

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



TESIS

METODOLOGÍA DE LOCALIZACION DE FALLAS ASISTIDO POR
SOFTWARE MATLAB PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE
SUMINISTRO DE ENERGIA EN LINEAS DE TRANSMISION ELECTRICA

Presentado por:

Br. Albert Huarhua Tupayachi

Br. Vidal Junior Huaman Carpio

Para optar el título profesional de Ingeniero
Electricista.

Asesor: Ing. Pablo Apaza Huanca

Cusco – Perú

2024

INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, **Asesor** del trabajo de investigación/tesis titulada:.....

METODOLOGÍA DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS ASISTIDO POR

SOFTWARE MATLAB PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD

DE SUMINISTRO DE ENERGIA EN LINEAS DE TRANSMISION ELECTRICA

presentado por: ALBERT HUARHVA TUPAYACHI con DNI Nro.: 74034892 presentado

por: VIDAL JUNIOR HUAMAN CARPIO con DNI Nro.: 47513533 para optar el

título profesional/grado académico de

INGENIERO ELECTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 3 veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 5%.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto la primera página del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 16 de AGOSTO de 2024

[Firma]

Firma

Post firma PABU ARAZA HUANGA

Nro. de DNI 23842746

ORCID del Asesor 0000-0002-3941-1347 ✓

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: oid: 27259:372883686?locale=es-MX

NOMBRE DEL TRABAJO

METODOLOGÍA DE LOCALIZACION DE FALLAS ASISTIDO POR SOFTWARE MATLAB PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD

AUTOR

**Albert/Vidal Junior Huarhua Tupayachi/
Huaman Carpio**

RECUENTO DE PALABRAS

67987 Words

RECUENTO DE CARACTERES

336224 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

255 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

8.0MB

FECHA DE ENTREGA

Aug 14, 2024 8:04 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Aug 14, 2024 8:06 AM GMT-5

● 5% de similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 1% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref
- Base de datos de Crossref
- 4% Base de datos de trabajos entregados

● Excluir del Reporte de Similitud

- Base de datos de Internet
- Bloques de texto excluidos manualmente
- Coincidencia baja (menos de 10 palabras)

DEDICATORIA

A mis familiares, amigos y docentes por su constante apoyo en mi formación personal y profesional, de manera especial dedico este trabajo a mis padres Plácido Huarhua Pilco y María Tupayachi Flores por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad; muchos de mis logros se los debo a ustedes entre los que incluye este, me motivaron constantemente para alcanzar mis anhelos.

Albert Huarhua Tupayachi.

A mis familiares, amigos y docentes por su constante apoyo en mi formación personal y profesional, de manera especial dedico este trabajo a mis padres Audberta Carpio Ayala y Vidal Huaman Peña por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad; muchos de mis logros se los debo a ustedes entre los que incluye este, me motivaron constantemente para alcanzar mis anhelos.

Vidal Junior Huaman Carpio.

RESUMEN

En la Empresa Concesionaria Electro Sur Este S.A.A. las líneas de transmisión eléctricas están expuestas constantemente a las fallas en la red, los cuales producen interrupción de suministro a los usuarios, así como también daño y deterioro sobre el equipamiento de las líneas, ante las fallas presentadas es necesario realizar el análisis correspondiente con el objetivo de encontrar el origen de falla y minimizar el tiempo de la interrupción para recuperar el suministro de energía.

El presente trabajo comprende la elaboración de una metodología de localización de fallas asistido por software Matlab en las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1, donde primeramente se analiza las interrupciones por falla permanentes y transitorias registradas desde el año 2018, posteriormente se determina el método matemático de localización de falla más adecuado para la red en estudio, y finalmente se evalúa la influencia del cálculo de distancia de falla en los indicadores de Calidad de suministro de Energía mediante una herramienta computacional propuesta.

Palabras claves: Método de localización de falla, distancia de falla, tiempo de localización de falla, Calidad de suministro de Energía.

INDICE GENERAL

<u>PRESENTACION.....</u>	<u>II</u>
<u>DEDICATORIA.....</u>	<u>III</u>
<u>INDICE GENERAL</u>	<u>IV</u>
<u>ÍNDICE DE FIGURAS.....</u>	<u>IX</u>
<u>ÍNDICE DE TABLAS.....</u>	<u>XIII</u>
<u>ÍNDICE DE ABREVIATURAS.....</u>	<u>XVII</u>
<u>CAPITULO I ASPECTOS GENERALES</u>	<u>1</u>
1.1 Introducción	1
1.2 Ámbito Geográfico	2
1.3 Problema de investigación	3
1.3.1 Planteamiento del problema.....	3
1.3.2 Formulación del problema	7
1.3.2.1 Problema principal.....	7
1.3.2.2 Problemas específicos.....	7
1.4 Objetivos de la investigación	7
1.4.1 Objetivo general.....	7
1.4.2 Objetivos específicos	7
1.5 Justificación del estudio	8
1.6 Alcances y limitaciones	9
1.6.1 Alcances.....	9
1.6.2 Limitaciones.....	9
1.7 Hipótesis	9
1.7.1 Hipótesis general.....	9
1.7.2 Hipótesis específicas.....	10

1.8	Variables e indicadores	10
1.9	Metodología de investigación	10
1.9.1	Tipo de investigación	10
1.9.2	Nivel de investigación.....	11
1.9.3	Diseño de investigación	11
1.9.4	Población y muestra.....	11
1.9.5	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	12
1.9.5.1	Técnicas de recolección de datos.....	12
1.9.5.2	Procesamiento de datos	12
1.10	Matriz de consistencia.....	13
1.11	Matriz de operacionalización de variables.....	14
	<u>CAPITULO II MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO</u>	15
2.1	Antecedentes	15
2.2	Normatividad	17
2.3	Características de las líneas de transmisión	18
2.3.1	Niveles de operación.....	18
2.3.2	Elementos de una línea de transmisión.....	19
2.3.2.1	Conductores eléctricos.....	19
2.3.2.2	Aisladores	21
2.3.2.3	Soportes (estructuras)	24
2.4	Análisis de flujo de potencia.....	25
2.5	Análisis de fallas en sistemas eléctricos	26
2.5.1	Componentes simétricas	26
2.5.2	Falla monofásica a tierra.....	30
2.5.3	Falla bifásica a tierra (LLT).....	33

2.5.4	Falla bifásica (LL).....	37
2.5.5	Falla trifásica a tierra (L-L-L-T).....	40
2.5.6	Fallas en serie.....	43
2.6	Métodos de localización de fallas.....	45
2.6.1	Método de reactancia Simple.....	46
2.6.2	Método de Takagi.....	49
2.6.3	Método de Eriksson.....	53
2.7	Equipos de protección en una línea de transmisión.....	56
2.7.1	Características de operatividad del relé.....	57
2.7.2	Tiempos de operación del relé.....	58
2.7.3	Relé numérico (microprocesadores).....	59
2.8	Análisis de falla mediante archivos COMTRADE.....	64
2.9	Tiempos de parciales de reparación.....	67
2.10	Clasificación de estados de las secciones de línea.....	69
2.11	Indicadores de performance.....	71
2.11.1	Indicador tasa de falla e indisponibilidad de energía.....	72
<u>CAPITULO III EVALUACIÓN DEL PERFORMANCE ACTUAL DEL SISTEMA 75</u>		
3.1	Ubicación.....	75
3.1.1	Ubicación geográfica.....	75
3.1.2	Ubicación eléctrica.....	76
3.2	Descripción técnica.....	76
3.2.1	Generalidades.....	76
3.2.2	Descripción técnica de la S.E. Quencoro.....	76
3.2.3	Descripción técnica de la S.E. Oropesa.....	77
3.2.4	Descripción técnica de la S.E. Huaro.....	79

3.2.5	Descripción técnica de la planta de bombeo de agua Seda Cusco.....	81
3.3	Análisis operativo	82
3.3.1	Parámetros eléctricos	82
3.3.2	Análisis de demanda	83
3.3.3	Flujo de potencia.....	93
3.3.4	Análisis de cortocircuito	97
3.3.5	Coordinación de protecciones actuales.....	98
3.4	Reporte de eventos registrados	101
<u>CAPITULO IV. IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE LOCALIZACIÓN DE FALLA.....</u>		112
4.1	Análisis de localización de fallas en las líneas L-3302 y L-3302/1.....	112
4.1.1	Simulación de fallas en la línea L-3302.....	112
4.1.1.1	Resultados de falla monofásica	112
4.1.1.2	Resultados de falla bifásica	113
4.1.1.3	Resultados de falla trifásica.....	114
4.1.2	Simulación de fallas en la línea L-3302/1.....	115
4.1.2.1	Resultados de falla monofásica	115
4.1.2.2	Resultados de falla bifásica	115
4.1.2.3	Resultados de falla trifásica.....	116
4.1.3	Métodos de localización de fallas	117
4.1.3.1	Método de la reactancia Simple.....	117
4.1.3.2	Método de la Takagi	124
4.1.3.3	Método de Eriksson.....	131
4.2	Cálculo de localización de fallas en las líneas L-3302 y L-3302/1	147
<u>CAPITULO V. IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PROPUESTA.....</u>		149

5.1	Entorno de desarrollo	149
5.2	Diagrama de flujo de la herramienta computacional	149
5.2.1	Modulo 01: Procesamiento de señales	154
5.2.2	Modulo 02: Localización de falla	161
5.2.3	Módulo 03: Performance	163
5.3	Mejoramiento de los indicadores de calidad de suministro	166
5.3.1	Análisis de las variables de tiempo de las interrupciones.....	166
5.3.2	Aplicación de la herramienta computacional y validación de resultados	169
	<u>CONCLUSIONES.....</u>	178
	<u>RECOMENDACIONES</u>	179
	<u>Bibliografía</u>	180

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Mapa de ubicación de la línea L-3302 y L-3302/1.	2
Figura 2.	Indicador de indisponibilidad en horas	5
Figura 3.	Indicador de tasa de fallas.....	6
Figura 4.	Conductor de Aleación de Aluminio AAAC	21
Figura 5.	Aisladores poliméricos tipo suspensión.....	23
Figura 6.	Estructura de Concreto Armado Centrifugado.	25
Figura 7.	Fasores de componentes simétricas de secuencia positiva, negativa y cero.....	27
Figura 8.	(a) representación general; (b) interconexión de redes de secuencia.....	31
Figura 9.	Doble falla línea a tierra: (a) general; b) redes de secuencia.	34
Figura 10.	Falla línea a línea (a) general (b)redes de secuencia.....	38
Figura 11.	Falla trifásica: (a) general; (b) redes de secuencia.....	41
Figura 12.	(a) representación general, (b) conexión de redes de secuencia.	44
Figura 13.	Modelamiento de una falla en una línea de transmisión.....	47
Figura 14.	Interpretación gráfica de la resistencia de falla.....	50
Figura 15.	Diagrama de un microprocesador	63
Figura 16.	Archivo *.DAT de un registro COMTRADE.....	66
Figura 17.	Archivo *.CFG de un registro COMTRADE.	66
Figura 18.	Registro Oscilográfico COMTRADE – SIGRA.....	67
Figura 19.	Ciclo de falla – restitución de servicio, (Gustavo, 2023).....	69
Figura 20.	Ubicación geográfica de la línea L-3302 y L-3302/1	75
Figura 21.	Diagrama unifilar salida SET Quencoro-Oropesa-Huaro.....	76
Figura 22.	Diagrama unifilar S.E. Oropesa	78
Figura 23.	Diagrama unifilar S.E. Huaro	80
Figura 24.	Diagrama unifilar de la S.E. Collana	82

Figura 25.	Diagrama unifilar de la S.E. Rumicolca	82
Figura 26.	Registro de demanda del 01 de enero del 2020	93
Figura 27.	Equipos de protección en la S.E. Quencoro y línea L-3302 y L-3302/1	99
Figura 28.	Curvas de protección de fases de la línea L-3302 y L-3302/1	100
Figura 29.	Curvas de protección de tierra de la línea L-3302 y L-3302/1	101
Figura 30.	Comparación de tolerancia y el indicador de indisponibilidad, año 2018 - 2021.	110
Figura 31.	Comparación de la tolerancia y el indicador de tasa de fallas, año 2018 - 2021 ..	111
Figura 32.	Error absoluto fallas monofásicas por método de R. Simple – L-3302	119
Figura 33.	Error absoluto fallas bifásicas por método de R. Simple – L-3302	120
Figura 34.	Error absoluto fallas trifásicas por método de R. Simple – L-3302/1	121
Figura 35.	Error absoluto fallas monofásicas por método de R. Simple – L-3302/1	122
Figura 36.	Error absoluto fallas bifásicas por método de R. Simple – L-3302/1	123
Figura 37.	Error absoluto fallas trifásica por método de R. Simple – L-3302/1	124
Figura 38.	Error absoluto falla monofásica por método de Takagi – L-3302	126
Figura 39.	Error absoluto falla bifásica por método de Takagi – L-3302	127
Figura 40.	Error absoluto falla trifásica por método de Takagi – L-3302.....	128
Figura 41.	Error absoluto falla monofásica por método de Takagi – L-3302/1	129
Figura 42.	Error absoluto falla bifásica por método de Takagi – L-3302/1	130
Figura 43.	Error absoluto falla trifásica por método de Takagi – L-3302/1	131
Figura 44.	Error absoluto falla monofásica por método de Eriksson – L-3302	136
Figura 45.	Resultados de resistencia de falla monofásica por método de Eriksson – L-3302	137
Figura 46.	Error absoluto de falla bifásica por método de Eriksson – L-3302	138
Figura 47.	Resultados de resistencia de falla bifásica por método de Eriksson – L-3302	139
Figura 48.	Error absoluto de falla trifásica por método de Eriksson – L-3302.....	140
Figura 49.	Resultados de resistencia de falla trifásica por método de Eriksson – L-3302.....	141

Figura 50.	Error absoluto fallas monofásicas por método de Eriksson – L-3302/1	142
Figura 51.	Cálculo de resistencia de falla monofásica – L-3302/1	143
Figura 52.	Error absoluto fallas bifásicas por método de Eriksson – L-3302/1	144
Figura 53.	Cálculo de resistencia de falla bifásica por método de Eriksson – L-3302/1	145
Figura 54.	Error absoluto fallas trifásicas por método de Eriksson – L-3302/1	146
Figura 55.	Cálculo de resistencia de falla trifásica por método de Eriksson – L-3302/1	147
Figura 56.	Diagrama general del programa en estudio.	150
Figura 57.	Flujograma del módulo procesamiento de señales	151
Figura 58.	: Flujograma del módulo de localización de falla.....	152
Figura 59.	Flujograma del módulo de performance	153
Figura 60.	Módulo para el análisis oscilográfico	159
Figura 61.	Modulo para el cálculo de Localización de falla.	162
Figura 62.	Módulo de Performance para el análisis de falla.	164
Figura 63.	Mejoramiento del tiempo de la interrupción 184833.....	169
Figura 64.	Mejoramiento del tiempo de la interrupción 193278.....	170
Figura 65.	Mejoramiento del tiempo de la interrupción 203585.....	171
Figura 66.	Mejoramiento del tiempo de la interrupción 209730.....	171
Figura 67.	Detalle de las interrupciones suscitadas el día 12/08/2020.....	173
Figura 68.	Mejoramiento del tiempo de la interrupción 212441 y 212442.....	174
Figura 69.	Mejoramiento del tiempo de la interrupción 214146.....	175
Figura 70.	Mejoramiento del tiempo de la interrupción 221151.....	175
Figura 71.	flujo de potencia a mínima demanda año 2018	183
Figura 72.	flujo de potencia a máxima demanda año 2018.....	184
Figura 73.	flujo de potencia a mínima demanda año 2019	185
Figura 74.	flujo de potencia a máxima demanda año 2019.....	186

Figura 75.	flujo de potencia a mínima demanda año 2020	187
Figura 76.	flujo de potencia a máxima demanda año 2020.....	188
Figura 77.	flujo de potencia a mínima demanda año 2021	189
Figura 78.	flujo de potencia a máxima demanda año 2021	190
Figura 79.	Simulación de falla trifásica a 0 ohm.....	192
Figura 80.	Simulación de falla bifásica a 0 ohm	193
Figura 81.	Simulación de falla bifásica a 10 ohm	194
Figura 82.	Simulación de falla monofásica a 0 ohm	195
Figura 83.	Simulación de falla monofásica a 50 ohm	196

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Indicador de indisponibilidad.	5
Tabla 2.	Indicador de tasa de fallas	6
Tabla 3.	Variables e indicadores de la investigación.....	10
Tabla 4.	Ficha técnica del conductor aleación de aluminio AAAC	21
Tabla 5.	Datos técnicos garantizados aislador tipo PIN ANSI 56-4.....	22
Tabla 6.	Características eléctricas y mecánicas del aislador polimérico de suspensión.....	23
Tabla 7.	Parámetros y variables de método de localización de falla de reactancia Simple.....	48
Tabla 8.	Parámetros y variables de método de localización de falla del método de Takagi	53
Tabla 9.	Clasificación según el tiempo de interrupción	71
Tabla 10.	Indicadores de performance según el procedimiento 091-OSINERGMIN-2006...	71
Tabla 11.	Tolerancia de indicadores de performance sistema interconectado.....	72
Tabla 12.	Tipificación de las desconexiones Cuadro N°1C	73
Tabla 13.	Datos de infraestructura eléctrica S.E. Oropesa.....	78
Tabla 14.	Datos de infraestructura eléctrica S.E. Huaro	80
Tabla 15.	Parámetros eléctricos de línea L-3302 y L-3302/1	83
Tabla 16.	Parámetros eléctricos de la S.E. Oropesa y S.E. Huaro	83
Tabla 17.	Registro de la demanda en la S.E. Huaro – año 2018.....	84
Tabla 18.	Registro de la demanda en la S.E. Huaro – año 2019.....	85
Tabla 19.	Registro de la demanda en la S.E. Huaro – año 2020.....	86
Tabla 20.	Registro de la demanda en la S.E. Huaro – año 2021	86
Tabla 21.	Registro de la demanda en la S.E. Oropesa – año 2018	87
Tabla 22.	Registro de la demanda en la S.E. Oropesa – año 2019	88
Tabla 23.	Registro de la demanda en la S.E. Oropesa – año 2020	89
Tabla 24.	Registro de la demanda en la S.E. Oropesa – año 2021	89

Tabla 25.	Registro de la demanda en la Línea L-3302 – año 2018.....	90
Tabla 26.	Registro de la demanda en la Línea L-3302 – año 2019.....	91
Tabla 27.	Registro de la demanda en la Línea L-3302 – año 2020.....	92
Tabla 28.	Registro de la demanda en la Línea L-3302 – año 2021.....	92
Tabla 29.	Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2018- mínima demanda...	94
Tabla 30.	Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2018- máxima demanda ..	94
Tabla 31.	Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2019- mínima demanda...	95
Tabla 32.	Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2019- máxima demanda ..	95
Tabla 33.	Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2020 - mínima demanda..	96
Tabla 34.	Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2020 - máxima demanda .	96
Tabla 35.	Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2021 - mínima demanda..	97
Tabla 36.	Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2021 - máxima demanda .	97
Tabla 37.	Corrientes de cortocircuito.....	98
Tabla 38.	Ajustes de protección de fases de la línea L-3302 y L-3302/1	99
Tabla 39.	Ajustes de protección de tierra de la línea L-3302 y L-3302/1.....	100
Tabla 40.	Eventos registrados en la línea L-3302 y L-3302/1 durante el año 2018	101
Tabla 41.	Eventos registrados en la línea L-3302 durante el año 2019	103
Tabla 42.	Eventos registrados en la línea L-3302/1 durante el año 2019	104
Tabla 43.	Eventos registrados en la línea L-3302 durante el año 2020	105
Tabla 44.	Eventos registrados en la línea L-3302/1 durante el año 2020	106
Tabla 45.	Eventos registrados en la línea L-3302 durante el año 2021	107
Tabla 46.	Eventos registrados en la línea L-3302/1 durante el año 2021	107
Tabla 47.	Cantidad de fallas y total de horas interrumpidas por tipo de falla	109
Tabla 48.	Indicador de indisponibilidad	110
Tabla 49.	Indicador de tasa de fallas.....	110

Tabla 50.	Resultados de falla monofásica de la línea L-3302	113
Tabla 51.	Resultados de falla bifásica (fases “R” y “S”) de la línea L-3302.....	113
Tabla 52.	Resultados de falla trifásica de la línea L-3302	114
Tabla 53.	Resultados de falla monofásica de la línea L-3302/1	115
Tabla 54.	Resultados de falla bifásica de la línea L-3302/1	115
Tabla 55.	Resultados de falla trifásica de la línea L-3302/1	116
Tabla 56.	Resultados de localización de falla monofásica en la línea L-3302	118
Tabla 57.	Resultados de localización de falla bifásica en la línea L-3302	119
Tabla 58.	Resultados de localización de falla trifásica en la línea L-3302.....	120
Tabla 59.	Resultados de localización de falla monofásica en la línea L-3302/1	121
Tabla 60.	Resultados de localización de falla bifásica en la línea L-3302/1	122
Tabla 61.	Resultados de localización de falla trifásica en la línea L-3302/1	123
Tabla 62.	Resultados de localización de falla monofásica en la línea L-3302	125
Tabla 63.	Resultados de localización de falla bifásica en la línea L-3302	127
Tabla 64.	Resultados de localización de falla trifásica en la línea L-3302.....	127
Tabla 65.	Resultados de localización de falla monofásica en la línea L-3302/1	128
Tabla 66.	Resultados de localización de falla bifásica en la línea L-3302/1	130
Tabla 67.	Resultados de localización de falla trifásica en la línea L-3302/1	131
Tabla 68.	Resultados de localización de falla monofásica en la línea L-3302	136
Tabla 69.	Resultados de resistencia por falla monofásica en la línea L-3302	137
Tabla 70.	Resultados de localización de falla bifásica en la línea L-3302	138
Tabla 71.	Resultados de resistencia por falla bifásica en la línea L-3302	139
Tabla 72.	Resultados de localización de falla trifásica en la línea L-3302.....	140
Tabla 73.	Resultados de resistencia por falla trifásica en la línea L-3302.....	141
Tabla 74.	Resultados de localización de falla monofásica en la línea L-3302/1	142

Tabla 75.	Resultados de resistencia por falla monofásica en la línea L-3302/1	143
Tabla 76.	Resultados de localización de falla bifásica en la línea L-3302/1	144
Tabla 77.	Resultados de resistencia por falla bifásica en la línea L-3302/1	145
Tabla 78.	Resultados de localización de falla trifásica en la línea L-3302/1	146
Tabla 79.	Resultados de resistencia por falla trifásica en la línea L-3302/1	147
Tabla 80.	Registro de interrupciones en la línea L-3302 y L-3302/1 del año 2018.....	148
Tabla 81.	Muestra de los valores de corrientes de fase A del 1 al 16	154
Tabla 82.	Muestra de los fasores calculados de los valores de corriente y tensión	155
Tabla 83.	Resultados del cálculo del valor eficaz	156
Tabla 84.	Valores eficaces calculados para las muestras 16 a 40	157
Tabla 85.	Fasores estáticos calculados para las muestras 16 al 40 de los 8 canales	158
Tabla 86.	: Tiempo promedio empleado para el desplazamiento vehicular.....	167
Tabla 87.	: Tiempo de desplazamiento promedio para la localización de falla “TL”.....	167
Tabla 88.	: Variables de tiempo de las interrupciones registrados entre el año 2018 y 2021	168
Tabla 89.	Diferencia del tiempo de localización de falla actual y mejorado	176
Tabla 90.	Indicador de indisponibilidad actual y mejorado.....	177
Tabla 91.	Indicador de tasa de fallas actual y mejorado.	177

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

ANSI	: American National Standards Institute
CC-ELSE	: Centro de Control Electro Sur Este
COES	: Comité de Operación Económica del Sistema
CNE-S	: Código Nacional de Electricidad Suministro
DGE	: Dirección General de Electricidad
DIN	: Instituto Alemán de Normalización
ELSE	: Electro Sur Este S.A.A.
ISA REP	: Red de Energía del Perú
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	: Comisión Electrotécnica Internacional
ION	: Internet Operating Network
L.T.	: Línea de Transmisión
MATLAB	: MATrix LABorator
NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de los Suministros Eléctricos
NMT	: Nodo de media tensión
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SEP	: Subestación Eléctrica de Potencia
SID	: Sistema Integrado de Distribución
S.E.	: Subestación eléctrica
SED	: Subestación Eléctrica de Distribución
OSINERGMIN	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1 Introducción

El presente trabajo de tesis tiene por objetivo analizar y mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica en las líneas de transmisión L-3302 (S.E. Quencoro – S.E. Oropesa) y L-3302/1 (S.E. Oropesa – S.E. Huaro) que operan en un nivel de tensión de 34.5KV, para la cual se propone la implementación de una herramienta computacional desarrollada en el entorno de programación MATLAB, el cual permite realizar el cálculo de distancia de falla mediante diferentes métodos, disminuyendo los tiempos de localización de falla y posteriormente mejorando los indicadores de calidad de suministro de las líneas en estudio.

Las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1, se conectan a las subestaciones eléctricas de Huaro y Oropesa, de la misma manera mediante estas líneas de transmisión se suministra energía a las plantas de bombeo de agua de la empresa SEDA Cusco ubicado en el sector de Collana y Rumicolca. Durante la operación en tiempo real de las líneas en estudio se presentan interrupciones del suministro de energía ya sea por actividades programadas o no programadas, las interrupciones no programadas son originadas por fallas en el sistema los cuales se originan por falla en los equipos de la red, fenómenos naturales o afectación a las instalaciones causado por terceros, por consiguiente, para poder restablecer el suministro de energía de forma rápida es necesario una referencia adecuada de la ubicación de falla que permita zonificar la búsqueda y permita disminuir los tiempos de interrupción.

