base.

#### Ejemplos:

##### En base 2

El complemento a dos de  $(N)_2 = (01100101)_2$ .

$$C_2(01100101) = 2^8 - (01100101)_2 = (100000000)_2 - (01100101)_2$$

$$C_2(01100101) = (10011011)_2$$

##### En base 10

El complemento a 10 de  $(N)_{10} = (40960)_{10}$ .

$$C_{10}(40960) = 10^5 - (40960)_{10} = (59040)_{10}$$

\*Obsérvese que se mantienen la misma cantidad de dígitos en el resultado al hallar el complemento.

### 2. Representación de números con signo

- Los números con signo tienen dos partes: signo y magnitud, y normalmente se codifica el signo con un 0 para números positivos y un 1 para números negativos.
- Según diferentes formas de codificar la magnitud se tienen 3 diferentes sistemas de representación:
  - Signo y magnitud

- Complemento a 1
- Complemento a 2

## 2.1. Representación en Signo y Magnitud

Los números en el sistema de Signo y Magnitud se codifican de la siguiente forma:

- El MSB es el signo (0 si es positivo ó 1 si es negativo).
- El resto de los bits son la magnitud del número a representar, codificada en binario natural.

**Ejm:  $25_{10}=11001_2$**

$$+25_{10} = 011001_{SM}$$

$$-25_{10} = 111001_{SM}$$

O dicho de otra forma, para representar un número de n-bits en Signo y Magnitud se asignará:

- Un bit para representar el signo. Ese bit a menudo es el bit más significativo o MSB (de sus siglas en inglés) y, por convención un 0 denota un número positivo, y un 1 denota un número negativo.
- Los (n-1)-bits restantes para representar “el significando” que es la magnitud del número en valor absoluto.

## 2.2. Representación en Complemento a 1

Los números en el sistema de Complemento a 1 se codifican:

Si el número es positivo:

- El MSB es un 0 (signo)
- El resto de los bits son la magnitud en binario natural.

Si el número es negativo:

- El MSB es un 1 (signo)
- **El resto de los bits son el complemento (a 1) de la magnitud.**

**Ejm:  $25_{10}=11001_2$**

$$+25_{10} = 011001_{Ca1}$$

$$-25_{10} = 100110_{Ca1}$$

### 2.3. Representación en Complemento a 2

Los números en el sistema de Complemento a 2 se codifican:

Si el número es positivo:

- El MSB es un 0 (signo)
- El resto de los bits son la magnitud en binario natural

Si el número es negativo:

- El MSB es un 1 (signo)
- **El resto de los bits son el complemento (a 2) de la magnitud.**

El complemento a dos de un número (A) es su complemento a uno +1.

$$Ca2(A) = Ca1(A) + 1$$

**Ejm:**  $25_{10} = 11001_2$

$$+25_{10} = 011001_{Ca2}$$

$$-25_{10} = 100111_{Ca2}$$

#### Observaciones:

- No hay que confundir los conceptos de “operación de complementar a 2” y “representación en complemento a 2” de un número:

Operación de complementar a 2 un número A:

$$Ca2(A) = 2^n - A = Ca1(A) + 1$$

Representación en complemento a 2 de un número A:

Hay que distinguir si es positivo o negativo, sólo en el caso de que sea negativo dicha representación se obtiene aplicando la operación de complementar a 2.

- La representación en complemento a 2 es la más utilizada en los sistemas digitales para números con signo.

### 3. Complemento a 1 de un número Binario

La forma del complemento a uno de un número binario es un NOT bit a bit aplicado al número, es decir para calcular el complemento a 1 de un número binario (N), basta cambiar los unos por ceros y los ceros por unos.

NUMERO BINARIO					COMPLEMENTO A 1				
		1	0	1			0	1	0
	1	0	1	1		0	1	0	0
1	0	1	0	1	0	1	0	1	0

El complemento a 1 de un número positivo no sufre ningún cambio.

$$\text{Ca1}(2) = 00000010 = 00000010_2 ; \text{Ca1}(-2) = 11111101.$$

En la representación por Complemento a 1 de un número signado de n-bits asignamos:

1. Un bit para representar el signo. Ese bit a menudo es el bit más significativo y, por convención: un 0 denota un número positivo, y un 1 denota un número negativo;
2. Los (n-1)-bits restantes para representar “el significando” que es la magnitud del número en valor absoluto para el caso de números positivos, o bien, en el complemento a uno del valor absoluto del número, en caso de ser negativo.

**Ejm:**

**Supongamos que tenemos que representar el número  $-97_{10}$ . Procedemos a:**

1. Tomar nota del signo del número  $-97_{10}$ , que siendo negativo, llevará como bit de signo un 1.
2. Como el signo es negativo, el número a continuación del bit de signo, deberá expresarse en complemento a uno. Al realizar la conversión: el valor absoluto de  $-97_{10}$  es  $|-97_{10}| = 97_{10}$ . Que en binario es  $1100001_2$ , y el complemento a uno de  $1100001_2$  es  $\text{Ca1}(1100001) = 0011110_2$ .
3. Colocar todo junto, el número  $-97_{10}$  en binario con formato de Complemento a uno es:  $10011110_2$ . Donde el **1** en el bit más significativo indica un número negativo, y  $0011110_2$  es el significando en complemento a uno del valor absoluto del número.

Para el caso inverso, dado un número binario en Complemento a uno, por ejemplo,  $10110101_2$  (8 bits), procedemos a:

1. Analizar el bit más significativo, que siendo un 1 indica que el número es negativo;
2. Convertir el significando a la base deseada, por ejemplo, en decimal, tomando en cuenta que: el valor obtenido está en valor absoluto, que la magnitud real estará dada por el bit de signo obtenido antes, y que en caso de ser bit de signo negativo (como es el caso) se deberá obtener el complemento a uno:  $\text{Ca1}(0110101) = 1001010_2 = |74_{10}|$ . Siendo que el bit de signo es 1, el número real es  $-74_{10}$ . Si el bit de signo fuese 0, el número hubiese sido  $0110101_2 = +53_{10}$  ('sin complementar a uno).

#### 4. Complemento a 2 de un número Binario

Es un caso especial del complemento a una base. En este sistema de representación, los números positivos se expresan igual que en Signo Magnitud ó que en Binario Puro, sin embargo, para escribir los números negativos se utiliza el Complemento a 2.

Por tanto, en codificación binaria, el **Complemento a 2 (Ca2)** de un número entero positivo (**N**) se puede expresar como:

$$C_2(N) = 2^n - N = N_{C2}$$

El rango de representación en Complemento a 2 es:

$$(-2^{n-1})_{10} \leq x \leq (2^{n-1}-1)_{10}$$

**Ejm:** En Complemento a 2, para **n = 16**, el rango de representación es:

$$(-2^{16-1})_{10} \leq x \leq (2^{16-1}-1)_{10}$$

$$(-2^{15})_{10} \leq x \leq (2^{15}-1)_{10}$$

$$(-32768)_{10} \leq x \leq (32768-1)_{10}$$

$$-32768_{10} \leq x \leq 32767_{10}$$

**Ejm:** En complemento a 2 para  $n=16$ , el número positivo  $9503_{10}$  se representa igual que en Complemento a 1, Signo Magnitud o Binario Puro:

$$9503_{10} = 0010010100011111_{C2} = 0010010100011111_{C1} = 0010010100011111_{SM} = 0010010100011111_{BP}$$

**Ejm:** En Complemento a 2, para **n = 16**, el número **-9503<sub>10</sub>** se escribe calculando el Complemento a la base del número **9503<sub>10</sub>** representado en binario, es decir, del número **10010100011111<sub>2</sub>**.

$$9503_{10} = 010010100011111_2 \text{ (representamos con 15 bits ya que el bit 16 es el bit de signo)}$$

$$C_2(010010100011111) = 101101011100001_{C2}$$

$$-9503_{10} = 1101101011100001_{C2}$$

Si se pretende calcular el valor en base 10 de un número entero positivo (**N**) escrito Complemento a 2, se puede usar la misma fórmula que en Signo Magnitud o que en Binario Puro.

Un número ( $N$ ) representado en Complemento a 2 es positivo si el bit más significativo (MSB) es cero. En caso contrario, el número será negativo, y para calcular su valor en base 10, se tiene que utilizar la fórmula:

$$N_{C2} = (-a_{n-1} * 2^{n-1} + \sum_{i=0}^{n-2} (a_i * 2^i))_{10}$$

**Ejm:** Para calcular el valor en base 10 del número  $1001000000000110_{C2}$ , se debe emplear la fórmula anterior. De tal forma que:

MSB

$a_{15}$	$a_{14}$	$a_{13}$	$a_{12}$	$a_{11}$	$a_{10}$	$a_9$	$a_8$	$a_7$	$a_6$	$a_5$	$a_4$	$a_3$	$a_2$	$a_1$	$a_0$
1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0

$n=16$

$$1001000000000110_{C2} = ((-1 \times 2^{15}) + (1 \times 2^{12} + 1 \times 2^2 + 1 \times 2^1))_{10} = ((-32768) + (4102))_{10} = -28666_{10}$$

O también, por el MSB que es 1 el número es negativo, luego calculamos el complemento a 2 de los bits restantes:

$C_2(001000000000110) = 110111111111010_2$  que en base decimal es:

$$110111111111010_2 = 28666_{10}$$

Luego:

$$1001000000000110_{C2} = -28666_{10}$$

De esta forma, para la representación por Complemento a dos de un número signado de  $n$ -bits asignamos:

1. Un bit para representar el signo. Ese bit a menudo es el bit más significativo y, por convención: un 0 denota un número positivo, y un 1 denota un número negativo.
2. Los  $(n-1)$ -bits restantes para representar “el significando” que es la magnitud del número en valor absoluto para el caso de números positivos, o bien, en el complemento a dos del valor absoluto del número, en caso de ser negativo.

**Ejemplos:**

Sea una representación en formato de Complemento a dos que nos permite codificar en binario con 8 bits (un byte). Al igual que con la representación en Signo y Magnitud, y Complemento a uno, esto nos otorga

1 bit para el signo y 7 bits para la magnitud. Con 8 bits, podemos representar,  $2^8 = 256$  números. Los cuales, según este formato, van a estar repartidos entre 128 números positivos (bit de signo en 0) y 128 números negativos (bit de signo en 1).

Supongamos ahora, que tenemos que representar el número  $-97_{10}$ . Entonces procedemos:

1. Tomar nota del signo del número  $-97_{10}$ , que siendo negativo, llevará como bit de signo un 1
2. Como el signo es negativo, el número a continuación del bit de signo, deberá expresarse en complemento a dos. Al realizar la conversión: el valor absoluto de  $-97_{10}$  es  $|-97_{10}| = 97_{10}$ . Que en binario es:  $1100001_2$ , y el complemento a uno de  $1100001_2$  es  $Ca1(1100001) = 0011110_2$ , le sumamos uno para obtener el complemento a dos:  $0011110_2 + 0000001_2 = 0011111_2$ .
3. Colocar todo junto, el número  $-97_{10}$  en binario con formato de Complemento a dos es:  $10011111_2$ . Donde el 1 en el bit más significativo indica un número negativo, y  $0011111_2$  es el significando en complemento a dos del valor absoluto del número.

Para el caso inverso, dado un número binario en Complemento a dos, por ejemplo,  $10110101_{C2}$ , procedemos a:

1. Analizar el bit más significativo, que siendo un 1 indica que el número es negativo.
2. Convertir el significando a la base deseada, por ejemplo, en decimal, tomando en cuenta que: el valor obtenido está en valor absoluto, que la magnitud real estará dada por el bit de signo obtenido antes, y que en caso de ser bit de signo negativo (como es el caso) se deberá obtener el complemento a dos:  $Ca2(0110101) = Ca1(0110101) + 0000001_2$ , luego  $Ca1(0110101) = 1001010_2$ , y al sumarle 1,  $1001011_2 = |75_{10}|$ . Siendo que el bit de signo es 1, el número real es  $-75_{10}$ . Si el bit de signo fuese 0, el número hubiese sido  $0110101_2 = +53_{10}$  (sin complementar a dos).

### **Desventajas de la representación en Complemento a dos**

Siguiendo con el ejemplo de  $n = 8$  (8 bits).

- Posee un rango asimétrico: los números van del  $+127_{10}$  ( $01111111_2$ ), pasando por el  $+0_{10}$ ,  $00000000_2$ . Y aquí aparece la primera diferencia, el  $11111111_2$ , ya no es  $-0_{10}$  como en la representación anterior, sino que es  $-1_{10}$ , y al llegar al  $10000000_2$  nos encontramos con que el complemento a dos de  $10000000_2$  es  $10000000_2$ , (el mismo número). Por convención, se asigna a este número particular el valor  $-128_{10}$  (para 8 bits). Luego, en forma general, para n-bits, el rango (en decimal) para Complemento a dos es  $(-2^{n-1}; 2^{n-1}-1)$ .

## Ventajas de la representación en complemento a dos

Siguiendo con el ejemplo de  $n = 8$  (8 bits).

- No posee doble representación del cero.
- Permite operar aritméticamente.

### 4.1. Formas rápidas de hallar el complemento (a 2) de un número Binario

a) Para hallar el complemento a 2 de un número binario (N), se hace cambiando los 1 por ceros y los ceros por uno y sumando uno al resultado.

NUMERO BINARIO						COMPLEMENTO A 2				
1	0	0	1	0		0	1	1	0	1
									+	1
						0	1	1	1	0

b) Otra forma fácil de hallar el complemento a dos es la siguiente:

1. Empezando desde la derecha encontramos el primer '1'
2. Hacemos un NOT a todos los bits que quedan por la izquierda

NUMERO BINARIO							COMPLEMENTO A 2						
0	1	0	1	0	0	<b>1</b>	1	0	1	0	1	1	<b>1</b>
0	1	0	1	<b>1</b>	0	0	1	0	1	0	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>



# **ANEXO 3**

## **Interrupciones reales en las líneas de Transmisión L-6018 y L-1030 periodo 2018**

NRO EVENTO FALLA PROPIA	EQPO_LINEA	SUB ESTACION	FECHA INICIO	FECHA FIN	HORAS	CAUSA INTERRUPCION	TIPO DE INTERRUPCION	TIPIFICACION DE LA CAUSA	CAUSA REAL	FASES INVOLUCRADAS	POTENCIA (MW)	INFORMACION ADICIONAL
1	L-6018	SE ARES	03/01/2018 13:18:24	03/01/2018 13:27:24	0:09:00	FORZADA	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosfericas	T	6.695	Desconexión automática de la línea L-6018 (Ares - Arcata), por descargas atmosféricas en la zona de Ares - Arcata.
2	L-6018	SE ARES	03/01/2018 13:30:24	03/01/2018 13:40:24	0:10:00	FORZADA	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosfericas	R	1.918	Desconexión automática de la línea L-6018 (Ares - Arcata), por descargas atmosféricas en la zona de Ares - Arcata.
3	L-6018	SE ARES	07/02/2018 15:02:00	07/02/2018 15:09:00	0:07:00	FORZADA	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosfericas	RS	5,480	Desconexión automática de la línea L-6018 (Ares - Arcata), por descargas atmosféricas en la zona de Ares - Arcata.
4	L-6018	SE ARES	07/02/2018 15:15:00	07/02/2018 15:18:00	0:03:00	FORZADA	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosfericas	RST	5,480	Desconexión automática de la línea L-6018 (Ares - Arcata), por descargas atmosféricas en la zona de Ares - Arcata.
5	L-6018	SE ARES	15/03/2018 14:56:00	15/03/2018 15:02:00	0:06:00	FORZADA	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosfericas	RST	6.27	Desconexión automática de la línea L-6018 (Ares - Arcata), por falla trifásica generada por descargas atmosféricas.
6	L-6018	SE ARES	18/03/2018 16:14:41	18/03/2018 16:36:18	0:21:37	FORZADA	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosfericas	RT	5.408	Desconexión automática de la línea L-6018 (Ares - Arcata), a raíz de una falla bifásica a tierra generada por descargas atmosféricas en la zona de Ares - Arcata.
7	L-6018	SE ARES	30/04/2018 14:32:43	30/04/2018 14:49:22	0:16:39	FORZADA	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosfericas	ST	7.021	Desconexión automática del interruptor IP-ARE-66-22 de la línea L-6018, por falla BIFÁSICA A TIERRA en las fases 'S' y 'T', generada por descargas atmosféricas en la zona de Ares - Arcata.

Tabla 1: Reporte de interrupciones línea L-6018 66KV por falla propia periodo 2018.  
Fuente: Reporte de interrupciones Empresa Transmisora Aymaraes

NRO EVENTO FALLA PROPIA	EQPO_LINEA	SUB ESTACION	FECHA INICIO	FECHA FIN	HORAS	TIPO DE INTERRUPCION	TIPIFICACION DE LA CAUSA	CAUSA REAL	FASES INVOLUCRADAS	POTENCIA (MW)	INFORMACION ADICIONAL
1	L-1030	SE ARES	02/01/2018 11:49:00	02/01/2018 12:09:00	0:20:00	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosféricas	RST	1.4	Desconexión automática de la línea L-1030 (Ares Arcata), por descargas atmosféricas en las zona de Ares-Arcata.
2	L-1030	SE ARES	02/01/2018 12:33:00	02/01/2018 12:35:00	0:02:00	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosféricas	RST	0.432	Desconexión automática de la línea L-1030 (Ares Arcata) por descargas atmosféricas en las zona de Ares-Arcata.
3	L-1030	SE ARES	24/01/2018 06:56:24	24/01/2018 06:59:24	0:03:00	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Nieve	RST	0.247	Desconexión automática de la línea L-1030 (Ares Arcata) por desprendimiento de nevada en las zona de (Ares arcata).
4	L-1030	SE ARES	15/03/2018 15:28:00	15/03/2018 15:32:00	0:04:00	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosféricas	ST	1.801	Desconexión automática de la línea L-1030 (Ares- Arcata) por falla bifásica a tierra generada por descargas atmosféricas.
5	L-1030	SE ARES	19/03/2018 07:59:00	19/03/2018 08:03:00	0:04:00	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Nieve	ST	1.631	Desconexión automática de la línea L-1030 (Ares Arcata) por falla bifásica debido desprendimiento de nieve en la línea.
6	L-1030	SE ARES	23/04/2018 15:23:59	23/04/2018 15:30:24	0:06:25	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosféricas	RST	1.653	Desconexión automática de la línea L-1030 (Ares- Arcata) por FALLA TRIFÁSICA A TIERRA generada por descargas atmosféricas en la zona de Ares a Arcata.
7	L-1030	SE ARES	30/04/2018 14:32:42	30/04/2018 14:57:32	0:24:50	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosféricas	RS	1.698	Desconexión automática de la línea L-1030, por falla BIFÁSICA A TIERRA en las fases "R" y "S", generada por descargas atmosféricas en la zona de Ares – Arcata.
8	L-1030	SE ARES	17/12/2018 13:52:00	17/12/2018 13:55:00	0:03:00	FALLA_PROPIA	FENOMENOS_NATURALES	Descargas atmosféricas	RST	2.441	Desconexión automática de la línea L-1030 (Ares- Arcata) por descargas atmosféricas en la zona Ares- Arcata.

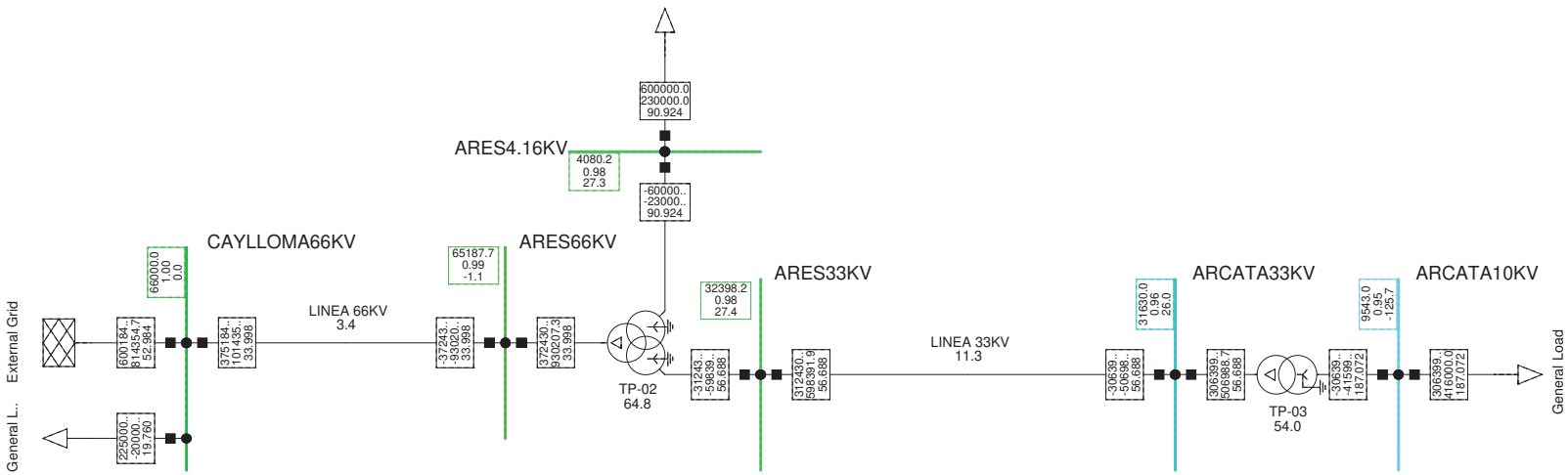
Tabla 2: Reporte de interrupciones línea L-1030 33KV por falla propia periodo 2018.  
Fuente: Reporte de interrupciones Empresa Transmisora Aymaraes

# **ANEXO 4**

## **Diagrama de los sistemas de las líneas L-6018 y L-1030 - Digsilent**



### Modelamiento del sistema de linea L-1030 33KV - Digsilent



# **ANEXO 5**

## **Código fuente Matlab**

## Código fuente del programa localizador de fallas en Matlab

Todo el programa está conformado por 11 subprogramas, 4 archivos m-file que son propiamente funciones y 5 funciones con interfaz gráfica (guide).