1.2 Ámbito Geográfico

La línea L-3302 inicia desde la S.E. Quencoro (Pertenece a la empresa ISA REP) conectándose a S.E. Oropesa con un recorrido de la línea de 16.07km, seguidamente inicia la línea L-3302/1 desde la S.E. Oropesa y se conecta a la S.E. Huaro con un recorrido de línea de 18.97km, por otro lado las planta de bombeo de agua de la empresa SEDA Cusco ubicado en la S.E. Collana se conecta a la línea L-3302 ubicado a 4.7km de la S.E. Quencoro, y la S.E. Rumicolca conectada a la línea L-3302/1 ubicado a 10.4km de la S.E. Huaro, en la Figura 1 se muestra la ubicación geográfica.

Figura 1. Mapa de ubicación de la línea L-3302 y L-3302/1.



Fuente: (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

1.3 Problema de investigación

1.3.1 Planteamiento del problema

La operación en tiempo real de las redes eléctricas del sistema interconectado nacional debe garantizar la confiabilidad del suministro constante de energía eléctrica, sin embargo, la ocurrencia de fallas en el sistema de transmisión tiende a suscitarse en cualquier instante, debido a que son de naturaleza impredecible.

En las líneas de transmisión L-3302 (S.E. Quencoro – S.E. Oropesa) y L-3302/1 (S.E. Oropesa – S.E. Huaro) de la concesionaria Electro Sur Este S.A.A. se registraron interrupciones originados por fallas transitorias y permanentes que interrumpieron el suministro de energía eléctrica, los cuales afectaron considerablemente los indicadores de calidad de suministro de ambas líneas de transmisión.

Las interrupciones causadas por fallas transitorias los cuales son por condiciones ambientales (30 veces) y origen desconocido (23 veces) corresponden al 70% del total de fallas registradas del 2018 al 2021 en las líneas L-3302 y L-3302/1, si bien son interrupciones con poco tiempo de duración, estos afectan directamente el indicador de “tasa de falla”, es decir la frecuencia con la que se presentan las fallas, y en algunos casos transgredieron las tolerancias del “indicador de tasa de fallas (8 veces)” establecidas según el procedimiento (OSINERG_Nº91, 2006).

Las interrupciones causadas por fallas permanentes los cuales son por cortes de emergencia (7 veces), árbol sobre la red (6 veces) y caídas de conductor (5 veces), corresponden al 24% del total de falla registradas del 2018 al 2021 en las líneas L-3302 y L-3302/1, que corresponden a interrupciones con mayor tiempo de duración y afectaron directamente el indicador de “indisponibilidad”, es decir el tiempo total de la interrupción que contempla

actividades como el desplazamiento del personal, localización de falla, actividades correctivas, maniobras de energización, entre otras, en algunos casos se transgredieron las tolerancias del “indicador de indisponibilidad (4 horas)” establecidas según el procedimiento (OSINERG_N°91, 2006).

Durante la operación a tiempo real cuando se presentan fallas transitorias originadas por condiciones climatológicas como lluvias, vientos o descargas atmosféricas, manifiestan algunas deficiencias que pudiera tener las líneas de transmisión, por ejemplo, si se tiene un aislador roto, con la presencia de la lluvia podría manifestarse bajo aislamiento del conductor con la cruceta y posteriormente una falla por inducción, por consiguiente, cada uno de estos eventos se irán repitiendo cada vez que se presenten lluvias, sin embargo, al no conocerse la ubicación de la falla, no se podrá tomar acciones correctivas.

Por otro lado, durante la operación a tiempo real cuando se presenta una falla permanente originadas por caída de árbol sobre la red, contacto de objeto extraño con la red, impacto vehicular con estructura, rotura de conductor, rotura de aislador, pararrayo deteriorado por descargas atmosféricas, entre otras fallas, de igual forma al no conocerse la ubicación de falla no se tendrá una inspección correcta de la línea para determinar el origen, y se tendrá mayor demora en la reposición del servicio eléctrico.

Por consiguiente, la concesionaria Electro Sur Este S.A.A. carece de una metodología de localización de fallas en las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1 debido a que no se tiene implementado el cálculo de distancia de falla, por lo tanto, no se tiene una gestión adecuada de las interrupciones por falla que influyen directamente en los indicadores de calidad de suministro.

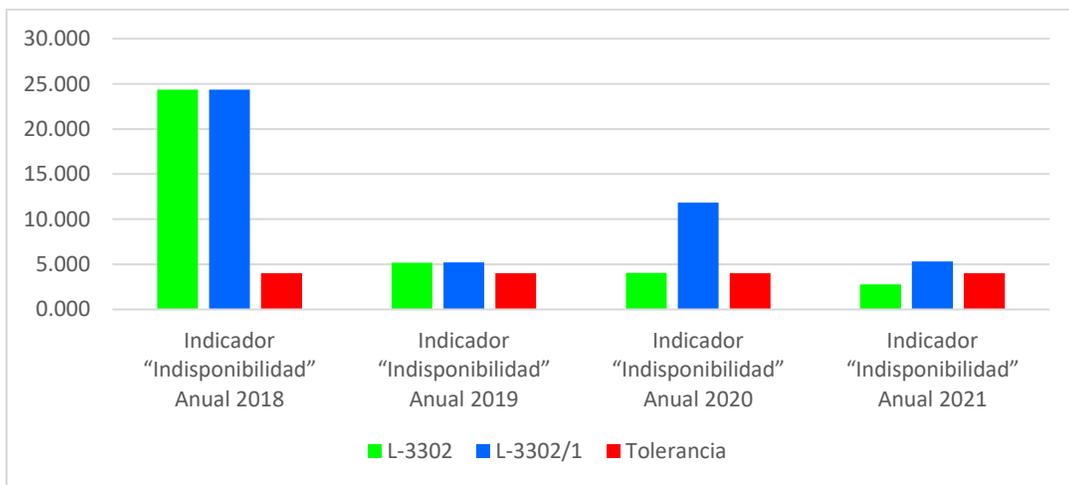
En la Tabla 1 y Figura 2 se muestra el indicador de indisponibilidad de las líneas de transmisión en estudio desde el año 2018 al 2021, donde se verifica que en los tres primeros años se transgredió la tolerancia en la línea L-3302 y en la línea L-3302/1 se transgredió los cuatro años en estudio.

Tabla 1. *Indicador de indisponibilidad.*

Línea	Tensión (KV)	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual (hrs)	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2018 (hrs)	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2019 (hrs)	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2020 (hrs)	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2021 (hrs)
L-3302	33	4	24.347	5.188	4.050	2.783
L-3302/1	33	4	24.347	5.221	11.850	5.333

Fuente: Indicadores de indisponibilidad extraído de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 2. *Indicador de indisponibilidad en horas*



Fuente: Indicadores de indisponibilidad extraído de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

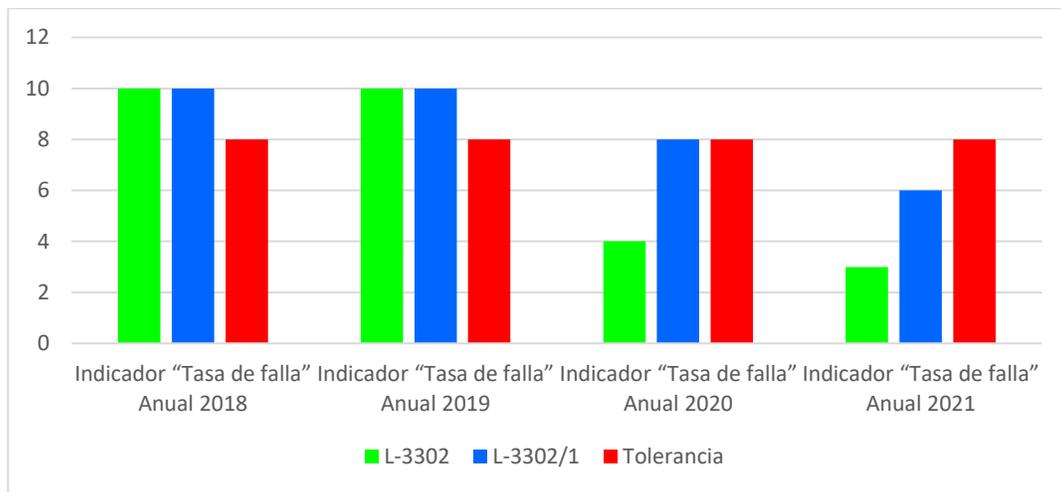
En la Tabla 2 y Figura 3 se muestra el indicador de tasa de falla de las líneas de transmisión en estudio desde el año 2018 al 2021, donde se verifica que en los dos primeros años se transgredió la tolerancia y en los años posteriores disminuyo, sin embargo, esto no quiere decir que en los siguientes años los eventos tiendan a disminuir, por el contrario, podrían aumentar por la naturaleza impredecible de las fallas.

Tabla 2. *Indicador de tasa de fallas*

Línea	Tensión (KV)	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual (Und.)	Indicador “Tasa de falla” Anual 2018 (Und.)	Indicador “Tasa de falla” Anual 2019 (Und.)	Indicador “Tasa de falla” Anual 2020 (Und.)	Indicador “Tasa de falla” Anual 2021 (Und.)
L-3302	33	8	10	10	4	3
L-3302/1	33	8	10	10	8	6

Fuente: Indicadores de indisponibilidad extraído de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 3. *Indicador de tasa de fallas*



Fuente: Indicadores de indisponibilidad extraído de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Por lo indicado anteriormente es importante desarrollar una metodología que permita localizar fallas en las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1, para así poder mejorar los indicadores de Calidad de Suministro de Energía eléctrica, y esta a su vez evitar las multas por transgresión de tolerancias establecidas mediante el Anexo 14 en el Ítem 2.a.1 y el Ítem 2.a.2. del procedimiento (OSINERG_Nº91, 2006).

Actualmente existen softwares comerciales que permiten calcular la distancia de falla (por ejemplo, el software SIGRA), sin embargo, estas herramientas no van más allá del cálculo de distancia y permitan solucionar el problema descrito en la presente tesis, por consiguiente, no existe una herramienta computacional que realice el cálculo de distancia de falla y esta a su vez

permita realizar un análisis exhaustivo en la influencia en los indicadores de calidad de suministro de la red de estudio.

1.3.2 Formulación del problema

1.3.2.1 Problema principal

¿De qué manera la utilización de una metodología de localización de fallas, asistido por el software Matlab podrá mejorar la calidad de suministro de energía en las líneas de transmisión eléctrica?

1.3.2.2 Problemas específicos

1. ¿De qué manera la determinación del método matemático de localización de falla, asistido por el software Matlab mejorará la calidad de suministro de energía en líneas de transmisión eléctrica?
2. ¿De qué manera la determinación de distancia de falla, asistido por el software Matlab podrá mejorar el indicador de indisponibilidad en las líneas de transmisión eléctrica?
3. ¿De qué manera la determinación del tiempo de localización de falla, asistido por el software Matlab podrá mejorar el indicador de indisponibilidad en las líneas de transmisión eléctrica?

1.4 Objetivos de la investigación

1.4.1 Objetivo general

Desarrollar una metodología de localización de fallas, asistido por el software Matlab, para mejorar la calidad de suministro de energía en líneas de transmisión eléctrica.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Determinar el método matemático de localización de falla, asistido por el software Matlab para mejorar la calidad de suministro en líneas de transmisión eléctrica.

2. Determinar la distancia de falla, asistido por el software Matlab para mejorar el indicador de indisponibilidad y tasa de fallas en las líneas de transmisión eléctrica.
3. Determinar el tiempo de localización de falla, asistido por el software Matlab para mejorar el indicador de indisponibilidad en las líneas de transmisión eléctrica.

1.5 Justificación del estudio

Técnicamente:

La importancia técnica, radica en obtener la distancia de falla de forma rápida e informarse al personal de campo para que zonifique la zona de falla y realice la inspección inmediata, y así minimizar el tiempo de interrupción, todas estas coordinaciones se dan durante un evento a tiempo real.

Socialmente

La minimización del tiempo de las interrupciones originará una mejora en la calidad de suministro para los usuarios, por consiguiente, se tendrá un impacto positivo en los usuarios ante la recuperación de suministro de energía frente a las interrupciones originadas de forma imprevista.

Económicamente

Las interrupciones de suministro de energía significan pérdidas económicas para los usuarios conectados a la red, generando paralización en sus actividades cotidianas, retrasos en su producción, daño a equipamientos o insumos. Estas interrupciones también representan pérdidas económicas para la empresa distribuidora, debido a que no se da la venta de energía y la empresa tendrá que compensar a los usuarios por la no venta de energía.

Académicamente

Para abordar el tema de la localización de fallas en líneas de transmisión, en primera instancia, es importante realizar una revisión del cálculo de los parámetros eléctricos en las líneas, esto se debe principalmente a que los métodos de localización generalmente se definen a partir de un modelo basado en parámetros eléctricos y por ende se debe tener completa certeza que los parámetros utilizados (los cuales son una variable definida) tengan el menor error posible (William, 2016), por consiguiente es necesario utilizar las herramientas computacionales más versátiles que permitan analizar la información de los eventos de falla de la forma más precisa posible.

1.6 Alcances y limitaciones

1.6.1 Alcances

La presente tesis permite calcular la distancia de falla en las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1 de la concesionaria Electro Sur Este S.A.A.

1.6.2 Limitaciones

- No se realizará la localización de fallas en redes de media tensión.
- No se considera la metodología de localización de fallas para líneas de transmisión en los cuales se considere generación distribuida en el extremo de la carga.

1.7 Hipótesis

1.7.1 Hipótesis general

El desarrollo de una metodología para localización de fallas, asistido por software Matlab, ayudará en la mejora de la calidad de suministro de energía en líneas de transmisión eléctrica.

1.7.2 Hipótesis específicas

1. La selección del método matemático de localización de falla, asistido por el software Matlab ayudara en la mejora de la calidad de suministro en líneas de transmisión eléctrica.
2. La determinación de la distancia de falla, asistido por el software Matlab permitirá mejorar el indicador de indisponibilidad y tasa de fallas en las líneas de transmisión eléctrica.
3. La determinación del tiempo de localización de falla, asistido por el software Matlab permitirá mejorar el indicador de indisponibilidad en las líneas de transmisión eléctrica.

1.8 Variables e indicadores

Tabla 3. *Variables e indicadores de la investigación*

Variables		Indicadores
Variable Independiente	Metodología de localización de fallas	<ul style="list-style-type: none">• Método matemático de localización de falla.• Distancia de falla (km)• Tiempo de localización de falla (h)
Variable dependiente	Calidad de suministro de energía	<ul style="list-style-type: none">• Indisponibilidad (Horas/año)• Tasa de fallas (Cantidad/año)
Variable interviniente	Fallas en la L.T.	fallas por año (unidad)

Fuente: Elaboración Propia.

1.9 Metodología de investigación

1.9.1 Tipo de investigación

Este tipo de investigación es CUANTITATIVA porque permite estimar y/o calcular la escala del fenómeno en estudio. Asimismo, este tipo de investigación se caracteriza por la objetividad y la orientación a resultados.

1.9.2 Nivel de investigación

Es EXPLICATIVO debido a que busca establecer las relaciones causales entre las variables, es decir, la influencia de la localización de falla en la mejora de la calidad de suministro.

1.9.3 Diseño de investigación

El diseño de investigación que se utiliza es EXPERIMENTAL porque se enfoca en manipular la variable independiente para observar su efecto en la variable dependiente.

Es longitudinal porque se enfoca en recopilar datos cuantitativos a través de medidas continuas para dar seguimiento a la evolución de los indicadores de calidad de suministro durante un período prolongado de tiempo.

1.9.4 Población y muestra

- **Población:** La población está conformada por todas las líneas de transmisión pertenecientes a la concesionaria Electro Sur Este S.A.A que operan en configuración radial. Entre las líneas de transmisión se tienen: L-6001, L-6002, L-6003, L-6004, L-6005/1, L-6005/2, L-6005/3, L-6006, L-6006/1, L-6006/2, L-6006/2, L-6019, L-1014, L-1015, L-3302 y L-3302/1.
- **Muestra:** La muestra está conformada por las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1 pertenecientes a la concesionaria Electro Sur Este S.A.A, el cual es de carácter no probabilístico debido a que los elementos ensayados no son seleccionados al azar, sino deliberadamente seleccionados como elementos representativos.

1.9.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

1.9.5.1 Técnicas de recolección de datos

Análisis Documental: Mediante consulta de papers, consultas bibliográficas, internet, normatividad existente, de igual forma toda la información brindada por la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. correspondiente a catálogos y fichas técnicas de los materiales y equipos instalados en su red eléctrica. Así mismo, se encuentra disponible información actualizada sobre estadísticas de los indicadores de calidad de suministro de los sistemas en estudio.

Observación Experimental: Mediante visitas técnicas a la oficina de Centro de Control de la concesionaria Electro Sur Este S.A.A, se pudo observar la operación a tiempo real de las redes de distribución y transmisión.

1.9.5.2 Procesamiento de datos

El procesamiento de datos será aprovechar las oportunidades que brinda el progreso tecnológico y utilizar diversos softwares, por ejemplo: Power Factory, MATLAB, ArcGIS, Microsoft Office, Google Earth, etc.

1.10 Matriz de consistencia

METODOLOGÍA DE LOCALIZACION DE FALLAS ASISTIDO POR SOFTWARE MATLAB PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGIA EN LINEAS DE TRANSMISION ELECTRICA

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPOTESIS	METODOLOGÍA	VARIABLES E INDICADORES	CONCLUSIONES
<p>PROBLEMA GENERAL ¿De qué manera la utilización de una metodología de localización de fallas, asistido por el software Matlab podrá mejorar la calidad de suministro de energía en las líneas de transmisión eléctrica?</p>	<p>OBJETIVO GENERAL Desarrollar una metodología de localización de fallas, asistido por el software Matlab, para mejorar la calidad de suministro de energía en líneas de transmisión eléctrica.</p>	<p>HIPOTESIS GENERAL El desarrollo de una metodología para localización de fallas, asistido por software Matlab, ayudará en la mejora de la calidad de suministro de energía en líneas de transmisión eléctrica.</p>	<p>TIPO DE INVESTIGACIÓN: Cuantitativo.</p> <p>NIVEL DE INVESTIGACION: Explicativo.</p> <p>POBLACION: Líneas de transmisión eléctrica de la concesionaria Electro Sur Este S.A.A.</p> <p>MUESTRA: La muestra está conformada por las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1 pertenecientes a la concesionaria Electro Sur Este S.A.A.</p> <p>TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE DATOS: • Análisis documental. • Observación experimental.</p> <p>Procesamiento de datos •Software (ArcGIS, Google Earth, Power Factory, MATLAB, Microsoft Office y otros).</p>	<p>Variable Independiente • Metodología de localización de fallas</p> <p>Indicador • Método matemático de localización de falla. • Distancia de falla (Km). • Tiempo de localización de falla (horas)</p> <p>Variable Dependiente • Calidad de suministro de energía.</p> <p>Indicador • Disponibilidad (Horas/año). • Tasa de fallas (Cantidad/años)</p> <p>Variable interviniente • Fallas en L.T. (unidad).</p> <p>Indicador • Fallas por año (unidad)</p>	<p>1. En la presente tesis se ha implementado una metodología de localización de fallas asistido por el software Matlab el cual permitió mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica en las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1, por consiguiente, se mejoró el indicador de indisponibilidad en la línea L-3302 en 14.29% (año 2018), 14.86% (año 2019) y 44.46% (año 2020), en la línea L-3302/1 se mejoró 14.29% (año 2018), 14.76% (año 2019), 43.25% (año 2020) y 5.17% (año 2021); Por otro lado, también se mejoró el indicador de tasa de fallas en la línea L-3302 en 25% (año 2020) y en la línea L-3302/1 en 12.5% (año 2020).</p> <p>2. Se analizó cada uno de los métodos matemáticos de localización de falla y se determinó el más adecuado, verificándose que los métodos de Eriksson y Reactancia Simple son los más adecuados para la red en estudio; el método de Eriksson calcula la distancia de falla con un error máximo de 9.4% (para resistencia de fallas menores a 40 ohm), y el método de reactancia simple calcula la distancia de falla con un error máximo de 11% (para resistencias de falla hasta 20 ohm).</p> <p>3. Se calculó la distancia de falla mediante el método matemático de localización de falla más adecuado (método de Eriksson) en las líneas de transmisión en estudio L-3302 y L-3302/1 (Ver Tabla 80), estos valores permitieron mejorar los indicadores de indisponibilidad y tasa de fallas.</p> <p>4. Los tiempos de localización de falla calculados en función de la distancia de falla de cada una de las interrupciones analizadas tienen valores menores a los 0.2929 horas (Ver Tabla 87), por consiguiente, se mejoró el indicador de indisponibilidad.</p>
<p>PROBLEMAS ESPECÍFICOS 1.¿De qué manera la determinación del método matemático de localización de falla, asistido por el software Matlab mejorará la calidad de suministro de energía en líneas de transmisión eléctrica?</p> <p>2.¿De qué manera la determinación de distancia de falla, asistido por el software Matlab podrá mejorar el indicador de indisponibilidad en las líneas de transmisión eléctrica?</p> <p>3.¿De qué manera la determinación del tiempo de localización de falla, asistido por el software Matlab podrá mejorar el indicador de indisponibilidad en las líneas de transmisión eléctrica?</p>	<p>OBJETIVOS ESPECIFICOS 1.Determinar el método matemático de localización de falla, asistido por el software Matlab para mejorar la calidad de suministro en líneas de transmisión eléctrica.</p> <p>2.Determinar la distancia de falla, asistido por el software Matlab para mejorar el indicador de indisponibilidad y tasa de fallas en las líneas de transmisión eléctrica.</p> <p>3.Determinar el tiempo de localización de falla, asistido por el software Matlab para mejorar el indicador de indisponibilidad en las líneas de transmisión eléctrica.</p>	<p>HIPOTESIS ESPECÍFICAS 1.La selección del método matemático de localización de falla, asistido por el software Matlab ayudara en la mejora de la calidad de suministro en líneas de transmisión eléctrica.</p> <p>2.La determinación de la distancia de falla, asistido por el software Matlab permitirá mejorar el indicador de indisponibilidad y tasa de fallas en las líneas de transmisión eléctrica.</p> <p>3.La determinación del tiempo de localización de falla, asistido por el software Matlab permitirá mejorar el indicador de indisponibilidad en las líneas de transmisión eléctrica.</p>			

1.11 Matriz de operacionalización de variables

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores
Variable independiente: Metodología de localización de fallas.	La metodología hace referencia al conjunto de procedimientos racionales utilizados para alcanzar el objetivo, de igual forma puede definirse la metodología como el estudio o elección de un método pertinente o adecuadamente aplicable a determinado objeto ¹ .	Procedimiento sistemático para localizar fallas comparando diferentes métodos de localización que permita seleccionar el método más adecuado.	Métodos matemáticos de localización de fallas: reactancia Simple, Takagi y Eriksson.	Distancia de falla (km) Tiempo de localización de falla (horas)
Variable dependiente: Calidad de suministro de energía	La calidad de suministro eléctrico es la normalización mediante reglas que fijan los niveles, parámetros básicos, forma de onda, interrupciones, etc. Según el procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión eléctricos, se debe garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico ² .	Se obtendrá mediante el análisis en función a los a los lineamientos definidos por el procedimiento 091-2006-OS/CD (Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión).	Confiabilidad del sistema.	Indisponibilidad de una L.T. (Horas/año) Tasa de fallas de una L.T. (Cantidad/año)

¹ Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría", Facultad de Arquitectura (1982). Arquitectura y urbanismo, Volúmenes 3-4. Digitalizado por la Universidad de Texas (2008).

² (Procedimiento 091-2006 OSINERGMIN, Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión).

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO

En el presente capítulo se describen los conceptos y definiciones teóricas correspondientes a calidad de suministro de energía y metodologías de localización de fallas, de igual forma se detalla las normas nacionales e internacionales vigentes correspondiente a la tesis de investigación.

2.1 Antecedentes

Cruz Jihuallanca, R. (2020). Metodología para localizar fallas en las líneas de transmisión L 6018 66kv y L-1030 33kv asistido por computador – 2018.

Resumen: La presente tesis realiza el análisis de los métodos de localización de fallas Reactancia Simple, Takagi, Eriksson y Novosel, haciendo uso de los registros de corriente y tensión registrados en archivos COMTRADE en los relés de protección de las líneas L-6018 y L-1030, posteriormente se implementa una herramienta computacional para el análisis y comparación de resultados.

Álvarez Manchego, Gustavo Edgar (2023) Evaluación y optimización de la confiabilidad de alimentadores de media tensión de los sistemas eléctricos de la Región Arequipa.

Resumen: El en presente trabajo de investigación se propone una metodología para el análisis de los indicadores de confiabilidad eléctrica de los Alimentadores de Media Tensión pertenecientes a la región de Arequipa, siendo los más significativos el indicador SAIDI y SAIFI. La metodología para la evaluación de la confiabilidad a utilizar es el “Análisis de los Modos y Efectos de Falla”, implementados de una forma sencilla y cómoda en el Software DIGSILENT.

Huisa Cáceres, Alberto & Uribe Arias, Juan Carlos. Mejoramiento de la confiabilidad del subsistema eléctrico en media tensión, provincias altas mediante la interconexión de los alimentadores LL-01 y LL-03 - 22.9 KV en el sector Challa y Chilacancha Chumbivilcas - CUSCO 2018

Resumen: El presente trabajo de tesis, tiene como objetivo analizar, diagnosticar y dar la propuesta de una alternativa más adecuada de solución para mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico, debido a que actualmente la provincia de Chumbivilcas y los distritos de Santo Tomas y Velille en cuya área se encuentran los alimentadores LL-01 y LL-03, las fallas por interrupciones imprevistas (fenómenos naturales) en el suministro eléctrico son muy constantes y molestos para los usuarios. En cuyo caso, se propone la interconexión de ambos alimentadores donde los puntos de interconexión se encuentran en las comunidades de Challa y Chilacancha, formando así una topología en anillo, para lo cual se dispone informaciones de primera mano por parte de la empresa Electro Sur Este S.A.A. y adicionales a través de encuestas y entrevistas planteados a los usuarios del sistema eléctrico, y así mismo, la observación directa, utilizando cámaras fotográficas, GPS, apuntes, y la recolección de datos de otras entidades; que dan como resultado detectar las fallas más frecuentes que se producen básicamente en estos y con el fin de mejorar los índices de confiabilidades SAIDI y SAIFI.

N. Hidalgo G. (2018). Análisis y simulación de protecciones eléctricas en redes aéreas de media tensión.

Resumen: La estructura que se sigue el presente Trabajo de Tesis consiste en el desarrollo teórico, en los primeros capítulos, de las protecciones eléctricas y las diferentes estrategias de coordinación. Posteriormente, se realizarán diferentes simulaciones y estudios del

comportamiento de las protecciones eléctricas en redes aéreas de distribución frente a cortocircuito, así como el comportamiento de estas ante la integración de un parque eólico en la red y el estudio del fenómeno de arco eléctrico en una de estas protecciones.

William, P. (2016). Sistema para la localización automática de fallas en líneas de transmisión. Universidad Nacional de Colombia.

Resumen: En la presente tesis se hace uso de métodos matemáticos de localización de falla como son Takagi, Reactancia Simple, Eriksson, Novosel, métodos con corrientes y voltajes de falla en un extremo y en ambos extremos, para ellos se implementa un prototipo de localización automática de fallas en las líneas de transmisión.

Facundo Pugliese, Miqueas R (2017), FAULT POINT LOCATION: Una herramienta exclusiva de localización de faltas en redes eléctricas de transmisión.

Resumen: La presente tesis pretende informar sobre el proceso de desarrollo y ejecución de una herramienta computacional propuesta “Fault point Location” un programa informático designado para implementar algoritmos de localización de falla en redes eléctricas de transmisión, para lo cual hace uso de archivos COMTRADE.

2.2 Normatividad

Se detalla a continuación la documentación correspondiente a la normatividad vigente relacionada a la presente tesis.

- Sistemas de Transmisión. “Procedimiento para la supervisión y fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión” Resolución N° 091-2006-OS/CD OSINERGMIN. Lima, Perú.
- Resolución 074-2004-OS/CD procedimiento para la Supervisión de la Operación de los sistemas Eléctricos.

- Procedimientos Técnicos del Comité de Operación Económica del SINAC (COES), aprobado según RM N° 143-2001-EM/VME del 26 de Marzo del 2001.
- Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE – Norma Técnica para la coordinación de la Operación en tiempo real de los Sistemas Interconectados.
- Decreto Supremo N°020-97-EM- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- Decreto Ley N°25844-Ley de Concesiones Eléctricas.
- Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y la Base Metodología para la Aplicación de la Norma técnica de calidad de los Servicios Eléctricos Rurales, Resolución OSINERGMIN N°616-2008-OS-CD y su respectiva modificación resolución OSINERGMIN N°109-2014-OS/CD.

2.3 Características de las líneas de transmisión

Para evaluar y analizar la situación de la operación actual de la línea de transmisión L-3302 y L-3302/1 se requiere de ciertos conceptos teóricos, así como de definiciones correspondientes a las características de la línea en estudio, nivel de operación, elementos principales de la línea de transmisión, métodos de localización de falla y confiabilidad de sistema eléctrico de transmisión; con este diseño, este capítulo presenta el marco conceptual, además de las bases teóricas que intervinieron para el desarrollo de la presente tesis.

2.3.1 Niveles de operación

Las líneas de transmisión que se encuentran actualmente en operación se encuentran clasificadas según la resolución directoral (N°14-2005-EM/DGE, 2014) “*Norma Técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas Interconectados*”, en el anexo 01 de dicha resolución, en el Ítem – 36 (Sistemas de transmisión), refiere al conjunto de líneas eléctricas de transmisión con niveles mayores a los 30KV.

De igual forma el procedimiento (OSINERG_N°91, 2006), considera a las líneas de transmisión mayores a 30KV.

2.3.2 Elementos de una línea de transmisión

Entre los elementos más importantes en una línea de transmisión se tiene los siguientes:

- Conductor eléctrico
- Aisladores
- Soportes (estructuras)

Existen otros elementos adicionales, sin embargo, estos elementos realizan solamente funciones complementarias, a continuación, se describe cada uno de los elementos mencionados anteriormente.

2.3.2.1 Conductores eléctricos

Los conductores eléctricos son utilizados como transporte de energía eléctrica. El material que forma un conductor eléctrico es cualquier tipo de sustancia que puede transportar una corriente eléctrica, cuando el conductor se ve sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad se llama conductividad, siendo los metales las sustancias con mayor conductividad. Los materiales comúnmente utilizados para conducir corriente eléctrica son: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro, acero. La selección adecuada de un material conductor determinado es, esencialmente, un problema económico, el cual no solo considera las propiedades eléctricas del conductor, sino también otras como: propiedades mecánicas, facilidad de hacer conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material, entre otros, (Longatt, 2016, pág. 2).

Las características técnicas y aplicaciones del conductor AAAC, según (GroupPrysmen, 2023), se describe:

a. Características del conductor AAAC

- Los cables AAAC están compuestos de hilos de aluminio duro con alto contenido de magnesio y con propiedades de alta resistencia mecánica y baja expansión térmica.
- La aleación de aluminio 6201 presenta un esfuerzo de tensión similar a los cables de acero, lo que permite instalarlos en vanos de mayor distancia que los AAC.
- Esta aleación tiene menor conductividad (52 IACS), lo que obliga a aumentar el diámetro de los alambres para compensar la resistencia equivalente a los calibres del AAC.

b. Aplicaciones del conductor AAAC

- Los cables AAAC son diseñados para ser instalados en sistemas de distribución de energía. Se utilizan en las líneas de transmisión de alto voltaje, directamente expuestos al medio ambiente y en tramos largos de alta tensión mecánica.
- Por ser cables de aleación de aluminio, son muy útiles en áreas con condiciones ambientales de alta humedad, salinidad, acidez y contaminación, donde los cables con acero presentan problemas.
- Las características de “flecha/tracción” hacen este conductor ideal para sistemas aéreos de distribución y transmisión. En áreas urbanas costeras son muy útiles en las longitudes normalmente empleadas. Entre sus principales ventajas están:
 - Permiten el empleo de postes de construcción más livianos.
 - Soportan cargas más elevadas en comparación al AAC. Tienen menor índice de expansión térmica, soportando mejor sobrecarga.
 - Pesan aproximadamente la mitad que un conductor de cobre con la misma conductividad y un 20% menos que un conductor con acero ACSR.

Figura 4. Conductor de Aleación de Aluminio AAAC



Fuente: Tomada de (Prelec_H&N_Productos_eléctricos[fotografía], 2020)

Tabla 4. Ficha técnica del conductor aleación de aluminio AAAC

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	AAC 120 mm ²	AAC 70 mm ²	AAC 35 mm ²	AAC 50 mm ²
1	País de procedencia		China			
2	Fabricante		Jiangsu Changfeng Cable Co., Ltd			
3	Normas de fabricación		NTP 370.258, NTP IEC 60104			
4	Material del conductor		Aleación de Aluminio tipo A, según NTP IEC 60104			
5	Designación según NTP 370.258		A3			
6	Conductividad	%IACS	52.5	52.5	52.5	52.5
7	Sección nominal	mm ²	120	70	35	50
8	Densidad a 20 °C	kg / m ³	2703	2703	2703	2703
9	Resistividad eléctrica a 20 °C	Ohm- mm ² /m	0.03284	0.03284	0.03284	0.03284
10	Numero de alambres	N°	19	7	7	7
11	Diámetro de los alambres	mm	2.84	3.57	2.52	3.02
12	Máxima variación del diámetro de los alambres	Mm	± 0.03 mm	± 1%	± 0.03 mm	± 1%
13	Carga de rotura mínima	kN	37.05	20.95	10.81	15.44
14	Resistencia eléctrica máxima a 20 °C	Ohm/km	0.2828	0.4825	0.9651	0.6755
15	Masa nominal	kg/km	329.8	191.5	95.7	136.8

Fuente: Conductor de aleación de aluminio tipo AAAC tomado de (Epsac_Electric_Proyectos, 2021)

2.3.2.2 Aisladores

Para niveles de tensión de 33KV el sistema debe soportar las tensiones de operación nominal, además aquellas sobretensiones momentáneas que pueden ser de origen externo o interno sin que llegue a producir flameo.

Considerando que las instalaciones se hallan a la intemperie y que la altura promedio es de 3500 m.s.n.m. No existe un registro ni estadística que puedan ser utilizadas en la determinación del nivel básico de aislamiento, se estima que las descargas atmosféricas con rayos de hasta 15 KA. El nivel de aislamiento seleccionado para los equipos deberá tener presente estas condiciones, así como el sistema de puesta a tierra.

Actualmente en la línea L-3302 se tiene instalados aisladores de porcelana tipo PIN clase 56-4 para estructuras en alineamiento, el cual tiene las siguientes características.

Tabla 5. *Datos técnicos garantizados aislador tipo PIN ANSI 56-4*

N°	Características	Unidad	Valor requerido
1.0	Fabricante		
2.0	Numero o código del catálogo adjunto		
3.0	Modelo o código del aislador (según catalogo)		
4.0	Clase ANSI		56-4
5.0	Material aislante		Porcelana
6.0	Norma de fabricación		ANSI C 29.6
7.0	Dimensiones:		
7.1	Diámetro máximo	mm	304
7.2	Altura	mm	241
7.3	Longitud de la línea de fuga	mm	685
7.4	Diámetro de agujero para acoplamiento	mm	35
8.0	Características mecánicas:		
8.1	Resistencia a la flexión	Kn	13
9.0	Características eléctricas		
	Tensión de flameo o baja frecuencia:		
9.1	-en seco	kV	140
	-bajo lluvia	kV	95
	Tensión critica de flameo al impulso:		
9.2	-positiva	kVp	225
	-negativa	KVp	310
9.3	Tensión de perforación	Kv	185
10.0	Características de radio interferencia:		
10.1	Prueba de tensión eficaz a tierra para interferencia	Kv	30
10.2	Tensión máxima de radio interferencia a 1000 khz, en aislador tratado con barniz semiconductor	Uv	200
11.0	Masa por unidad	kg	10.2

12.0	Material del roscado del agujero para la espiga de cabeza de plomo	En la porcelana
------	--	-----------------

Fuente: Especificación de materiales tomado de (Electro_Sur_Este, 2023)

Para estructuras en ángulo y retención hace uso de aisladores de Goma Silicon, el cual tiene las siguientes características:

Los aisladores poliméricos tipo suspensión están conformados por materiales de alta calidad y durabilidad. su aislamiento elastomerico es de goma de silicona tipo HTV de Dow Corning el núcleo es una barra de Fiberglass Round Rod tipo ECR, el cual otorga una gran resistencia mecánica a la tracción, flexión y torsión. La herrajería está elaborado en acero galvanizado ASTM 153 ideal para servicios en la costa, sierra y selva.

Figura 5. *Aisladores poliméricos tipo suspensión.*



Fuente: tomado de (Isoelectric-Elsercor, 2023)

Tabla 6. *Características eléctricas y mecánicas del aislador polimérico de suspensión*

Características eléctricas y mecánicas	Tipos de aislador				
	KV	15	25	36	36/45
Aislador polimérico Suspensión					
Frecuencia de Energía con Voltaje de Resistencia					
Seco	KV	85	125	140	155
Húmedo	KV	75	110	120	135
Tensión Soportable Bajo Impulso Atmosférico					
Positivo	KV	140	210	230	285
Negativo	KV	150	240	295	350

Distancia de Fuga	mm	480	750	860	1210
Distancia de Arco Seco	mm	200	320	390	420
Carga mecánica especializada SML (IEC 61109)	KN	70	70	70	70
Prueba de Rutina Carga RTL (IEC 61109)	KN	35	35	35	35
BIL	KV	110	170	200	250
Numero de Campanas	Nº	7	7	8	10

Fuente: Tomado de (Isoelectric-Elsercor, 2023)

2.3.2.3 Soportes (estructuras)

Los postes de concreto armado centrifugado están formados por la mezcla de cemento, agregado grueso, agregado fino, agua y aditivos, dentro de esta mezcla se ha colocado una estructura de acero que le da la resistencia a la flexión del poste.

El proceso de fabricación de los postes de Concreto Armado Centrifugado (C.A.C) está basado en el aprovechamiento controlado de la fuerza centrífuga que generan los cuerpos en movimiento rotatorio. El poste de concreto armado centrifugado es un producto hecho con base a componentes inorgánicos, los cuales al ser mezclados en proporciones adecuadas darán al producto: consistencia compacta y de gran resistencia a la compresión y adherencia, y mayor homogeneidad en la distribución de la mezcla. Además, damos a los postes acabados superficiales externos lisos y uniformes, dando como resultado un producto de alta calidad.

a. Características generales

El poste de concreto armado centrifugado es un producto en base a componentes inorgánicos, los cuales al ser mezclado en proporciones adecuadas darán al producto una consistencia compacta y de gran resistencia a la flexión.

El acabado de los postes debe ser en el color natural del concreto en toda su superficie, la cual debe estar libre de porosidades e imperfecciones originadas por deficiencias en la fabricación, tales como escorias producidas por mala fluidez del concreto, burbujas originadas

por mala compactación de los materiales, grietas no capilares, desprendimientos de concreto, etc. Las perforaciones no deben presentar protuberancias, tampoco deben estar obstruidas ni presentar porosidad o desprendimientos en su interior. Los postes de concreto armado centrifugado deben cumplir estrictamente la norma NTP 339.027

postes concreto armado centrifugado de 15/400/210/405 empleados en la línea 3302 y 3302-1.

Figura 6. *Estructura de Concreto Armado Centrifugado.*



Fuente: Tomado de (Escarsa_SAC, 2020)

2.4 Análisis de flujo de potencia

El propósito del análisis de flujo de potencia en una red de transmisión es determinar el impacto de las instalaciones actuales o nuevas sobre el área en estudio, determinándose los niveles de tensión en las barras, flujo de potencia activa y reactiva presentados en las líneas, cargabilidad en las líneas y transformadores de potencia, pérdidas de energía, entre otros, el método más utilizado es el Newton Raphson, el cual se encuentra implementado en la software

DIGSILENT el cual permite realizar las simulaciones con todos los parámetros disponibles de la red y posteriormente obtener los resultados de flujo de potencia deseados.

Asimismo, nos permitirá verificar la capacidad de transmisión de los equipos eléctricos, observando que no operen en condiciones de sobrecarga y/o niveles de tensión en barras fuera del rango permitido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE_MINEN, 2010).

2.5 Análisis de fallas en sistemas eléctricos

Las fallas eléctricas son eventos anormales de origen impredecible que provocan el mal funcionamiento de un sistema eléctrico, los cuales pueden producir daños a la instalación y componentes eléctricos que lo conforman o lesiones en las personas.

A continuación, se describe primeramente la teoría de componentes simétricas y posteriormente los tipos de fallas eléctricas que se presentan en los sistemas de potencia.

2.5.1 Componentes simétricas

(Longatt, 2016) El método de componentes simétricas fue desarrollado por C.L. Fortescue antes de 1920. Es una herramienta matemática para resolver problemas en sistemas polifásicos desbalanceados.

Las impedancias de las fases individuales son idénticas en un sistema polifásico balanceado, además las corrientes y tensiones de las fases son de magnitudes iguales y de diferencia angular iguales. Así, un sistema polifásico balanceado se puede analizar en una sola fase para luego dar el resultado en todas las fases.

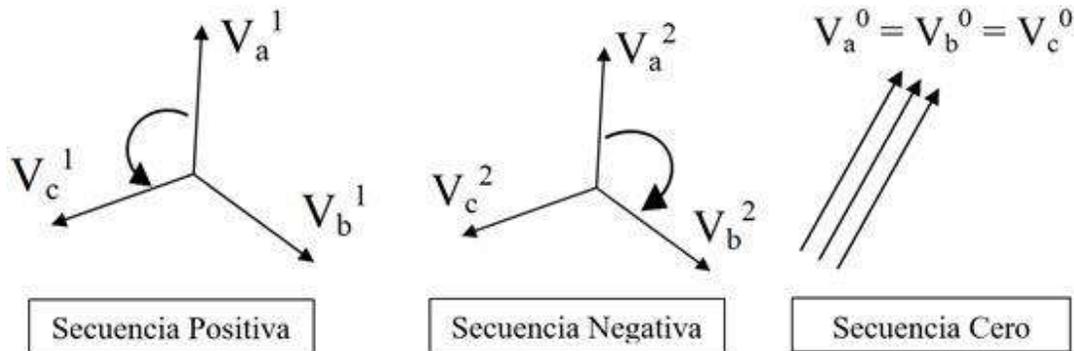
La teoría de componentes simétricas reconoce, que cualquier sistema polifásico desbalanceado de fasores se puede resolver en sistemas de fasores balanceados iguales en

número al de fases. Estos sistemas de fasores balanceados se llaman componentes simétricas del sistema original desbalanceado.

Tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico se pueden descomponer en (suma de) tres sistemas equilibrados de vectores. Los conjuntos equilibrados de componentes son:

- Componentes de secuencia positiva, son tres vectores de igual modulo, con diferencia de fase de 120° y con la misma secuencia (anti horario) de fases que los vectores originales.
- Componentes de secuencia negativa, son tres vectores de igual modulo, con diferencias de fase de 120° y con la secuencia de fases opuesta (horario) a la de los vectores originales.
- Componentes de secuencia cero, son tres vectores de igual modulo y con una diferencia de fase nula

Figura 7. Fasores de componentes simétricas de secuencia positiva, negativa y cero



Fuente: Secuencia de las componentes simétricas tomado del trabajo de tesis (Richar, 2018, pág. 14)

Entonces para las componentes de secuencia positiva de V_a , V_b y V_c .

$$V_{b1} = a^2 \cdot V_{a1} \quad (1)$$

$$V_{c1} = a.V_{a1} \quad (2)$$

Y para las componentes de secuencia negativa de V_a , V_b y V_c .

$$V_{b2} = a.V_{a2} \quad (3)$$

$$V_{c2} = a^2.V_{a2} \quad (4)$$

Tenemos las siguientes relaciones matriciales:

$$\begin{aligned} [V_{a1} \ V_{b1} \ V_{c1}] &= [1 \ a^2 \ a]V_{a1} \\ [V_{a2} \ V_{b2} \ V_{c2}] &= [1 \ a \ a^2]V_{a2} \\ [V_{a0} \ V_{b0} \ V_{c0}] &= [1 \ 1 \ 1]V_{a0} \end{aligned} \quad (5)$$

Matriz de componentes simétricas de transformación

Tenemos las siguientes ecuaciones:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (6)$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} = a^2V_{a1} + aV_{a2} + V_{a0} \quad (7)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} = aV_{a1} + a^2V_{a2} + V_{a0} \quad (8)$$

Donde V_{a1} , V_{a2} y V_{a0} son los fasores de referencia para los componentes de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente

Expresamos las ecuaciones anteriores en forma matricial

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (9)$$

Si:

$$V_F = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}, \quad T^\Delta = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}, \quad V_S = \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Donde:

V_F = Tensiones de fase

V_S = Tensiones de secuencia

T = Matriz transformación

Entonces nos queda la siguiente relación:

$$V_F = T * V_S \quad (11)$$

Con la cual, se puede expresar las tensiones de fase en términos de las componentes de secuencia positiva, negativa y cero de las tensiones.

Hallando la inversa de la matriz T , tenemos:

$$T^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (12)$$

Multiplicando ambos miembros por T^{-1} :

$$V_S = T^{-1} V_F \quad (13)$$

Esta ecuación nos muestra, como resolver tres fasores asimétricos en sus componentes simétricas.

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

$$\begin{bmatrix} I_{af} \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (14)$$

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{af} \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix} \quad (15)$$

Con las ecuaciones anteriores se puede demostrar las siguientes relaciones:

$$3I_{a0} = (I_{af} + I_{bf} + I_{cf}) \quad (16)$$

$$3V_{a0} = (V_a + V_b + V_c) \quad (17)$$

2.5.2 Falla monofásica a tierra

Las fallas monofásicas en un sistema de transmisión ocurren cuando un conductor cae a tierra o hace contacto con el cable neutro. La Figura 8.a muestra la representación general de una falla monofásica en un punto de falla “F” con una impedancia de falla Z_f . Normalmente, la impedancia de falla Z_f se ignora en los estudios de fallas.

La Figura 8.b muestra la interconexión de las redes de secuencia resultantes. Para simplificar los cálculos de fallas, generalmente se supone que la fase en falla es la fase “a”, como se muestra en la Figura 7.b, sin embargo, si la fase con falla en realidad no es la fase “a” (por ejemplo, la fase “b”), las fases del sistema pueden simplemente re-etiquetarse (es decir, “a”, “b”, “c” se convierte en “c”, “a”, “b”), también se puede observar que las corrientes de secuencia cero, positiva y negativa son iguales entre sí. Por lo tanto,

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3 \cdot Z_f} \quad (18)$$

Como,

$$\begin{bmatrix} I_{af} \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (19)$$

$$I_{af} = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \quad (20)$$

o

$$I_{af} = 3 \cdot I_{a0} = 3 \cdot I_{a1} = 3 \cdot I_{a2} \quad (21)$$

De la Figura 7.a se tiene que,

$$V_{af} = Z_{af} \cdot I_{af} \quad (22)$$

Sustituyendo la ecuación 9.145 en 9.147, el voltaje en la fase a con falla se puede expresar como:

$$V_{af} = 3 \cdot Z_f \cdot I_{a1} \quad (23)$$

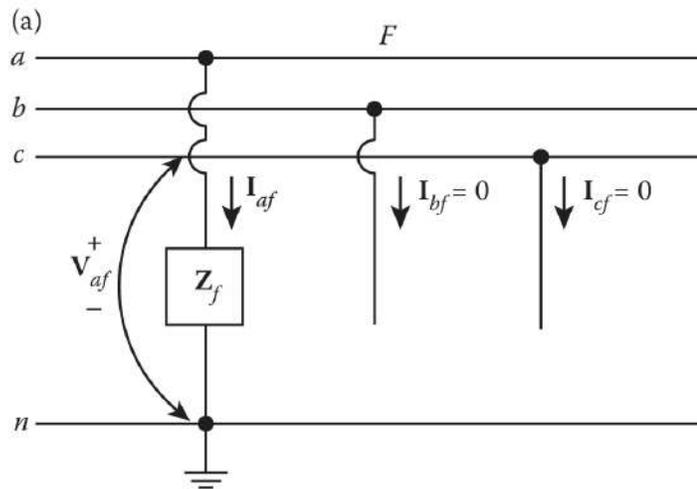
Pero,

$$V_{af} = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (24)$$

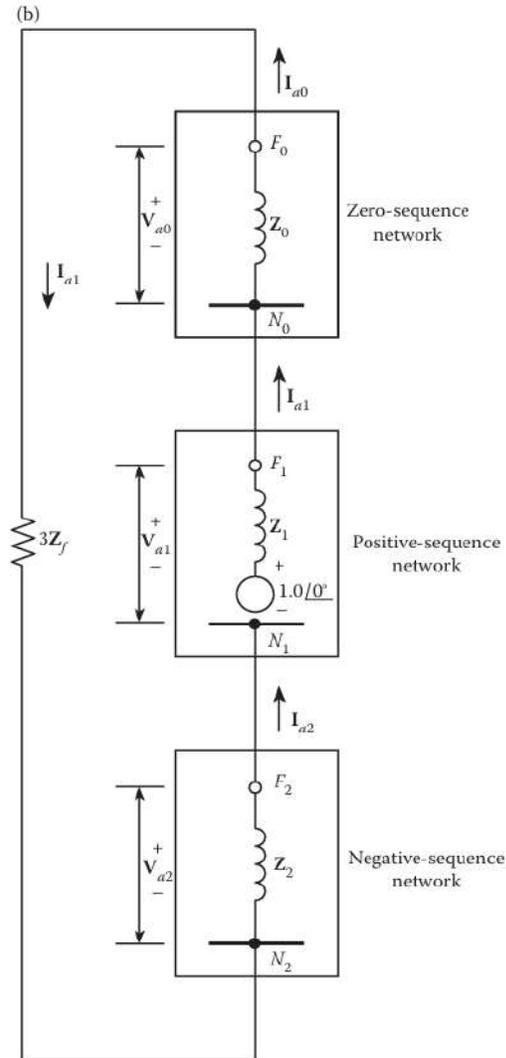
Por lo tanto,

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 3 \cdot Z_f \cdot I_{a1} \quad (25)$$

Figura 8. (a) representación general; (b) interconexión de redes de secuencia.