Para el programa principal y las demás funciones con interfaz gráfica, la programación se hace dentro de una plantilla creada automáticamente por matlab al hacer el diseño de la interfaz gráfica en el guide de Matlab.

### Programa principal

#### LOCALIZAR\_FALLA

```
function varargout = LOCALIZAR_FALLA(varargin)
% LOCALIZAR_FALLA MATLAB code for LOCALIZAR_FALLA.fig
% LOCALIZAR_FALLA, by itself, creates a new LOCALIZAR_FALLA or
raises the % existing
% singleton*.
% H = LOCALIZAR_FALLA returns the handle to a new LOCALIZAR_FALLA or
the % handle to
% the existing singleton*.
% LOCALIZAR_FALLA('CALLBACK', hObject,eventData,handles,...) calls
the %local
% function named CALLBACK in LOCALIZAR_FALLA.M with the given input
%arguments.
% LOCALIZAR_FALLA('Property','Value',...) creates a new
LOCALIZAR_FALLA %or raises the
% existing singleton*. Starting from the left, property value pairs
are
% applied to the GUI before LOCALIZAR_FALLA_OpeningFcn gets called.
An
% unrecognized property name or invalid value makes property
application
% stop. All inputs are passed to LOCALIZAR_FALLA_OpeningFcn via
%varargin.
% *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only
one
% instance to run (singleton)".
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES
% Edit the above text to modify the response to help LOCALIZAR_FALLA
% Last Modified by GUIDE v2.5 17-Nov-2019 09:27:20

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name', mfilename, ...
                  'gui_Singleton', gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @LOCALIZAR_FALLA_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn', @LOCALIZAR_FALLA_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn', [] , ...
                  'gui_Callback', []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end
```



```

if nargin
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before LOCALIZAR_FALLA is made visible.
function LOCALIZAR_FALLA_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles,
varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to LOCALIZAR_FALLA (see VARARGIN)
axes(handles.axes1)
image(imread('electrica.jpg'));
set(handles.axes1, 'Visible', 'off');
% % axis('off');
axes(handles.axes2)
image(imread('linea.jpg'));
set(handles.axes2, 'Visible', 'off');

%Para el tipo de red (No debe estar seleccionado ninguno)
set(handles.radiobutton10, 'Value', 0);
set(handles.radiobutton20, 'Value', 0);

% Choose default command line output for LOCALIZAR_FALLA
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes LOCALIZAR_FALLA wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = LOCALIZAR_FALLA_OutputFcn(hObject, eventdata,
handles)
% varargout  cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

% --- Executes on selection change in popupmenu1.
function popupmenu1_Callback(hObject, eventdata, handles) %IL fase A
% hObject    handle to popupmenu1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject, 'String')) returns popupmenu1
contents %as cell array

```

```

%         contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from
popupmenu1

Ifasea=get(hObject,'Value'); %Corriente
handles.Ifasea=Ifasea;
texto=get(hObject,'String');
str1=texto(Ifasea);
handles.str1=str1;
guidata(hObject,handles);

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function popupmenu1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to popupmenu1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on selection change in popupmenu2.
function popupmenu2_Callback(hObject, eventdata, handles) %IL fase B
% hObject    handle to popupmenu2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns popupmenu2
contents %as cell array
% contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from popupmenu2

Ifaseb=get(hObject,'Value'); %Corriente
handles.Ifaseb=Ifaseb;
texto=get(hObject,'String');
str2=texto(Ifaseb);
handles.str2=str2;
guidata(hObject,handles);

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function popupmenu2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to popupmenu2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

```

```

% --- Executes on selection change in popupmenu3.
function popupmenu3_Callback(hObject, eventdata, handles) %IL fase C
% hObject    handle to popupmenu3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns popupmenu3
contents %as cell array
%   contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from popupmenu3
Ifasec=get(hObject,'Value'); %Corriente
handles.Ifasec=Ifasec;
texto=get(hObject,'String');
str3=texto(Ifasec);
handles.str3=str3;
guidata(hObject,handles);

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function popupmenu3_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to popupmenu3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on selection change in popupmenu4.
function popupmenu4_Callback(hObject, eventdata, handles) %IN 3*I0
% hObject    handle to popupmenu4 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns popupmenu4
contents % as cell array
% contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from popupmenu4

Ifasen=get(hObject,'Value'); %Corriente
handles.Ifasen=Ifasen;
texto=get(hObject,'String');
str4=texto(Ifasen);
handles.str4=str4;
guidata(hObject,handles);

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function popupmenu4_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to popupmenu4 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))

```

```

        set(hObject,'BackgroundColor','white');
    end

% --- Executes on selection change in popupmenu5.
function popupmenu5_Callback(hObject, eventdata, handles) %V fase A
% hObject    handle to popupmenu5 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns popupmenu5
contents % as cell array
% contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from popupmenu5

Vfasea=get(hObject,'Value'); %Voltaje
handles.Vfasea=Vfasea;
texto=get(hObject,'String');
str5=texto(Vfasea);
handles.str5=str5;
guidata(hObject,handles);

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function popupmenu5_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to popupmenu5 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFCns
called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on selection change in popupmenu6.
function popupmenu6_Callback(hObject, eventdata, handles) %V fase B
% hObject    handle to popupmenu6 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns popupmenu6
contents % as cell array
% contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from popupmenu6

Vfaseb=get(hObject,'Value'); %Voltaje
handles.Vfaseb=Vfaseb;
texto=get(hObject,'String');
str6=texto(Vfaseb);
handles.str6=str6;
guidata(hObject,handles);

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function popupmenu6_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to popupmenu6 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB

```

```

% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on selection change in popupmenu7.
function popupmenu7_Callback(hObject, eventdata, handles) %V fase C
% hObject      handle to popupmenu7 (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns popupmenu7
contents % as cell array
% contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from popupmenu7

Vfasec=get(hObject,'Value'); %Voltaje
handles.Vfasec=Vfasec;
texto=get(hObject,'String');
str7=texto(Vfasec);
handles.str7=str7;
guidata(hObject,handles);

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function popupmenu7_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to popupmenu7 (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on selection change in popupmenu8.
function popupmenu8_Callback(hObject, eventdata, handles) %VN (3*V0)
% hObject      handle to popupmenu8 (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns popupmenu8
contents % as cell array
% contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from popupmenu8

Vfasen=get(hObject,'Value'); %Voltaje
handles.Vfasen=Vfasen;
texto=get(hObject,'String');
str8=texto(Vfasen);

```

```

handles.str8=str8;
guidata(hObject,handles);

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function popupmenu8_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to popupmenu8 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on button press in pushbutton3.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)%INICIO
ABRIR.CFG
% hObject    handle to pushbutton3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
global datoscfg
aAbrircfg %Abre y procesa el archivo .cfg del comtrade

iden_c=datoscfg;
set(handles.popupmenu1,'String',iden_c.ch_id);
set(handles.popupmenu2,'String',iden_c.ch_id);
set(handles.popupmenu3,'String',iden_c.ch_id);
set(handles.popupmenu5,'String',iden_c.ch_id);
set(handles.popupmenu6,'String',iden_c.ch_id);
set(handles.popupmenu7,'String',iden_c.ch_id);
set(handles.popupmenu4,'String',iden_c.ch_id);
set(handles.popupmenu8,'String',iden_c.ch_id);
% % set(handles.popupmenu8,'String',handles.datoscfg.ch_id);

guidata(hObject,handles);

% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton2_Callback(hObject, eventdata, handles)%CONFIRMAR
CANALES
% hObject    handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

%ANTES SE TIENE QUE EJECUTAR TODOS LOS POPUPMENU PARA QUE SE CREEN LOS
STRn
str1=handles.str1;
str2=handles.str2;
str3=handles.str3;
str4=handles.str4;
str5=handles.str5;
str6=handles.str6;
str7=handles.str7;

```

```

str8=handles.str8;
Ifasea=handles.Ifasea;
Ifaseb=handles.Ifaseb;
Ifasec=handles.Ifasec;
Ifasen=handles.Ifasen;
Vfasea=handles.Vfasea;
Vfaseb=handles.Vfaseb;
Vfasec=handles.Vfasec;
Vfasen=handles.Vfasen;

%Sentencias para garantizar que no se repitan los canales
vector=[str1,str2,str3,str4,str5,str6,str7,str8];
orden=[Ifasea,Ifaseb,Ifasec,Ifasen,Vfasea,Vfaseb,Vfasec,Vfasen];
unico=unique(vector,'stable');

if length(unico)<8
    errordlg('EXISTEN CANALES REPETIDOS EN SU SELECCION. VUELVA A INGRESAR
LOS CANALES','ERROR');
    set(handles.popupmenu1,'Value',1);
    set(handles.popupmenu2,'Value',1);
    set(handles.popupmenu3,'Value',1);
    set(handles.popupmenu4,'Value',1);
    set(handles.popupmenu5,'Value',1);
    set(handles.popupmenu6,'Value',1);
    set(handles.popupmenu7,'Value',1);
    set(handles.popupmenu8,'Value',1);
    set(handles.text40,'String','');
else
    set(handles.text40,'String','Realizado');
end
%-----
%Crear una nueva estructura de matrices "datosord" con valores
reordenados
%segun seleccion de canales
global datosfas datosdat datosord
%Ordenar la matriz base de acuerdo a la seleccion de canales
%Para campo rms
[f,c]=size(datosfas.rms);
rms_n=[];
for i=1:c
    rms_n=[rms_n,datosfas.rms(:,orden(i))];
end
datosord.rms=rms_n;
%Para campo complejo
complejo_n=[];
for i=1:c
    complejo_n=[complejo_n,datosfas.complejo(:,orden(i))];
end
datosord.complejo=complejo_n;
%Para campo modulos
modulos_n=[];
for i=1:c
    modulos_n=[modulos_n,datosfas.modulos(:,orden(i))];
end
datosord.modulos=modulos_n;
%Para el campo angulos

```

```

angulos_n=[];
for i=1:c
    angulos_n=[angulos_n,datosfas.angulos(:,orden(i))];
end
datosord.angulos=angulos_n;

%Ordenar valores reales de datosdat.vreal para la grafica
vreal_n=[];
for i=1:c
    vreal_n=[vreal_n,datosdat.vreal(:,orden(i))];
end
datosord.vreal=vreal_n;
datosord.n=datosdat.n;
datosord.time_stamp=datosdat.time_stamp;%%%%%%%%Agregado
datosord.ntrigger=datosfas.ntrigger;

set(handles.text46,'String','datosord ok');
% % global datosord

guidata(hObject, handles);

% --- Executes on button press in pushbutton3.
function pushbutton3_Callback(hObject, eventdata, handles)%ABRIR.DAT
% hObject    handle to pushbutton3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
global datosdat horadat postriger datosfas
aAbrirdat %Ejecuta aAbrirdat
% % global datosdat
set(handles.text39,'String','Se ejecuto .dat');
handles.datosdat=datosdat;

calc_hora %Ejecuta calc_hora
% % global horadat postriger
handles.horadat=horadat;
handles.postriger=postriger;

acalc_fasor %Ejecuta calc_fasor
set(handles.text5,'String','Se calculo Fasores');
% % global datosfas
handles.datosfas=datosfas;

guidata(hObject, handles);

function pushbutton4_Callback(hObject, eventdata, handles)%GRAFICAR
SEÑALES
% hObject    handle to pushbutton6 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
graficas

% --- Executes on button press in pushbutton6.
function pushbutton5_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton6 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB

```



```

% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
PARAM_LINEA

% --- Executes on button press in pushbutton5.
function pushbutton6_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to pushbutton5 (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
tipo_falla

% --- Executes on button press in pushbutton6.
function pushbutton7_Callback(hObject, eventdata, handles)%CALCULAR
% hObject      handle to pushbutton6 (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
global datoscalc Ipref rango_falla Vpref
amat_finall
% % global datoscalc
handles.datoscalc=datoscalc;

aIpreffalla
% % global Ipref rango_falla
handles.Ipref=Ipref;
handles.rango_falla=rango_falla;
aVpreffalla
% % global Vpref
handles.Vpref=Vpref;

%Recuperando el valor para "tipo de red"
tipored=handles.red; %Toma valor "1" para red radial y "2" para red no
radial

%Inicializa la localizacion de la dist de falla segun regla de
localizacion
global lenght_line Z1L Z0L tipog mpumeanR mpumeanT mpumeanE Rfalla
mpumeanN Rfalla2;
Z1=Z1L;
Z0=Z0L;
L=lenght_line;
tipo=tipog;

switch (tipored)

    case(1) %Red Radial
        %No depende de "m", "RF" ni "Tipo de falla"/ Metodo Eriksson defrente
        aErikson
        me=mpumeanE; %global mpumeanE Rfalla
        Rf=Rfalla;
        %Mostrar resultados
        distpu=round(me,4);
        distkm=round(distpu*L,2);
        set(handles.edit1,'String',distpu);
        set(handles.edit6,'String',distkm);
        set(handles.text45,'String','ERIKSSON');
        set(handles.edit5,'String',Rf);

```

```

case(2)%Red No Radial
%Depende de "RF" y solo para falla monofasica depende de "m"
%Hace una prelocalizacion por metodo de Eriksson
aErikson
mpre=mpumeanE;
Rpre=Rfalla;
%-----
%REGLA DE LOCALIZACION
if tipo==1 | tipo==2 | tipo==3 %Falla monofasica fases "a", "b" ó "c"
    if Rpre<=10 %Localiza por el metodo de Erikson
        %Finalizado/metodo Erikson/Se toma los valores de la
prelocalizacion
        distpu=round(mpre,4);
        distkm=round(distpu*L,2);
        set(handles.text45,'String','ERIKSSON');
    else %Rpre > 10 /Depende de "m"
        if mpre<=0.5
            %Metodo de Erikson/ Finaliza
            distpu=round(mpre,4);
            distkm=round(distpu*L,2);
            set(handles.text45,'String','ERIKSSON');
        else %mpre>0.5
            aTakagi
            mt=mpumeanT;
            distpu=round(mt,4);
            distkm=round(distpu*L,2);
            set(handles.text45,'String','TAKAGI');
        end
    end
elseif tipo==4 | tipo==5 | tipo==6 %Fallas bifasicas y bifasicas
puras
    if Rpre<=5
        %Finalizado/metodo Erikson
        distpu=round(mpre,4);
        distkm=round(distpu*L,2);
        set(handles.text45,'String','ERIKSSON');
    else %Rpre>5
        areact_simple
        mr=mpumeanR;
        distpu=round(mr,4);
        distkm=round(distpu*L,2);
        set(handles.text45,'String','REACTANCIA S. ');
    end
elseif tipo==7 %Falla trifasica
    if Rpre<=5
        %Finalizado/metodo Erikson
        distpu=round(mpre,4);
        distkm=round(distpu*L,2);
        set(handles.text45,'String','ERIKSSON');
    else %Rpre>5
        areact_simple
        mr=mpumeanR;
        distpu=round(mr,4);
        distkm=round(distpu*L,2);
        set(handles.text45,'String','REACTANCIA S. ');
    end
else

```

```

    error('No corresponde a ningun tipo de falla');
end
%Asignar valores de resultados
set(handles.edit1, 'String', distpu);
set(handles.edit6, 'String', distkm);
set(handles.edit5, 'String', round(Rpre,2));

    otherwise
    error('No seleccionó ningun tipo de Red');
end

guidata(hObject, handles);

% --- Executes on button press in pushbutton5.
function pushbutton8_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton5 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
localizar_grafica;

% --- Executes on button press in pushbutton9.
function pushbutton9_Callback(hObject, eventdata, handles)%SALIR
% hObject    handle to pushbutton9 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
clear global;
clear all;
close(gcf);

% --- Executes on button press in pushbutton10.
function pushbutton10_Callback(hObject, eventdata, handles)%REINICIAR
% hObject    handle to pushbutton10 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
clear global;
clear all;
close(gcf);
LOCALIZAR_FALLA

function edit1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit1 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit1 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.

```

```

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit5_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit5 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit5 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit5 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit5_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit5 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function edit6_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit6 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit6 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit6 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit6_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit6 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function text35_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to text35 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

```

```

% --- Executes when selected object is changed in uibuttongroup3.
function uibuttongroup3_SelectionChangedFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to the selected object in uibuttongroup3
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

if (hObject==handles.radiobutton10)%Red radial
    tipored=1;
elseif (hObject==handles.radiobutton20) %Red no radial
    tipored=2;
else
    error('No seleccionó ningun Tipo de red');
end
handles.red=tipored;

guidata(hObject,handles);

```

## Subprogramas ó scripts

### aAbrircfg

```

%Programa que abre el archivo .cfg y saca la data, esta asociado al
%subprograma 'comma.m'
global datoscfg;
% % clear all, clc
[file1,pos1]=uigetfile('*.CFG','Seleccione un archivo');
[fid1,texto1]=fopen([pos1,file1],'r');
n=1; maxl=130;
line{n,1}=fgetl(fid1);
while ischar(line{n,1})& n<=maxl
    n=n+1;
    line{n,1}=fgetl(fid1);
end
fclose(fid1);
line(end)=[];
datoscfg=comma(line);

```

### aAbrirdat

```

%Programa que abre el archivo .dat y muestra en matriz
global datoscfg datosdat;
%-----
format=datoscfg.ft;
%"ft" solamente deberia mostrar texto ASCII o ascii, BINARY o binary.
if strcmpi(format,'binary',3)==1
%-----
--
%Para datos en formato "binary"
[file2,pos2]=uigetfile('*.DAT','Seleccione un archivo');
[fid2,texto2]=fopen([pos2,file2],'r');
A=fread(fid2);
nnA=datoscfg.nnA;
nnD=datoscfg.nnD;
samp=datoscfg.samp; %Frecuencia de muestreo

```

```

endsamp=datoscfg.end_samp; %Numero de muestras
%Algoritmo que procesa y muestra en sus valores reales los datos del
%archivo .dat en formato BINARIO
byte=4+4+2*nnA+2*ceil(nnD/16);
%Creando la matriz B(mxn)donde m:Numero de muestras; n:Numero de bytes
%por muestra, todo en base decimal. B es la matriz primitiva de datos
i=1; j=1;
while i<=endsamp
    for k=1:byte
        B(i,k)=A(j);
        j=j+1;
    end
    i=i+1;
end
B;
%Determinar la matriz columna del numero de muestra "n" / 4bytes
muestra=B(:, [4 3 2 1]);
[f,c]=size(muestra);
% C=num2cell(muestra);
for q=1:f
    for p=1:4
        R(p)={dec2bin(muestra(q,p),8)};
    end
    Z=strcat(R{1:4});
    P(q,1)=bin2dec(Z); %Matriz Columna del numero de muestra
end
datosdat.n=P;
%-----
%Determinar la matriz columna de las marcas de tiempo "timestamp" /4bytes
timestamp=B(:, [8 7 6 5]);
[f1,c1]=size(timestamp);
% C=num2cell(muestra);
for q1=1:f1
    for p1=1:4
        S(p1)={dec2bin(timestamp(q1,p1),8)};
    end
    Z1=strcat(S{1:4});
    T(q1,1)=bin2dec(Z1); %Matriz Columna de las marcas de tiempo
end
datosdat.time_stamp=T;
%-----
%Recuperar la matriz con los vectores columna de valores de los canales
%analógicos /2bytes por cada canal. Solo se procesa canales analógicos
a=9; b=a+2*nnA-1;
h=1;
while a<=b
%Agrupando en dos bytes cada uno del total de los canales analógicos
%Formato Binario Complementario
    for j=1:endsamp
        C(j,1)=B(j,a);
        C(j,2)=B(j,a+1); %También se puede sacar con B(:, [9 10])
        str1=dec2bin(C(j,2),8); str2=dec2bin(C(j,1),8);
        z=strcat(str1,str2);
        x=str2num(z(1));
        switch(x)
            case 0 %es positivo
                z(1)='';