Fuente: Tomado de (Gönen, 2009)



Fuente: Tomado de (Gönen, 2009)

La corriente de falla para la fase “a” se puede encontrar como lo que justifica la interconexión de redes de secuencia en serie, Una vez que se encuentran las corrientes de secuencia, los voltajes de secuencia cero, positiva y negativa se pueden encontrar a partir de:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1.0\angle 0^\circ \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (26)$$

Como,

$$V_{a0} = -Z_0 \cdot I_{a0} \quad (27)$$

$$V_{a1} = 1.0 - Z_1 \cdot I_{a1} \quad (28)$$

$$V_{a2} = -Z_2 \cdot I_{a2} \quad (29)$$

En caso de tener una falla monofásica en la fase “b” o “c”, los voltajes relacionados con los componentes de voltaje conocidos de la fase a se pueden encontrar en:

$$\begin{bmatrix} V_{af} \\ V_{bf} \\ V_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (30)$$

Como,

$$V_{bf} = V_{a0} + a^2 \cdot V_{a1} \cdot a \cdot V_{a2} \quad (31)$$

$$V_{cf} = V_{a0} + a \cdot V_{a1} \cdot a^2 \cdot V_{a2} \quad (32)$$

2.5.3 Falla bifásica a tierra (LLT)

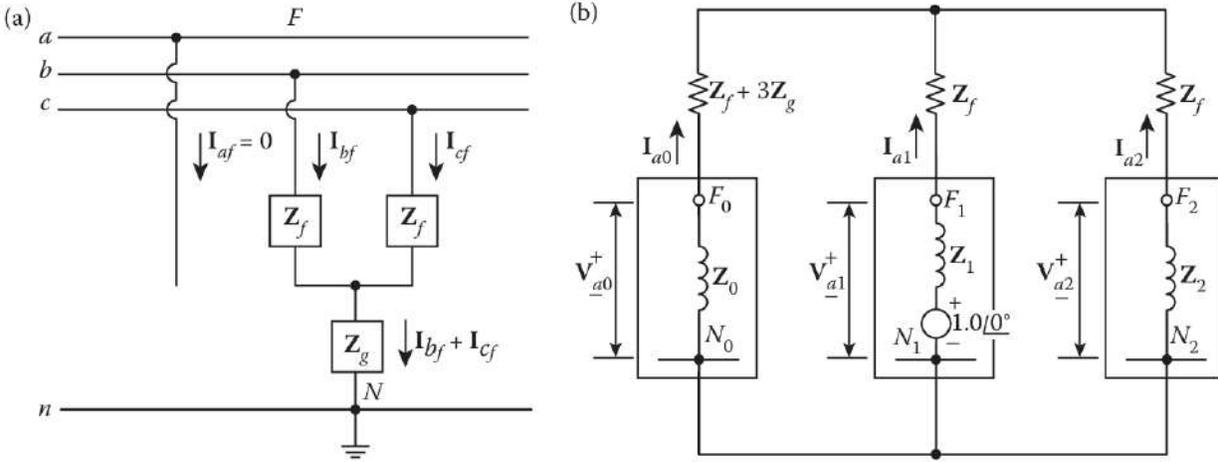
En general, la falla LLT en un sistema de transmisión ocurre cuando dos conductores caen y se conectan a tierra o cuando dos conductores hacen contacto con el neutro de un sistema trifásico puesto a tierra. La Figura 9.a muestra la representación general de una falla LLT en un punto de falla “F” con una impedancia de falla Z_f y la impedancia de línea a tierra Z_g (que puede ser igual a cero o infinito). La Figura 9.b muestra la interconexión de las redes de secuencia resultantes.

$$I_{af} = 0 \quad (33)$$

$$V_{bf} = (Z_f + Z_g) \cdot I_{bf} + Z_g \cdot Z_{cf} \quad (34)$$

$$V_{cf} = (Z_f + Z_g) \cdot I_{cf} + Z_g \cdot Z_{bf} \quad (35)$$

Figura 9. Doble falla línea a tierra: (a) general; b) redes de secuencia.



Fuente: Tomado de (Gönen, 2009)

En la Figura 8.b, las corrientes de secuencia positiva se pueden encontrar como.

$$I_{a1} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{Z_1 + Z_f + \frac{(Z_2 + Z_f) \cdot (Z_0 + Z_f + 3 \cdot Z_g)}{(Z_2 + Z_f) + (Z_0 + Z_f + 3 \cdot Z_g)}} \quad (36)$$

$$I_{a1} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{Z_1 + Z_f + \frac{(Z_2 + Z_f) \cdot (Z_0 + Z_f + 3 \cdot Z_g)}{Z_0 + Z_2 + 2 \cdot Z_f + 3 \cdot Z_g}} \quad (37)$$

Las corrientes de secuencia negativa y cero se pueden encontrar usando la división de corriente, como:

$$I_{a2} = - \left[\frac{Z_0 + Z_f + 3 \cdot Z_g}{(Z_2 + Z_f) \cdot (Z_0 + Z_f + 3 \cdot Z_g)} \right] \cdot I_{a1} \quad (38)$$

y,

$$I_{a0} = - \left[\frac{(Z_2 + Z_f)}{(Z_2 + Z_f) \cdot (Z_0 + Z_f + 3 \cdot Z_g)} \right] \cdot I_{a1} \quad (39)$$

o como método alternativo, ya que

$$I_{af} = 0 = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \quad (40)$$

entonces si se conocen I_{a1} y I_{a2} ,

$$I_{a0} = -(I_{a1} + I_{a2}) \quad (41)$$

Tenga en cuenta que en el caso de tener $Z_f = 0$ y $Z_g = 0$, las secuencias positivas, negativa y cero se pueden expresar como,

$$I_{a1} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{Z_1 + \frac{Z_0 \cdot Z_2}{Z_0 + Z_2}} \quad (42)$$

$$I_{a2} = - \left[\frac{Z_0}{Z_0 + Z_2} \right] \cdot I_{a1} \quad (43)$$

$$I_{a0} = - \left[\frac{Z_2}{Z_0 + Z_2} \right] \cdot I_{a1} \quad (44)$$

Tenga en cuenta que ya se sabe que la corriente de falla para la fase “a” es,

$$I_{af} = 0 \quad (45)$$

las corrientes de falla para las fases “a” y “b” se pueden encontrar sustituyendo las ecuaciones 37 a 39 en la ecuación 14 de modo que,

$$I_{bf} = I_{a0} + a^2 \cdot I_{a1} + a \cdot I_{a2} \quad (46)$$

y,

$$I_{cf} = I_{a0} + a \cdot I_{a1} + a^2 \cdot I_{a2} \quad (47)$$

Se puede demostrar que la corriente de falla total que fluye hacia el neutro es

$$I_n = I_{bf} + I_{cf} + 3 \cdot I_{a0} \quad (48)$$

Los voltajes de secuencia se pueden encontrar en la ecuación 26 como

$$V_{a0} = -Z_0 \cdot I_{a0} \quad (49)$$

$$V_{a1} = 1.0 - Z_1 \cdot I_{a1} \quad (50)$$

$$V_{a2} = -Z_2 \cdot I_{a2} \quad (51)$$

De manera similar, los voltajes de fase se pueden encontrar a partir de la ecuación 30 como

$$V_{af} = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (52)$$

$$V_{bf} = V_{a0} + a^2 \cdot V_{a1} + a \cdot V_{a2} \quad (53)$$

$$V_{cf} = V_{a0} + a \cdot V_{a1} + a^2 \cdot V_{a2} \quad (54)$$

o, alternativamente, los voltajes de fase V_{bf} y V_{cf} pueden determinarse a partir de las ecuaciones 52 al 53. Como antes, los voltajes línea a línea se pueden encontrar en

$$V_{ab} = V_{af} - V_{bf} \quad (55)$$

$$V_{bc} = V_{bf} - V_{cf} \quad (56)$$

$$V_{ca} = V_{cf} - V_{af} \quad (57)$$

Tenga en cuenta que en el caso de tener $Z_f = 0$ y $Z_g = 0$, los voltajes de secuencia pasan a ser

$$V_{a0} = V_{a1} = V_{a2} = 1.0 - Z_1 \cdot I_{a1} \quad (58)$$

Donde la corriente de secuencia positiva se encuentra usando la ecuación 41. Una vez que los voltajes de secuencia se determinan a partir de la ecuación 43, las corrientes de secuencia negativa y cero se pueden determinar a partir de,

$$I_{a2} = -\frac{V_{a2}}{Z_2} \quad (59)$$

y,

$$I_{a0} = -\frac{V_{a0}}{Z_0} \quad (60)$$

Usando la relación dada en la Ecuación 52, los voltajes de fase resultantes se pueden expresar como:

$$V_{af} = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 3 \cdot V_{a1} \quad (61)$$

$$V_{bf} = V_{cf} - 0 \quad (62)$$

Por lo tanto, los voltajes línea a línea se vuelven

$$V_{abf} = V_{af} - V_{bf} = V_{af} \quad (63)$$

$$V_{bcf} = V_{bff} - V_{cff} = 0 \quad (64)$$

$$V_{caf} = V_{cff} - V_{aff} = -V_{af} \quad (65)$$

2.5.4 Falla bifásica (LL)

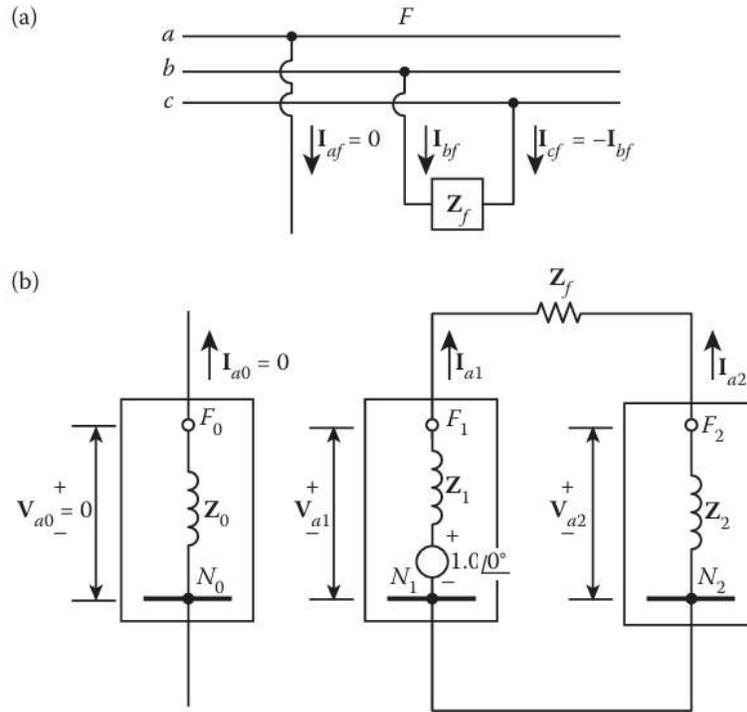
En general, una falla de línea a línea (LL) en un sistema de transmisión ocurre cuando dos conductores están en cortocircuito. La Figura 10.a muestra la representación general de una falla línea a línea en el punto de falla "F" con una impedancia de falla Z_f . La Figura 10.a muestra la interconexión de las redes de secuencia resultantes. Se supone, por razones de simetría, que la falla línea a línea se encuentra entre las fases b y c. Se puede observar en la Figura 10.b que:

$$I_{af} = 0 \quad (66)$$

$$I_{bf} = -I_{cf} \quad (67)$$

$$V_{bc} = V_b - V_c = Z_f \cdot I_{bf} \quad (68)$$

Figura 10. Falla línea a línea (a) general (b)redes de secuencia.



Fuente: Tomado de (Gönen, 2009)

De la figura anterior, las corrientes de secuencia se pueden encontrar como

$$I_{a0} = 0 \quad (69)$$

$$I_{a0} = 0 \quad (70)$$

$$I_{a1} = -I_{a2} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (71)$$

Si $Z_f = 0$,

$$I_{a1} = -I_{a2} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{Z_1 + Z_2} \quad (72)$$

Sustituyendo las ecuaciones, las corrientes para las fases a y b se pueden encontrar como,

$$I_{cf} = -I_{cf} = \sqrt{3} \cdot I_{a1} \angle -90^\circ \quad (73)$$

De manera similar sustituyendo las ecuaciones a y b en c, los voltajes de secuencia se pueden encontrar como,

$$V_{a0} = 0 \quad (74)$$

$$V_{a1} = 1.0 - Z_1 \cdot I_{a1} \quad (75)$$

$$V_{a2} = Z_2 \cdot I_{a2} = Z_2 \cdot I_{a1} \quad (76)$$

Además, sustituyendo las ecuaciones a y b en c,

$$V_{af} = V_{a1} + V_{a2} \quad (77)$$

$$V_{af} = 1.0 + I_{a1}(Z_2 - Z_1) \quad (78)$$

y,

$$V_{bf} = a^2 \cdot V_{a1} \cdot a \cdot V_{a2} \quad (79)$$

o,

$$V_{bf} = a^2 + Z_{a1} \cdot (a \cdot Z_2 - a^2 \cdot Z_1) \quad (80)$$

y,

$$V_f = a \cdot V_{a1} + a^2 \cdot V_{a2} \quad (81)$$

o,

$$V_f = a + I_{a1} \cdot (a^2 \cdot Z_2 - a \cdot Z_1) \quad (82)$$

por lo tanto, los voltajes de línea pueden ser como,

$$V_{ab} = V_{af} - V_{bf} \quad (83)$$

o,

$$V_{ab} = \sqrt{3}. (V_{a1} \cdot \angle 30^\circ + V_{a2} \cdot \angle 30^\circ) \quad (84)$$

y,

$$V_{bc} = V_{bf} - V_{cf} \quad (85)$$

o,

$$V_{bc} = \sqrt{3}. (V_{a1} \cdot \angle -90^\circ + V_{a2} \cdot \angle 90^\circ) \quad (86)$$

y,

$$V_{ca} = V_{cf} - V_{af} \quad (87)$$

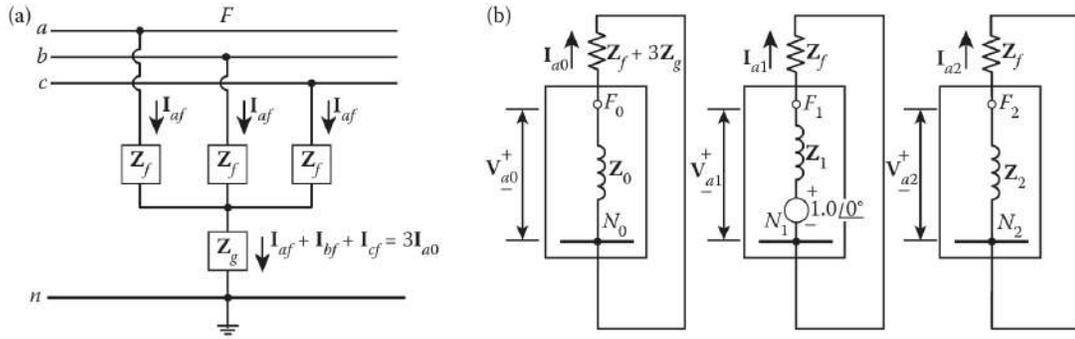
o,

$$V_{ca} = \sqrt{3}. (V_{a1} \cdot \angle 150^\circ + V_{a2} \cdot \angle -150^\circ) \quad (88)$$

2.5.5 *Falla trifásica a tierra (L-L-L-T)*

En general, la falla trifásica (3 ϕ) no es una falla desequilibrada (es decir, asimétrica). En cambio, la falla trifásica es una falla balanceada (es decir, simétrica) que también podría analizarse usando componentes simétricos. La Figura 11.a muestra la representación general de una falla trifásica balanceada en un punto de falla F con impedancias Z y Zg. La Figura 11.b muestra la falta de interconexión de las redes de secuencia resultantes. En cambio, las redes secuenciales están cortocircuitadas sobre sus propias impedancias de fallo y, por tanto, están aisladas entre sí. Dado que sólo la red de secuencia positiva es,

Figura 11. *Falla trifásica: (a) general; (b) redes de secuencia*



Fuente: Tomado de (Gönen, 2009)

Se considera que tiene una fuente de voltaje interna, las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero se pueden expresar como,

$$I_{a0} = 0 \quad (89)$$

$$I_{a2} = 0 \quad (90)$$

$$I_{a1} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{Z_1 + Z_f} \quad (91)$$

Si la impedancia de falla Z_f es cero,

$$I_{a1} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{Z_1} \quad (92)$$

Sustituyendo las ecuaciones 89 a 91 en la ecuación 19,

$$\begin{bmatrix} I_{af} \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{a1} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (93)$$

a partir del cual

$$I_{af} = I_{a1} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{Z_1 + Z_f} \quad (94)$$

$$I_{bf} = a^2 I_{a1} = \frac{1.0 \angle 240^\circ}{Z_1 + Z_f} \quad (95)$$

$$I_{cf} = a I_{a1} = \frac{1.0 \angle 120^\circ}{Z_1 + Z_f} \quad (96)$$

Dado que las redes de secuencia están en cortocircuito sobre sus propias impedancias de falla,

$$V_{a0} = 0 \quad (97)$$

$$V_{a1} = Z_f I_{a1} \quad (98)$$

$$V_{a2} = 0, \quad (99)$$

Por lo tanto, sustituyendo las ecuaciones 97 a 99 en la ecuación 30,

$$\begin{bmatrix} V_{af} \\ V_{bf} \\ V_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ V_{a1} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (100)$$

De este modo,

$$V_{af} = V_{a1} = Z_f I_{a1} \quad (101)$$

$$V_{bf} = a^2 V_{a1} = Z_f I_{a1} \angle 240^\circ \quad (102)$$

$$V_{cf} = a V_{a1} = Z_f I_{a1} \angle 120^\circ \quad (103)$$

Por lo tanto, los voltajes línea a línea se vuelven

$$V_{ab} = V_{af} - V_{bf} = V_{a1}(1 - a_1) = \sqrt{3} Z_f I_{a1} \angle 30^\circ \quad (104)$$

$$V_{bc} = V_{bf} - V_{cf} = V_{a1}(a^2 - a) = \sqrt{3} Z_f I_{a1} \angle -90^\circ \quad (105)$$

$$V_{ca} = V_{cf} - V_{af} = V_{a1}(a - 1) = \sqrt{3} Z_f I_{a1} \angle 150^\circ \quad (106)$$

Tenga en cuenta que en el caso de tener $Z_f = 0$

$$I_{af} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{Z_1} \quad (107)$$

$$I_{bf} = \frac{1.0 \angle 240^\circ}{Z_1} \quad (108)$$

$$I_{cf} = \frac{1.0 \angle 120^\circ}{Z_1} \quad (109)$$

y,

$$V_{af} = 0, \quad (110)$$

$$V_{bf} = 0, \quad (111)$$

$$V_{cf} = 0, \quad (112)$$

y por supuesto,

$$V_{a0} = 0, \quad (113)$$

$$V_{a1} = 0, \quad (114)$$

$$V_{a2} = 0, \quad (115)$$

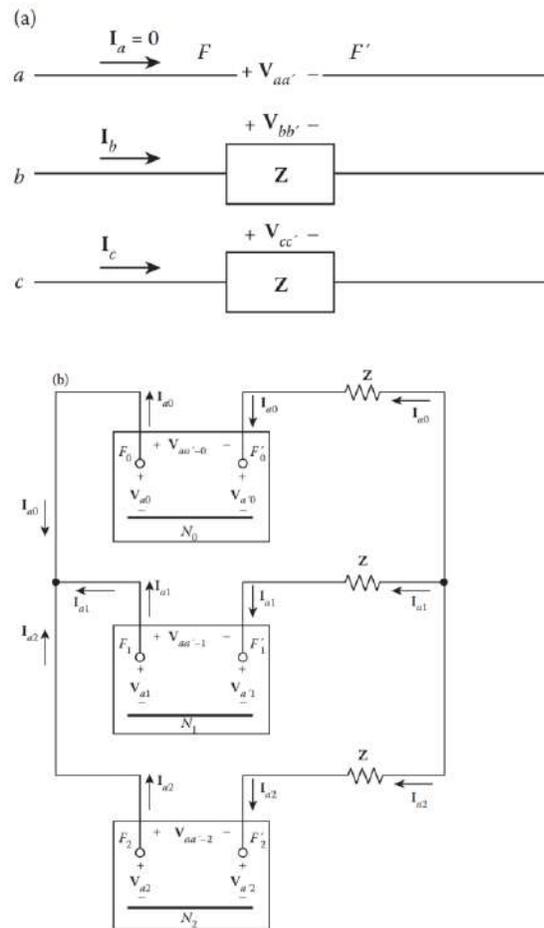
2.5.6 Fallas en serie

En general, las fallas en serie (longitudinales) se deben a una condición de impedancia en serie desequilibrada de las líneas. Una o dos líneas discontinuas, o una impedancia insertada en una o dos líneas, pueden considerarse fallas en serie. En la práctica, se encuentra una falla en serie, por ejemplo, cuando la línea (o los circuitos) están controlados por disyuntores (o fusibles) o cualquier dispositivo que no abra las tres fases; una o dos fases de la línea (o del circuito) pueden estar abiertas mientras que la otra fase o fase está cerrada.

La Figura 12 muestra una falla en serie debido a que una línea (fase “a”) está abierta, lo que causa un desequilibrio en serie. En una falla en serie, a diferencia de una falla en derivación, hay dos puntos de falla, F y F', uno a cada lado del desequilibrio. Las impedancias de línea en serie Z's pueden tomar cualquier valor entre cero e infinito (en este caso, obviamente, la impedancia de línea entre los puntos F y F' de la fase “a” es infinita). Las redes de secuencia

incluyen las porciones simétricas del sistema, mirando hacia la izquierda de F y hacia la derecha de F'. Dado que en fallas en serie no hay conexión entre líneas o entre línea(s) y neutro, sólo son de interés los voltajes de secuencia de $V_{aa'-0}$, $V_{aa'-1}$ y $V_{aa'-2}$, no los voltajes de secuencia de V_{ao} , V_{al} , V_{a2} , etc. (como fue el caso de las fallas en derivación).

Figura 12. (a) representación general, (b) conexión de redes de secuencia.



Fuente: Tomado de (Gönen, 2009)

En la Figura 12 se puede observar que la impedancia de línea para el conductor de línea abierta en la fase a es infinita, mientras que las impedancias de línea para las otras dos fases tienen algunos valores finitos. Por lo tanto, las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero se pueden expresar como:

$$I_{a1} = \frac{V_F}{Z + Z_1 + (Z + Z_0) \cdot (Z + Z_2) / (2 \cdot Z + Z_0 + Z_2)} \quad (116)$$

y por división actual,

$$I_{a2} = \left(-\frac{Z + Z_0}{2 \cdot Z + Z_0 + Z_2} \right) \cdot I_{a1} \quad (117)$$

y

$$I_{a0} = \left(-\frac{Z + Z_2}{2 \cdot Z + Z_0 + Z_2} \right) \cdot I_{a1} \quad (118)$$

O simplemente,

$$I_{a0} = -(I_{a1} + I_{a2}) \quad (119)$$

Dos fases aperturadas

Si dos líneas están abiertas, entonces las impedancias de línea en las fases b y c son infinitas, mientras que la impedancia de línea de la fase a tiene algún valor finito. De este modo,

$$I_b = I_c = 0 \quad (120)$$

y,

$$V_{aa'} = Z \cdot I_{a'} \quad (121)$$

Al inspeccionar la Figura 12, las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero se pueden expresar como,

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3 \cdot Z_f} \quad (122)$$

2.6 Métodos de localización de fallas

A continuación, se describen algunos de los métodos basados en la estimación de la impedancia o en las variaciones de la corriente y tensión de prefalla y falla, que han planteado y

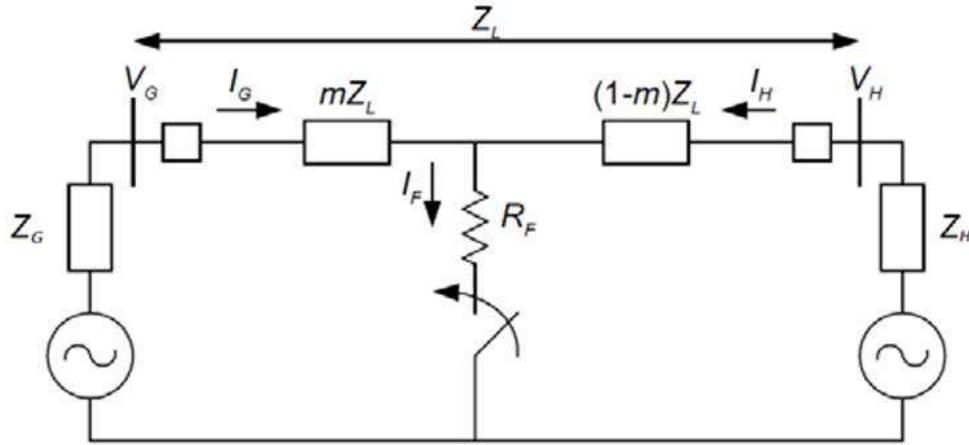
resuelto el problema de la localización de fallas. Se presenta un resumen general de la técnica y el método básico para hallar la distancia a la falla en p.u de la distancia total de la sección de falla, así como la distancia total medida desde la subestación.

2.6.1 Método de reactancia Simple

El método de reactancia simple está basado en la formulación matemática para el cálculo de la impedancia aparente desde un extremo de una línea de transmisión, con el cual se puede calcular la localización de cualquier tipo de falla. Para esto se utilizan las medidas vectoriales de corriente y tensión (fase a tierra para falla monofásica a tierra y fase a fase para fallas multifásicas), adicionalmente, para las fallas monofásica es necesario contar con el factor de compensación de puesta a tierra k_0 , el cual es una relación entre las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea donde se ubica la falla (William, 2016).

El método hace uso de las corrientes y voltaje de falla medidos en el extremo de la línea, de igual forma el valor de la impedancia de secuencia positiva y cero de la línea; se obtendrá menor error en la localización de falla cuando la resistencia de falla es cercano a cero, caso contrario, si la impedancia de falla aumenta el error de localización de falla aumentará, este cambio se debe al efecto reactancia presente en la línea, el cual radica en la relación que existe entre la corriente en el extremo de la línea donde se mide la impedancia y la corriente de falla.

Figura 13. Modelamiento de una falla en una línea de transmisión



Fuente: Tomando de (Richar, 2018)

Partiendo de la ecuación:

$$V_G = m \cdot Z_L \cdot I_G + R_F \cdot I_F \quad (123)$$

Se tiene la siguiente ecuación:

$$\frac{V_G}{I_G} = m \cdot Z_L + R_F \cdot \frac{I_F}{I_G} \quad (124)$$

Tomando la parte imaginaria:

$$Im \left\{ \frac{\overline{V_G}}{\overline{I_G}} \right\} = m \cdot \overline{X_L} + R_F \cdot Im \left\{ \frac{\overline{I_F}}{\overline{I_G}} \right\} \quad (125)$$

$$m \cdot \overline{X_L} = Im \left\{ \frac{\overline{V_G}}{\overline{I_G}} \right\} - R_F \cdot Im \left\{ \frac{\overline{I_F}}{\overline{I_G}} \right\} \quad (126)$$

$$m = \frac{1}{\bar{X}_L} \cdot \text{Im} \left\{ \frac{\bar{V}_G}{\bar{I}_G} \right\} - \frac{R_F}{\bar{X}_L} \cdot \text{Im} \left\{ \frac{\bar{I}_F}{\bar{I}_G} \right\} \quad (127)$$

Considerando que la resistencia de falla R_F se aproxima a cero, la ecuación de la distancia de falla es:

$$m = \frac{1}{\bar{X}_L} \text{Im} \left\{ \frac{\bar{V}_G}{\bar{I}_G} \right\} \quad (128)$$

Los valores de \bar{V}_G e \bar{I}_G son medidos en un extremo de la línea y están en función al tipo de falla como se indica en la Tabla 7 mostrado a continuación:

Tabla 7. *Parámetros y variables de método de localización de falla de reactancia Simple*

Tipo de falla	\bar{V}_G (voltios)	\bar{I}_G (Amperios)
A – T	\bar{V}_A	$\bar{I}_A + \bar{K}_o * \bar{I}_{GO}$
B – T	\bar{V}_B	$\bar{I}_B + \bar{K}_o * \bar{I}_{GO}$
C – T	\bar{V}_C	$\bar{I}_C + \bar{K}_o * \bar{I}_{GO}$
A-B y A-B-T	$\bar{V}_A - \bar{V}_B$	$\bar{I}_A - \bar{I}_B$
A-C y A-C-T	$\bar{V}_A - \bar{V}_C$	$\bar{I}_B - \bar{I}_C$
C-A y C-A-T	$\bar{V}_C - \bar{V}_A$	$\bar{I}_C - \bar{I}_A$
A-B-C y A-B-C-T	Cualquiera de las relaciones de fallas bifásicas.	

Fuente: Tomando de (Richar, 2018)

Las variables de localización se corroboran con diferentes fuentes como son (Richar, 2018) y (William, 2016).

La variable \bar{K}_o se define:

$$\bar{K}_o = \frac{\bar{Z}_{LO} - \bar{Z}_{L1}}{3 \cdot \bar{Z}_{L1}} \quad (129)$$

Se describe a continuación la denominación de cada una de las variables:

V_G : Valor de voltaje medido en el extremo de la línea (Volt).

I_G : Valor de corriente medido en un extremo de la línea (Amp).

X_L : impedancia de la línea (ohm)

Z_{L1} : Impedancia de línea de secuencia positiva (ohm).

Z_{L0} : Impedancia de línea de secuencia cero (ohm).

K_0 : Coeficiente de impedancia a tierra (p.u.)

I_{G0} : Corriente residual ($3I_{G0}$) (Amp).

m : Distancia de falla (p.u.)

2.6.2 Método de Takagi

El presente método no utiliza las resistencias de las fuentes, también permite eliminar el error causado por la resistencia de falla, de igual forma elimina también las corrientes de las cargas haciendo uso del principio de superposición, el cual se utiliza para determinar la variación de la corriente ΔI_G durante la falla y así evitar la corriente de carga del sistema.

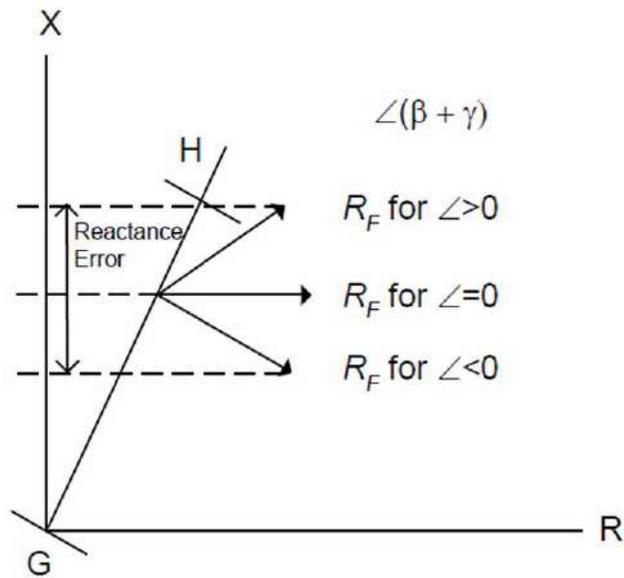
Siendo una línea homogénea, el ángulo de impedancia de la línea es igual a la impedancia equivalente de los extremos, por consiguiente, el error porcentual está relacionado con la homogeneidad de la línea en estudio, por consiguiente, se toma los valores del equivalente Thévenin del extremo con más carga, debido a que el ángulo de la corriente será cercano a cero.

Al dividir la ecuación 123 entre la corriente I_G se obtendrá el valor de la impedancia en el extremo G Z_{FG} .

$$Z_{FG} = \frac{V_G}{I_G} = m \cdot Z_L + R_F \cdot \frac{I_F}{I_G} \quad (130)$$

La resistencia de falla puede tener componentes inductivos o capacitivos si la relación corriente de falla I_F y la corriente del extremo I_G es un número complejo, por el contrario, la componente reactiva será cero siempre y cuando la relación del ángulo de las corrientes sea cero, el valor reactivo produce error en el cálculo de localización de falla, como se describe en la Figura 14.

Figura 14. Interpretación gráfica de la resistencia de falla



Fuente: Tomando de (William, 2016)

La superposición permite separar los valores prefalla y falla, la corriente de falla se describe en la ecuación 131.

$$\Delta I_G = I_{Gfalla} - I_{Gcarga} \dots (I_{Gcarga} = I_{Gprefalla} = I_L) \quad (131)$$

La corriente de la carga será igual a la corriente de prefalla, donde: $I_{Gfalla} = I_G$ e $I_{Gcarga} = I_{Load} = I_L$.

$$\Delta I_G = I_G - I_L \quad (132)$$

La ecuación puede escribirse como:

$$Z_{FG} = \frac{V_G}{I_G} = m \cdot Z_L + R_F \cdot \left(\frac{I_F}{d_s \cdot n_s} \right) \quad (133)$$

Donde:

d_s : Es el factor de distribución de corriente.

n_s : Es el factor de carga del circuito

$$\overline{d_s} = \frac{\Delta I_G}{I_F} = \frac{\overline{Z_H} + (1 - m) \cdot Z_L}{Z_H + Z_L + Z_G} = |d_s| \angle \beta \quad (134)$$

$$\overline{n_s} = \frac{I_G}{I_G - I_L} = \frac{I_G}{\Delta I_G} = |n_s| \angle \gamma \quad (135)$$

El ángulo entre las corrientes I_F/I_G ,

A partir de las impedancias del sistema se determina el factor $\overline{d_s}$, es cual tendrá un ángulo β , este tendrá un valor de cero si el sistema es homogéneo, por otro lado, el factor $\overline{n_s}$ esta en función de la corriente en el extremo (I_G) y corriente de carga (I_L), el factor tiene un ángulo γ , este tendrá un valor cercano a cero si I_G es muy mayor a I_L .

El componente reactivo se determina con la suma de los ángulos $\beta + \gamma$, por lo tanto, la ecuación 133 también puede formularse en función del factor de distribución de corriente ($\overline{d_s}$) y factor de carga del circuito ($\overline{n_s}$),

$$\frac{V_G}{I_G} = m \cdot Z_L + R_F \left(\frac{1}{\overline{d_s} \cdot \overline{n_s}} \right) \quad (136)$$

$$\frac{V_G}{I_G} = m \cdot Z_L + R_F \left(\frac{1}{\overline{d_s \cdot n_s}} \right) \quad (137)$$

$$V_G = m \cdot Z_L \cdot I_G + R_F \left(\frac{1}{\overline{d_s \cdot \Delta I_G}} \right) \cdot I_G \quad (138)$$

$$V_G = m \cdot Z_L \cdot I_G + R_F \left(\frac{I_G \cdot \Delta I_G}{\overline{d_s \cdot I_G}} \right) \quad (139)$$

$$V_G = m \cdot Z_L \cdot I_G + R_F \left(\frac{\Delta I_G}{|d_s| \angle \beta} \right) \quad (140)$$

Al multiplicar los dos lados de la ecuación por el conjugado de ΔI_G , se tiene:

$$V_G \cdot \Delta I_G^* = m \cdot Z_L \cdot I_G \cdot \Delta I_G^* + R_F \cdot \frac{\Delta I_G^2}{|d_s| \angle \beta} \quad (141)$$

Asumiendo que el sistema es homogéneo el ángulo del factor de distribución β será igual a cero, por consiguiente, el término final será un valor real, posteriormente se toma los valores imaginarios de la ecuación 141:

$$\text{im}(V_G \cdot \Delta I_G^*) = m \cdot \text{im}(Z_L \cdot I_G \cdot \Delta I_G^*) \quad (142)$$

Por lo tanto, la ecuación de ubicación de falla será:

$$M = \frac{m \cdot \text{im}(V_G \cdot \Delta I_G^*)}{\text{im}(Z_L \cdot I_G \cdot \Delta I_G^*)} \quad (143)$$

Donde:

m: Distancia de falla (p.u)

Z_G : Impedancia de línea.

V_G : Tensión durante la falla en el extremo G.

ΔI_G : Diferencia entre la corriente de falla y prefalla

I_G : Corriente durante la falla en el extremo G

El método siempre asume que la corriente de la carga se mantiene igual antes y durante la falla, sin embargo, en casos reales no se tiene este comportamiento, teniendo así un error el valor de la distancia calculada, por otro lado, se tiene que a mayor distancia de falla, el error aumentará significativamente, esto debido a que se tendrá un valor mayor en el ángulo β , por consiguiente se tendrá mayor precisión de la localización si el ángulo β es cercano a cero, lo que significa que la distancia de falla tiene que ser cercano a la fuente y también la fuente tiene que tener un valor alto para mayor precisión, en la Tabla 8 se detalla los parámetros y variables del método Takagi.

Tabla 8. *Parámetros y variables de método de localización de falla del método de Takagi*

Tipo de falla	\overline{V}_G (Volt)	\overline{I}_G (Amp)	$\overline{\Delta I}_G$ (Amp)
A – G	\overline{V}_A	$\overline{I}_A + \overline{K}_o * \overline{I}_{GO}$	$\overline{\Delta I}_A - \overline{I}_{Apre}$
B – T	\overline{V}_B	$\overline{I}_B + \overline{K}_o * \overline{I}_{GO}$	$\overline{\Delta I}_B - \overline{I}_{Apre}$
C – T	\overline{V}_C	$\overline{I}_C + \overline{K}_o * \overline{I}_{GO}$	$\overline{\Delta I}_C - \overline{I}_{Apre}$
A-B y A-B-T	$\overline{V}_A - \overline{V}_B$	$\overline{I}_A - \overline{I}_B$	$(\overline{\Delta I}_A - \overline{I}_{Apre}) - (\overline{\Delta I}_B - \overline{I}_{Apre})$
A-C y A-C-T	$\overline{V}_A - \overline{V}_C$	$\overline{I}_B - \overline{I}_C$	$(\overline{\Delta I}_B - \overline{I}_{Bpre}) - (\overline{\Delta I}_C - \overline{I}_{Cpre})$
C-A y C-A-T	$\overline{V}_C - \overline{V}_A$	$\overline{I}_C - \overline{I}_A$	$(\overline{\Delta I}_A - \overline{I}_{Apre}) - (\overline{\Delta I}_C - \overline{I}_{Cpre})$
A-B-C y A-B-C-T	Cualquiera de las relaciones de fallas bifásicas.		

2.6.3 Método de Eriksson

El método de Eriksson usa el modelo de línea corta, de igual forma asume también que las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales, hace uso también de las

impedancias de las fuentes en ambos extremos, por consiguiente, permite reducir los errores ocasionados por la carga, homogeneidad de la red y resistencia de falla, el presente método permite calcular fallas trifásicas, bifásicas entre fases, bifásica a tierra y monofásicas, el método permite también calcular la resistencia de falla. Partiendo de la ecuación 123 se tiene a continuación:

$$\bar{V}_G = m\bar{Z}_L\bar{I}_G + R_F \frac{\bar{\Delta I}_G}{d_s} \quad (144)$$

$$\bar{V}_G = m\bar{Z}_L\bar{I}_G + R_F \frac{\bar{\Delta I}_G}{\frac{\bar{Z}_H + (1-m)\bar{Z}_L}{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G}} \quad (145)$$

$$\bar{V}_G = m\bar{Z}_L\bar{I}_G + R_F \left(\frac{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G}{\bar{Z}_H + (1-m)\bar{Z}_L} \right) \bar{\Delta I}_G \quad (146)$$

Desarrollando e igualando a cero se obtiene:

$$\bar{V}_G = \frac{m\bar{Z}_L\bar{I}_G \cdot (\bar{Z}_H + (1-m)\bar{Z}_L)}{(\bar{Z}_H + (1-m)\bar{Z}_L)} + R_F \bar{\Delta I}_G \left(\frac{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G}{\bar{Z}_H + (1-m)\bar{Z}_L} \right) \quad (147)$$

$$\bar{V}_G = \frac{m\bar{Z}_L\bar{I}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L)}{(\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L)} + R_F \bar{\Delta I}_G \left(\frac{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G}{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L} \right) \quad (148)$$

$$\bar{V}_G = \frac{m\bar{Z}_L\bar{I}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L)}{(\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L)} + R_F \bar{\Delta I}_G \left(\frac{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G}{\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L} \right) \quad (149)$$

$$\bar{V}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L) = m\bar{Z}_L\bar{I}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L) + R_F \bar{\Delta I}_G (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - \bar{Z}_G) \quad (150)$$

$$0 = m\bar{Z}_L\bar{I}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L) + R_F \bar{\Delta I}_G (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - \bar{Z}_G) - \bar{V}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L - m\bar{Z}_L) \quad (151)$$

La ecuación 46 puede ser establecida como una ecuación cuadrática para “m”

$$m^2\bar{Z}_L^2\bar{I}_G - m\bar{Z}_L(\bar{I}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L) + \bar{V}_G) - R_F\bar{\Delta I}_G(\bar{Z}_H + \bar{Z}_L + \bar{Z}_G) + \bar{V}_G \cdot (\bar{Z}_H + \bar{Z}_L) = 0 \quad (152)$$

$$m^2 - m \cdot \left(\frac{\overline{Z_H} + \overline{Z_L}}{\overline{Z_L}} + \frac{\overline{V_G}}{\overline{Z_L} \overline{I_G}} \right) + \frac{\overline{V_G}}{\overline{Z_L} \overline{I_G}} \cdot \frac{(\overline{Z_H} + \overline{Z_L})}{\overline{Z_L}} - \frac{R_F \cdot \overline{\Delta I_G}}{\overline{Z_L} \overline{I_G}} \cdot \frac{(\overline{Z_H} + \overline{Z_L} + \overline{Z_G})}{\overline{Z_L}} = 0 \quad (153)$$

De la ecuación 153 se obtiene una ecuación cuadrática con dos variables “m” y “RF” como se muestra en la ecuación 154, de la forma:

$$m^2 - k_1 \cdot m + k_2 - k_3 \cdot Rf = 0 \quad (154)$$

Donde:

k_1 : Funcion compleja de voltaje local

k_2 : Funcion compleja de corriente

k_3 : Funcion compleja de impedancias de la fuente

$$k_1 = a + j \cdot b = 1 + \frac{\overline{Z_H}}{\overline{Z_L}} + \frac{\overline{V_G}}{\overline{I_G} \cdot \overline{Z_G}} \quad (155)$$

$$k_2 = c + j \cdot d = \frac{\overline{V_G}}{\overline{Z_L} \cdot \overline{I_G}} \cdot \left(\frac{\overline{Z_H}}{\overline{Z_L}} + 1 \right) \quad (156)$$

$$k_3 = e + j \cdot f = \frac{\overline{\Delta I_G}}{\overline{Z_L} \cdot \overline{I_G}} \cdot \left(\frac{\overline{Z_H} + \overline{Z_G}}{\overline{Z_L}} + 1 \right) \quad (157)$$

En la ecuación 154 se reemplaza los valores k1, k2 y k3 con los valores de a, b, c, d, e y f.

$$m^2 - (a + jb) \cdot m + (c + jd) - (e + jf) \cdot Rf = 0 \quad (158)$$

Separando la ecuación 158 en partes real e imaginaria, se tendrá dos ecuaciones con dos variables “m” y “RF”, por consiguiente, la el valor de la distancia de falla “m” en p.u. se calcula eliminando la variable “RF” como se muestra a continuación.

$$m = \frac{\left(a - \frac{e \cdot b}{f} \right) \pm \sqrt{\left(a - \frac{e \cdot b}{f} \right)^2 - 4 \cdot \left(c - \frac{e \cdot d}{f} \right)}}{2} \quad (159)$$

Donde “m” tendrá dos posibles valores, por ser un valor en p.u. “m” tiene que tomar valores entre 0 y 1. Adicionalmente, se puede calcular la resistencia de falla como se describe a continuación.

$$R_f = \frac{d - m \cdot b}{f} \quad (160)$$

Si no se tiene disponible la impedancia de la fuente local Z_{G1} se puede obtener la distancia de falla en función de los valores de prefalla y falla:

$$Z_{G1} = -\frac{\overline{\Delta I_G}}{\Delta I_G} = -\frac{V_{G1} - V_{G1pre}}{I_{G1} - I_{G1pre}} \quad (161)$$

2.7 Equipos de protección en una línea de transmisión

A lo largo de los años, los avances en tecnología y el software asociado han transformado los relés de protección de sistemas eléctricos en dispositivos inteligentes que recopilan señales de campo y realizan una variedad de funciones de control, protección y medición. Por lo tanto, los relés de protección multifuncionales son cada vez más importantes para los sistemas de energía.

Los relés son una forma de protección activa diseñada para mantener un alto grado de continuidad del servicio y limitar el daño a los equipos, en otras palabras, se consideran protectores silenciosos del sistema eléctrico.

Los relés se pueden clasificar de la siguiente forma:

- **Por su función:** de protección, de monitorio, de re-cierre, de regulación, auxiliar y sincronización.
- **Por sus entradas:** corriente, voltaje, potencia, presión, frecuencia, flujo, temperatura, vibración, etc.

- **Por su principio de operación o estructura:** balance de corriente, porcentaje, producto, estado sólido, térmico, electromecánico, etc.
- **Por su característica de actuación:** distancia, sobrecorriente direccional, tiempo inverso, bajo voltaje, piloto, etc.

Los relés se pueden clasificar también por su historia:

- Relés electromecánicos: atracción e inducción electromagnética.
- Relés electrónicos de estado sólido.
- Relés digitales o numéricos (microprocesadores).

2.7.1 Características de operatividad del relé.

a. Fiabilidad.

El equipo de protección debe cumplir sus funciones de forma segura, de modo que ante la ocurrencia de una falla en la red, el equipo cumpla sus funciones de detección de la corriente de falla, temporización según su ajuste de protección, orden de apertura del equipo de protección, confirmación de la apertura de protección, y entre otras funcionalidades de los relés de protección los cuales deban garantizar la correcta operación del equipo.

b. Selectividad.

La selectividad debe tener la función de discriminar si la falla se ha suscitado dentro o fuera de la zona de protección y como consecuencia dar la orden de disparo para controlar la falla y tenga una correcta selectividad, debe implementarse correctamente los ajustes de protección y los tiempos de coordinación entre los equipos.

c. Sensibilidad.

Para que una protección sea sensible se debe cumplir las magnitudes mínimas necesarias para que el equipo de protección sepa distinguir entre las corrientes de falla con las corrientes de

carga, corrientes de energización inrush, entre otros, por consiguiente, debe distinguir las corrientes de operación normal con las corrientes de falla.

d. Rapidez.

Al haber ocurrido una falla, esta debe ser despejada en la forma más rápida posible, con el objetivo de minimizar los efectos de la sobrecorrientes que pudiera ocasionar daño a los equipos de la red.

2.7.2 Tiempos de operación del relé.

El tiempo con que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción y de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los disyuntores automáticos asociados a la misma.

a. Instantáneas.

Actúan tan rápido como debido a que la falla se ha producido dentro de la zona de protección. En la actualidad, el tiempo usual de despeje de una falla en Alta Tensión (AT), mediante una protección instantánea puede situarse en el entorno de dos o tres ciclos.

b. Tiempo diferido o con retraso en tiempo.

Son aquellas en las que de manera intencionada se introduce un tiempo de espera que retrasa su operación, es decir, que retrasa el inicio de la maniobra de apertura de disyuntores una vez que ha sido tomada la decisión de operar. Este retraso facilita, por ejemplo, la coordinación entre protecciones con el objetivo de que actúen solamente aquellas que permiten aislar la falla desconectando la mínima parte posible del sistema eléctrico de potencia.

2.7.3 *Relé numérico (microprocesadores).*

Los relés numéricos están compuestos por microprocesadores, los cuales representan la generación más potente y moderna de los sistemas de protección, sus funcionalidades son relacionar enlaces matemáticos de valores de medida, procesar operaciones aritméticas y adoptar decisiones lógicas.

Los relés numéricos son muy precisos y superiores digitalmente en comparación con los dispositivos de protección convencionales; tienen las siguientes propiedades:

- Precisión en la medición debido al procesamiento digital.
- Indicador de fallas mediante LEDs.
- Fuente de alimentación con margen amplio del voltaje.
- Procesamiento de datos con múltiples técnicas de comunicaciones.
- Medición de valor efectivo real.
- Tiempos de respuesta muy rápidos.

La utilización de tecnología digital en las protecciones de sistemas eléctricos proporciona la reducción de complejidad de proyectos eléctricos, pero tiene que ver con dos elementos de suma importancia: el software y la comunicación.

En software de un relé de protección posee diferentes rutinas dentro de las cuales tiene:

- Rutinas de protección compuestas por los algoritmos que evalúen todo el proceso de medición y obtención de las señales y de la obtención de las magnitudes de interés que pueden ser valores eficaces, fasores de voltaje/corriente, impedancia, etc.

Finalmente, como núcleo principal, el proceso de comparación con los valores de referencia para la toma de decisión (trip, bloqueo/desbloqueo, alarma, etc.)

- Rutinas de autodiagnóstico que son incorporadas a los relés para un control constante de la integridad de los mismos, tanto a nivel de software como a nivel de hardware (CPU, memorias, módulos de I/O, etc.)
- Rutinas de comunicación que son necesarias para que el relé se comunique con el mundo externo de modo que cuando reciba las informaciones de usuarios o de otros dispositivos para su referencia, actuación o reset como también enviar informaciones a los usuarios u otros dispositivos cuando lo requieran, tales como: valores actuales, cambios de estados, registros de eventos.

Funciones típicas disponibles de los relés numéricos:

- Protección de distancia. (incluyendo algunos esquemas).
- Protección de sobre corriente (direccional/no direccional).
- Supervisor del transformador de corriente.
- Supervisor del transformador de voltaje.
- Protección de corriente de secuencia negativa.
- Protección de bajo voltaje.
- Protección de sobrecorriente.
- Protección de falla.
- Localización de falla.
- Auto recierre.
- Verificación de sincronismo.
- Condición de monitoreo.
- Medidas del sistema de potencia (Corriente Voltaje, etc.)

- Obtención de fallas/eventos/disturbios.

a. Funcionamiento de relé numérico.

Los relés reciben señales analógicas de los sensores primarios de corriente y voltaje, así como señales discretas que reflejan el estado de interruptores, contactos y otros relés.

Estas señales se procesan en el sistema respectivo antes de enviarse al microordenador que forma el componente principal del relé. La señal analógica también pasa por un proceso de conversión de analógico a digital antes de ingresar a la unidad central de procesamiento del microordenador. Las señales discretas de las salidas de relé se procesan en un subsistema de salida discreta que normalmente incluye relés auxiliares electromecánicos para proporcionar una salida de contacto discreta. El relé también realiza la función de señalar su funcionamiento (carácter) y estado funcional mediante un dispositivo de señalización visible externamente (generalmente una luz).

Los relés digitales también pueden comunicarse con otros dispositivos digitales mediante puertos serie y paralelo.

El subsistema de señal analógica en el relé digital tiene las siguientes funciones:

- Acondiciona las señales de voltaje y corriente del sensor principal a un voltaje adecuado para la conversión de analógico a digital.
- Aislar eléctricamente el circuito electrónico del relé del circuito de entrada.
- Proteger los relés contra sobretensiones transitorias inducidas en los cables de entrada causadas por conmutaciones y otros transitorios en el sistema primario o circuitos secundarios en el circuito de protección.

La función del subsistema de entrada discreta proporciona una señal para la entrada al procesador (que puede incluir corriente adicional para detectar el estado del contacto),

proporciona el aislamiento eléctrico necesario entre la entrada y los circuitos electrónicos y protege el relé de transitorios. . Señal analógica a interfaz digital analógica.