```

```

        k=1; Z=z;
        case 1 %es Negativo, se representa con el complemento.
            z(1)='';
            Z=complemento(z); %Llama a la funcion complemento(devuelve en
una %cadena el complemento de z)
            k=-1;
            otherwise
                error('El MSB no es 1 ni 0');
        end
        Q(j,h)=k*bin2dec(Z);
    end
end
a=a+2;
h=h+1;
end
datosdat.analog=Q; %"datosdat.analog" es la matriz de valores binarios
%convertidos a decimal
%-----
--
%Para datos en formato "ascii"
elseif strncmpi(format,'ascii',3)==1
[file2,pos2]=uigetfile('*.DAT','Seleccione un archivo');
MATRIZ=load([pos2,file2]);
datosdat.n=MATRIZ(:,1); %Numero de muestra
datosdat.time_stamp=MATRIZ(:,2); %Estampa de tiempo
datosdat.analog=MATRIZ(:,3:end); %Datos analogicos
else
error('No corresponde al formato "ASCII" o "BINARY"');
end %Finaliza el procesamiento para datos en formato binario/ascii
%-----
--
%Aplicando los factores de multiplicacion y adiccion para cada canal
%analogico (Determinar valores reales de medicion)
Datoss=[];
for jj=1:datoscfg.nnA
Datoss=[Datoss
datoscfg.amult(jj)*datosdat.analog(:,jj)+datoscfg.bmult(jj)];
end
%Datoss:son los datos reales de los canales analogicos en matriz
datosdat.vreal=Datoss;

```

## calc\_hora

```

%Programa que convierte las horas de tipo matriz a tipo string (cadena)
global datoscfg horadat postriger;
%Calculando las horas de marcas de tiempo
inicio=datoscfg.Tinicial;
% % hora=inicio{1}; (%Para sacar el contenido de la celda)
auxh=strrep(inicio,':',' ');
mathora=str2num(auxh);
%Sacando lo datos de segundos y convirtiendo a uS(microsegundo)
Tini=mathora(3)*1000000; %Convirtiendo a uS los segundos del tiempo
inicial
total=datoscfg.end_samp; %Numero total de datos
Dh(1,1)=Tini;
for jh=2:total
    Dh(jh,1)=Dh(jh-1,1)+1000000/datoscfg.samp;

```

```

end
%Dh es la matriz de segundos expresado en microsegundos
%Calculando la matriz de [horas,minutos,segundos]
Fh=[]; %Matriz de [HH MM SS] para todas las muestras
for ih=1:total
    if Dh(ih)<60000000
        Fh=[Fh;mathora(1),mathora(2),Dh(ih)/1000000];
    elseif Dh(ih)>=60000000
        Dh(ih)=Dh(ih)-60000000;
        aux4=mathora(2)+1;
        Fh=[Fh;mathora(1),aux4,Dh(ih)/1000000]; % Fh es matriz numerica
    end
end
%Convertir la matriz numerica de hora Fh en matriz de celdas con cadena
%de caracteres de la forma 'HH:MM:SS.SSSSSS'
HH=Fh(:,1); %Matriz numerica de las horas
MM=Fh(:,2); %Matriz numerica de minutos
SS=Fh(:,3); %Matriz numerica de segundos
hh=num2str(HH);
mm=num2str(MM);
ss=num2str(SS,8);
for kh=1:size(Fh,1)
    horass{kh,1}=strcat(hh(kh,:),':',mm(kh,:),':',ss(kh,:));
end
horadat=horass;
%-----
%Calculando la hora(HH:MM:SS) y el numero de muestra de Trigger
trig=datoscfg.Trigger;
auxt=strrep(trig,':',' ');
horat=str2num(auxt);
ttrigger=horat(3)*1000000;%Segundos del tiempo Trigger expresado en uS
%Encontrando la hora que mas se asemeja a la hora Trigger
[minimo,posicion]=min(abs(Dh-ttrigger));
postrigger=posicion; %Numero de muestra del tiempo trigger
vtrigger=Dh(posicion);%Valor de la hora trigger que mas se asemeja

```

### acalc\_fasor

```

global datoscfg datosdat datosfas horadat postrigger;
Af=datosdat.vreal';%Transpone la matriz de datos datosdat.vreal
%Eliminando todas las filas de puros ceros de Af(canales analogicos
vacios)
%sum(Af,2) devuelve un vector columna que contiene las sumas de cada
fila.
ind=find(sum(Af,2)==0);
%if A is a matrix, sum(A,2) is a column vector containing the sum of each
row.
Af(ind,:)=[];
N=datoscfg.samp/60; %Numero de muestras por ciclo
[f,c]=size(Af);
%Factores de multiplicacion para todos los canales
nf=0:19;
mreal=cos(2*pi*nf/N);
mimag=sin(2*pi*nf/N);
%Calculando las partes real e imaginaria del fasor en un instante dado

```



```

%k toma el valor de la fila que se esta analizando (fila por
fila)/calculo RMS
mat_compleja=zeros(c,f);
mat_rms=zeros(c,f);%Matriz de valores RMS
for k=1:f
%Iterando canal por canal
    i=N;
    while i<=c
        vent=Af(k,i-19:i);
        Vrms=sqrt(sum(vent.^2)/N);%Calculo del valor rms para esa muestra
        Preal=vent.*mreal; Sreal=2*sum(Preal)/N;
        Pimag=vent.*mimag; Simag=-2*sum(Pimag)/N;
        Fasor=complex(Sreal,Simag);
        mat_compleja(i,k)=Fasor;
%Para los valores RMS, k toma el valor de la fila analizada(fila por
fila)
        mat_rms(i,k)=Vrms;
        i=i+1;
    end
end
datosfas.rms=mat_rms;
datosfas.complejo=mat_compleja;

%Calculo de modulos y angulos de la matriz compleja
mat_mod=abs(mat_compleja(:,:))/sqrt(2); %valores RMS
mat_ang=angle(mat_compleja(:,:))*180/pi; %en grados sexagesimales
%Transformando los angulos negativos a positivos
for ii=1:size(mat_ang,1)%Para las filas
    for jj=1:size(mat_ang,2) %Para las columnas
        if sign(mat_ang(ii,jj))== -1
            mat_ang(ii,jj)=360+mat_ang(ii,jj);
        end
    end
end
datosfas.modulos=mat_mod;
datosfas.angulos=mat_ang;

datosfas.n=datosdat.n;
datosfas.time=horadat;
datosfas.ntrigger=postriger;

```

### **amat\_finall**

```

global datosord datoscfg datoscalc;
%Vectores estaticos para la localizacion de fallas y calculo de tensiones
y
%corrientes de secuencia
%Generando la matriz de tiempos "time" para el vector de referencia
kv=datoscfg.end_samp;
time=zeros(kv,1);
% % time(20,1)=0;
for j=21:kv
    time(j,1)=time(j-1,1)+1000/1200; %En milisegundos
end
%"time" matriz de tiempos en mS comienza en cero desde la muestra 20

```

```

%Vector Normal de referencia que gira a frecuencia fundamental
expo=(2*pi*60/1000)*time; %En radianes
complejo=exp(1j*expo);
vector=round(angle(complejo)*180/pi); %Expresado en grados sexagesimales
%Tranformando los angulos negativos a positivos
for iv=1:length(vector)%Para las filas
    if sign(vector(iv))== -1
        vector(iv)=360+vector(iv);
    end
end
%Restando angulos de los vectores giratorios y el vector de referencia
[f,c]=size(datosord.angulos);
ang_st=[]; %Matriz de angulos estaticos
for k=1:c
    resta=datosord.angulos(:,k)-vector; %Elemento a elemento
    ang_st=[ang_st,resta];
end
%Tranformando los angulos negativos a positivos
matrizang=ang_negativo(ang_st);%Llama a la funcion "ang_negativo"
%Formamos fasores con los resultados obtenidos para el calculo de la
%localizacion
[f1,c1]=size(datosord.rms);
[f2,c2]=size(matrizang);%angulos positivizados
if f1~=f2 | c1~=c2
    error('El numero de filas o columnas difieren')
end

%Calculando valores complejos elemento a elemento /son valores para
calculo
for m=1:f1 %filas
    for n=1:c1 %columnas

mat_final(m,n)=datosord.rms(m,n)*(cosd(matrizang(m,n))+1j*sind(matrizang(
m,n)));
    end
end
%Calculo de Componentes de secuencia canal por canal y dato por dato
a=exp(1j*(2*pi/3));
% % A=1/3*[[1 1 1];[1 a a^2];[1 a^2 a]] Matriz de transformacion
A0=1/3*[1,1,1]; %Para secuencia cero
A1=1/3*[1,a,a^2];%Para secuencia positiva
A2=1/3*[1,a^2,a];%Para secuencia negativa
%Estimando las componentes de secuencia para las corrientes
for j=1:size(mat_final,1)
    I0(j,1)=sum(A0.*mat_final(j,1:3));
    I1(j,1)=sum(A1.*mat_final(j,1:3));
    I2(j,1)=sum(A2.*mat_final(j,1:3));
    %Para las tensiones
    V0(j,1)=sum(A0.*mat_final(j,5:7));
    V1(j,1)=sum(A1.*mat_final(j,5:7));
    V2(j,1)=sum(A2.*mat_final(j,5:7));
end
Isecu=[I0,I1,I2];
Vsecu=[V0,V1,V2];
datoscalc.matfinal=mat_final;
datoscalc.Isecu=Isecu;
datoscalc.Vsecu=Vsecu;

```

## alprefalla

```
%Programa que halla las corrientes de prefalla de las tres fases
global datosord datoscalc Ipref rango_falla;
%Se considerara desde el trigger una posicion menos para Iprefalla
trig=datosord.ntrigger-1;
%Calcular las corrientes de prefalla
rms_a=datosord.rms(1:trig,[1,2,3]); %Base para hacer la comparacion
rms_b=fix(rms_a); %fix elimina los decimales
[f,c]=size(rms_a);
k=1;
while k<=3 %columnas
    temp=rms_b(:,k)'; %Vector temporal para calculo de la columna k
    valun=unique(temp,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
    existe
    for i=1:length(valun)
        m=valun(i);
        nrves(i)=length(find(temp==m)); %Vector fila de nro de veces que
        repite un valor
    end %la cantidad de elementos de valun y nrves deberia ser igual
    valor(k)=valun(find(nrves==max(nrves))); %Vector de valores que mas
    veces aparece
    k=k+1;
end
final_a=datoscalc.matfinal(1:trig,[1,2,3]); %Trabajar en base a esta
matriz
t=1;
while t<=3 %columnas 1 a 3
    for j=1:f
        if rms_a(j,t)>=(valor(t)-2) & rms_a(j,t)<=(valor(t)+2)
            selec(j,t)=final_a(j,t);
        else
            selec(j,t)=0;
        end
    end
    t=t+1;
end
%Eliminar los ceros de selec para sacar el promedio
faseA=[]; faseB=[]; faseC=[];
dat1=selec(:,1);
for h=1:length(dat1)
    if dat1(h)==0
        continue;
    else
        faseA=[faseA;dat1(h)];
    end
end
dat2=selec(:,2);
for h=1:length(dat2)
    if dat2(h)==0
        continue;
    else
        faseB=[faseB;dat2(h)];
    end
end
dat3=selec(:,3);
for h=1:length(dat3)
```

```

    if dat3(h)==0
        continue;
    else
        faseC=[faseC;dat3(h)];
    end
end
Ipref=[mean(faseA),mean(faseB),mean(faseC)];%Datos para calculo
Iprefallas
%-----
%Calcular el rango de filas de la corriente de falla para cada fase
%Todo en valores RMS /ya para calculo de distancia de falla
rms_pref=abs(Ipref);%Valores medios de corriente
base=datosord.rms(:,[1,2,3]); %Base para hacer la comparacion
[f3,c3]=size(base);
v=1;
while v<=c3 %columnas 1 a 3
    for jj=1:f3
        if base(jj,v)>=2*rms_pref(v)
            rango(jj,v)=1;
        else
            rango(jj,v)=0;
        end
    end
    v=v+1;
end
suma=sum(rango,2);
rang=nnz(suma);
for ii=1:length(suma)
    if suma(ii)==0
        continue;
    else
        fila1=ii;
        break;
    end
end
fila2=fila1+rang-1;
rango_falla=[fila1,fila2];%Rango de filas valores RMS fallados

```

### **aVprefalla**

```

%Programa que halla las tensiones de prefalla de las tres fases/Erikson
global datosord datoscalc Vpref;
%Se considerara desde el trigger una posicion menos para Vprefalla
trig=datosord.ntrigger-1;
%Calcular las tensiones de prefalla
rms_av=datosord.rms(1:trig,[5,6,7]); %Base para hacer la comparacion
rms_bv=fix(rms_av/1000);%convierte a KV y fix elimina los decimales
[f,c]=size(rms_av);
k=1;
while k<=3 %columnas
    tempv=rms_bv(:,k)'; %Vector temporal para calculo de la columna k
    valunv=unique(tempv,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
    existe
    for i=1:length(valunv)
        m=valunv(i);
    end
end

```

```

    nrvesv(i)=length(find(tempv==m)); %Vector fila de nro de veces que
repite %un valor
    end %la cantidad de elementos de valum y nrves deberia ser igual
    valorkv(k)=valunv(find(nrvesv==max(nrvesv))); %Vector de valores que
mas %veces aparece
    k=k+1;
end
valorv=valorkv*1000; %Voltajes que mas veces aparece redondeado y en
voltios
final_av=datoscalc.matfinal(1:trig,[5,6,7]); %Trabajar en base a esta
matriz
t=1;
while t<=3 %columnas 1 a 3
    for j=1:f
        if rms_av(j,t)>=(valorv(t)-1500) & rms_av(j,t)<=(valorv(t)+1500)
            selectv(j,t)=final_av(j,t);
        else
            selectv(j,t)=0;
        end
    end
    t=t+1;
end
%Eliminar los ceros de selectv para sacar el promedio
fasevA=[]; fasevB=[]; fasevC=[];
dat1v=selectv(:,1);
for h=1:length(dat1v)
    if dat1v(h)==0
        continue;
    else
        fasevA=[fasevA;dat1v(h)];
    end
end
dat2v=selectv(:,2);
for h=1:length(dat2v)
    if dat2v(h)==0
        continue;
    else
        fasevB=[fasevB;dat2v(h)];
    end
end
dat3v=selectv(:,3);
for h=1:length(dat3v)
    if dat3v(h)==0
        continue;
    else
        fasevC=[fasevC;dat3v(h)];
    end
end
Vpref=[mean(fasevA),mean(fasevB),mean(fasevC)];%Datos para calculo
Vprefallas

```

### areact\_simple

```

%-----inicializa localizacion-----
global datoscalc rango_falla mpumeanR
%mat_falla es la submatriz de mat_final con las filas solo de falla

```

```

mat_fallar=datoscalc.matfinal(rango_falla(1):rango_falla(2),:);
%Corrientes de Secencia
corr_secr=datoscalc.Isec(rango_falla(1):rango_falla(2),:);
%-----

Zcero=Z0*L; Zpos=Z1*L;
K0=(Zcero-Zpos)/(3*Zpos);
%El metodo de reactancia no necesita varIG
%Para el caso 1:FA-N
switch (tipo)
    case 1 %falla FaseA-Ground/ Tensiones canal 5 corrientes canal 1
        VAM=mat_fallar(:,5);
        IAM=mat_fallar(:,1)+K0*corr_secr(:,1)*3; %%%%%%%%%OJO SE SACO EL *3
        mpur=imag(VAM./IAM)/imag(Zpos);%La distancia de falla en PU/ Matriz

    case 2 %falla FaseB-Ground/ Tensiones canal 6 corrientes canal 2
        VAM=mat_fallar(:,6);
        IAM=mat_fallar(:,2)+K0*corr_secr(:,1)*3;
        mpur=imag(VAM./IAM)/imag(Zpos);%La distancia de falla en PU/ Matriz

    case 3 %falla FaseC-Ground/ Tensiones canal 7 corrientes canal 3
        VAM=mat_fallar(:,7);
        IAM=mat_fallar(:,3)+K0*corr_secr(:,1)*3;
        mpur=imag(VAM./IAM)/imag(Zpos);%La distancia de falla en PU/ Matriz

    case 4 %falla fases A-B y A-B-Ground/ Columnas 5 y 6 tensiones
        VAM=mat_fallar(:,5)-mat_fallar(:,6);
        IAM=mat_fallar(:,1)-mat_fallar(:,2);
        mpur=imag(VAM./IAM)/imag(Zpos);

    case 5 %falla fases B-C y B-C-Ground/ Columnas 5 y 6 tensiones
        VAM=mat_fallar(:,6)-mat_fallar(:,7);
        IAM=mat_fallar(:,2)-mat_fallar(:,3);
        mpur=imag(VAM./IAM)/imag(Zpos);

    case 6 %falla fases C-A y C-A-Ground/ Columnas 7 y 5 tensiones
        VAM=mat_fallar(:,7)-mat_fallar(:,5);
        IAM=mat_fallar(:,3)-mat_fallar(:,1);
        mpur=imag(VAM./IAM)/imag(Zpos);

    case 7 %falla 3F y 3F-ground
        VAM1=mat_fallar(:,5)-mat_fallar(:,6); %Similar falla A-B
        IAM1=mat_fallar(:,1)-mat_fallar(:,2);
        mpuAB=imag(VAM1./IAM1)/imag(Zpos);
        VAM2=mat_fallar(:,6)-mat_fallar(:,7); %Similar falla B-C
        IAM2=mat_fallar(:,2)-mat_fallar(:,3);
        mpuBC=imag(VAM2./IAM2)/imag(Zpos);
        VAM3=mat_fallar(:,7)-mat_fallar(:,5);
        IAM3=mat_fallar(:,3)-mat_fallar(:,1);
        mpuCA=imag(VAM3./IAM3)/imag(Zpos);
        mpur=[mpuAB,mpuBC,mpuCA];

    otherwise
        disp('NO CORRESPONDE A NINGUN TIPO DE FALLA');
end

```

```

%-----
%HALLANDO EL VALOR MEDIO DE mpu (la distancia media en pu)
mpumeanR=selecmpu (mpur);

```

## aTakagi

```

%-----inicializa localizacion-----
global datoscalc rango_falla Ipref mpumeanT
%mat_falla es la submatriz de mat_final con las filas solo de falla
mat_fallat=datoscalc.matfinal(rango_falla(1):rango_falla(2),:);
%Corrientes de Secencia
corr_sect=datoscalc.Isec(rango_falla(1):rango_falla(2),:);
%-----
Zcero=Z0*L; Zpos=Z1*L;
K0=(Zcero-Zpos)/(3*Zpos);
%El metodo de Takagi necesita ?IG/ trabaja todo con mat_falla que es la
%matriz de valores de falla
%Para el caso 1:FA-N
switch (tipo)
  case 1 %falla FaseA-Ground/ Tensiones canal 5 corrientes canal 1
    VA=mat_fallat(:,5); %valores para VG
    varIG=mat_fallat(:,1)-Ipref(1); %Calculo de ?IG=IA-IApre
    IA=mat_fallat(:,1)+K0*corr_sect(:,1)*3; %IG=IA+K0*I0
    Num=VA.*conj(varIG);
    Den=Zpos*(IA.*conj(varIG));
    mput=imag(Num)./imag(Den); %La distancia de falla en PU/ Matriz

  case 2 %falla FaseB-Ground/ Tensiones canal 6 corrientes canal 2
    VB=mat_fallat(:,6); %valores para VG
    varIG=mat_fallat(:,2)-Ipref(2); %Calculo de ?IG=IB-IBpre
    IB=mat_fallat(:,2)+K0*corr_sect(:,1)*3; %IG=IB+K0*I0
    Num=VB.*conj(varIG);
    Den=Zpos*(IB.*conj(varIG));
    mput=imag(Num)./imag(Den); %La distancia de falla en PU/ Matriz

  case 3 %falla FaseC-Ground/ Tensiones canal 7 corrientes canal 3
    VC=mat_fallat(:,7); %valores para VG
    varIG=mat_fallat(:,3)-Ipref(3); %Calculo de ?IG=IC-ICpre
    IC=mat_fallat(:,3)+K0*corr_sect(:,1)*3; %IG=IC+K0*I0
    Num=VC.*conj(varIG);
    Den=Zpos*(IC.*conj(varIG));
    mput=imag(Num)./imag(Den); %La distancia de falla en PU/ Matriz

  case 4 %falla fases A-B y A-B-Ground/ Columnas 5 y 6 tensiones
    VAB=mat_fallat(:,5)-mat_fallat(:,6); %valores para VG
    varIG=(mat_fallat(:,1)-Ipref(1))-(mat_fallat(:,2)-Ipref(2)); %Calculo
de %?IG=(IA-IApre)-(IB-IBpre)
    IAB=mat_fallat(:,1)-mat_fallat(:,2); % IG=IA-IB
    Num=VAB.*conj(varIG);
    Den=Zpos*(IAB.*conj(varIG));
    mput=imag(Num)./imag(Den);

  case 5 %falla fases B-C y B-C-Ground/ Columnas 5 y 6 tensiones
    VBC=mat_fallat(:,6)-mat_fallat(:,7); %valores para VG