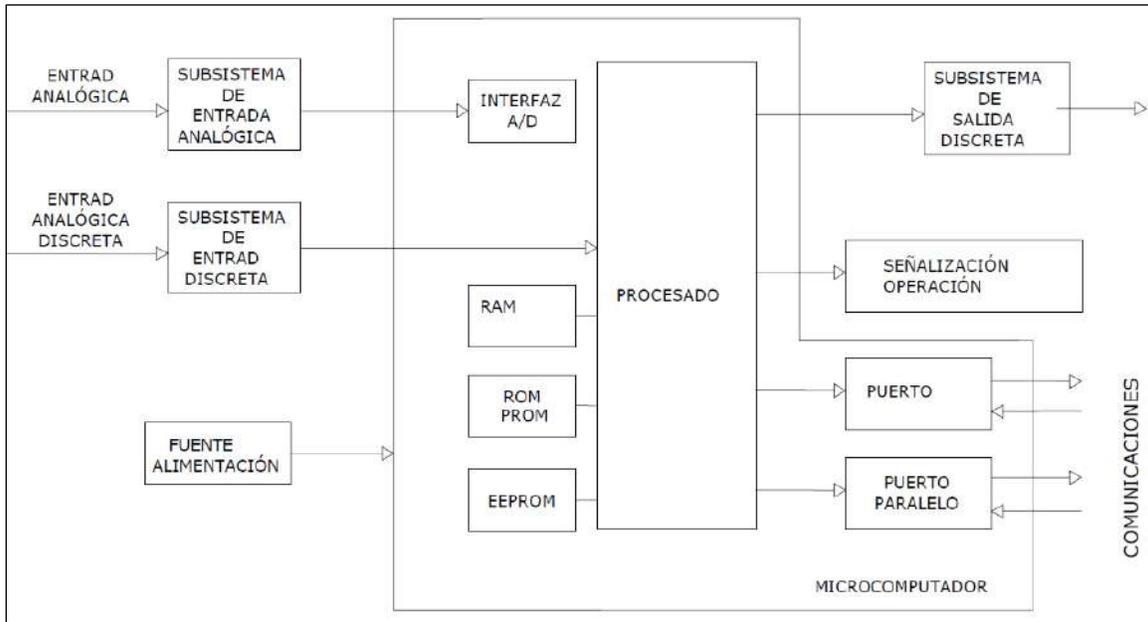
El procesador de relé digital es responsable de ejecutar programas de protección, controlar diversas funciones de temporización, realizar tareas de autodiagnóstico y comunicación con dispositivos periféricos. Los relés requieren diferentes tipos de memoria; La memoria de acceso aleatorio (RAM) es necesaria como buffer para almacenar temporalmente valores de muestra de entrada, acumular resultados intermedios en una rutina de almacenamiento y almacenar datos que luego se almacenan en una memoria no volátil. Los programas de retransmisión se almacenan en una memoria de solo lectura (no programable (ROM) o programable (PROM)) y se ejecutan directamente desde allí o se cargan inicialmente en la RAM para su posterior ejecución. La configuración del relé y otros datos importantes que no cambian con frecuencia se almacenan en la memoria con ROM borrable (EPROM) o ROM borrable eléctricamente (EEPROM); una alternativa a este tipo de memoria es la RAM respaldada por batería. En los relés digitales, sus capacidades de comunicación se logran mediante una interfaz de comunicación en serie.

La interfaz de comunicación en serie permite el intercambio de información remota fuera de línea con el relé para asignar tareas, ajustar valores de parámetros y leer registros de errores para lograr un intercambio en tiempo real. La información debe ser una interfaz de comunicación paralela.

El subsistema de salida discreta procesa información de los puertos de salida paralelos del procesador, que consisten en palabras digitales donde cada bit se puede usar para definir el estado de un interruptor de salida. Debe haber una conexión óptica entre este puerto de conexión

y el relé opcional o el controlador de salida de relé. La Figura 15 muestra un diseño típico de relé digital.

Figura 15. Diagrama de un microprocesador



Fuente: Elaboración propia

Consta de uno o más microprocesadores con un procesador de señal digital (DSP). Dispone de memoria integrada, entrada y salida de señales digitales y analógicas y fuente de alimentación. Suele tener solo uno dedicado a la ejecución del algoritmo de protección, los demás están relacionados con el control lógico de la interfaz de la máquina (HMI).

b. Software del relé.

El software se utiliza para realizar múltiples tareas, pero debe funcionar en tiempo real. Un componente importante es un sistema de control justo a tiempo cuya función es garantizar que se realicen otras tareas cuando sea necesario.

Otras tareas proporcionadas por el software variarán según la función del relé en particular, pero se pueden resumir de la siguiente manera:

- **Software para funciones del sistema.** - está relacionado con el BIOS de una PC ordinaria, y controla el bajo nivel de entrada- salida del relé.
- **Software de interfaz hombre-máquina.** – el software de alto nivel para comunicar con un usuario, vía los controles del panel delantero o con una transmisión de datos a otra computadora que funciona con un software conveniente.
- **Aplicación del software de uso.** – es el software que define la función de protección del relé.

2.8 Análisis de falla mediante archivos COMTRADE

El archivo COMTRADE que significa “Common format for Transient Data Exchange for power systems” es un formato de archivo que permite almacenar registros de oscilografías asociados a perturbaciones transitorias de un sistema de potencia.

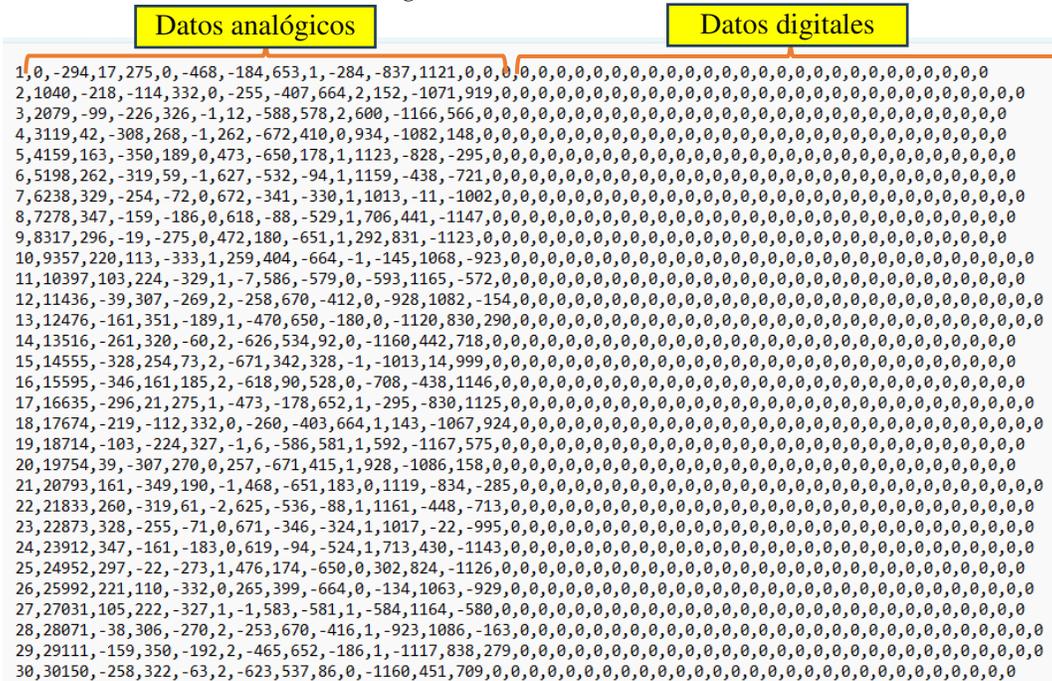
Los archivos COMTRADE son creados por los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) tales como un relé de protección numérico, los IEDs monitorean las variables eléctricas del sistema de potencia por medio de muestras digitales de mediciones de corriente y tensión, a una gran velocidad mediante algoritmos de procesamiento de señales digitales, esta información muestra las condiciones anormales en el sistema de potencia, de tal manera que se puedan tomar medidas automatizadas de protección para evitar daños. Cuando se detectan fallas, los IED registrarán en un archivo con formato COMTRADE, los datos de falla transitorios digitalizados que se emplearon durante el procesamiento. El formato de archivo COMTRADE ha sido normalizado por el Power System Relaying Committee (PSRC) de la IEEE Power & Energy Society por la norma C37.111. La versión más empleada del estándar COMTRADE es la C37.111-1999. Esta versión especifica un elemento de archivo que consta de varios tipos de documentos designados por las extensiones atribuidas de *.CFG, *.INF, *.HDR y *.DAT. El

archivo *.DAT contiene los valores de muestra digitalizados en un formato de texto ASCII o binario.

El archivo *.CFG contiene datos de los valores del archivo *.DAT conjuntamente con datos como nombres de señal, hora de las muestras, cantidad de muestras, valores mínimo y máximo, entre otros. Solo los archivos *.CFG y *.DAT resultan de carácter necesario. Aunque los valores de las muestras digitalizadas en el archivo *.DAT son visibles sin el archivo *.CFG, resulta inviable recobrar completamente el significado de los datos sin el archivo *.CFG. (Miqueas Rodriguez, 2017).

Por ejemplo, una grabación COMTRADE de la corriente de falla en un evento de una línea de transmisión, los datos analógicos de las corrientes prefalla y falla se almacenan en el archivo *.DAT, del igual forma los datos digitales como activación de funciones de protección (arranques, TRIPS, entre otros) se almacena en el archivo *.DAT (Ver Figura 16); por otro lado los datos de configuración del registro COMTRADE se muestran en el archivo *.CFG (Ver Figura 17), ambos archivos son necesarios para poder analizar el registro COMTRADE.

Figura 16. Archivo *.DAT de un registro COMTRADE.



Fuente: elaboración propia – datos de un registro oscilográfico de un evento en la línea L-3302

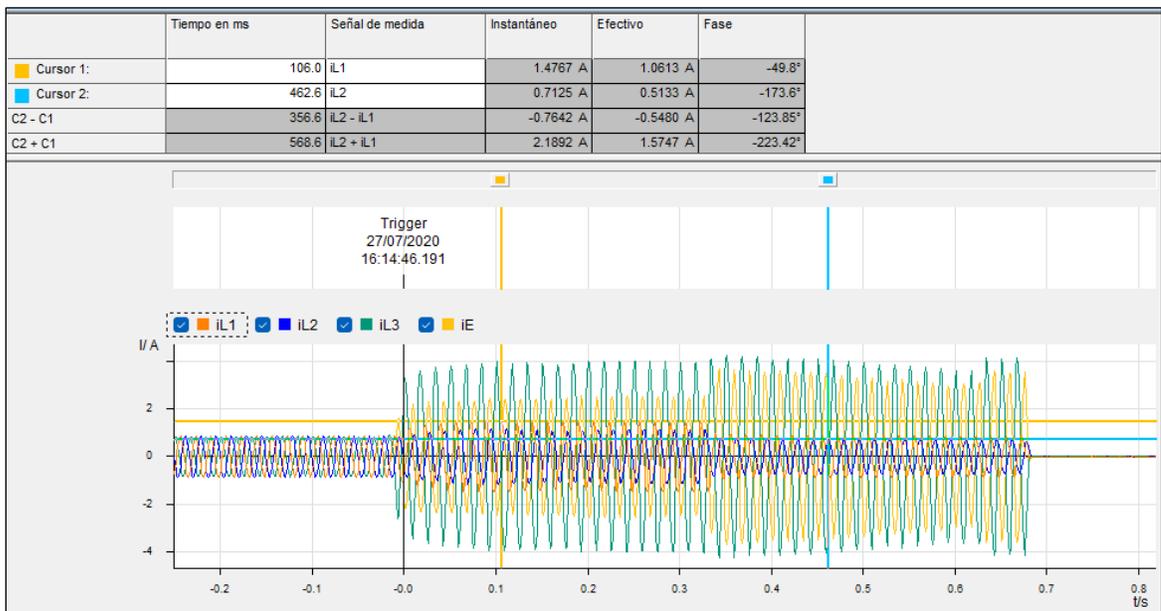
Figura 17. Archivo *.CFG de un registro COMTRADE.

```
L3302 Carpeta L-1052-F003_H06 Var,003329,1997
40,11A,290
1,iL1,,1,A,0.002500,0.,0.,-1704,1703,150.000000,1.000000,S
2,iL2,,2,A,0.002500,0.,0.,-1704,1703,150.000000,1.000000,S
3,iL3,,3,A,0.002500,0.,0.,-1704,1703,150.000000,1.000000,S
4,iE,,4,A,0.002500,0.,0.,-1704,1703,150.000000,1.000000,S
5,uL1,,5,V,0.125000,0.,0.,-1704,1703,33000.000000,100.000000,S
6,uL2,,6,V,0.125000,0.,0.,-1704,1703,33000.000000,100.000000,S
7,uL3,,7,V,0.125000,0.,0.,-1704,1703,33000.000000,100.000000,S
8,uEn,,8,V,0.072254,0.,0.,-1704,1703,33000.000000,57.803467,S
9,uL12,,105,V,0.125000,0.,0.,-1704,1703,33000.000000,100.000000,S
10,uL23,,106,V,0.125000,0.,0.,-1704,1703,33000.000000,100.000000,S
11,uL31,,107,V,0.125000,0.,0.,-1704,1703,33000.000000,100.000000,S
1,>Trig.Wave.Cap.,,4,0
2,FltRecSta,,27,0
3,Flag Lost,,113,0
4,O/C Ph L1 PU,,1762,0
5,O/C Ph L2 PU,,1763,0
6,O/C Ph L3 PU,,1764,0
7,O/C Earth PU,,1765,0
8,Overcurrent PU,,1761,0
9,OvercurrentTRIP,,1791,0
10,I>> TRIP,,1805,0
11,I> TRIP,,1815,0
12,Ip TRIP,,1825,0
13,IE>> TRIP,,1833,0
14,IE> TRIP,,1836,0
15,IEp TRIP,,1839,0
16,IE>> DIR. TRIP,,2679,0
17,IE> DIR. TRIP,,2683,0
18,IEp DIR. TRIP,,2686,0
19,I>> DIR. TRIP,,2649,0
20,I> DIR. TRIP,,2665,0
21,Ip DIR. TRIP,,2675,0
22,DIR O/C PU,,2691,0
23,DIR O/C TRIP,,2696,0
24,U> TRIP,,6570,0
25,U< TRIP,,6539,0
26,I2 TRIP,,5170,0
27,BrkFailure TRIP,,1471,0
```

Fuente: Elaboración propia – datos de un registro oscilográfico de un evento en la línea L-3302

En la Figura 18 se muestra el registro COMTRADE haciendo uso del programa SIGRA, el cual muestra de una forma dinámica los valores almacenados en los archivos *.DAT y *.CFG, con esta información procesada se obtienen grandes beneficios para realizar un análisis más exhaustivo de la perturbación, por consiguiente se podrá verificar el tipo de falla, impedancia de falla, distancia de falla, registro fasorial de corriente de falla, funciones de protección que activaron la protección, todas estas herramientas ayudan a mejorar las protecciones del sistema y guiar futuras estrategias de mitigación de fallas.

Figura 18. Registro Oscilográfico COMTRADE – SIGRA.



Fuente: Elaboración propia

2.9 Tiempos de parciales de reparación

El tiempo que demora en el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general, se tendrá, para una red de transmisión cualquiera, la siguiente clasificación de tiempos (Gustavo, 2023).

a. Tiempo parcial de conocimiento (T_c):

Es el tiempo en que la empresa toma conocimiento de la falla, ya sea por algún sistema de alarma o por llamada del usuario o consumidor. La automatización juega aquí un importante papel, puesto que si existe señalización del estado de las protecciones (por ejemplo, en un panel), la magnitud de este tiempo es muy pequeña, de manera que teóricamente puede considerarse cero (Gustavo, 2023).

b. Tiempo de preparación T_p :

Es el tiempo que el personal emplea para la selección de sus materiales y herramientas que pudieran ser de utilidad para la reparación de la falla una vez esta sea ubicada, sin embargo, los vehículos de emergencias llevan el equipamiento básico para realizar los correctivos necesarios que se presenten en la red, actualmente se considera un tiempo de 5 minutos.

Tiempo parcial de localización (T_L):

Tiempo en que la empresa localiza y llega al punto de falla, considerando el tiempo de transporte y los ensayos necesarios para su localización. Para este efecto, son necesarias la experiencia, la disponibilidad de sistemas de señalización y las técnicas de búsqueda (Gustavo, 2023), el tiempo de localización se puede subdividir en el tiempo de desplazamiento (T_d) y el tiempo de inspección de falla (T_I).

Tiempo parcial de maniobras (T_m):

Tiempo en que la empresa realiza las diferentes maniobras, ya sean para aislar la falla y/o transferir cargas.

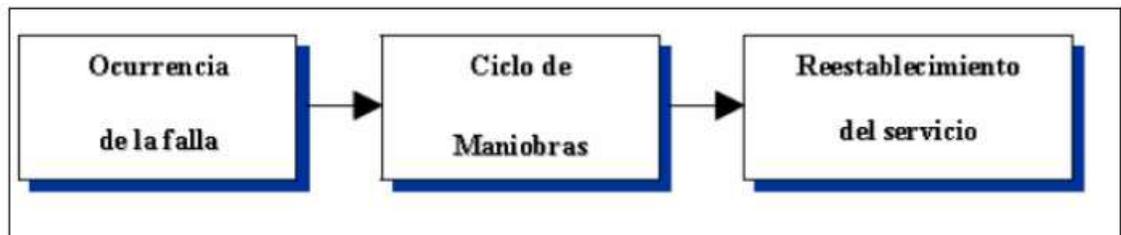
Tiempo parcial de reparación (T_r):

Tiempo en que la empresa repara la falla.

Tiempo parcial de normalización (T_n):

Tiempo en que se restablece la condición normal de operación del sistema de distribución.

Figura 19. *Ciclo de falla – restitución de servicio, (Gustavo, 2023)*



La suma necesaria de los tiempos parciales para el tiempo final de reparación, está determinada por el tipo de clasificación que se les dará a los tramos afectados, de acuerdo a la posición de la falla en la red.

2.10 Clasificación de estados de las secciones de línea

Para la clasificación de los estados es importante señalar que las protecciones y los elementos de selectividad influyen directamente en la clasificación.

Normal (N):

La continuidad de la operación del tramo no se ve afectado por el dispositivo de protección que actúa ante la falla, por lo que el tiempo de reparación es 0 (cero).

Restablecible (R):

El tramo de línea puede volver a su estado de operación normal sin la necesidad de alguna reparación, usualmente se presenta en fallas no permanentes en el tiempo y de muy corta duración. El tiempo promedio de reparación es igual a:

$$r_r = T_c + T_d + T_l \text{ (horas).} \quad (162)$$

Transferible (T):

El tramo de línea puede ser alimentado desde otro sector de la red mediante transferencias, esto antes de reparar la falla, por lo que el tiempo promedio de reparación sería la suma de:

$$r_t = T_c + T_p + T_d + T_l + T_m + T_n \text{ (horas).} \quad (163)$$

Intransferible (I):

Tramos de línea que no pueden ser alimentados mediante transferencias, por lo que para su normalización se tiene que esperar hasta la reparación de la falla.

El tiempo promedio de reparación es igual a:

$$r_i = T_c + T_p + T_d + T_l + T_r \text{ (horas).} \quad (164)$$

Irrestablecible (J):

Cuando en el tramo de línea fallado se tiene que realizar alguna maniobra antes de su reparación.

El tiempo promedio de reparación es igual a:

$$r_j = T_c + T_p + T_d + T_l + T_m + T_r + T_n \text{ (horas)}. \quad (165)$$

Por consiguiente, se resume lo antes descrito y se añade la relación entre la clasificación y la tasa de fallas.

Tabla 9. *Clasificación según el tiempo de interrupción*

Clasificación	Tiempo de interrupción	Tasa de falla
Normal (N)	0	0
Restablecible (R)	$r_r = T_c + T_d + T_l$	λ
Transferible (T)	$r_t = T_c + T_p + T_d + T_l + T_m + T_n$	$2. \lambda$
Intransferible (I)	$r_i = T_c + T_p + T_d + T_l + T_r$	λ
Irrestablecible (J)	$r_j = T_c + T_p + T_d + T_l + T_m + T_r + T_n$	$2. \lambda$

Fuente: Extraído de (Gustavo, 2023)

2.11 Indicadores de performance

Los indicadores de performance para líneas de transmisión están establecidos según el “Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión 091-2006-OS/CD” con resolución emitida por la empresa OSINERGMIN en el año 2006, en la Tabla 9 se muestra la descripción de cada uno de los indicadores de performance.

Tabla 10. *Indicadores de performance según el procedimiento 091-OSINERGMIN-2006*

Indicadores (RM N°163-2011-MEM/DM)	Descripción	Unidad	Indicador
Frecuencia de Falla de Subestación	Tasa de Falla de cada componente de Subestación (Transformador, Auto Transformador, Equipo de Compensación, Barras o celdas).	Numero de fallas por año	TFC=N° Fallas N° Fallas = Numero de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año.
Frecuencia de Fallas de Líneas de transmisión	Tasa de Fallas de cada Línea de Transmisión	Numero de fallas por cada 100 Km-año.	Líneas de transmisión iguales y mayores a 100 kilómetros: $TFL = \frac{N^{\circ} Fallas}{EXT. LT} \times 100$ N° Fallas= Numero de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año

Indicadores (RM N°163-2011-MEM/DM)	Descripción	Unidad	Indicador
		Numero de Falla por año	Líneas de transmisión menores a 100 kilómetros: TFL=N° Fallas N° Fallas= Numero de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año
Disponibilidad de Subestaciones	Indisponibilidad de cada componente de subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, Barras o celdas).	Horas de Indisponibilidad por año	INDISE = \sum HIND HIND = Número de horas indisponibles del componente en un año.
Disponibilidad de Líneas	Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión	Horas de Indisponibilidad por año	INDISL = \sum HIND HIND = Número de horas indisponibles del componente en un año.

Fuente: Cuadro N°2 (1), extraído de la resolución (OSINERGMIN, 2012)

2.11.1 Indicador tasa de falla e indisponibilidad de energía

En la Tabla 11 se muestra los valores de tolerancia de los indicadores de tasa de falla e indisponibilidad de energía, donde se clasifican por tipo de equipamiento, nivel de tensión, por sector y año de la ocurrencia del evento.

Tabla 11. Tolerancia de indicadores de performance sistema interconectado

Unidad	Componente	Gradualidad de la Tolerancia					
		Costa			Sierra y Selva		
		1° al 12° mes	12° al 24° mes	Años en adelante	1° al 12° mes	12° al 24° mes	Años en adelante
Numero de fallas por año	•Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV. •Barra en el nivel de tensión igual o mayor a 30 Kv	3	2	1	3	2	1
Numero de fallas por cada 100Km -año	•Líneas de transmisión Nivel de tensión: 220Kv	1.20	1.10	1.00	1.65	1.60	1.50
	Igual o mayores de 100Km. -Celdas de líneas de transmisión (*)	2.40	2.20	2.00	3.20	3.10	3.00
	Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75kV.	4.20	4.10	4.00	5.40	5.20	5.00
	•Líneas de transmisión Nivel de tensión: 220kV	3	2	1	4	3	2
	Nivel de tensión: 138kV	4	3	2	6	5	4

Unidad	Componente	Gradualidad de la Tolerancia						
		Costa			Sierra y Selva			
		1° al 12° mes	12° al 24° mes	Años en adelante	1° al 12° mes	12° al 24° mes	Años en adelante	
Numero de fallas por año	menores a 100Km. •Celdas de líneas de transmisión (*)	Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75kV.	6	5	4	10	9	8
Horas de indisponibilidad por año	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión 220 y 138kV.		8	7	6	8	7	6
Horas de indisponibilidad por año	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 75kV.		6	5	4	6	5	4
Horas de indisponibilidad por año	Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30 kV		3	2	1	3	2	1
Horas de indisponibilidad por año	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100Km., o sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138kV.	10	9	8	10	9	6
Horas de indisponibilidad por año	Líneas de transmisión menores a 100Km., o sus celdas (*)	Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75kV.	8	7	6	8	7	6
Horas de indisponibilidad por año	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100Km., o sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138kV.	8	7	6	8	7	6
Horas de indisponibilidad por año	Líneas de transmisión menores a 100Km., o sus celdas (*)	Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75kV.	6	5	4	6	5	4

Fuente: Cuadro N°2 (1), extraído de la resolución (OSINERGMIN, 2012)

Por otro lado, la tipificación de las desconexiones según el tipo de falla está clasificadas según el Cuadro N°1 C del procedimiento (OSINERG_N°91, 2006), el cual se detalla a continuación.

Tabla 12. *Tipificación de las desconexiones Cuadro N°1C*

Código	Tipo	Descripción
1	Fenómenos Naturales	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aluvión (huaycos) 2. Descarga atmosférica 3. Desborde de ríos 4. Fallas geológicas 5. Granizada 6. Inundación 7. Lluvias 8. Neblina 9. Nieve 10. Sismos 11. Tsunami 12. Vientos huracanados
2	Condiciones Ambientales	<ol style="list-style-type: none"> 1. Animales (aves, roedores, ofidios, mamíferos, etc.)

Código	Tipo	Descripción
		<ul style="list-style-type: none"> 2. Acercamiento de vegetación 3. Contaminación industrial o minera 4. Contaminación natural (salina, tierra, arena, etc.) 5. Contaminación por quema de maleza.
3	Falla equipamiento	<ul style="list-style-type: none"> 1. Aisladores, ferretería o accesorios en celdas 2. Aisladores, ferretería o accesorios de torre 3. Cable de guarda (Rotura, desprendimiento, deshebramiento) 4. Conductor (Rotura, desprendimiento, deshebramiento) 5. Colapso de soporte o estructura. 6. Desprendimiento de conductor o acometidas en celdas 7. Equipos de medición 8. Equipos de maniobra – interruptores 9. Equipos de maniobra – recloser 10. Equipos de maniobra – seccionadores 11. Falla del relé 12. Pararrayos 13. Servicios auxiliares
4	Error Humano	<ul style="list-style-type: none"> 1. De mantenimiento 2. De operación 3. Actos vandálicos o sabotajes 4. Contacto o acercamiento accidental a los conductores (comentas, otros)
5	Terceros	<ul style="list-style-type: none"> 5. Colisión contra instalaciones (impacto de vehículo motorizado terrestre o aéreo) 6. Hurto (Equipos, conductores, celosía, ferretería, accesorios, etc.) 7. Intento de Hurto (Equipos, conductores, celosía, ferretería, accesorios, etc.)
6	Otras Causas	<ul style="list-style-type: none"> 1. Colapso de tensión, Fallas fugaces, no determinada, no clasificada
7	Actuación indebida de la protección – Operación del SEIN	<ul style="list-style-type: none"> 1. Ajuste Inadecuado de la protección 2. OST desactivado – Oscilación de potencia 3. PSB desactivado – Oscilación de potencia

Fuente: Cuadro N°1 C extraído de la resolución (OSINERG_N°91, 2006)

CAPITULO III

EVALUACIÓN DEL PERFORMANCE ACTUAL DEL SISTEMA

3.1 Ubicación

3.1.1 Ubicación geográfica

Las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1 pertenecientes a la empresa Electro Sur Este S.A.A, tienen un nivel de tensión de 33KV, las líneas de transmisión permiten suministrar energía a los suministros de los distritos de Saylla, Oropesa, Huaru, Lucre, Andahuaylillas, Caicay, Urcos, Ocongate, Ccatca y Ccarhuayo, en la Figura 20 se muestra la ubicación geográfica.

Partiendo desde la S.E. Quencoro (Pertenciente a la empresa ISA REP) conectándose luego con las Subestaciones Eléctricas de Huaru y Oropesa, de igual forma mediante esta línea de transmisión se alimenta a las plantas de bombeo de agua de la Empresa SEDA Cusco ubicados en el sector de Collana y Rumicolca.

Figura 20. Ubicación geográfica de la línea L-3302 y L-3302/1

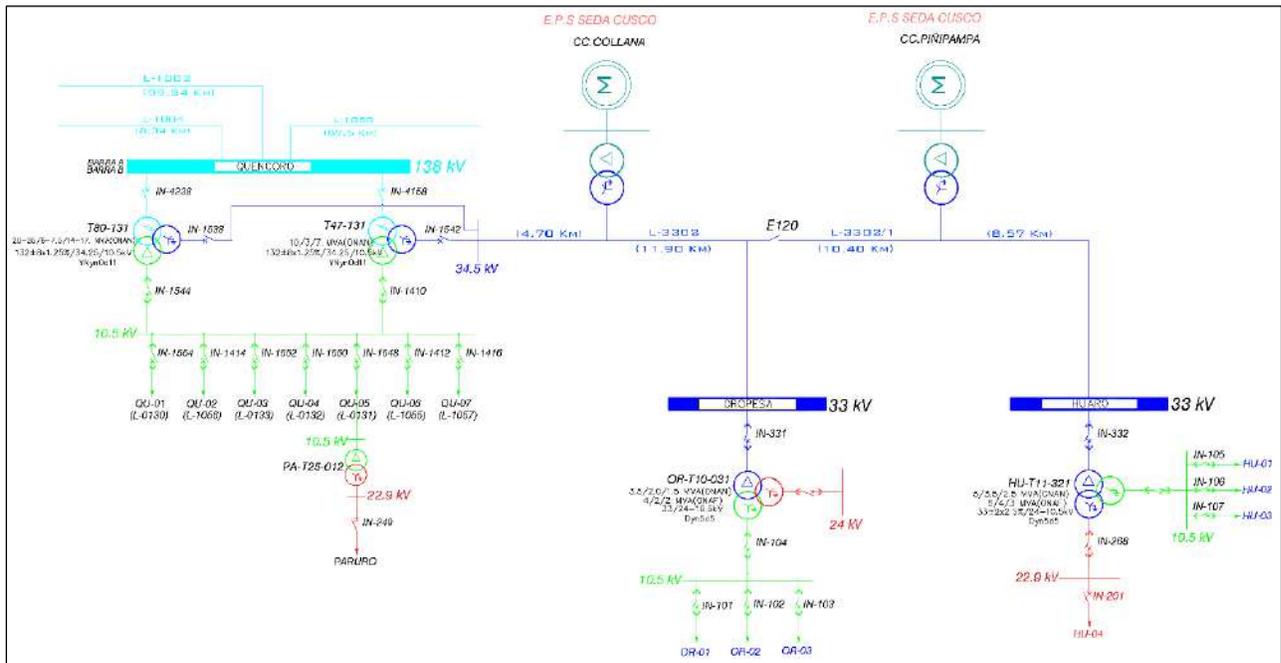


Fuente: Características de la línea 3302 y 3302/1 tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

3.1.2 Ubicación eléctrica

Las líneas de transmisión en estudio se encuentran ubicadas al SUR ESTE del SEIN, conectada a la barra de 34.5kV de la S.E. Quencoro, y esta a su vez conectada al SEIN mediante las líneas L-1002, L-1004 y L-1050 en 138KV, en la Figura 21 se muestra el diagrama unifilar correspondiente.

Figura 21. Diagrama unifilar salida SET Quencoro-Oropesa-Huaro



Fuente: Diagrama unifilar L-3302 y 3302/1 tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

3.2 Descripción técnica

3.2.1 Generalidades

El sistema eléctrico Quispicanchis, este compuesto por las líneas de transmisión en 33KV L-3302 (S.E. Quencoro – S.E. Oropesa) y L-3302/1 (S.E. Oropesa – S.E. Huaro), abarcando una longitud de 16.07 km y 18.97 km respectivamente.

3.2.2 Descripción técnica de la S.E. Quencoro

La subestación de transformación Quencoro pertenece a la empresa ISA REP (Red de Energía del Perú). La subestación cuenta con 2 (dos) transformadores de potencia, el primero de

25/7.5/17.5MVA con niveles de tensión de 138/34.5/10.5kV y el segundo de 10/3/7MVA con niveles de tensión de 138/34.5/10.5kV.

a. Niveles de tensión 138KV

La barra de 138kV se encuentra interconecta mediante las líneas L-1002, L-1002 y L-1050 al SEIN, donde el equipamiento principal de maniobra a este nivel de tensión está compuesto como se describe a continuación.

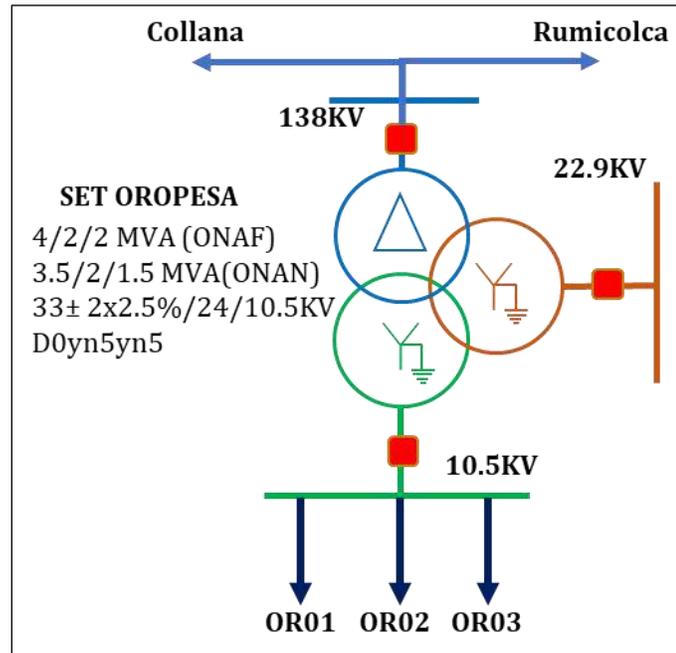
- Seccionador de barra.
- Interruptor de potencia.
- Pararrayos de Óxido de Zinc.
- Transformadores de corriente.

Transformadores de tensión, los devanados del transformador de potencia a este nivel de tensión se encuentran en conexión estrella aterrado.

3.2.3 Descripción técnica de la S.E. Oropesa

En la subestación de Oropesa el transformador tiene una potencia de 4/2/2 MVA y opera con niveles de tensión de 33/24/10.5KV; los alimentadores OR01, OR02 y OR03 están conectados a la barra de 10.5KV como se observa en la Figura 22.

Figura 22. Diagrama unifilar S.E. Oropesa



Fuente: Diagrama unifilar Set Oropesa tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 13, se muestra los datos de la infraestructura eléctrica de cada uno de los alimentadores de media tensión de la S.E. Oropesa, donde se puede apreciar que se cuenta con un total de 7218 suministros.

Tabla 13. Datos de infraestructura eléctrica S.E. Oropesa

AMT	MT				BT			Equipos de maniobra y protección				
	SED (unidad)	TMT (km)	NMT (unidad)	NBT (unidad)	TBT (km)	EAP (unidad)	SUM (unidad)	INT (unidad)	REC (unidad)	SBC (unidad)	SEC (unidad)	SEC3 (unidad)
OR01	2	0.52	18	486	13.93	507	1066	1	0	0	0	0
OR02	49	32.97	337	1175	40.63	729	2096	1	0	1	26	4
OR03	75	33.89	370	2778	83.59	1941	4056	1	0	0	40	0
TOTAL	126	67.38	725	4,439	138.15	3,177	7,218	3	0	1	66	4

Fuente: Estudio de coordinación de protecciones tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Donde:

SED: Subestación Eléctrica de Distribución

TMT: Tramo de Media Tensión

NMT: Nodo de Media Tensión

TBT: Tramo de Baja Tensión

EAP: Estructura de Alumbrado Público

SUM: Suministros

INT: Interruptor

REC: Reconectador

SBC: Seccionador Bajo Carga

SEC: Seccionador Cut Out

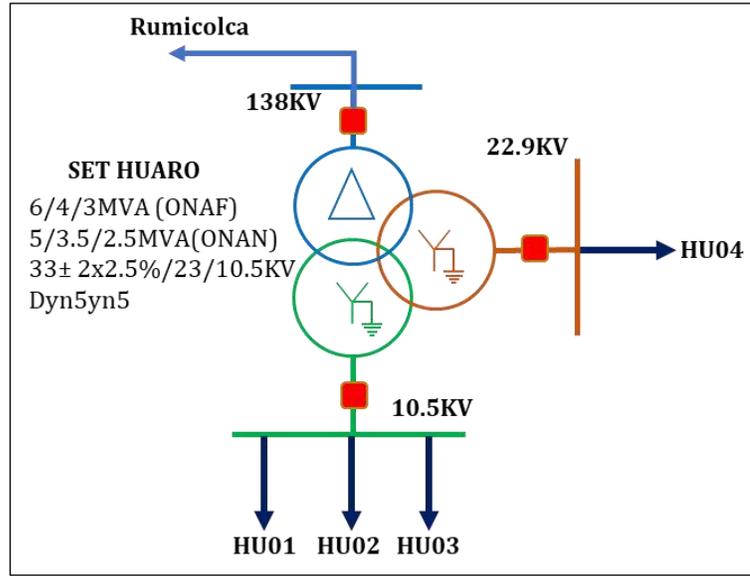
SEC: Seccionador Cut Out de repetición de 3 golpes

PAR: Pararrayos

3.2.4 Descripción técnica de la S.E. Huaro

En la subestación de Huaro el transformador tiene una potencia tiene de 6/4/3MVA (ONAF) y 5/3.5/2.5MVA (ONAN) y opera con niveles de tensión de 33/23/10KV, los alimentadores HU01, HU02 y HU03 están conectados a la barra de 10KV, y el alimentador HU04 está conectado a la barra de 23KV como se observa en la Figura 23.

Figura 23. Diagrama unifilar S.E. Huaro



Fuente: Diagrama unifilar S.E. Huaro tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 14, se muestra los datos de la infraestructura eléctrica de cada uno de los alimentadores de media tensión de la S.E. Huaro, donde se puede apreciar que se cuenta con un total de 13880 suministros.

Tabla 14. Datos de infraestructura eléctrica S.E. Huaro

AMT	MT				BT			Equipos de maniobra y protección				
	SED (unidad)	TMT (km)	NMT (unidad)	NBT (unidad)	TBT (km)	EAP (unidad)	SUM (unidad)	INT (unidad)	REC (unidad)	SBC (unidad)	SEC (unidad)	SEC3 (unidad)
HU01	43	49.36	360	2055	84.28	1087	3282	1	0	0	17	5
HU02	3	1.03	21	223	7.99	200	660	1	0	0	0	0
HU03	55	56.21	446	1862	82.1	866	2561	1	0	0	29	2
HU04	196	308.77	1851	9769	616.19	1920	7377	0	2	1	109	16
TOTAL	297	415.37	2,678	13,909	790.56	4,073	13,880	3	2	1	155	23

Fuente: Estudio de coordinación de protecciones tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Donde:

SED: Subestación de distribución

TMT: Tramo de Media Tensión

NMT: Nodo de Media Tensión

NBT: Nodo de Baja Tensión

EAP: Equipo de Alumbrado Publico

SUM: Suministro

INT: Interruptor.

REC: Recloser

SBC: Seccionados Bajo Carga

SEC: Seccionador cut out

SEC: Seccionador cut out de 3 etapas

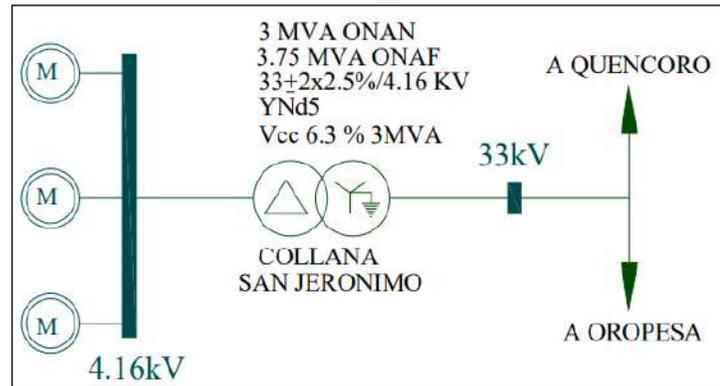
3.2.5 Descripción técnica de la planta de bombeo de agua Seda Cusco

Actualmente la línea L-3302 y L-3302/1 suministra energía a las plantas de bombeo de agua de la empresa Seda Cusco, los cuales se encuentran ubicados en el sector de Collana y Rumicolca.

En la **S.E. Collana** se encuentra principalmente el siguiente equipamiento:

- 01 transformador de potencia de 2 devanados de 3MVA (ONAN) y 3.75MVA(ONAF), con niveles de tensión 33+2x2.5%/4.16KV, conexión YNd5, Vcc 6.3 %.

Figura 24. Diagrama unifilar de la S.E. Collana

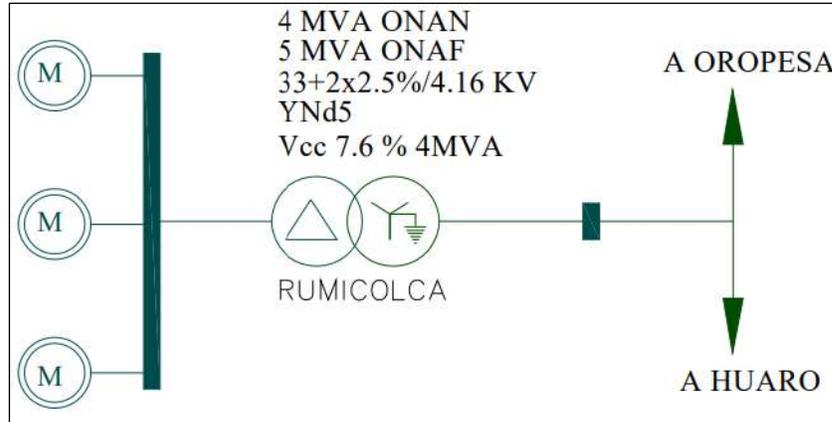


Fuente: Estudio de coordinación de protecciones tomado de: (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la **S.E. Rumicolca** se encuentra principalmente el siguiente equipamiento:

- 1 transformador de potencia de 2 devanados de 4MVA(ONAN) y 5MVA(ONAF), con niveles de tensión 33+2x2.5%/4.16KV, conexión YNd5, Vcc 7.6 %.

Figura 25. Diagrama unifilar de la S.E. Rumicolca



Fuente: Estudio de coordinación de protecciones tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

3.3 Análisis operativo

3.3.1 Parámetros eléctricos

En la Tabla 15 se muestra los parámetros actuales de las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1.

Tabla 15. *Parámetros eléctricos de línea L-3302 y L-3302/1*

Tramo	Longitud (km)	Sección (mm ²)	R (ohms/km)	X (ohms/km)	Ro (ohms/km)	Xo (ohms/km)	C (uF)
L-3302	16.07	AAAC 3x70	0.153	0.373	0.328	1.88	0.01196
L-3302/1	18.97	AAAC 3x70	0.153	0.373	0.328	1.88	0.01196

Fuente: Parámetros eléctricos - línea 3302 y 3302/1 tomados de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 16 se muestra los valores de los parámetros actuales de las S.E. Oropesa y S.E. Huaro.

Tabla 16. *Parámetros eléctricos de la S.E. Oropesa y S.E. Huaro*

SET	Potencia (MVA)	Nivel Tensión (V)	Conexión	Vcc (%)
Oropesa	3.5/2/1.5 (ONAN)	33+2x2.5%/24/10.5 KV	D0yn5yn5	5.47/1.63/4.50
	4/2/2 (ONAF)			
Huaró	5/3.5/2.5 (ONAN)	33+2x2.5%/23/10.5 KV	Dyn5yn5	9.22/10.02/5.44
	6/4/3 (ONAF)			

Fuente: Parámetros eléctricos - línea 3302 y 3302/1 tomados de: (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

3.3.2 *Análisis de demanda*

Para los años en estudio 2018, 2019, 2020 y 2021 se realizó el análisis de la demanda registradas en la línea L-3302, S.E. Huaro y S.E. Oropesa, para ello se utilizó los valores de demanda registrados por los equipos de medición ION instalados en la empresa Electro Sur Este, con el siguiente detalle:

El equipo de medición instalado en la salida de la línea L-3302 ubicado en la S.E. Oropesa, el cual registra mediciones de tensión, corriente, potencia, etc.

El equipo de medición instalado en la S.E. Huaro en el lado de 34.5KV el cual registra mediciones de tensión, corriente, potencia, etc.

Equipo de medición instalado en la S.E. Oropesa en el lado de 34.5KV el cual registra mediciones de tensión, corriente, potencia, etc.

Los registros de medición son cada 15 minutos, para los años en estudio se obtuvo los valores de máxima y mínima demanda registrada por mes como se describirá a continuación.

a. Demanda en la S.E. Huaro

El sistema eléctrico en estudio experimenta constantes incrementos de demanda de energía eléctrica, debido al crecimiento poblacional en la zona. Actualmente se suministra energía alrededor de 13880 usuarios regulados desde la S.E. Huaro.

En la Tabla 17 se muestra la demanda de energía de los alimentadores de la S.E. Huaro (HU-01, HU-02, HU-03 y HU-04), correspondiente al año 2018, los valores de máxima demanda se registran aproximadamente a las 19:00 horas, y los valores de mínima demanda se registran aproximadamente a las 03:00 horas.

Tabla 17. *Registro de la demanda en la S.E. Huaro – año 2018*

Mes	HU 01		HU 02		HU 03		HU 04		Total	
	Max (KW)	Min (KW)								
Enero	535.66	120.57	564.67	193.32	459.76	158.64	1970.09	431.62	3530.18	904.15
Febrero	542.99	157.37	564.67	193.32	433.35	151.20	1782.24	415.80	3323.26	917.68
Marzo	556.14	151.85	564.67	193.32	453.09	151.54	2015.91	376.88	3589.81	873.57
Abril	554.63	183.21	564.67	193.32	468.01	159.53	2078.99	444.62	3666.30	980.68
Mayo	554.77	133.16	564.67	193.32	495.94	158.75	2159.99	476.67	3775.37	961.88
Junio	577.30	181.37	564.67	193.32	480.24	163.45	2197.70	541.70	3819.92	1079.84
Julio	583.88	185.72	564.67	193.32	531.85	165.70	2221.93	467.14	3902.32	1011.87
Agosto	565.03	187.51	564.67	193.32	484.53	159.69	2187.53	477.62	3801.77	1018.14
Setiembre	564.67	120.20	564.67	193.32	486.94	151.52	2100.42	403.30	3716.70	868.34
Octubre	592.90	143.26	592.90	193.32	486.62	155.85	2186.71	460.16	3859.12	952.58
Noviembre	566.08	179.00	566.08	179.00	494.86	155.72	2138.17	411.99	3765.18	925.70
Diciembre	535.66	181.48	566.08	180.13	494.86	155.72	2138.17	411.99	3734.76	929.32

Fuente: Registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 18 se muestra la demanda de energía de los alimentadores de la S.E. Huaro (HU-01, HU-02, HU-03 y HU-04), correspondiente al año 2019, los valores de máxima demanda se registran aproximadamente a las 19:00 horas, y los valores de mínima demanda se registran aproximadamente a las 03:00 horas.

Tabla 18. *Registro de la demanda en la S.E. Huaro – año 2019*

Mes	HU 01		HU 02		HU 03		HU 04		Total	
	Max (KW)	Min (KW)								
Enero	556.96	184.86	104.07	23.19	447.64	115.95	1970.09	431.62	3078.75	755.63
Febrero	556.96	184.86	104.07	28.31	447.64	115.95	1782.24	415.80	2890.90	744.92
Marzo	559.86	162.09	104.07	23.19	403.98	124.90	2015.91	400.28	3083.82	710.46
Abril	569.57	162.09	100.57	23.19	447.64	115.95	1030.84	399.61	2148.62	700.85
Mayo	574.45	192.67	105.62	28.30	406.57	118.37	1050.51	398.38	2137.15	737.72
Junio	600.72	182.37	105.29	21.24	468.47	115.07	1054.77	338.30	2229.25	656.98
Julio	571.85	179.54	100.18	26.58	453.19	148.02	1091.97	400.15	2217.20	754.29
Agosto	558.99	187.61	98.26	27.19	534.62	118.79	1036.16	396.25	2228.04	729.84
Setiembre	579.96	163.20	104.02	21.45	480.82	142.87	1013.52	397.23	2178.32	724.74
Octubre	577.06	188.35	105.22	25.53	482.64	128.67	1010.82	397.30	2175.73	739.85
Noviembre	554.51	175.64	103.17	26.58	442.62	132.67	990.39	400.08	2090.69	734.96
Diciembre	568.91	179.60	100.28	22.71	439.04	119.35	2081.57	400.03	3189.80	721.69

Fuente: Registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 19 se muestra la demanda de energía de los alimentadores de la S.E. Huaro (HU-01, HU-02, HU-03 y HU-04), correspondiente al año 2020, los valores de máxima demanda se registran aproximadamente a las 19:00 horas, y los valores de mínima demanda se registran aproximadamente a las 03:00 horas.

Tabla 19. *Registro de la demanda en la S.E. Huaro – año 2020*

Mes	HU 01		HU 02		HU 03		HU 04		Total	
	Max (KW)	Min (KW)								
Enero	576.14	112.82	104.40	28.74	411.62	126.67	858.41	192.99	1950.58	461.21
Febrero	595.84	202.39	108.60	28.47	438.80	135.22	932.89	237.22	2076.11	603.30
Marzo	540.29	186.51	102.69	25.68	470.86	135.33	972.70	221.64	2086.54	569.16
Abril	526.27	183.70	106.51	26.39	396.40	132.64	1003.67	199.24	2032.84	541.97
Mayo	558.47	190.89	109.04	25.63	431.24	136.79	1058.63	217.34	2157.39	570.66
Junio	547.90	180.29	112.93	25.68	429.87	127.94	1064.10	264.24	2154.80	598.15
Julio	550.47	114.37	104.91	21.92	457.65	144.24	1048.37	229.39	2161.40	509.93
Agosto	573.19	146.71	104.81	25.45	481.53	128.25	1078.67	200.52	2238.21	500.93
Setiembre	568.07	134.36	106.05	24.23	465.04	103.87	1092.09	167.34	2231.25	429.80
Octubre	573.46	178.16	111.26	28.82	490.37	139.66	998.81	237.77	2173.91	584.41
Noviembre	573.46	178.16	111.26	28.82	470.68	139.66	999.54	127.30	2154.94	473.94
Diciembre	573.46	178.16	111.26	28.82	481.56	139.66	999.76	125.60	2166.05	472.24

Fuente: Registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 20 se muestra la demanda de energía de los alimentadores de la S.E. Huaro (HU-01, HU-02, HU-03 y HU-04), correspondiente al año 2021, los valores de máxima demanda se presentan aproximadamente a las 19:00 horas, y los valores de mínima demanda se registran aproximadamente a las 03:00 horas.

Tabla 20. *Registro de la demanda en la S.E. Huaro – año 2021*

Mes	HU 01		HU 02		HU 03		HU 04		Total	
	Max (KW)	Min (KW)								
Enero	547.94	20.03	95.45	3.59	449.95	53.80	968.09	22.60	2016.51	261.59
Febrero	554.03	20.07	98.67	5.52	437.91	85.84	953.35	31.76	2019.64	382.61
Marzo	568.67	149.99	96.02	24.38	520.43	136.18	1001.93	36.46	2113.83	483.47
Abril	579.86	42.89	102.53	2.13	475.06	49.79	1030.25	154.43	2142.11	247.70
Mayo	576.16	9.29	103.71	26.16	546.56	104.54	1022.40	87.38	2189.48	432.99
Junio	621.57	45.55	108.83	13.49	514.36	120.86	1067.59	29.45	2257.55	492.30
Julio	576.59	150.66	108.74	23.96	535.23	129.56	1034.62	2.72	219162	505.24

Mes	HU 01		HU 02		HU 03		HU 04		Total	
	Max (KW)	Min (KW)								
Agosto	583.04	39.00	102.60	7.74	527.06	145.15	1003.24	296.07	2147.53	676.59
Setiembre	590.54	107.40	105.24	7.74	545.44	149.64	1030.50	216.65	2174.77	745.44
Octubre	576.84	195.12	107.77	24.97	516.86	14.66	999.15	1.17	2161.09	423.06
Noviembre	559.45	50.44	106.93	9.64	543.23	53.31	991.71	104.42	2099.57	196.22
Diciembre	544.20	50.44	99.92	9.64	529.88	14.16	969.95	71.91	2074.99	9.94

Fuente: Registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

b. Demanda de la S.E. Oropesa

El sistema eléctrico en estudio experimenta constantes incrementos de demanda de energía eléctrica, debido crecimiento poblacional en la zona. Actualmente suministra a 7218 usuarios regulados.