```

```

    varIG=(mat_fallat(:,2)-Ipref(2))-(mat_fallat(:,3)-Ipref(3)); %Calculo
de %?IG=(IB-IBpre)-(IC-ICpre)
    IBC=mat_fallat(:,2)-mat_fallat(:,3); % IG=IB-IC
    Num=VBC.*conj(varIG);
    Den=Zpos*(IBC.*conj(varIG));
    mput=imag(Num)./imag(Den);

    case 6 %falla fases C-A y C-A-Ground/ Columnas 7 y 5 tensiones
    VCA=mat_fallat(:,7)-mat_fallat(:,5); %valores para VG
    varIG=(mat_fallat(:,3)-Ipref(3))-(mat_fallat(:,1)-Ipref(1)); %Calculo
de %?IG=(IC-ICpre)-(IA-IApre)
    ICA=mat_fallat(:,3)-mat_fallat(:,1); % IG=IC-IA
    Num=VCA.*conj(varIG);
    Den=Zpos*(ICA.*conj(varIG));
    mput=imag(Num)./imag(Den);

    case 7 %falla 3F y 3F-Ground
    %Fases AB
    VAB=mat_fallat(:,5)-mat_fallat(:,6); %valores para VG
    varIG1=(mat_fallat(:,1)-Ipref(1))-(mat_fallat(:,2)-Ipref(2));
%Calculo de %?IG=(IA-IApre)-(IB-IBpre)
    IAB=mat_fallat(:,1)-mat_fallat(:,2); % IG=IA-IB
    Num1=VAB.*conj(varIG1);
    Den1=Zpos*(IAB.*conj(varIG1));
    mpuAB=imag(Num1)./imag(Den1);
    %Fases BC
    VBC=mat_fallat(:,6)-mat_fallat(:,7); %valores para VG
    varIG2=(mat_fallat(:,2)-Ipref(2))-(mat_fallat(:,3)-Ipref(3));
%Calculo de %?IG=(IB-IBpre)-(IC-ICpre)
    IBC=mat_fallat(:,2)-mat_fallat(:,3); % IG=IB-IC
    Num2=VBC.*conj(varIG2);
    Den2=Zpos*(IBC.*conj(varIG2));
    mpuBC=imag(Num2)./imag(Den2);
    %Fases CA, es igual AC
    VCA=mat_fallat(:,7)-mat_fallat(:,5); %valores para VG
    varIG3=(mat_fallat(:,3)-Ipref(3))-(mat_fallat(:,1)-Ipref(1));
%Calculo de %?IG=(IC-ICpre)-(IA-IApre)
    ICA=mat_fallat(:,3)-mat_fallat(:,1); % IG=IC-IA
    Num3=VCA.*conj(varIG3);
    Den3=Zpos*(ICA.*conj(varIG3));
    mpuCA=imag(Num3)./imag(Den3);

    mput=[mpuAB,mpuBC,mpuCA];

    otherwise
    disp('NO CORRESPONDE A NINGUN TIPO DE FALLA');
end
%-----
%HALLANDO EL VALOR MEDIO DE mpu (la distancia media en pu)
mpumeanT=selecmpu(mput);

```

## aEriksson

```

%-----inicializa localizacion-----
global datoscalc rango_falla Ipref Vpref mpumeanE Rfalla

```



```

Zcero=Z0*L;
Zpos=Z1*L;
K0=(Zcero-Zpos)/(3*Zpos);
%-----Calculo de ZG-----
%Corrientes y Voltajes de Secuencia positiva PREFALLA
trig1=rango_falla(1)-3; %Inicio de perturbacion, incremento brusco de
%corriente a 2*IN
Isec_pre=datoscalc.Isec(1:trig1,:);%Se resta -3 para asegurar que los
datos %son prefalla
Vsec_pre=datoscalc.Vsec(1:trig1,:);
%Eliminar filas que suman cero de Isec_pre y Vsec_pre
nulla=find(sum(Isec_pre,2)==0); %Filas que suman cero Isec
Isec_pre(nulla,:)=[];
nullb=find(sum(Vsec_pre,2)==0); %Filas que suman cero Vsec
Vsec_pre(nullb,:)=[];
%Calculando valores VG1pre y IG1pre (Secuencia positiva)
VG1pre=mean(Vsec_pre(:,2)); %Se considera las filas desde 20 hasta
%(rango_falla(1)-3)/CORREGIDO
IG1pre=mean(Isec_pre(:,2)); %Se considera las filas desde 20 hasta
%(rango_falla(1)-3)/CORREGIDO
%Corrientes y Voltajes de Secuencia DURANTE FALLA
corr_sec=datoscalc.Isec(rango_falla(1):rango_falla(2),:);
volt_sec=datoscalc.Vsec(rango_falla(1):rango_falla(2),:);
%-----
a=exp(1j*(2*pi/3));
A0=1/3*[1,1,1]; %Para secuencia cero
A1=1/3*[1,a,a^2];%Vector de transformacion para secuencia positiva
A2=1/3*[1,a^2,a];%Para secuencia negativa
%Vprefalla de secuencia cero, positiva y negativa
Vpre1=sum(A1.*Vpref);
%Iprefalla de secuencia cero, positiva y negativa
Ipre1=sum(A1.*Ipref);
%-----
%Calculo de ZG dato por dato, VG1pre y IG1pre son fijos definidos
ZG1=-(volt_sec(:,2)-VG1pre)./(corr_sec(:,2)-IG1pre);%Vector columna
%-----Escojinamiento de valores optimos para ZG-----
--
realZG1=real(ZG1);
imagZG1=imag(ZG1);
auxR=fix(realZG1);%fix elimina los decimales
auxI=fix(imagZG1);%fix elimina los decimales
%Para la parte real
tempR=auxR';
valunR=unique(tempR,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
for i=1:length(valunR)
mr=valunR(i);
nrvesR(i)=length(find(tempR==mr)); %Vector fila de nro de veces que
repite %un valor
end %la cantidad de elementos de valunR y nrvesR deberia ser igual
valorR=valunR(find(nrvesR==max(nrvesR))); %Valor que mas veces aparece
%Para la parte imaginaria
tempI=auxI';
valunI=unique(tempI,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
for j=1:length(valunI)
mi=valunI(j);

```

```

    nrvesI(j)=length(find(tempI==mi)); %Vector fila de nro de veces que
repite %un valor
    end %la cantidad de elementos de valunI y nrvesI deberia ser igual
    valorI=valunI(find(nrvesI==max(nrvesI))); %Valor que mas veces aparece
%Seleccionar datos de ZG1/Ambos componentes deben cumplir margen
variacion
    for k=1:length(ZG1)
        if (real(ZG1(k))>=(valorR-8) & real(ZG1(k))<=(valorR+8)) &
(imag(ZG1(k))>=(valorI-8) & imag(ZG1(k))<=(valorI+8))
            auxZG(k)=ZG1(k);
        else
            auxZG(k)=0;
        end
    end
nuevoZG1=auxZG';
%Eliminando los ceros del vector fila auxZG
fcero=find(auxZG==0); %Encuentra las posiciones de los valores ceros
%if A is a matrix, sum(A,2) is a column vector containing the sum of
each %row.
auxZG(fcero)=[]; %Elimina los valores complejos que son cero
ZG=mean(auxZG);
%-----
-
%-----ESTIMACION DE ZH PARA EL OTRO EXTREMO-----
%De frente calcula ZH por caída de tensión, ya no se da la opción de
ingresarlo
%OJO el valor de ZH es de secuencia positiva
%Calculo de tensión en el extremo B
trige=rango_falla(1)-3; %Se resta -3 para asegurar que todos los datos
son %de prefalla
VfasesA=datoscalc.matfinal(1:trige,[5,6,7]); %Tensiones fases A,B,C
prefalla
IfasesA=datoscalc.matfinal(1:trige,[1,2,3]); %Corrientes fases A,B,C
%prefalla
%Eliminando las filas de puros ceros
cerov=find(sum(VfasesA,2)==0); %Filas que suman cero de VfasesA
%if A is a matrix, sum(A,2) is a column vector containing the sum of
each %row.
VfasesA(cerov,:)=[];
ceroi=find(sum(IfasesA,2)==0); %Filas que suman cero de IfasesA
IfasesA(ceroi,:)=[];
%VfasesA y IfasesA queda como matrices de puro datos, sin ceros
%-----
-
%Calcular la caída de tensión
varV=IfasesA*Zpos; %Matriz de caídas de tensión
VfasesB=VfasesA-varV; %Valores de tensión para el extremo B
%Hallando la potencia compleja monofásica S=VB*conj(IB)/elemento a
elemento
S=VfasesB.*conj(IfasesA); %Elemento a elemento/ Matriz compleja de 3
%columnas
%Hallando los módulos de VfasesB para cálculo de impedancia
modVB=abs(VfasesB);
%Cálculo de impedancia
matZ=[];
for ji=1:size(S,2)
    auxS=S(:,ji);

```

```

auxV=modVB(:,ji);
valorZ=conj((auxV.^2)./auxS);%conj(ZG)=(modulo(V)^2)/S
matZ=[matZ,valorZ];
end
faseZ(1)=mean(matZ(:,1)); faseZ(2)=mean(matZ(:,2));
faseZ(3)=mean(matZ(:,3));
ZH=mean(faseZ);

%-----CALCULO DE LA DISTANCIA DE FALLA SEGUN TIPO DE FALLA-----
---
%mat_falla es la submatriz de mat_final con las filas solo de falla
mat_falla=datoscalc.matfinal(rango_falla(1):rango_falla(2),:);
%Para el caso 1:FA-N
switch (tipo)
    case 1 %falla FaseA-Ground/ Tensiones canal 5 corrientes canal 1
        VG=mat_falla(:,5); %VG=VA
        IG=mat_falla(:,1)+K0*corr_sec(:,1)*3; %IG=IA+K0*3I0
        varIG=mat_falla(:,1)-Ipref(1); %Calculo de ?IG=IA-IApre
        ZL=Zpos;
        k1=1+ZH/ZL+VG./(IG*ZL); %vector columna
        k2=(VG./(IG*ZL))*(ZH/ZL+1);
        k3=(varIG./(IG*ZL))*((ZH+ZG)/ZL+1);
        a=real(k1); %a,b,c,d,e,f son vectores columnas
        b=imag(k1);
        c=real(k2);
        d=imag(k2);
        e=real(k3);
        f=imag(k3);
        m1=((a-(e.*b)./f)+sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;
        m2=((a-(e.*b)./f)-sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;

        comp=(m1>1);
        if nnz(comp)>60
            mpue=m2;
        else
            mpue=m1;
        end

        %Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
        mpumeanE=selecmpu(mpue);
        %Hallar la resitencia de falla
        mc=mpumeanE; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
        rfalla=(d-mc*b)./f;
        %Seleccion de valores correctos para "rfalla"
        auxr=rfalla'*10;
        temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
        valunrs=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
        for ir=1:length(valunrs)
            ms=valunrs(ir);
            nrvesr(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces que
%repite un valor
            end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
            valorrs=valunrs(find(nrvesr==max(nrvesr))); %Valor que mas veces
aparece

```

```

valor=valorrs/10; %Valor medio que mas veces se presenta
for jr=1:length(rfalla)
    if rfalla(jr)>(valor-0.2) & rfalla(jr)<(valor+0.2)
        selecr(jr,1)=rfalla(jr);
    else
        selecr(jr,1)=0;
    end
end
%Eliminar ceros y hallar el promedio
mat_res=[];
for hr=1:length(selecr)
    if selecr(hr)==0
        continue;
    else
        mat_res=[mat_res;selecr(hr)];
    end
end
Rfalla=mean(mat_res);

case 2 %falla FaseB-Ground/ Tensiones canal 6 corrientes canal 2
VG=mat_falla(:,6); %VG=VB
IG=mat_falla(:,2)+K0*corr_sec(:,1)*3; %IG=IB+K0*3I0
varIG=mat_falla(:,2)-Ipref(2); %Calculo de ?IG=IB-IBpre
ZL=Zpos;
k1=1+ZH/ZL+VG./(IG*ZL);%vector columna
k2=(VG./(IG*ZL))*(ZH/ZL+1);
k3=(varIG./(IG*ZL))*((ZH+ZG)/ZL+1);
a=real(k1);
b=imag(k1);
c=real(k2);
d=imag(k2);
e=real(k3);
f=imag(k3);
m1=((a-(e.*b)./f)+sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;
m2=((a-(e.*b)./f)-sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;

comp=(m1>1);
if nnz(comp)>60
    mpue=m2;
else
    mpue=m1;
end

%Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
mpumeanE=selecmpu(mpue);
%Hallar la resitencia de falla
mc=mpumeanE; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
rfalla=(d-mc*b)./f;
%Seleccion de valores correctos para "rfalla"
auxr=rfalla'*10;
temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
valunrs=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
for ir=1:length(valunrs)
    ms=valunrs(ir);

```

```

    nrvesr(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces que
%repite un valor
    end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
    valorrs=valunrs(find(nrvesr==max(nrvesr))); %Valor que mas veces
aparece
    valor=valorrs/10; %Valor medio que mas veces se presenta
    for jr=1:length(rfalla)
        if rfalla(jr)>(valor-0.2) & rfalla(jr)<(valor+0.2)
            selecr(jr,1)=rfalla(jr);
        else
            selecr(jr,1)=0;
        end
    end
    end
    %Eliminar ceros y hallar el promedio
    mat_res=[];
    for hr=1:length(selecr)
        if selecr(hr)==0
            continue;
        else
            mat_res=[mat_res;selecr(hr)];
        end
    end
    end
    Rfalla=mean(mat_res);

case 3 %falla FaseC-Ground/ Tensiones canal 7 corrientes canal 3
VG=mat_falla(:,7); %VG=VC
IG=mat_falla(:,3)+K0*corr_sec(:,1)*3; %IG=IC+K0*3I0
varIG=mat_falla(:,3)-Ipref(3); %Calculo de ?IG=IC-ICpre
ZL=Zpos;
k1=1+ZH/ZL+VG./(IG*ZL); %vector columna
k2=(VG./(IG*ZL))*(ZH/ZL+1);
k3=(varIG./(IG*ZL))*((ZH+ZG)/ZL+1);
a=real(k1);
b=imag(k1);
c=real(k2);
d=imag(k2);
e=real(k3);
f=imag(k3);
m1=((a-(e.*b)./f)+sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;
m2=((a-(e.*b)./f)-sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;

comp=(m1>1);
if nnz(comp)>60
    mpue=m2;
else
    mpue=m1;
end

%Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
mpumeanE=selecmpu(mpue);
%Hallar la resitencia de falla
mc=mpumeanE; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
rfalla=(d-mc*b)./f;
%Seleccion de valores correctos para "rfalla"
auxr=rfalla'*10;

```

```

    temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
    valunrs=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
    for ir=1:length(valunrs)
        ms=valunrs(ir);
        nrvesr(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces que
%repite un valor
    end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
    valorrs=valunrs(find(nrvesr==max(nrvesr))); %Valor que mas veces
aparece
    valor=valorrs/10; %Valor medio que mas veces se presenta
    for jr=1:length(rfalla)
        if rfalla(jr)>(valor-0.2) & rfalla(jr)<(valor+0.2)
            selecr(jr,1)=rfalla(jr);
        else
            selecr(jr,1)=0;
        end
    end
    %Eliminar ceros y hallar el promedio
    mat_res=[];
    for hr=1:length(selecr)
        if selecr(hr)==0
            continue;
        else
            mat_res=[mat_res;selecr(hr)];
        end
    end
    Rfalla=mean(mat_res);

case 4 %falla fases A-B y A-B-Ground/ Columnas 5 y 6 tensiones
VG=mat_falla(:,5)-mat_falla(:,6); %VG=VA-VB
IG=mat_falla(:,1)-mat_falla(:,2); %IG=IA-IB
varIG=(mat_falla(:,1)-Ipref(1))-(mat_falla(:,2)-Ipref(2)); %Calculo
de %?IG=(IA-IApre)-(IB-IBpre)
ZL=Zpos;
k1=1+ZH/ZL+VG./(IG*ZL); %vector columna
k2=(VG./(IG*ZL))*(ZH/ZL+1);
k3=(varIG./(IG*ZL))*((ZH+ZG)/ZL+1);
a=real(k1);
b=imag(k1);
c=real(k2);
d=imag(k2);
e=real(k3);
f=imag(k3);
m1=((a-(e.*b)./f)+sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;
m2=((a-(e.*b)./f)-sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;

comp=(m1>1);
if nnz(comp)>60
    mpue=m2;
else
    mpue=m1;
end

%Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
mpumeanE=selecmpu(mpue);

```

```

    %Hallar la resitencia de falla
    mc=mpumeanE; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
    rfalla=(d-mc*b)./f;
    %Seleccion de valores correctos para "rfalla"
    auxr=rfalla'*10;
    temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
    valunrs=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
    for ir=1:length(valunrs)
        ms=valunrs(ir);
        nrvesr(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces que
%repite un valor
    end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
    valorrs=valunrs(find(nrvesr==max(nrvesr))); %Valor que mas veces
aparece
    valor=valorrs/10; %Valor medio que mas veces se presenta
    for jr=1:length(rfalla)
        if rfalla(jr)>(valor-0.2) & rfalla(jr)<(valor+0.2)
            selecr(jr,1)=rfalla(jr);
        else
            selecr(jr,1)=0;
        end
    end
    %Eliminar ceros y hallar el promedio
    mat_res=[];
    for hr=1:length(selecr)
        if selecr(hr)==0
            continue;
        else
            mat_res=[mat_res;selecr(hr)];
        end
    end
    Rfalla=mean(mat_res);

case 5 %falla fases B-C y B-C-Ground/ Columnas 6 y 7 tensiones
VG=mat_falla(:,6)-mat_falla(:,7); %VG=VB-VC
IG=mat_falla(:,2)-mat_falla(:,3); %IG=IB-IC
varIG=(mat_falla(:,2)-Ipref(2))-(mat_falla(:,3)-Ipref(3)); %Calculo
de %?IG=(IB-IBpre)-(IC-ICpre)
ZL=Zpos;
k1=1+ZH/ZL+VG./(IG*ZL); %vector columna
k2=(VG./(IG*ZL))*(ZH/ZL+1);
k3=(varIG./(IG*ZL))*((ZH+ZG)/ZL+1);
a=real(k1);
b=imag(k1);
c=real(k2);
d=imag(k2);
e=real(k3);
f=imag(k3);
m1=((a-(e.*b)./f)+sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;
m2=((a-(e.*b)./f)-sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;

comp=(m1>1);
if nnz(comp)>60
    mpue=m2;

```

```

else
    mpue=m1;
end

%Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
mpumeanE=selecmpu(mpue);
%Hallar la resitencia de falla
mc=mpumeanE; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
rfalla=(d-mc*b)./f;
%Seleccion de valores correctos para "rfalla"
auxr=rfalla'*10;
temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
valunrs=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
for ir=1:length(valunrs)
    ms=valunrs(ir);
    nrvesr(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces que
%repite un valor
end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
valorrs=valunrs(find(nrvesr==max(nrvesr))); %Valor que mas veces
aparece
valor=valorrs/10; %Valor medio que mas veces se presenta
for jr=1:length(rfalla)
    if rfalla(jr)>(valor-0.2) & rfalla(jr)<(valor+0.2)
        selecr(jr,1)=rfalla(jr);
    else
        selecr(jr,1)=0;
    end
end
%Eliminar ceros y hallar el promedio
mat_res=[];
for hr=1:length(selecr)
    if selecr(hr)==0
        continue;
    else
        mat_res=[mat_res;selecr(hr)];
    end
end
Rfalla=mean(mat_res);

case 6 %falla fases C-A y C-A-Ground/ Columnas 7 y 5 tensiones
VG=mat_falla(:,7)-mat_falla(:,5); %VG=VC-VA
IG=mat_falla(:,3)-mat_falla(:,1); %IG=IC-IA
varIG=(mat_falla(:,3)-Ipref(3))-(mat_falla(:,1)-Ipref(1)); %Calculo
de %?IG=(IC-ICpre)-(IA-IApre)
ZL=Zpos;
k1=1+ZH/ZL+VG./(IG*ZL); %vector columna
k2=(VG./(IG*ZL))*(ZH/ZL+1);
k3=(varIG./(IG*ZL))*((ZH+ZG)/ZL+1);
a=real(k1);
b=imag(k1);
c=real(k2);
d=imag(k2);
e=real(k3);
f=imag(k3);

```



```

m1=((a-(e.*b)./f)+sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;
m2=((a-(e.*b)./f)-sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;

comp=(m1>1);
if nnz(comp)>60
    mpue=m2;
else
    mpue=m1;
end

%Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
mpumeanE=selecmpu(mpue);
%Hallar la resitencia de falla
mc=mpumeanE; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
rfalla=(d-mc*b)./f;
%Seleccion de valores correctos para "rfalla"
auxr=rfalla'*10;
temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
valunrs=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
for ir=1:length(valunrs)
    ms=valunrs(ir);
    nrvesr(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces que
%repite un valor
end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
valorrs=valunrs(find(nrvesr==max(nrvesr))); %Valor que mas veces
aparece
valor=valorrs/10; %Valor medio que mas veces se presenta
for jr=1:length(rfalla)
    if rfalla(jr)>(valor-0.2) & rfalla(jr)<(valor+0.2)
        selecr(jr,1)=rfalla(jr);
    else
        selecr(jr,1)=0;
    end
end
%Eliminar ceros y hallar el promedio
mat_res=[];
for hr=1:length(selecr)
    if selecr(hr)==0
        continue;
    else
        mat_res=[mat_res;selecr(hr)];
    end
end
Rfalla=mean(mat_res);

case 7 %falla 3F y 3F-Ground
%Fases AB
VG1=mat_falla(:,5)-mat_falla(:,6); %VG=VA-VB
IG1=mat_falla(:,1)-mat_falla(:,2); %IG=IA-IB
varIG1=(mat_falla(:,1)-Ipref(1))-(mat_falla(:,2)-Ipref(2)); %Calculo
de %?IG=(IA-IApre)-(IB-IBpre)
ZL=Zpos;
k1a=1+ZH/ZL+VG1./(IG1*ZL);
k2a=(VG1./(IG1*ZL))*(ZH/ZL+1);

```

```

k3a=(varIG1./(IG1*ZL))*( (ZH+ZG)/ZL+1);
a1=real(k1a);
b1=imag(k1a);
c1=real(k2a);
d1=imag(k2a);
e1=real(k3a);
f1=imag(k3a);
m1a=((a1-(e1.*b1)./f1)+sqrt((a1-(e1.*b1)./f1).^2-4*(c1-
(e1.*d1)./f1)))/2;
m2a=((a1-(e1.*b1)./f1)-sqrt((a1-(e1.*b1)./f1).^2-4*(c1-
(e1.*d1)./f1)))/2;
comp1=(m1a>1);
if nnz(comp1)>60
    mpul=m2a;
else
    mpul=m1a;
end

%Fases BC
VG2=mat_falla(:,6)-mat_falla(:,7); %VG=VB-VC
IG2=mat_falla(:,2)-mat_falla(:,3); %IG=IB-IC
varIG2=(mat_falla(:,2)-Ipref(2))-(mat_falla(:,3)-Ipref(3)); %Calculo
de %?IG=(IB-IBpre)-(IC-ICpre)
ZL=Zpos;
k1b=1+ZH/ZL+VG2./(IG2*ZL);
k2b=(VG2./(IG2*ZL))*(ZH/ZL+1);
k3b=(varIG2./(IG2*ZL))*( (ZH+ZG)/ZL+1);
a2=real(k1b);
b2=imag(k1b);
c2=real(k2b);
d2=imag(k2b);
e2=real(k3b);
f2=imag(k3b);
m1b=((a2-(e2.*b2)./f2)+sqrt((a2-(e2.*b2)./f2).^2-4*(c2-
(e2.*d2)./f2)))/2;
m2b=((a2-(e2.*b2)./f2)-sqrt((a2-(e2.*b2)./f2).^2-4*(c2-
(e2.*d2)./f2)))/2;
comp2=(m1b>1);
if nnz(comp2)>60
    mpu2=m2b;
else
    mpu2=m1b;
end

%Fases CA, es igual AC
VG3=mat_falla(:,7)-mat_falla(:,5); %VG=VC-VA
IG3=mat_falla(:,3)-mat_falla(:,1); %IG=IC-IA
varIG3=(mat_falla(:,3)-Ipref(3))-(mat_falla(:,1)-Ipref(1)); %Calculo
de %?IG=(IC-ICpre)-(IA-IApre)
ZL=Zpos;
k1c=1+ZH/ZL+VG3./(IG3*ZL);
k2c=(VG3./(IG3*ZL))*(ZH/ZL+1);
k3c=(varIG3./(IG3*ZL))*( (ZH+ZG)/ZL+1);
a3=real(k1c);
b3=imag(k1c);
c3=real(k2c);

```

```

d3=imag(k2c);
e3=real(k3c);
f3=imag(k3c);
m1c=((a3-(e3.*b3)./f3)+sqrt((a3-(e3.*b3)./f3).^2-4*(c3-
(e3.*d3)./f3)))/2;
m2c=((a3-(e3.*b3)./f3)-sqrt((a3-(e3.*b3)./f3).^2-4*(c3-
(e3.*d3)./f3)))/2;
comp3=(m1c>1);
if nnz(comp3)>60
    mpu3=m2c;
else
    mpu3=m1c;
end
mpue=[mpu1,mpu2,mpu3];
%Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
mpumeanE=selecmpu(mpu);
%Hallar la resitencia de falla
mc=mpumeanE; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
rfalla=(d1-mc*b1)./f1;
%Seleccion de valores correctos para "rfalla"
auxr=rfalla'*10;
temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
valunrs=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
for ir=1:length(valunrs)
    ms=valunrs(ir);
    nrvesr(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces que
%repite un valor
end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
valorrs=valunrs(find(nrvesr==max(nrvesr))); %Valor que mas veces
aparece
valor=valorrs/10; %Valor medio que mas veces se presenta
for jr=1:length(rfalla)
    if rfalla(jr)>(valor-0.2) & rfalla(jr)<(valor+0.2)
        selecr(jr,1)=rfalla(jr);
    else
        selecr(jr,1)=0;
    end
end
%Eliminar ceros y hallar el promedio
mat_res=[];
for hr=1:length(selecr)
    if selecr(hr)==0
        continue;
    else
        mat_res=[mat_res;selecr(hr)];
    end
end
Rfalla=mean(mat_res);

otherwise
disp('NO CORRESPONDE A NINGUN TIPO DE FALLA');
end
%-----

```

## aNovosel

```
%-----inicializa localizacion-----
global datoscalc rango_falla Ipref Vpref mpumeanN Rfalla2
Zcero=Z0*L;
Zpos=Z1*L;
K0=(Zcero-Zpos)/(3*Zpos);
%-----Calculo de ZG-----
%Corrientes y Voltajes de Secuencia positiva PREFALLA
trigln=rango_falla(1)-3;%-3 para asegurar que solo coja valores de
prefalla
Isec_pren=datoscalc.Isec(1:trigln,:);
Vsec_pren=datoscalc.Vsec(1:trigln,:);
%Eliminar filas que suman cero de Isec_pre y Vsec_pre
nulla=find(sum(Isec_pren,2)==0); %Filas que suman cero Isec
Isec_pren(nulla,:)=[];
nullb=find(sum(Vsec_pren,2)==0); %Filas que suman cero Vsec
Vsec_pren(nullb,:)=[];
%Calculando valores VG1pre y IG1pre (Secuencia positiva)
VG1pren=mean(Vsec_pren(:,2));%Se considera las filas desde 20 hasta
%(rango_falla(1)-3)/CORREGIDO
IG1pren=mean(Isec_pren(:,2)); %CORREGIDO
%Corrientes y Voltajes de Secuencia DURANTE FALLA
corr_secn=datoscalc.Isec(rango_falla(1):rango_falla(2),:);
volt_secn=datoscalc.Vsec(rango_falla(1):rango_falla(2),:);
%-----
a=exp(1j*(2*pi/3));
A0=1/3*[1,1,1]; %Para secuencia cero
A1=1/3*[1,a,a^2];%Vector de transformacion para secuencia positiva
A2=1/3*[1,a^2,a];%Para secuencia negativa
%Vprefalla de secuencia cero, positiva y negativa
Vpre1n=sum(A1.*Vpref);
%Iprefalla de secuencia cero, positiva y negativa
Ipre1n=sum(A1.*Ipref);
%-----
%Calculo de ZG dato por dato, VG1pre y IG1pre son fijos definidos
ZG1n=-(volt_secn(:,2)-VG1pren)./(corr_secn(:,2)-IG1pren);%Vector columna

%-----Escojinamiento de valores optimos para ZG-----
--
realZG1n=real(ZG1n);
imagZG1n=imag(ZG1n);
auxR=fix(realZG1n);%fix elimina los decimales
auxI=fix(imagZG1n);%fix elimina los decimales
%Para la parte real
tempRn=auxR';
valunRn=unique(tempRn,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
for i=1:length(valunRn)
mr=valunRn(i);
nrvesRn(i)=length(find(tempRn==mr)); %Vector fila de nro de veces que
%repite un valor
end %la cantidad de elementos de valunR y nrvesR deberia ser igual
valorRn=valunRn(find(nrvesRn==max(nrvesRn))); %Valor que mas veces
aparece
%Para la parte imaginaria
```

```

tempIn=auxI';
valunIn=unique(tempIn,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
for j=1:length(valunIn)
mi=valunIn(j);
nrvesIn(j)=length(find(tempIn==mi)); %Vector fila de nro de veces que
%repite un valor
end %la cantidad de elementos de valunI y nrvesI deberia ser igual
valorIn=valunIn(find(nrvesIn==max(nrvesIn))); %Valor que mas veces
aparece
%Seleccionar datos de ZG1/Ambos componentes deben cumplir margen
variacion
for k=1:length(ZG1n)
if (real(ZG1n(k))>=(valorRn-8) & real(ZG1n(k))<=(valorRn+8)) &
(imag(ZG1n(k))>=(valorIn-8) & imag(ZG1n(k))<=(valorIn+8))
auxZGn(k)=ZG1n(k);
else
auxZGn(k)=0;
end
end
nuevoZG1n=auxZGn'; %Expresado en vector columna de valores complejos
%Eliminando los ceros del vector fila auxZG
fcero=find(auxZGn==0); %Encuentra las posiciones de los valores ceros
%if A is a matrix, sum(A,2) is a column vector containing the sum of
each %row.
auxZGn(fcero)=[]; %Elimina los valores complejos que son cero
ZGn=mean(auxZGn); %Halla el promedio de los valores rescatados
%-----Calculo de Zload paar el extremo opuesto-----
--
Zload=VG1pren/IG1pren-Zpos;

%-----CALCULO DE LA DISTANCIA DE FALLA SEGUN TIPO DE FALLA-----
---
%mat_falla es la submatriz de mat_final con las filas solo de falla
mat_fallan=datoscalc.matfinal(rango_falla(1):rango_falla(2),:);
%Para el caso 1:FA-N
switch (tipo)
case 1 %falla FaseA-Ground/ Tensiones canal 5 corrientes canal 1
VGn=mat_fallan(:,5); %VG=VA
IGn=mat_fallan(:,1)+K0*corr_secn(:,1)*3; %IG=IA+K0*3I0
varIGn=mat_fallan(:,1)-Ipref(1); %Calculo de ?IG=IA-IApre
ZL=Zpos;
k1n=1+Zload/ZL+VGn./(IGn*ZL); %vector columna
k2n=(VGn./(IGn*ZL))*(Zload/ZL+1);
k3n=(varIGn./(IGn*ZL))*(Zload+ZGn)/ZL+1);
a=real(k1n); %a,b,c,d,e,f son vectores columnas
b=imag(k1n); %real(x) e imag(x) toma valores con signo
c=real(k2n);
d=imag(k2n);
e=real(k3n);
f=imag(k3n);
m1n=((a-(e.*b)./f)+sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;
m2n=((a-(e.*b)./f)-sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;

compn=(m1n>1);
if nnz(compn)>60

```

```

    mpun=m2n;
else
    mpun=m1n;
end

%Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
mpumeanN=selecmpu (mpun);
%Hallar la resistencia de falla
mc=mpumeanN; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
rfallan=(d-mc*b)./f;
%Seleccion de valores correctos para "rfalla"
auxr=rfallan'*10;
temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
valunrsn=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
%existe
for ir=1:length(valunrsn)
ms=valunrsn(ir);
nrvesrn(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces
que %repite un valor
end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
valorrsn=valunrsn(find(nrvesrn==max(nrvesrn))); %Valor que mas veces
%aparece
valorn=valorrsn/10; %Valor medio que mas veces se presenta
for jr=1:length(rfallan)
    if rfallan(jr)>(valorn-0.2) & rfallan(jr)<(valorn+0.2)
        selecrn(jr,1)=rfallan(jr);
    else
        selecrn(jr,1)=0;
    end
end
%Eliminar ceros y hallar el promedio
mat_res=[];
for hr=1:length(selecrn)
    if selecrn(hr)==0
        continue;
    else
        mat_res=[mat_res;selecrn(hr)];
    end
end
Rfalla2=mean(mat_res);

case 2 %falla FaseB-Ground/ Tensiones canal 6 corrientes canal 2
VGn=mat_fallan(:,6); %VG=VB
IGn=mat_fallan(:,2)+K0*corr_secn(:,1)*3; %IG=IB+K0*3I0
varIGn=mat_fallan(:,2)-Ipref(2); %Calculo de ?IG=IB-IBpre
ZL=Zpos;
k1n=1+Zload/ZL+VGn./(IGn*ZL);%vector columna
k2n=(VGn./(IGn*ZL))*(Zload/ZL+1);
k3n=(varIGn./(IGn*ZL))*((Zload+ZGn)/ZL+1);
a=real(k1n);
b=imag(k1n);
c=real(k2n);
d=imag(k2n);
e=real(k3n);
f=imag(k3n);

```

```

m1n=((a-(e.*b)./f)+sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;
m2n=((a-(e.*b)./f)-sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;

compn=(m1n>1);
if nnz(compn)>60
    mpun=m2n;
else
    mpun=m1n;
end

%Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
mpumeanN=selecmpu(mpun);
%Hallar la resitencia de falla
mc=mpumeanN; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
rfallan=(d-mc*b)./f;
%Seleccion de valores correctos para "rfalla"
auxr=rfallan'*10;
temprs=fix(auxr);%Elimina las decimales
valunrsn=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
%existe
for ir=1:length(valunrsn)
    ms=valunrsn(ir);
    nrvesrn(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces
que %repite un valor
end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
valorrsn=valunrsn(find(nrvesrn==max(nrvesrn))); %Valor que mas veces
%aparece
valorn=valorrsn/10; %Valor medio que mas veces se presenta
for jr=1:length(rfallan)
    if rfallan(jr)>(valorn-0.2) & rfallan(jr)<(valorn+0.2)
        selecrn(jr,1)=rfallan(jr);
    else
        selecrn(jr,1)=0;
    end
end
%Eliminar ceros y hallar el promedio
mat_res=[];
for hr=1:length(selecrn)
    if selecrn(hr)==0
        continue;
    else
        mat_res=[mat_res;selecrn(hr)];
    end
end
Rfalla2=mean(mat_res);

case 3 %falla FaseC-Ground/ Tensiones canal 7 corrientes canal 3
VGn=mat_fallan(:,7); %VG=VC
IGn=mat_fallan(:,3)+K0*corr_secn(:,1)*3; %IG=IC+K0*3I0
varIGn=mat_fallan(:,3)-Ipref(3); %Calculo de ?IG=IC-ICpre
ZL=Zpos;
k1n=1+Zload/ZL+VGn./(IGn*ZL); %vector columna
k2n=(VGn./(IGn*ZL))*(Zload/ZL+1);
k3n=(varIGn./(IGn*ZL))*(Zload+ZGn)/ZL+1);
a=real(k1n);

```

```

b=imag(k1n);
c=real(k2n);
d=imag(k2n);
e=real(k3n);
f=imag(k3n);
m1n=( (a-(e.*b)./f)+sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;
m2n=( (a-(e.*b)./f)-sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;

compn=(m1n>1);
if nnz(compn)>60
    mpun=m2n;
else
    mpun=m1n;
end

%Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
mpumeanN=selecmpu(mpun);
%Hallar la resitencia de falla
mc=mpumeanN; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
rfallan=(d-mc*b)./f;
%Seleccion de valores correctos para "rfalla"
auxr=rfallan'*10;
temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
valunrsn=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
%existe
for ir=1:length(valunrsn)
    ms=valunrsn(ir);
    nrvesrn(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces
que %repite un valor
end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
valorrrsn=valunrsn(find(nrvesrn==max(nrvesrn))); %Valor que mas veces
%aparece
valorn=valorrrsn/10; %Valor medio que mas veces se presenta
for jr=1:length(rfallan)
    if rfallan(jr)>(valorn-0.2) & rfallan(jr)<(valorn+0.2)
        selecrn(jr,1)=rfallan(jr);
    else
        selecrn(jr,1)=0;
    end
end
%Eliminar ceros y hallar el promedio
mat_res=[];
for hr=1:length(selecrn)
    if selecrn(hr)==0
        continue;
    else
        mat_res=[mat_res;selecrn(hr)];
    end
end
Rfalla2=mean(mat_res);

case 4 %falla fases A-B y A-B-Ground/ Columnas 5 y 6 tensiones
VGn=mat_fallan(:,5)-mat_fallan(:,6); %VG=VA-VB
IGn=mat_fallan(:,1)-mat_fallan(:,2); %IG=IA-IB

```



```

    varIGn=(mat_fallan(:,1)-Ipref(1))-(mat_fallan(:,2)-Ipref(2));
%Calculo de %?IG=(IA-IApre)-(IB-IBpre)
    ZL=Zpos;
    k1n=1+Zload/ZL+VGn./(IGn*ZL); %vector columna
    k2n=(VGn./(IGn*ZL))*(Zload/ZL+1);
    k3n=(varIGn./(IGn*ZL))*(Zload+ZGn)/ZL+1);
    a=real(k1n);
    b=imag(k1n);
    c=real(k2n);
    d=imag(k2n);
    e=real(k3n);
    f=imag(k3n);
    m1n=((a-(e.*b)./f)+sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;
    m2n=((a-(e.*b)./f)-sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;

    compn=(m1n>1);
    if nnz(compn)>60
        mpun=m2n;
    else
        mpun=m1n;
    end

    %Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
    mpumeanN=selecmpru(mpun);
    %Hallar la resitencia de falla
    mc=mpumeanN; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
    rfallan=(d-mc*b)./f;
    %Seleccion de valores correctos para "rfalla"
    auxr=rfallan'*10;
    temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
    valunrsn=unique(tempr,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
%existe
    for ir=1:length(valunrsn)
        ms=valunrsn(ir);
        nrvesrn(ir)=length(find(tempr==ms)); %Vector fila de nro de veces
que %repite un valor
    end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
    valorrnsn=valunrsn(find(nrvesrn==max(nrvesrn))); %Valor que mas veces
%aparece
    valorn=valorrnsn/10; %Valor medio que mas veces se presenta
    for jr=1:length(rfallan)
        if rfallan(jr)>(valorn-0.2) & rfallan(jr)<(valorn+0.2)
            selecrn(jr,1)=rfallan(jr);
        else
            selecrn(jr,1)=0;
        end
    end
    %Eliminar ceros y hallar el promedio
    mat_res=[];
    for hr=1:length(selecrn)
        if selecrn(hr)==0
            continue;
        else
            mat_res=[mat_res;selecrn(hr)];
        end
    end

```

```

end
Rfalla2=mean(mat_res);

case 5 %falla fases B-C y B-C-Ground/ Columnas 6 y 7 tensiones
VGn=mat_fallan(:,6)-mat_fallan(:,7); %VG=VB-VC
IGn=mat_fallan(:,2)-mat_fallan(:,3); %IG=IB-IC
varIGn=(mat_fallan(:,2)-Ipref(2))-(mat_fallan(:,3)-Ipref(3));
%Calculo de %?IG=(IB-IBpre)-(IC-ICpre)
ZL=Zpos;
k1n=1+Zload/ZL+VGn./(IGn*ZL); %vector columna
k2n=(VGn./(IGn*ZL))*(Zload/ZL+1);
k3n=(varIGn./(IGn*ZL))*((Zload+ZGn)/ZL+1);
a=real(k1n);
b=imag(k1n);
c=real(k2n);
d=imag(k2n);
e=real(k3n);
f=imag(k3n);
m1n=((a-(e.*b)./f)+sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;
m2n=((a-(e.*b)./f)-sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;

compn=(m1n>1);
if nnz(compn)>60
    mpun=m2n;
else
    mpun=m1n;
end

%Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
mpumeanN=selecmpu(mpun);
%Hallar la resitencia de falla
mc=mpumeanN; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
rfallan=(d-mc*b)./f;
%Seleccion de valores correctos para "rfalla"
auxr=rfallan'*10;
temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
valunrsn=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
%existe
for ir=1:length(valunrsn)
    ms=valunrsn(ir);
    nrvesrn(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces
que %repite un valor
end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
valorrsn=valunrsn(find(nrvesrn==max(nrvesrn))); %Valor que mas veces
%aparece
valorn=valorrsn/10; %Valor medio que mas veces se presenta
for jr=1:length(rfallan)
    if rfallan(jr)>(valorn-0.2) & rfallan(jr)<(valorn+0.2)
        selecrn(jr,1)=rfallan(jr);
    else
        selecrn(jr,1)=0;
    end
end
%Eliminar ceros y hallar el promedio
mat_res=[];

```

```

for hr=1:length(selecrn)
    if selecrn(hr)==0
        continue;
    else
        mat_res=[mat_res;selecrn(hr)];
    end
end
Rfalla2=mean(mat_res);

case 6 %falla fases C-A y C-A-Ground/ Columnas 7 y 5 tensiones
VGn=mat_fallan(:,7)-mat_fallan(:,5); %VG=VC-VA
IGn=mat_fallan(:,3)-mat_fallan(:,1); %IG=IC-IA
varIGn=(mat_fallan(:,3)-Ipref(3))-(mat_fallan(:,1)-Ipref(1));
%Calculo de %?IG=(IC-ICpre)-(IA-IApre)
ZL=Zpos;
k1n=1+Zload/ZL+VGn./(IGn*ZL); %vector columna
k2n=(VGn./(IGn*ZL))*(Zload/ZL+1);
k3n=(varIGn./(IGn*ZL))*((Zload+ZGn)/ZL+1);
a=real(k1n);
b=imag(k1n);
c=real(k2n);
d=imag(k2n);
e=real(k3n);
f=imag(k3n);
m1n=((a-(e.*b)./f)+sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;
m2n=((a-(e.*b)./f)-sqrt((a-(e.*b)./f).^2-4*(c-(e.*d)./f)))/2;

compn=(m1n>1);
if nnz(compn)>60
    mpun=m2n;
else
    mpun=m1n;
end

%Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
mpumeanN=selecmpu(mpun);
%Hallar la resitencia de falla
mc=mpumeanN; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
rfallan=(d-mc*b)./f;
%Seleccion de valores correctos para "rfalla"
auxr=rfallan'*10;
temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
valunrsn=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
%existe
for ir=1:length(valunrsn)
    ms=valunrsn(ir);
    nrvesrn(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces
que %repite un valor
end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
valorrsn=valunrsn(find(nrvesrn==max(nrvesrn))); %Valor que mas veces
%aparece
valorn=valorrsn/10; %Valor medio que mas veces se presenta
for jr=1:length(rfallan)
    if rfallan(jr)>(valorn-0.2) & rfallan(jr)<(valorn+0.2)
        selecrn(jr,1)=rfallan(jr);
    end
end

```

```

else
    selecrn(jr,1)=0;
end
end
%Eliminar ceros y hallar el promedio
mat_res=[];
for hr=1:length(selecrn)
    if selecrn(hr)==0
        continue;
    else
        mat_res=[mat_res;selecrn(hr)];
    end
end
Rfalla2=mean(mat_res);

case 7 %falla 3F y 3F-Ground
%Fases AB
VG1n=mat_fallan(:,5)-mat_fallan(:,6); %VG=VA-VB
IG1n=mat_fallan(:,1)-mat_fallan(:,2); %IG=IA-IB
varIG1n=(mat_fallan(:,1)-Ipref(1))-(mat_fallan(:,2)-Ipref(2));
%Calculo de %?IG=(IA-IApre)-(IB-IBpre)
ZL=Zpos;
k1an=1+Zload/ZL+VG1n./(IG1n*ZL);
k2an=(VG1n./(IG1n*ZL))*(Zload/ZL+1);
k3an=(varIG1n./(IG1n*ZL))*((Zload+ZGn)/ZL+1);
a1=real(k1an);
b1=imag(k1an);
c1=real(k2an);
d1=imag(k2an);
e1=real(k3an);
f1=imag(k3an);
m1an=((a1-(e1.*b1)./f1)+sqrt((a1-(e1.*b1)./f1).^2-4*(c1-
(e1.*d1)./f1)))/2;
m2an=((a1-(e1.*b1)./f1)-sqrt((a1-(e1.*b1)./f1).^2-4*(c1-
(e1.*d1)./f1)))/2;
compln=(m1an>1);
if nnz(compln)>60
    mpuln=m2an;
else
    mpuln=m1an;
end

%Fases BC
VG2n=mat_fallan(:,6)-mat_fallan(:,7); %VG=VB-VC
IG2n=mat_fallan(:,2)-mat_fallan(:,3); %IG=IB-IC
varIG2n=(mat_fallan(:,2)-Ipref(2))-(mat_fallan(:,3)-Ipref(3));
%Calculo de %?IG=(IB-IBpre)-(IC-ICpre)
ZL=Zpos;
k1bn=1+Zload/ZL+VG2n./(IG2n*ZL);
k2bn=(VG2n./(IG2n*ZL))*(Zload/ZL+1);
k3bn=(varIG2n./(IG2n*ZL))*((Zload+ZGn)/ZL+1);
a2=real(k1bn);
b2=imag(k1bn);
c2=real(k2bn);
d2=imag(k2bn);
e2=real(k3bn);

```

```

f2=imag(k3bn);
m1bn=((a2-(e2.*b2)./f2)+sqrt((a2-(e2.*b2)./f2).^2-4*(c2-(e2.*d2)./f2)))/2;
m2bn=((a2-(e2.*b2)./f2)-sqrt((a2-(e2.*b2)./f2).^2-4*(c2-(e2.*d2)./f2)))/2;
comp2n=(m1bn>1);
if nnz(comp2n)>60
    mpu2n=m2bn;
else
    mpu2n=m1bn;
end

%Fases CA, es igual AC
VG3n=mat_fallan(:,7)-mat_fallan(:,5); %VG=VC-VA
IG3n=mat_fallan(:,3)-mat_fallan(:,1); %IG=IC-IA
varIG3n=(mat_fallan(:,3)-Ipref(3))-(mat_fallan(:,1)-Ipref(1));
%Calculo de %?IG=(IC-ICpre)-(IA-IApre)
ZL=Zpos;
k1cn=1+Zload/ZL+VG3n./(IG3n*ZL);
k2cn=(VG3n./(IG3n*ZL))*(Zload/ZL+1);
k3cn=(varIG3n./(IG3n*ZL))*((Zload+ZGn)/ZL+1);
a3=real(k1cn);
b3=imag(k1cn);
c3=real(k2cn);
d3=imag(k2cn);
e3=real(k3cn);
f3=imag(k3cn);
m1cn=((a3-(e3.*b3)./f3)+sqrt((a3-(e3.*b3)./f3).^2-4*(c3-(e3.*d3)./f3)))/2;
m2cn=((a3-(e3.*b3)./f3)-sqrt((a3-(e3.*b3)./f3).^2-4*(c3-(e3.*d3)./f3)))/2;
comp3n=(m1cn>1);
if nnz(comp3n)>60
    mpu3n=m2cn;
else
    mpu3n=m1cn;
end
mpun=[mpu1n,mpu2n,mpu3n];
%Hallando el valor medio de mpu (la distancia media en pu)
mpumeanN=selecmpu(mpun);
%Hallar la resitencia de falla
mc=mpumeanN; %Valor medio de la distancia de falla en pu/ un solo
valor
rfallan=(d1-mc*b1)./f1;
%Selección de valores correctos para "rfalla"
auxr=rfallan'*10;
temprs=fix(auxr);%Elimina las partes decimales
valunrsn=unique(temprs,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
%existe
for ir=1:length(valunrsn)
    ms=valunrsn(ir);
    nrvesrn(ir)=length(find(temprs==ms)); %Vector fila de nro de veces
que %repite un valor
end %la cantidad de elementos de valunrs y nrvesr deberia ser igual
valorrnsn=valunrsn(find(nrvesrn==max(nrvesrn))); %Valor que mas veces
%aparece
valorn=valorrnsn/10; %Valor medio que mas veces se presenta

```

```

for jr=1:length(rfallan)
    if rfallan(jr)>(valorn-0.2) & rfallan(jr)<(valorn+0.2)
        selecrn(jr,1)=rfallan(jr);
    else
        selecrn(jr,1)=0;
    end
end
%Eliminar ceros y hallar el promedio
mat_res=[];
for hr=1:length(selecrn)
    if selecrn(hr)==0
        continue;
    else
        mat_res=[mat_res;selecrn(hr)];
    end
end
Rfalla2=mean(mat_res);

otherwise
disp('NO CORRESPONDE A NINGUN TIPO DE FALLA');
end
%-----

```

## Funciones

### comma

```

%stringwithcomma
function cell=comma(file) %La variable de entrada file es el line del
%'Abrircfg'
matrix=file{2,1}; % separa la fila 2 del archivo file en una celda de
texto
fila2=read_cfg(matrix);% convierte la fila 2 en vector de celdas
cell.TT=str2num(fila2{1,1});
Anlgc=fila2{1,2};Anlgc(find(Anlgc=='A'))=[];
cell.nnA=str2num(Anlgc);
Digital=fila2{1,3};Digital(find(Digital=='D'))=[];
cell.nnD=str2num(Digital);
%Sacar los datos para los canales analogicos
for n=1:cell.nnA
    aux=read_cfg(file{n+2,1}); %convierte la fila (n+2) de file en vector
de %celdas
    cell.An(n,1)=str2num(aux{1,1});
    cell.ch_id{n,1}=aux{1,2};
    cell.ph{n,1}=aux{1,3};
    cell.ccbm{n,1}=aux{1,4};
    cell.uu{n,1}=aux{1,5};
    cell.amult(n,1)=str2num(aux{1,6});
    cell.bmult(n,1)=str2num(aux{1,7});
    cell.primary(n,1)=str2num(aux{1,11});
    cell.secondary(n,1)=str2num(aux{1,12});
    cell.PS{n,1}=aux{1,13};
end
desde_frec=3+cell.nnA+cell.nnD;
cell.lf=str2num(file{desde_frec,1});

```

```

rate=read_cfg(file{desde_frec+2,1});
cell.samp=str2num(rate{1,1});
cell.end_samp=str2num(rate{1,2});
%-----
%Sacar los datos de tiempo inicial y trigger
time1=read_cfg(file{desde_frec+3,1});
cell.Tinicial=time1{1,2}; %Cambiar con (1,2)para acceder a la celda
time2=read_cfg(file{desde_frec+4,1});
cell.Trigger=time2{1,2};
%Sacar el formato del archivo de datos(binary o ascii)
cell.ft=file{desde_frec+5,1};
%-----
%read_cfg(matrix)devuelve un vector de celdas de cada fila del archivo,
%cada separador coma es una celda del vector.
function cell=read_cfg(matrix)
numcell=1;start=1;
for n=1:length(matrix)
    if strcmp(matrix(n),',')
        final=n-1;
        cell{numcell}=matrix(start:final);
        numcell=numcell+1;
        start=n+1;
    end
end
cell{numcell}=matrix(start:length(matrix));%para el ultimo elemento del
vector %de celdas
end

```

## complemento

```

%Programa que halla el complemento de un numero binario expresado en
cadena
function CADENA=complemento(string) % string='01010011'
c=string;
%Convirtiendo la cadena de caracteres a vector
for i=1:length(c)
    S(i)=str2num(c(i));
end
S;
%Hallando el complemento.Cambiando los 1x0 y 0x1 y Sumando 1 al resultado
A=~S;
B=zeros(1,length(A)); B(end)=1;
C=A+B;
f=length(C);
D=[];
for i=f:-1:1
    if C(i)==2
        C(i)=0;
        C(i-1)=C(i-1)+1;
    else
        C(i)=C(i);
    end
    D=[C(i),D];
end
cadena=num2str(D);
CADENA=strrep(cadena,' ','');
end

```

## selecmpu

```
function mpumean=selecmpu(mpu_a)
mpu_b=mpu_a*100; %Multiplica x100 para mejorar la precision
mpu_c=fix(mpu_b); %fix elimina los decimales
[f,c]=size(mpu_a);
%La matriz de valores mpu solo puede tener una o tres columnas
if c==1 %las matrices mpu_a y mpu_c tienen el mismo numero de filas y
columnas
    tempt=mpu_c'; %Vector temporal para calculo de la columna k
    valun_t=unique(tempt,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
    for i=1:length(valun_t)
        mut=valun_t(i);
        nrves_t(i)=length(find(tempt==mut)); %Vector fila de nro de veces que
repite %un valor
    end %la cantidad de elementos de valun_t y nrves_t deberia ser igual
    %Sentencias de seleccion para 2 valores que mas veces aparecen/error
    post=find(nrves_t==max(nrves_t)); %el resultado sera un vector de 2
%numeros si se repite
    if length(post)>1 %"post" es la posicion de los valores maximos
        valorT=valun_t(post(1)); %Valor que mas veces aparece
    else
        valorT=valun_t(post); %Valor que mas veces aparece
    end
    valor_m=valorT/100; %Volviendo a su valor real
else %C==3
    %PRIMERA COLUMNA
    tempta=mpu_c(:,1)'; %Vector temporal para calculo de la primera columna
    valun_ta=unique(tempta,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
    for i=1:length(valun_ta)
        muA=valun_ta(i);
        nrves_ta(i)=length(find(tempta==muA)); %Vector fila de nro de veces que
%repite un valor
    end %la cantidad de elementos de valun_ta y nrves_ta deberia ser igual
    %Sentencias de seleccion para 2 valores maximos iguales/error
    postA=find(nrves_ta==max(nrves_ta)); %el resultado sera un vector de
2 %numeros si se repite
    if length(postA)>1 %"postA" es la posicion de los valores maximos
        valortA=valun_ta(postA(1)); %Valor que mas veces aparece
    else
        valortA=valun_ta(postA); %Valor que mas veces aparece
    end
    valorA=valortA/100; %Volviendo a sus valores reales
    %SEGUNDA COLUMNA
    temptb=mpu_c(:,2)'; %Vector temporal para calculo de la primera columna
    valun_tb=unique(temptb,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
existe
    for i=1:length(valun_tb)
        muB=valun_tb(i);
        nrves_tb(i)=length(find(temptb==muB)); %Vector fila de nro de veces que
%repite un valor
    end %la cantidad de elementos de valun_tb y nrves_tb deberia ser igual
    %Sentencias de seleccion para 2 valores maximos iguales/error
    postB=find(nrves_tb==max(nrves_tb)); %el resultado sera un vector de
2 %numeros si se repite
```



```

    if length(postB)>1  %"postA" es la posicion de los valores maximos
    valortB=valun_tb(postB(1)); %Valor que mas veces aparece
    else
    valortB=valun_tb(postB); %Valor que mas veces aparece
    end
    valorB=valortB/100; %Volviendo a sus valores reales
    %TERCERA COLUMNA
    temptc=mpu_c(:,3)'; %Vector temporal para calculo de la primera columna
    valun_tc=unique(temptc,'stable'); %Vector fila de valores unicos que
    existe
    for i=1:length(valun_tc)
    muC=valun_tc(i);
    nrves_tc(i)=length(find(temptc==muC)); %Vector fila de nro de veces que
    %repite un valor
    end %la cantidad de elementos de valun_tb y nrves_tb deberia ser igual
    %Sentencias de seleccion para 2 valores maximos iguales/error
    postC=find(nrves_tc==max(nrves_tc)); %el resultado sera un vector de
    2 %numeros si se repite
    if length(postC)>1  %"postA" es la posicion de los valores maximos
    valortC=valun_tc(postC(1)); %Valor que mas veces aparece
    else
    valortC=valun_tc(postC); %Valor que mas veces aparece
    end
    valorC=valortC/100; %Volviendo a sus valores reales
    valor_m=[valorA,valorB,valorC]; %Vector de valores que mas veces aparece
    caso %3F
    end
    %-----
    %Seleccion de datos
    t=1;
    while t<=c %columnas 1 a 3
    for j=1:f
    if mpu_a(j,t)>(valor_m(t)-0.025) & mpu_a(j,t)<(valor_m(t)+0.025)
    selecpcu(j,t)=mpu_a(j,t);
    else
    selecpcu(j,t)=0;
    end
    end
    t=t+1;
    end
    % Eliminar los ceros para hallar el promedio/ Fase por fase
    [f1,c1]=size(selecpcu);
    if c1==1
    mpuA=[];
    fase1=selecpcu;
    for h=1:f1
    if fase1(h)==0
    continue;
    else
    mpuA=[mpuA;fase1(h)];
    end
    end
    mpumean=mean(mpuA);
    else
    mpuA=[]; mpuB=[]; mpuC=[];
    fase1=selecpcu(:,1);
    fase2=selecpcu(:,2);

```

```

fase3=selecpcu(:,3);
for h=1:f1
    if fase1(h)==0
        continue;
    else
        mpuA=[mpuA;fase1(h)];
    end
    if fase2(h)==0
        continue;
    else
        mpuB=[mpuB;fase2(h)];
    end
    if fase3(h)==0
        continue;
    else
        mpuC=[mpuC;fase3(h)];
    end
end
mpufase=[mean(mpuA),mean(mpuB),mean(mpuC)]; %Datos para calculo
Vprefallas
mpumean=mean(mpufase);
end
end

```

### ang\_negativo

```

function A=ang_negativo(B)
%Funcion que convierte angulos negativos a positivos de una matriz
[f,c]=size(B);
%Trabaja columna por columna
for i=1:f %Para las filas
    for j=1:c %Para las columnas
        if sign(B(i,j))==1
            A(i,j)=B(i,j);
        elseif sign(B(i,j))== -1
            A(i,j)=360+B(i,j);
        end
    end
end
end
end

```

## Funciones con interfaz grafica

### graficas

```

function varargout = graficas(varargin)
% graficas MATLAB code for graficas.fig
%   graficas, by itself, creates a new graficas or raises the existing
%   singleton*.
%
%   H = graficas returns the handle to a new graficas or the handle to
%   the existing singleton*.
%
%   graficas('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the local

```

```

%      function named CALLBACK in graficas.M with the given input
arguments.
%
%      graficas('Property','Value',...) creates a new graficas or raises
the
%      existing singleton*. Starting from the left, property value pairs
are
%      applied to the GUI before graficas_OpeningFcn gets called. An
%      unrecognized property name or invalid value makes property
application
%      stop. All inputs are passed to graficas_OpeningFcn via varargin.
%
%      *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only
one
%      instance to run (singleton)".
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help graficas

% Last Modified by GUIDE v2.5 13-Jun-2019 11:23:40

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @graficas_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @graficas_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',  [], ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before graficas is made visible.
function graficas_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to graficas (see VARARGIN)

% Choose default command line output for graficas
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes graficas wait for user response (see UIRESUME)

```

```

% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = graficas_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject handle to figure
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)%Voltajes
% hObject handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
global datosord;
xtiempo=datosord.time_stamp/1000; %Tiempo expresado en milisegundos para
graficas
xlimite=xtiempo(end);
%chanel=datoscfg.ch_id;
%Grafica de Voltajes
if handles.togglebutton1==1 %RMS Activo
axes(handles.axes1);
plot(xtiempo,datosord.rms(:,5)), xlim([0,xlimite]),
set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('Va');
axes(handles.axes2);
plot(xtiempo,datosord.rms(:,6)), xlim([0,xlimite]),
set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('Vb');
axes(handles.axes3);
plot(xtiempo,datosord.rms(:,7)), xlim([0,xlimite]),
set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('Vc');
axes(handles.axes4);
plot(xtiempo,datosord.rms(:,8)), xlim([0,xlimite]),
set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('VN');
else
axes(handles.axes1);
plot(xtiempo,datosord.vreal(:,5)), xlim([0,xlimite]),
set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('Va');
axes(handles.axes2);
plot(xtiempo,datosord.vreal(:,6)), xlim([0,xlimite]),
set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('Vb');
axes(handles.axes3);
plot(xtiempo,datosord.vreal(:,7)), xlim([0,xlimite]),
set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('Vc');
axes(handles.axes4);
plot(xtiempo,datosord.vreal(:,8)), xlim([0,xlimite]),
set(gca,'fontsize',8);

```

```

grid, grid minor, title('VN');
end
set(handles.uipanel1, 'Title', 'VOLTAJES');
guidata(hObject,handles);

% --- Executes on button press in pushbutton2.
function pushbutton2_Callback(hObject, eventdata, handles)%Corrientes
% hObject    handle to pushbutton2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

global datosord;
xtiempo=datosord.time_stamp/1000; %Tiempo expresado en milisegundos para
graficas
xlimi=xtiempo(end);

%Grafica de corrientes
if handles.togglebutton1==1 %RMS Activo
axes(handles.axes1);
plot(xtiempo,datosord.rms(:,1)), xlim([1,xlimi]), set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('Ia');
axes(handles.axes2);
plot(xtiempo,datosord.rms(:,2)), xlim([1,xlimi]), set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('Ib');
axes(handles.axes3);
plot(xtiempo,datosord.rms(:,3)), xlim([1,xlimi]), set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('Ic');
axes(handles.axes4);
plot(xtiempo,datosord.rms(:,4)), xlim([1,xlimi]), set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('IN');
else
axes(handles.axes1);
plot(xtiempo,datosord.vreal(:,1)), xlim([1,xlimi]),
set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('Ia');
axes(handles.axes2);
plot(xtiempo,datosord.vreal(:,2)), xlim([1,xlimi]),
set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('Ib');
axes(handles.axes3);
plot(xtiempo,datosord.vreal(:,3)), xlim([1,xlimi]),
set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('Ic');
axes(handles.axes4);
plot(xtiempo,datosord.vreal(:,4)), xlim([1,xlimi]),
set(gca,'fontsize',8);
grid, grid minor, title('IN');
% % xlim([1,841]), grid
end
set(handles.uipanel1, 'Title', 'CORRIENTES');
guidata(hObject,handles);

% --- Executes on button press in pushbutton3.
function pushbutton3_Callback(hObject, eventdata, handles)%salir
% hObject    handle to pushbutton3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB

```

```

% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
close(gcbox);

% --- Executes on button press in togglebutton1.
function togglebutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to togglebutton1 (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hint: get(hObject,'Value') returns toggle state of togglebutton1
val=get(hObject,'Value'); %Almacenar valor ingresado
handles.togglebutton1=val; %Almacenar en identificador
guidata(hObject,handles); %Salvar datos de la aplicacion
if handles.togglebutton1==1
    set(handles.text2,'String','VALORES RMS ACTIVO');
elseif handles.togglebutton1==0
    set(handles.text2,'String','');
end

```

## PARAM\_LINEA

```

function varargout = PARAM_LINEA(varargin)
% PARAM_LINEA M-file for PARAM_LINEA.fig
% PARAM_LINEA, by itself, creates a new PARAM_LINEA or raises the
existing
% singleton*.
% H = PARAM_LINEA returns the handle to a new PARAM_LINEA or the handle
to
% the existing singleton*.
%
% PARAM_LINEA('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the local
% function named CALLBACK in PARAM_LINEA.M with the given input
arguments.
% PARAM_LINEA('Property','Value',...) creates a new PARAM_LINEA or raises
the
% existing singleton*. Starting from the left, property value pairs
are
% applied to the GUI before PARAM_LINEA_OpeningFunction gets called.
An
% unrecognized property name or invalid value makes property
application
% stop. All inputs are passed to PARAM_LINEA_OpeningFcn via
varargin.
%
% *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only
one
% instance to run (singleton)".
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Copyright 2002-2003 The MathWorks, Inc.

% Edit the above text to modify the response to help PARAM_LINEA

% Last Modified by GUIDE v2.5 09-Jun-2009 09:56:03

```

```

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',   gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn',  @PARAM_LINEA_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',   @PARAM_LINEA_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',   [], ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before PARAM_LINEA is made visible.
function PARAM_LINEA_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to PARAM_LINEA (see VARARGIN)

% Choose default command line output for PARAM_LINEA
handles.output = hObject;
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes PARAM_LINEA wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = PARAM_LINEA_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout  cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

function edit1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit1 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit1 as a
double

```

```

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc
    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
else

set(hObject, 'BackgroundColor', get(0, 'defaultUiControlBackgroundColor'));
end

function edit2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject, 'String') returns contents of edit2 as text
%         str2double(get(hObject, 'String')) returns contents of edit2 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc
    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
else

set(hObject, 'BackgroundColor', get(0, 'defaultUiControlBackgroundColor'));
end

function edit4_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit4 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject, 'String') returns contents of edit4 as text
%         str2double(get(hObject, 'String')) returns contents of edit4 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit4_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit4 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

```



```

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
else

set(hObject,'BackgroundColor',get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'));
end

% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
global lenght_line Z1L Z0L;
Zpositiva=get(handles.edit1,'String');
Z1L=str2num(Zpositiva);
Zcero=get(handles.edit2,'String');
Z0L=str2num(Zcero);
long_line=get(handles.edit4,'String');
lenght_line=str2num(long_line);
close(gcf);

```

## tipo\_falla

```

function varargout = tipo_falla(varargin)
% TIPO_FALLA MATLAB code for tipo_falla.fig
%   TIPO_FALLA, by itself, creates a new TIPO_FALLA or raises the
existing
%   singleton*.
%
%   H = TIPO_FALLA returns the handle to a new TIPO_FALLA or the
handle to
%   the existing singleton*.
%
%   TIPO_FALLA('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the
local
%   function named CALLBACK in TIPO_FALLA.M with the given input
arguments.
%
%   TIPO_FALLA('Property','Value',...) creates a new TIPO_FALLA or raises
the
%   existing singleton*. Starting from the left, property value pairs
are
%   applied to the GUI before tipo_falla_OpeningFcn gets called. An
%   unrecognized property name or invalid value makes property
application
%   stop. All inputs are passed to tipo_falla_OpeningFcn via
varargin.
%
%   *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only
one
%   instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

```

```

% Edit the above text to modify the response to help tipo_falla

% Last Modified by GUIDE v2.5 06-Jun-2019 13:23:19

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @tipo_falla_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @tipo_falla_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',  [] , ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before tipo_falla is made visible.
function tipo_falla_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to tipo_falla (see VARARGIN)

% Choose default command line output for tipo_falla
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes tipo_falla wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);
% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = tipo_falla_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout  cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

```

```

global tipog
tipog=handles.tipog;

close(gcf);

% --- Executes when selected object is changed in uibuttongroup1.
function uibuttongroup1_SelectionChangedFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to the selected object in uibuttongroup1
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

if (hObject==handles.radiobutton1)
tipo=1;
elseif (hObject==handles.radiobutton2)
tipo=2;
elseif (hObject==handles.radiobutton3)
tipo=3;
elseif (hObject==handles.radiobutton4)
tipo=4;
elseif (hObject==handles.radiobutton5)
tipo=5;
elseif (hObject==handles.radiobutton6)
tipo=6;
elseif (hObject==handles.radiobutton7)
tipo=7;
end
handles.tipog=tipo;
guidata(hObject,handles);

```

### **localizar\_grafica**

```

function varargout = localizar_grafica(varargin)
% LOCALIZAR_GRAFICA MATLAB code for localizar_grafica.fig
% LOCALIZAR_GRAFICA, by itself, creates a new LOCALIZAR_GRAFICA or raises
% the existing singleton*.
%
% H = LOCALIZAR_GRAFICA returns the handle to a new LOCALIZAR_GRAFICA or
% the handle to the existing singleton*.
%
% LOCALIZAR_GRAFICA('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the
local
% function named CALLBACK in LOCALIZAR_GRAFICA.M with the given input
%arguments.
%
% LOCALIZAR_GRAFICA('Property','Value',...) creates a new
%LOCALIZAR_GRAFICA or raises the
% existing singleton*. Starting from the left, property value pairs
are
% applied to the GUI before localizar_grafica_OpeningFcn gets
called. An
% unrecognized property name or invalid value makes property
application
% stop. All inputs are passed to localizar_grafica_OpeningFcn via
%varargin.
%

```

```

%      *See GUI Options on GUIDE's Tools menu.  Choose "GUI allows only
one
%      instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help localizar_grafica

% Last Modified by GUIDE v2.5 17-Jun-2019 17:57:48

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @localizar_grafica_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @localizar_grafica_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',  [] , ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before localizar_grafica is made visible.
function localizar_grafica_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles,
varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to localizar_grafica (see VARARGIN)

% Choose default command line output for localizar_grafica
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes localizar_grafica wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = localizar_grafica_OutputFcn(hObject, eventdata,
handles)
% varargout  cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

```

```

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)%INGRESAR DATOS
% hObject    handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
[file,pos]=uigetfile('*.xlsx','Seleccione un archivo');
[num,txt]=xlsread([pos,file]);
%Para la matriiz de texto
txt(1,:)=[]; %Elimina la primera fila de la matriz de celdas txt
empty=cellfun('isempty', txt);
colum=find(sum(empty,1)==0);
mat_cell=txt(:,colum);
handles.mat_cell=mat_cell;
%Para la matriz de numeros
mat_num=num(:,~isnan(sum(num,1)));
% Graficar en un axes
handles.mat_num=mat_num;

set(handles.text5,'String','OK');
guidata(hObject, handles);

% --- Executes on button press in pushbutton2.
function pushbutton2_Callback(hObject, eventdata, handles) %SALIR
% hObject    handle to pushbutton2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
set(handles.axes1,'Color','white');
close(gcf);

% --- Executes on button press in pushbutton3.
function pushbutton3_Callback(hObject, eventdata, handles)%LOCALIZAR
% hObject    handle to pushbutton3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

num=get(handles.edit2,'String');
dist=str2double(num)*1000; %Lee los datos del textedit1 y asigna a dist
mat_cell=handles.mat_cell;
mat_num=handles.mat_num;
% Graficar en axes1 en la figura actual
h=handles.axes1;
set(handles.axes1,'Color','black');
% % axes(handles.axes1)
% % axes1=axes('Parent',axes,'Color','black');
% % plot(mat_num(:,2),mat_num(:,3),'-y*','MarkerEdgeColor','b');
hold(h,'on')
%Graficar lo puntos coordenados (solo) puntos de la torres y linea
plot(handles.axes1,mat_num(:,2),mat_num(:,3),'-
C*','MarkerEdgeColor','g');
%Etiquetar cada punto con su correspondiente nro de estructura/ comando
text
[f,c]=size(mat_num);
for i=1:f

```

```

text(mat_num(i,2)+10,mat_num(i,3)+10,mat_cell{i,2},'Color','w','fontsize'
,8);
end
%-----
%LOCALIZAR DISTANCIA CON LAS COORDENADAS PRINCIPALES
tramo(1,1)=0; tramo(1,2)=0;
%Hallando las componentes en los ejes X y Y
j=2;
while j<=f
    tramo(j,1)=mat_num(j,2)-mat_num(j-1,2); %Valores para eje x
    tramo(j,2)=mat_num(j,3)-mat_num(j-1,3); %Valores para eje y
    j=j+1;
end
vano=sqrt(tramo(:,1).^2+tramo(:,2).^2); %Vanos entre estructura y
estructura
%Hallando las distancias acumuladas
for k=1:length(vano)
    acumulado(k,1)= sum(vano(1:k));
% % acumulado(k,1)= acumulado(k-1,1)+vano3(k,1);
end
long_linea=acumulado(end)/1000; %expresado en km
set(handles.text6,'String',long_linea);
%Localizar entre que puntos se encuentra la distancia ingresada
%Sacando solo los datos de los 2 entremos del tramo seleccionado
h=1;%Inicializa en 1
while h<=length(acumulado)
    if dist>acumulado(h) & dist<acumulado(h+1)
        punto=mat_num([h,h+1],:);
%"punto" es una matriz de 2 filas que contiene las coordenadas de
principal
        end
        h=h+1;
    end
end
%LOCALIZAR DISTANCIA CON LAS COORDENAS SECUNDARIA /MAS EXACTO
%Crear nuevas coordenadas dentro del intervalo seleccionado
%Hallando el angulo de inclinacion
valorx=punto(2,2)-punto(1,2);
valory=punto(2,3)-punto(1,3);
angulo=atan(abs(valory/valorx));%angulo en radianes
%Incremento de longitud
varL=50;
adic_x=varL*cos(angulo); %se incrementa de 50m en 50 metros a lo largo de
la
adic_y=varL*sin(angulo); %longitud de la linea/Se saca sus componentes x
y
Xini= punto(1,2); Xfin=punto(2,2); %coordenadas inicial y final en eje
x(este)
Yini= punto(1,3); Yfin=punto(2,3); %coordenadas inicial y final en eje
%y(norte)
%Dependiente de las coordenadas se suma o se resta
%Para el eje x
if Xfin > Xini
    cordX(1,1)=Xini;
    i=1;
    while cordX(i,1) < Xfin
        cordX(i+1,1)=cordX(i,1)+adic_x;
        i=i+1;
    end
end

```

```

    end
else %Xfin < Xini
    cordX(1,1)=Xini;
    i=1;
    while cordX(i,1) > Xfin
        cordX(i+1,1)=cordX(i,1)-adic_x;
        i=i+1;
    end
end
end
%Para el eje y
if Yfin > Yini
    cordY(1,1)=Yini;
    jc=1;
    while cordY(jc,1) < Yfin
        cordY(jc+1,1)=cordY(jc,1)+adic_y;
        jc=jc+1;
    end
else %Yfin < Yini
    cordY(1,1)=Yini;
    jc=1;
    while cordY(jc,1) > Yfin
        cordY(jc+1,1)=cordY(jc,1)-adic_y;
        jc=jc+1;
    end
end
end
%Hallando coordenadas en las pequeñas variaciones de longitud
acu_temp(1,1)=acumulado(punto(1,1)); %punto inicial = acumulado(51)
acu_fin=acumulado(punto(2,1)); %punto final = acumulado(52)
t=1;
while acu_temp(t,1)<acu_fin
    acu_temp(t+1,1)= acu_temp(t,1)+varL;
    t=t+1;
end
end
%Hallando las coordenadas finales mas proximas a lo largo de la linea
ic=1;
while ic<length(acu_temp)
    if dist>acu_temp(ic) & dist<acu_temp(ic+1)
        cord_final=[cordX(ic),cordY(ic)];
        break;
    end
    ic=ic+1;
end
end
%-----
%DIBUJAR RAYITO EN LA DISTANCIA ESPECIFICADA
x=80*[0 3 2 4 2.5 0.5 1.5 0]; %Puntos x para rayo
y=80*[0 3 3 5 5 2.5 2.5 0]; %puntos y para rayo
% % puntox=cord_final(1);
% % puntoy=cord_final(2);
x1=x+cord_final(1);
y1=y+cord_final(2);
line(x1,y1, 'Color', 'y', 'LineWidth', 1);
hold off

zoom on

guidata(hObject, handles);

```

```

function edit2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit2 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit2 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- If Enable == 'on', executes on mouse press in 5 pixel border.
% --- Otherwise, executes on mouse press in 5 pixel border or over edit1.
function edit1_ButtonDownFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

```



# **ANEXO 6**

## **Manual de uso programa localizador de fallas**

## Manual de uso programa localizador de fallas

En este anexo se da a conocer la forma correcta de utilizar el programa en Matlab para la adecuada localización de fallas.

Es necesario tener instalado Matlab en la computadora donde se va a ejecutar y que esté abierto.

Dentro del current folder de Matlab deberán estar todos los subprogramas que contiene el programa, en nuestro caso está en la carpeta “programa” por lo que deberemos cargar esta carpeta desde donde se encuentre al current folder de Matlab usando el botón “Browse for folder”



El programa ya está listo para ser usado.

### PASO 1: ABRIR PROGRAMA

Desde el Command Window de Matlab llamamos al programa principal “LOCALIZAR\_FALLA” que es el que gobierna toda la ejecución de los subprogramas para la localización de una falla en base a archivos comtrade y parámetros de la línea de transmisión.

En el Command Window escribimos:

```
>> LOCALIZAR_FALLA
```

\*NOTA: No es necesario abrir los subprogramas en el editor de Matlab para ser ejecutados, (es mas no se recomienda abrirlos desde el editor ya que el código podría ser modificado por error alterándose el programa).

Se mostrará la interfaz gráfica siguiente, que es la plataforma principal del programa localizador de fallas.



Como se puede apreciar existen botones que están numerados del 1 al 7, esto nos indica la secuencia obligatoria de ejecución del programa, por lo que deberá seguirse obligatoriamente esta secuencia iniciando en el botón numerado como 1 y finalizando en el botón numerado como 7 para el correcto funcionamiento del programa.

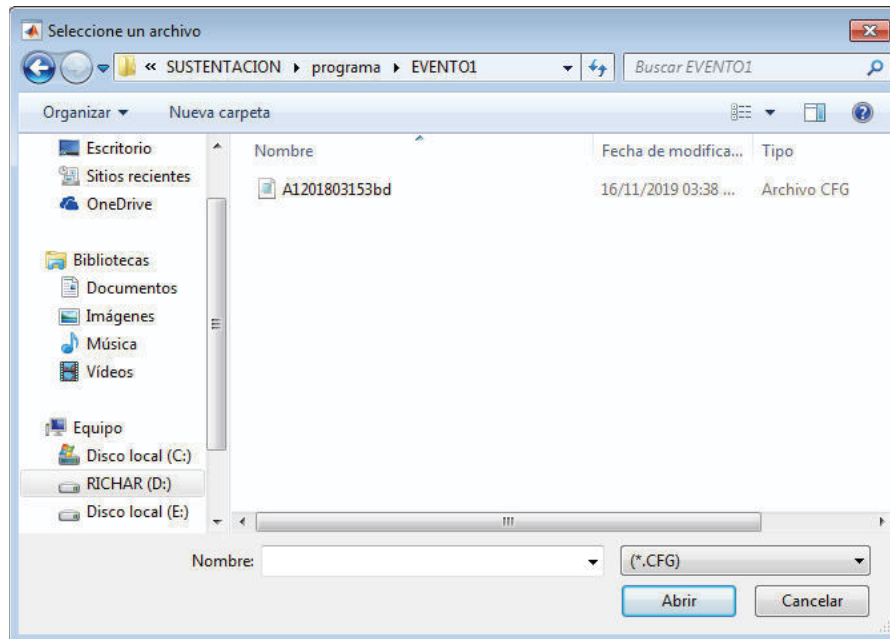
## PASO 2: CARGAR ARCHIVOS COMTRADE

### Cargar archivo.cfg

El botón INICIO (ABRIR.CFG) (1) nos permite cargar el archivo de configuración (archivo.cfg), el programa por defecto en este paso sólo reconoce los archivos con extensión \*.cfg.

Para el caso de demostración del programa se usará los archivos comtrade de un evento real de falla trifásica en la línea L-6018, producido el día 15 de Marzo del 2018, cuyos archivos comtrade son A1201803153bd.cfg y A1201803153bd.dat. Este evento de falla es denominado como EVENTO 1 para efectos prácticos.

Hacemos clic en el botón INICIO (ABRIR.CFG) (1) el cual abre la siguiente ventana desde donde se puede seleccionar el archivo.cfg correspondiente al evento que se desea analizar (EVENTO 1 en este caso), seleccionamos el archivo A1201803153bd y damos clic en Abrir.

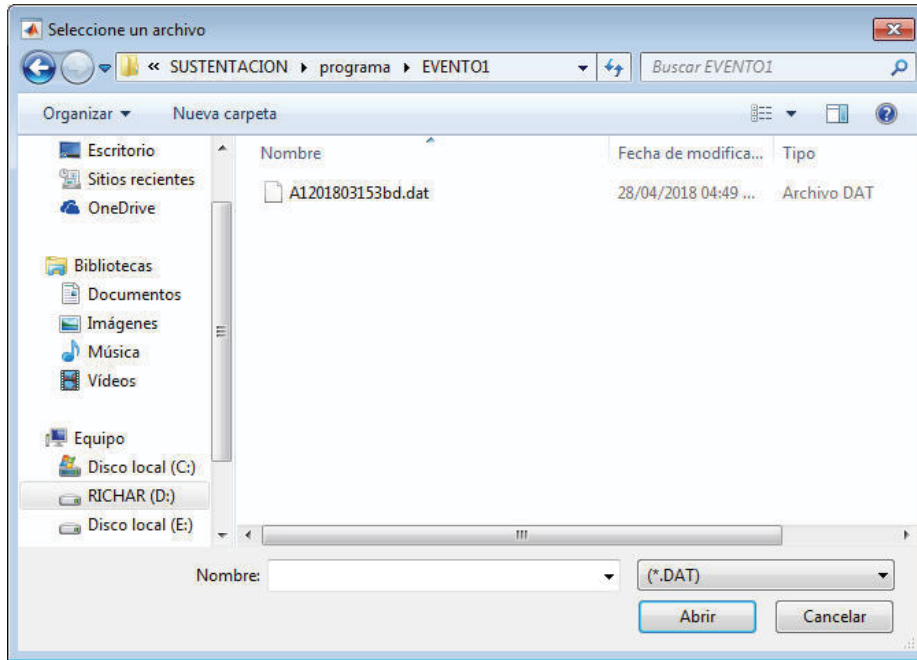


### Cargar archivo.dat

El botón ABRIR/EJECUTAR.DAT (2) nos permite cargar el archivo de datos (archivo.dat), el programa por defecto en este paso sólo reconoce los archivos con extensión \*.dat.

Hacemos clic en el botón ABRIR/EJECUTAR.DAT (2) el cual abre la siguiente ventana desde donde se puede seleccionar el archivo.dat correspondiente al evento que se está analizando (EVENTO 1 en este caso), seleccionamos el archivo A1201803153bd damos clic en Abrir.

Al ejecutar el botón ABRIR/EJECUTAR.DAT (2) aparecerá un mensaje de confirmación a su lado “Se ejecuto .dat / Se calculo Fasores ”, que no aparezca este mensaje es un indicio que no se ha procesado correctamente los datos en este paso. Generalmente demora unos cuantos segundos si el archivo de datos es en formato binario.



### PASO 3: SELECCIÓN DE CANALES DE CORRIENTES Y TENSIONES

Una vez cargado los archivos A1201803153bd.cfg y A1201803153bd.dat se deberá seleccionar los canales correspondientes a las corrientes y tensiones de cada fase según la nomenclatura que se indica en el texto a la izquierda de cada ventana deslizante, en los cuadros “Canales de corriente” y “Canales de tensión”.

Es importante hacer bien esta selección ya que de ello dependerá el orden de los datos que se asigne a las tensiones y corrientes de cada fase para el cálculo de la distancia de falla, los canales no deben repetirse y debe asignarse aun el canal correspondiente a “IL Fase A” ya que de lo contrario lo reconocerá como vacío y arrojará un error.

Canales de Corriente		Canales de Tension	
IL Fase A :	LINE_A_IL1	V Fase A-N :	LINE_A_IL1
IL Fase B :	LINE_A_IL1	V Fase B-N :	LINE_A_IL1
IL Fase C :	LINE_A_IL1	V Fase C-N :	LINE_A_IL1
IN (3*I0) :	LINE_A_IL1	V NG (3*V0) :	LINE_A_IL1

Al cargar el archivo.cfg, el programa por defecto asigna a todos los canales la nomenclatura del canal LINE\_A\_IL1 los cuales deben ser cambiados según corresponda. Las nomenclaturas de LINE\_A\_IL1, LINE\_A\_IL2, LINE\_A\_IL3, LINE\_A\_IN, LINE\_UL1, LINE\_UL2, LINE\_UL3, LINE\_UN puede variar en los diferentes registros comtrade según la línea que se esté analizando, pero siempre tendrá un distintivo de si es canal de corriente ó de tensión y a que fase corresponde.

Luego de la selección de todos los canales, la gráfica anterior deberá quedar como se muestra.

Canales de Corriente	Canales de Tension
IL Fase A : <input type="text" value="LINE_A_IL1"/>	V Fase A-N : <input type="text" value="LINE_UL1"/>
IL Fase B : <input type="text" value="LINE_A_IL2"/>	V Fase B-N : <input type="text" value="LINE_UL2"/>
IL Fase C : <input type="text" value="LINE_A_IL3"/>	V Fase C-N : <input type="text" value="LINE_UL3"/>
IN (3*10) : <input type="text" value="LINE_A_IN"/>	V NG (3*V0) : <input type="text" value="LINE_UN"/>

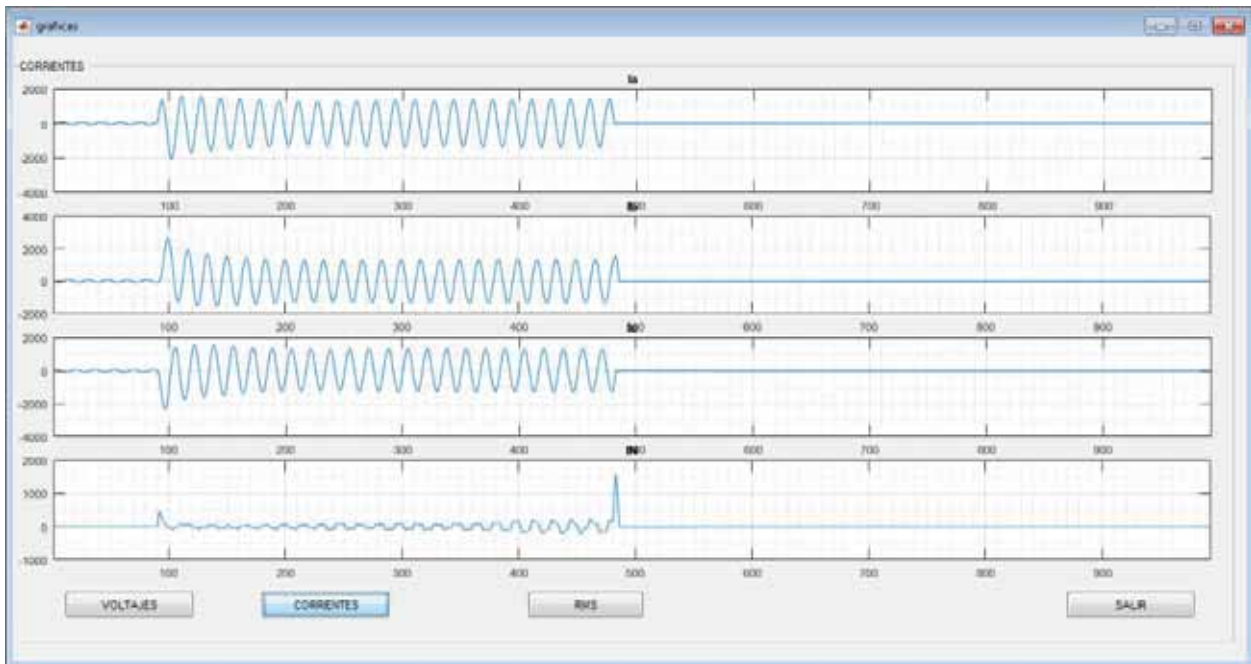
Una vez seleccionado los canales deberá hacerse clic en el botón CONFIRMAR CANALES (3), con lo que la asignación de canales quedará estampado en la base de datos en el programa interno.

Una vez confirmado los canales ya no deberá volver a ejecutarse los pasos previos hasta este punto (la ejecución de pasos no es retroejecutable, es mejor reiniciar el programa mediante el botón REINICAR a estar volviendo a ejecutar varias veces los pasos 1, 2 y selección de canales) para garantizar una adecuada localización de fallas.

Al ejecutar el botón CONFIRMAR CANALES aparecerá un mensaje de confirmación a su lado “Realizado datosord ok”, que no aparezca este mensaje es un indicio que no se ha procesado correctamente los datos hasta este punto.

### **Mostrar graficas de las señales de tensión y corriente**

El botón GRAFICAR SEÑALES abre una ventana donde se puede ver en forma gráfica los datos de los archivos comtrade ya procesados.



Para ver las señales de tensión y corrientes en forma de valores instantáneos sólo se hace clic en los botones VOLTAJES ó CORRIENTES, y para verlos en valores RMS hay que activar el botón RMS (Al activar este botón aparece un mensaje VALORES RMS ACTIVO a su costado) haciendo nuevamente clic en los botones VOLTAJES ó CORRIENTES.

La ejecución de este botón es opcional, que no se ejecute no afecta en nada a la localización de la falla siempre y cuando se conozca el tipo de falla, caso que no se tenga identificado el tipo de falla las gráficas de esta ventana nos ayudaran a identificarla.

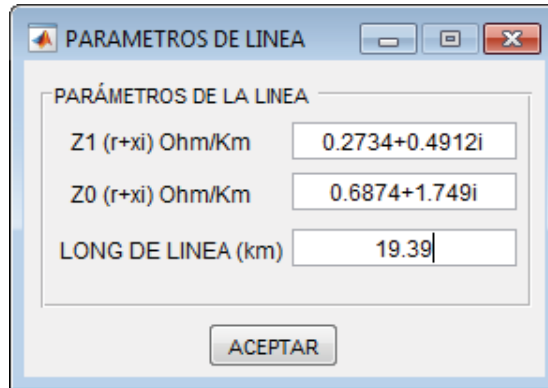
#### **PASO 4: INGRESAR DATOS DE LA LINEA, TIPO DE FALLA Y TIPO DE RED**

##### **Ingresar datos de la línea**

El botón INGRESAR en el cuadro “Parámetros de la línea” (4) nos permite ingresar los parámetros de la línea de transmisión, los datos necesarios son:

- Impedancia secuencia positiva: de la forma  $(r1+x1i)$  en  $\Omega/\text{Km}$
- Impedancia secuencia cero: de la forma  $(r0+x0i)$  en  $\Omega/\text{Km}$
- Longitud de la línea: en Km

Al ejecutar el botón INGRESAR se abre la siguiente ventana donde deberá tipearse los datos solicitados.

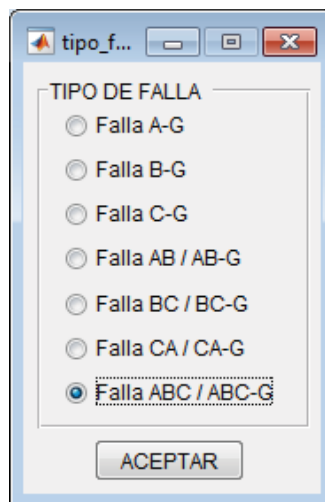


Los valores de las impedancias  $Z1$  y  $Z0$  de la línea se ingresan en forma de un número complejo  $(r+xi)$ , con  $i$  ó  $j$  minúscula para la parte imaginaria. Una vez ingresado los datos deberá pulsarse el botón ACEPTAR.

### Ingresar Tipo de falla

El botón INGRESAR en el cuadro “Tipo de falla” (5), nos permite seleccionar el tipo de falla que se está analizando.

Es importante definir bien el tipo de falla, ya que los cálculos de localización se hacen con los datos de las fases falladas según el tipo de falla (monofásica, bifásica o trifásica).

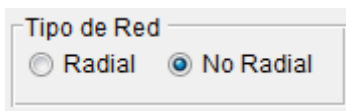


Para el caso de falla trifásica deberá seleccionarse primero cualquier tipo de falla y luego volverse a falla trifásica “Falla ABC/ABC-G” ya que de lo contrario el programa arrojará un error. Este paso sólo es necesario para fallas trifásicas, para el caso de otros tipos de falla la selección se hace directamente.



### Ingresar Tipo de red

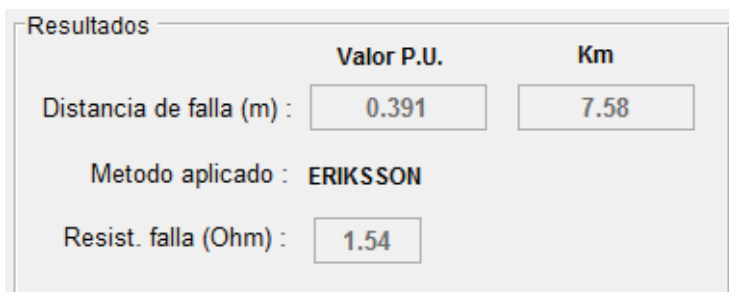
El cuadro Tipo de Red (6) nos permite seleccionar entre red “Radial” y “No radial” lo cual debemos seleccionar según el tipo de línea que estemos analizando.



Formulario de selección de Tipo de Red. Incluye un título "Tipo de Red" y dos opciones de radio: "Radial" (desseleccionada) y "No Radial" (seleccionada).

### PASO 5: CALCULO DE LA DISTANCIA DE FALLA

Una vez ingresado todos los datos (pasos 1 al 4), se hace clic en el botón CALCULAR (7) al hacer clic en este botón se procesa toda la información ingresada y se calcula la distancia de falla.



Cuadro de Resultados que muestra los cálculos de la distancia de falla. Incluye un título "Resultados" y una tabla con los siguientes datos:

	Valor P.U.	Km
Distancia de falla (m) :	0.391	7.58
Metodo aplicado :	ERIKSSON	
Resist. falla (Ohm) :	1.54	

En el cuadro de Resultados se muestra la distancia calculada tanto en p.u. como en kilómetros, también se muestra el método por el cual estimo esta distancia de falla, y la resistencia de falla calculada.

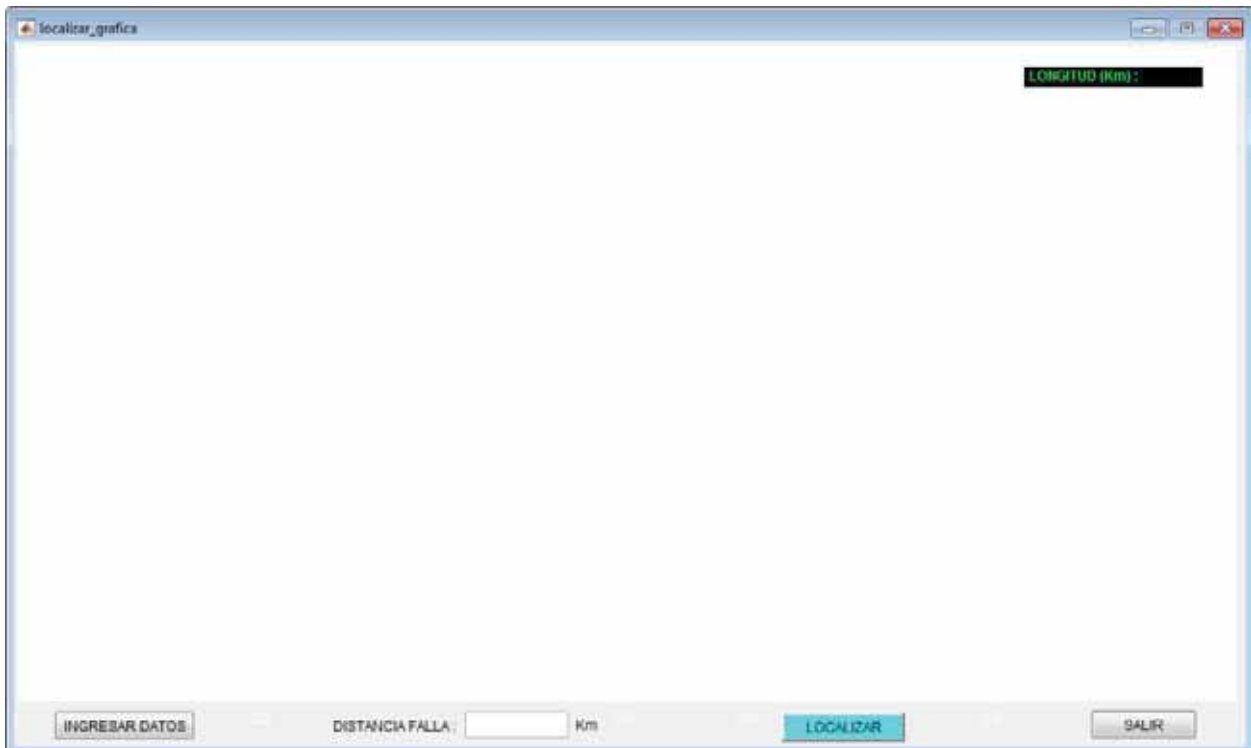
### Localización Geográfica

El programa también nos permite cargar las coordenadas UTM de las estructuras de la línea que se está analizado desde un archivo Excel que debe tener la siguiente presentación:

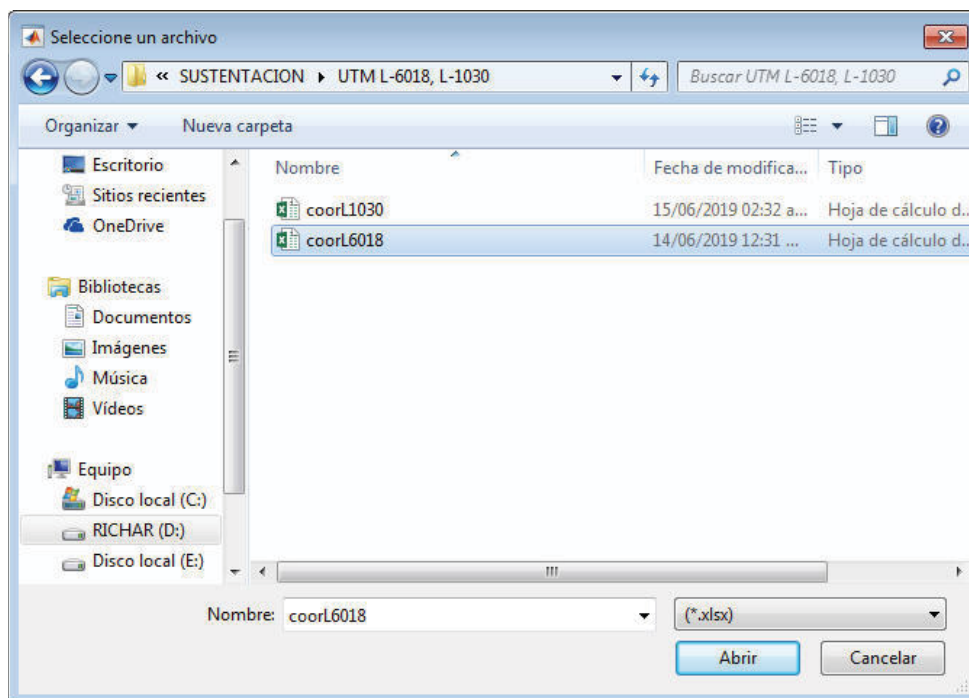
	A	B	C	D	E
1	<b>NRO</b>	<b>ALIMENTADOR</b>	<b>CODIGO2</b>	<b>COORD ESTE</b>	<b>COORD NORTE</b>
2	1	L-6018	1L-6018	159443.5	8335662.9
3	2	L-6018	2L-6018	159432.1	8335510.0
4	3	L-6018	3L-6018	159397.7	8335051.1
5	4	L-6018	4L-6018	159384.7	8334877.0
6	5	L-6018	5L-6018	159366.1	8334628.4
7	6	L-6018	6L-6018	159352.7	8334449.9
8	7	L-6018	7L-6018	159340.9	8334292.3
9	8	L-6018	8L-6018	159127.1	8334268.6
10	9	L-6018	9L-6018	158779.2	8334230.1
11	10	L-6018	10L-6018	158575.3	8334207.5
12	11	L-6018	11L-6018	158446.1	8334193.1
13	12	L-6018	12L-6018	158297.0	8334176.6
14	13	L-6018	13L-6018	158028.5	8334146.9

El archivo a cargar siempre debe contener las 5 columnas de datos como se muestra en la tabla (y en ese mismo orden) caso de que falte alguna columna de datos se debe completar en el archivo Excel.

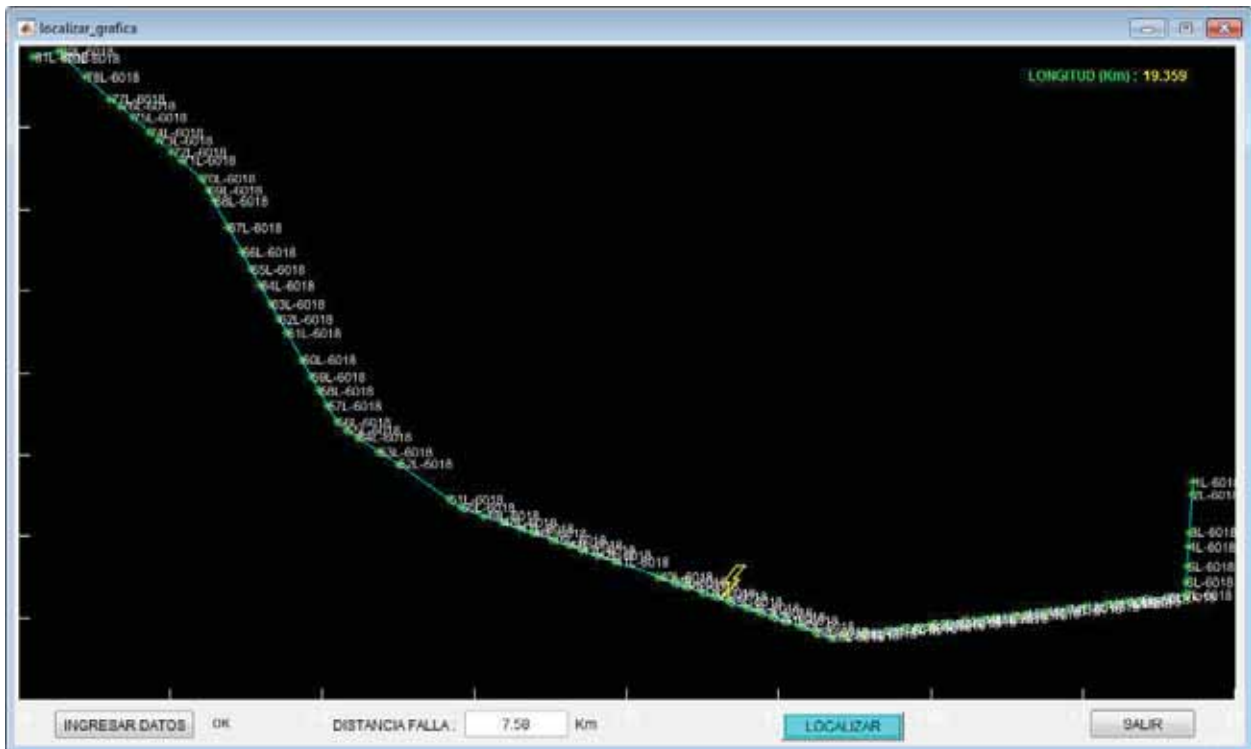
Al hacer clic en el botón LOCALIZACION GEOGRAFICA se abre la siguiente ventana. Que no se ejecute este botón no afecta en nada a la localización de falla, solo es una herramienta adicional.



Dentro de esta ventana el botón INGRESAR DATOS nos permite cargar el archivo Excel que contiene las coordenadas UTM de las estructuras de la línea. Al hacer clic en este botón se abrirá una ventana donde podemos cargar el archivo excel desde donde se encuentre, como se muestra:



Se selecciona el archivo excel y se hace clic en Abrir, luego de esto se espera a que aparezca el mensaje “ok” al lado del botón INGRESAR DATOS, con lo cual se confirma que se cargó los datos. Luego se tipea el valor de la distancia de falla calculada por el localizador de fallas (en este caso 7.58 Km y finalmente se hace clic en el botón LOCALIZAR, donde se mostrará la siguiente gráfica.



En esta grafica podemos observar el trayecto de la línea, graficada en base a los puntos coordenados y la ubicación de un rayito en el punto donde se produjo la falla. La ubicación del rayito nos indica la estructura ó estructuras cercanas donde se produjo la falla, es la ubicación de los 7.58 Km ingresado como dato desde la subestación desde donde se realiza la localización.

También en esta parte calcula la longitud total de la línea en base a los puntos coordenados, lo cual se muestra en la parte superior derecha.