En la Tabla 21 se muestra la demanda de energía de los alimentadores de la S.E. Oropesa (OR-01, OR-02 y OR-03), correspondiente al año 2018, los valores de máxima demanda se presentan aproximadamente a las 19:00 horas, y los valores de mínima demanda se registran aproximadamente a las 03:00 horas.

Tabla 21. Registro de la demanda en la S.E. Oropesa – año 2018

Mes	OR01		OR02		OR03		Total	
	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)
Enero	216.58	60.98	754.83	176.50	1114.36	416.75	2085.76	654.23
Febrero	211.55	59.93	825.37	176.47	1114.36	444.57	2151.29	680.97
Marzo	216.58	60.98	825.37	176.47	1023.33	440.18	2065.28	677.63
Abril	216.58	55.72	754.83	161.93	1114.36	342.67	2085.76	560.33
Mayo	211.55	59.93	825.37	159.46	1073.07	405.96	2110.00	625.35
Junio	215.94	62.83	780.88	129.78	1128.77	414.05	2125.59	606.67
Julio	203.31	60.02	837.32	176.73	1076.56	490.35	2117.20	727.10
Agosto	218.00	64.70	903.50	176.94	1154.55	480.64	2276.05	722.28
Setiembre	216.43	59.28	862.75	176.77	1132.88	371.06	2212.06	607.12

Mes	OR01		OR02		OR03		Total	
	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)
Octubre	217.91	62.17	910.74	196.12	1201.30	490.10	2329.95	748.40
Noviembre	203.50	60.48	900.07	189.73	1241.20	501.48	2344.76	751.69
Diciembre	219.66	60.13	851.23	196.02	1238.73	490.83	2309.61	746.98

Fuente: Registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 22 se muestra la demanda de energía de los alimentadores de la S.E. Oropesa (OR-01, OR-02 y OR-03), correspondiente al año 2019, los valores de máxima demanda se presentan aproximadamente a las 19:00 horas, y los valores de mínima demanda se registran aproximadamente a las 03:00 horas.

Tabla 22. *Registro de la demanda en la S.E. Oropesa – año 2019*

Mes	OR01		OR02		OR03		Total	
	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)
Enero	221.00	62.23	770.23	180.10	1137.10	425.25	2128.33	667.58
Febrero	215.87	61.16	842.22	180.07	1137.10	453.64	2195.19	694.87
Marzo	221.00	62.23	842.22	180.07	1044.21	449.16	2107.42	691.46
Abril	221.00	56.86	770.23	165.23	1137.10	349.67	2128.33	571.76
Mayo	215.87	61.16	842.22	162.71	1094.97	414.25	2153.06	638.11
Junio	220.35	64.11	796.82	132.43	1151.80	422.50	2168.97	619.05
Julio	207.46	61.25	854.41	180.34	1098.54	500.36	2160.41	741.94
Agosto	222.45	66.02	921.94	180.56	1178.12	490.45	2322.50	737.02
Setiembre	220.85	60.49	880.36	180.38	1156.00	378.63	2257.21	619.51
Octubre	222.35	63.44	929.33	200.13	1225.82	500.11	2377.50	763.67
Noviembre	207.65	61.71	918.44	193.60	1266.53	511.72	2392.62	767.03
Diciembre	224.14	61.36	868.60	200.02	1264.01	500.85	2356.75	762.22

Fuente: Registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 23 se muestra la demanda de energía de los alimentadores de la S.E. Oropesa (OR-01, OR-02 y OR-03), correspondiente al año 2020, los valores de máxima demanda se

presentan aproximadamente a las 19:00 horas, y los valores de mínima demanda se registran aproximadamente a las 03:00 horas.

Tabla 23. *Registro de la demanda en la S.E. Oropesa – año 2020*

Mes	OR01		OR02		OR03		Total	
	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)
Enero	202.85	62.09	676.57	118.19	1228.63	471.86	2108.05	652.13
Febrero	202.96	65.82	832.97	170.60	1274.81	538.11	2310.74	774.53
Marzo	210.73	60.86	875.11	161.42	1176.78	489.27	2262.62	711.54
Abril	211.76	60.18	426.38	160.03	1104.85	501.12	1742.99	721.33
Mayo	213.13	61.81	450.72	160.37	1159.65	500.33	1823.50	722.51
Junio	227.69	66.47	563.10	161.89	1263.52	502.79	2054.32	731.16
Julio	211.18	64.53	936.71	164.79	1339.63	500.20	2487.52	729.52
Agosto	214.83	62.28	963.19	170.86	1299.34	140.15	2477.35	373.29
Setiembre	213.37	62.77	1047.87	168.12	516.05	138.01	1777.29	368.90
Octubre	213.74	60.41	1129.73	186.86	518.49	139.81	1861.96	387.08
Noviembre	204.90	63.88	994.10	190.33	748.03	59.59	1947.03	313.80
Diciembre	214.77	66.97	998.33	187.20	565.05	87.78	1778.14	341.95

Fuente: Registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 24 se muestra la demanda de energía de los alimentadores de la S.E. Oropesa (OR-01, OR-02 y OR-03), correspondiente al año 2020, los valores de máxima demanda se presentan aproximadamente a las 19:00 horas, y los valores de mínima demanda se registran aproximadamente a las 03:00 horas.

Tabla 24. *Registro de la demanda en la S.E. Oropesa – año 2021*

Mes	OR01		OR02		OR03		Total	
	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)
Enero	206.55	9.25	1175.49	1.51	1188.58	10.26	2007.76	94.90
Febrero	217.18	7.07	1039.92	18.35	532.64	13.94	1454.21	41.19
Marzo	213.98	71.27	1035.53	186.55	1318.81	149.75	2000.34	420.72

Mes	OR01		OR02		OR03		Total	
	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)	Max (KW)	Min (KW)
Abril	212.78	16.91	637.37	50.50	1608.42	141.04	2167.33	1.30
Mayo	218.03	1.34	816.23	1.51	532.76	23.11	1269.01	0.04
Junio	222.14	48.53	729.14	175.64	522.65	46.76	1249.49	414.79
Julio	219.85	68.36	1029.67	9.75	520.46	135.65	1523.25	450.79
Agosto	208.75	17.61	1120.77	42.96	519.19	0.62	1627.93	76.37
Setiembre	208.71	35.04	1137.69	12.02	1203.99	1.72	2186.39	483.76
Octubre	205.50	70.13	1175.34	202.65	669.27	85.88	1746.94	481.15
Noviembre	208.89	64.37	1200.68	190.52	639.10	168.99	1751.91	448.60
Diciembre	205.31	61.46	1185.68	197.00	639.20	167.78	1739.32	439.42

Fuente: Registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

c. Demanda de la línea L-3302

El sistema eléctrico en estudio experimenta constantes incrementos de demanda de energía eléctrica, debido crecimiento poblacional en la zona. Actualmente la línea L-3302 suministra a 21098 usuarios regulados y a las plantas de bombeo de agua potable de Collana y Rumicolca pertenecientes a la empresa SEDA Cusco.

En la Tabla 25 se muestra la demanda máxima, media y mínima de la línea L-3302, correspondiente al año 2018.

Tabla 25. Registro de la demanda en la Línea L-3302 – año 2018

Mes	Línea L-3302		
	Máxima (KW)	Media (KW)	Mínima (KW)
Enero	6554.97	4063.92	1572.88
Febrero	6010.41	3704.32	1398.23
Marzo	6190.29	3769.56	1348.83
Abril	6528.14	3648.33	768.52
Mayo	6714.42	4118.56	1522.71
Junio	6506.78	3854.86	1202.93
Julio	6535.22	3323.33	111.43

Mes	Línea L-3302		
	Máxima (KW)	Media (KW)	Mínima (KW)
Agosto	6894.21	4500.44	2106.67
Setiembre	6438.75	4077.33	1715.91
Octubre	6292.10	4177.07	2062.03
Noviembre	6480.73	3782.58	1084.44
Diciembre	7073.24	4354.32	1635.40

Fuente: Registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 26 se muestra la demanda máxima, media y mínima de la línea L-3302, correspondiente al año 2019.

Tabla 26. *Registro de la demanda en la Línea L-3302 – año 2019*

Mes	Línea L-3302		
	Máxima (KW)	Media (KW)	Mínima (KW)
Enero	6973.52	4273.22	1572.93
Febrero	6346.35	3862.08	1377.82
Marzo	6609.66	4241.83	1874.00
Abril	6309.45	4316.00	2322.56
Mayo	6469.45	4165.72	1862.00
Junio	6834.46	3956.73	1079.00
Julio	6459.91	4131.48	1803.05
Agosto	7492.39	4294.49	1096.58
Setiembre	7445.45	4348.18	1250.91
Octubre	7075.38	4597.81	2120.23
Noviembre	7023.26	4352.85	1682.43
Diciembre	8148.21	5101.07	2053.93

Fuente: Registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 27 se muestra la demanda máxima, media y mínima de la línea L-3302, correspondiente al año 2020.

Tabla 27. *Registro de la demanda en la Línea L-3302 – año 2020*

Mes	Línea L-3302		
	Máxima (KW)	Media (KW)	Mínima (KW)
Enero	7063.25	4434.13	1805.00
Febrero	7210.46	4515.84	1821.23
Marzo	7130.96	4456.07	1781.19
Abril	6612.76	4140.05	1667.34
Mayo	5678.73	3679.36	1680.00
Junio	5732.11	3904.09	2076.06
Julio	6939.66	4177.01	1414.35
Agosto	6385.32	4119.16	1853.00
Setiembre	7039.33	4347.16	1655.00
Octubre	6950.33	4388.17	1826.00
Noviembre	6748.20	4123.60	1499.00
Diciembre	6837.00	4163.50	1490.00

Fuente: Registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 28 se muestra la demanda máxima, media y mínima de la línea L-3302, correspondiente al año 2021.

Tabla 28. *Registro de la demanda en la Línea L-3302 – año 2021*

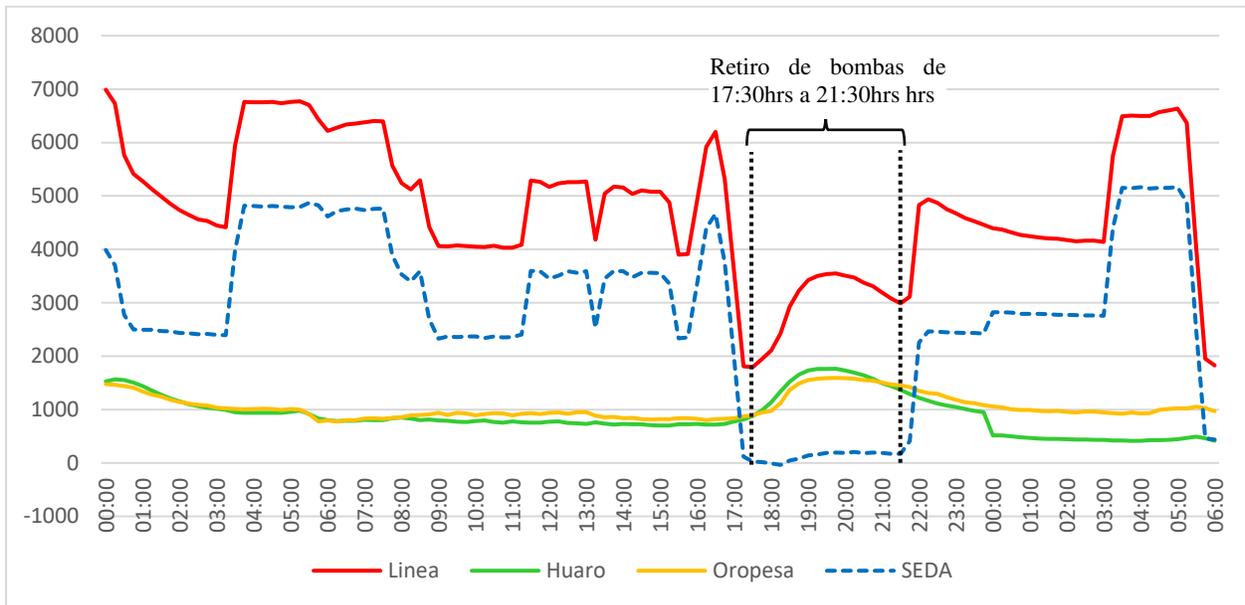
Mes	Línea L-3302		
	Máxima (KW)	Media (KW)	Mínima (KW)
Enero	7725.70	4613.88	186.65
Febrero	6603.02	4425.11	23.07
Marzo	6906.04	4505.53	1555.77
Abril	7222.12	4616.81	837.60
Mayo	6845.54	4424.70	1659.16
Junio	7177.62	4386.26	703.93
Julio	7022.41	4493.39	1735.82
Agosto	6858.07	4648.22	625.98
Setiembre	7869.45	4798.75	1995.09
Octubre	7227.59	4802.13	740.06
Noviembre	7268.22	4758.72	1550.63
Diciembre	7621.28	4814.74	1034.03

Fuente: Registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Las horas de máxima demanda registradas en la salida de la línea L-3302, son aproximadamente dentro de las 17:30 a 21:30 horas, estas contemplan las demandas máximas de las S.E. Huaro y Oropesa, en este intervalo de tiempo los grupos de bombeo de agua de la empresa SEDA CUSCO no ingresan en operación.

Como se observa en la Figura 26, las bombas de agua de la empresa SEDA Cusco, operarán sus grupos fuera del horario de máxima demanda.

Figura 26. Registro de demanda del 01 de enero del 2020



Fuente: Elaboración propia en base a los registros de medición SCADA extraídos de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

3.3.3 Flujo de potencia

En análisis de flujo de potencia es muy importante para poder analizar los diferentes escenarios de operación que presenta la línea L-3302 y L-3302/1, escenarios que contemplan los años de operación en estudio en mínima y máxima demanda simuladas para la presente tesis.

Se realizó simulaciones de flujo de potencia en el software DIGISLIENT (Ver Anexo 01) para diferentes escenarios de operación correspondientes al año 2018, 2019, 2020 y 2021, donde se obtuvieron los siguientes resultados:

En la Tabla 29 se muestra los registros de cargabilidad, corriente, potencia aparente y reactiva para un escenario de mínima demanda en el año 2018.

Tabla 29. *Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2018- mínima demanda*

Línea	Vi (kV)	Cargabilidad (%)	Ii (KA)	P (MW)	Q (MVAR)
Tramo 1, L-3302	34.67	33.76	0.079	4.089	2.424
Deriv. S.E. Collana	34.66	12.44	0.029	1.350	1.098
Tramo 2, L-3302	34.36	21.74	0.050	2.725	1.319
Deriv. S.E. Oropesa	34.35	3.88	0.009	0.526	0.130
Tramo 1, L-3302/1	34.12	18.17	0.043	2.185	1.219
Deriv. S.E. Rumicolca	34.12	12.23	0.029	1.350	1.011
Tramo 2, L-3302/1	34.06	6.30	0.015	0.826	0.241

Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 30 se muestra los registros de cargabilidad, corriente, potencia aparente y reactiva para un escenario de máxima demanda en el año 2018.

Tabla 30. *Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2018- máxima demanda*

Línea	Vi (kV)	Cargabilidad (%)	Ii (KA)	P (Mw)	Q (Mvar)
Tramo 1, L-3302	33.84	78.80	0.185	9.299	5.526
Deriv. S.E. Collana	33.35	12.62	0.029	1.350	1.028
Tramo 2, L-3302	32.36	66.51	0.156	7.875	4.342
Deriv. S.E. Oropesa	32.34	19.38	0.046	2.371	0.943
Tramo 1, L-3302/1	31.72	47.48	0.111	5.371	3.133
Deriv. S.E. Rumicolca	31.72	12.65	0.030	1.350	0.898
Tramo 2, L-3302/1	31.34	35.01	0.082	3.962	2.139

Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 31 se muestra los registros de cargabilidad, corriente, potencia aparente y reactiva para un escenario de mínima demanda en el año 2019.

Tabla 31. *Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2019- mínima demanda*

Línea	Vi (kV)	Cargabilidad (%)	Ii (KA)	P (Mw)	Q (Mvar)
Tramo 1, L-3302	34.66	33.32	0.078	3.968	2.497
Deriv. S.E. Collana	34.65	12.45	0.029	1.350	1.097
Tramo 2, L-3302	34.34	21.24	0.049	2.605	1.393
Deriv. S.E. Oropesa	34.34	3.97	0.009	0.537	0.133
Tramo 1, L-3302/1	34.10	17.65	0.041	2.054	1.291
Deriv. S.E. Rumicolca	34.10	12.23	0.029	1.350	1.010
Tramo 2, L-3302/1	34.04	5.65	0.013	0.696	0.315

Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 32 se muestra los registros de cargabilidad, corriente, potencia aparente y reactiva para un escenario de máxima demanda en el año 2019.

Tabla 32. *Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2019- máxima demanda*

Línea	Vi (kV)	Cargabilidad (%)	Ii (KA)	P (kw)	Q (kvar)
Tramo 1, L-3302	33.48	74.02	0.173	8.686	5.318
Deriv. S.E. Collana	33.46	12.60	0.029	1.350	1.034
Tramo 2, L-3302	32.53	61.73	0.144	7.271	4.150
Deriv. S.E. Oropesa	32.51	19.68	0.046	2.420	0.963
Tramo 1, L-3302/1	31.95	42.48	0.100	4.689	2.900
Deriv. S.E. Rumicolca	31.95	12.60	0.029	1.350	0.908
Tramo 2, L-3302/1	31.61	30.05	0.070	3.339	1.991

Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 33 se muestra los registros de cargabilidad, corriente, potencia aparente y reactiva para un escenario de mínima demanda en el año 2020.

Tabla 33. *Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2020 - mínima demanda*

Línea	Vi (kV)	Cargabilidad (%)	Ii (KA)	P (kw)	Q (kvar)
Tramo 1, L-3302	34.79	28.18	0.066	3.320	2.179
Deriv. S.E. Collana	34.78	12.43	0.029	1.350	1.104
Tramo 2, L-3302	34.56	16.11	0.037	1.961	1.078
Deriv. S.E. Oropesa	34.55	1.78	0.004	0.237	0.075
Tramo 1, L-3302/1	34.35	14.59	0.034	1.716	1.049
Deriv. S.E. Rumicolca	34.35	12.20	0.028	1.350	1.023
Tramo 2, L-3302/1	34.33	2.71	0.006	0.361	0.067

Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 34 se muestra los registros de cargabilidad, corriente, potencia aparente y reactiva para un escenario de máxima demanda en el año 2020.

Tabla 34. *Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2020 - máxima demanda*

Línea	Vi (kV)	Cargabilidad (%)	Ii (KA)	P (kw)	Q (kvar)
Tramo 1, L-3302	33.81	64.95	0.152	7.838	4.430
Deriv. S.E. Collana	33.79	12.55	0.029	1.350	1052.1
Tramo 2, L-3302	33.04	52.79	0.123	6.437	3.281
Deriv. S.E. Oropesa	33.01	21.85	0.051	2.696	1.163
Tramo 1, L-3302/1	32.63	31.17	0.073	3.658	1.974
Deriv. S.E. Rumicolca	32.52	12.47	0.029	1.350	0.939
Tramo 2, L-3302/1	32.44	18.96	0.044	2.282	1.023

Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 35 se muestra los registros de cargabilidad, corriente, potencia aparente y reactiva para un escenario de mínima demanda en el año 2021.

Tabla 35. *Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2021 - mínima demanda*

Línea	Vi (kV)	Cargabilidad (%)	Ii (KA)	P (kw)	Q (kvar)
Tramo 1, L-3302	34.89	24.04	0.056	2.751	1.976
Deriv. S.E. Collana	34.88	12.42	0.029	1.350	1.110
Tramo 2, L-3302	34.70	11.92	0.027	1.394	0.876
Deriv. S.E. Oropesa	34.70	0.08	0.00019	0.008	0.007
Tramo 1, L-3302/1	34.53	12.13	0.028	1.377	0.985
Deriv. S.E. Rumicolca	34.53	12.17	0.028	1.350	1.032
Tramo 2, L-3302/1	34.53	0.38	0.00091	0.027	0.047

Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

En la Tabla 36 se muestra los registros de cargabilidad, corriente, potencia aparente y reactiva para un escenario de máxima demanda en el año 2021, donde se verifica que los valores de cargabilidad se encuentran por debajo del 70%.

Tabla 36. *Flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1 – año 2021 - máxima demanda*

Línea	Vi (kV)	Cargabilidad (%)	Ii (KA)	P (kw)	Q (kvar)
Tramo 1, L-3302	33.73	68.19	0.160	8.245	4.590
Tramo 2, L-3302	32.91	56.02	0.131	6.840	3.432
Tramo deriv. S.E. Collana	33.71	12.57	0.029	1.350	1.047
Tramo deriv. S.E. Oropesa	32.89	24.56	0.058	3.019	1.304
Tramo 1, L-3302/1	32.50	31.68	0.074	3.700	1.945
Deriv. S.E. Piñipampa	32.50	12.49	0.029	1.350	0.933
Tramo 2, L-3302/1	32.30	19.46	0.045	2.350	1.011

Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Los resultados mostrados anteriormente en las Tablas 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29 y 30 se calcularon

3.3.4 *Análisis de cortocircuito*

Los resultados de cortocircuito mostrados en la Tabla 37 corresponden a fallas simuladas en las barras de 34.5KV de la S.E. Quencoro, S.E. Huaro, S.E. Oropesa, S.E. Collana y S.E.

Rumicolca, los resultados de las simulaciones de cortocircuito se realizaron en el software DIGSILENT.

Tabla 37. *Corrientes de cortocircuito*

Subestación	Tensión	Falla	Falla bifásica		Falla monofásica	
	nominal	trifásica	Rf=0ohm	Rf=10ohm	Rf=0ohm	Rf=10ohm
	KV					
Quencoro	34.5	3.09	2.65	1.89	3.99	0.37
Huaro	34.5	1.08	0.93	0.82	0.85	0.31
Oropesa	34.5	1.65	1.41	1.17	1.33	0.34
Collana	34.5	2.48	2.12	1.61	2.50	0.36
Rumicolca	34.5	1.34	1.15	0.99	1.32	0.33

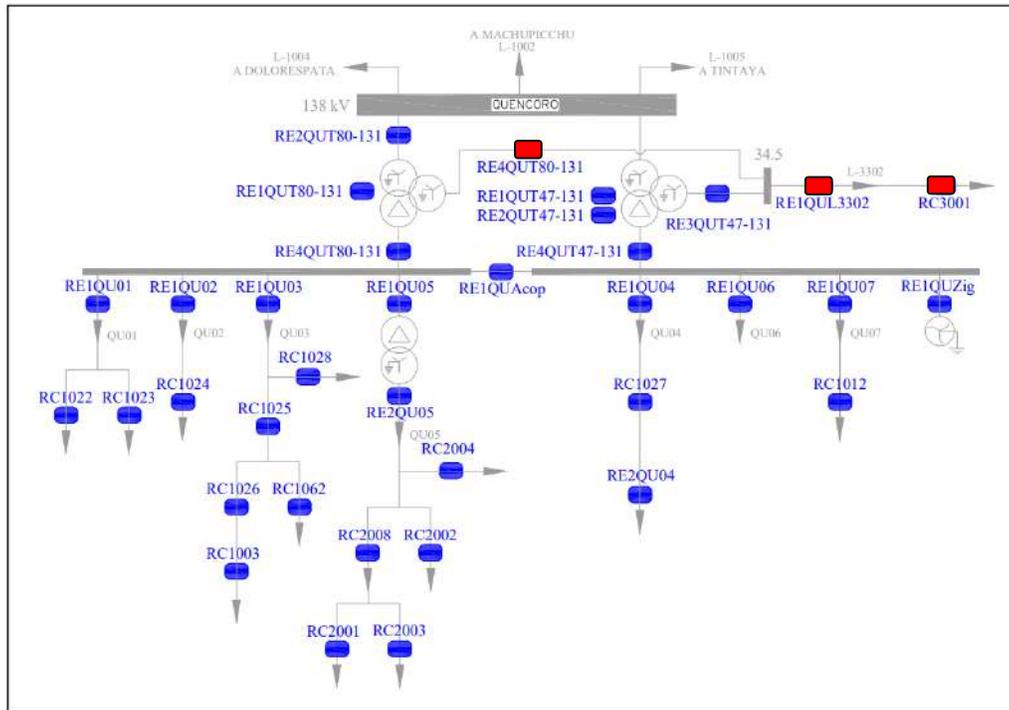
Fuente: Estudio de coordinación de protecciones tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Como se describe en la Tabla 37 se tiene mayor aporte de corriente de cortocircuito cuando se produce una falla monofásica en la barra de 34.5KV de la S.E. Quencoro, a comparación con la corriente de cortocircuito trifásico en la misma barra.

3.3.5 *Coordinación de protecciones actuales*

En la Figura 27 se muestra los equipos de protección (color rojo) relacionados con la coordinación y protección de la línea L-3302 y L-3302/1.

Figura 27. Equipos de protección en la S.E. Quencoro y línea L-3302 y L-3302/1



Fuente: Estudio de coordinación de protecciones tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

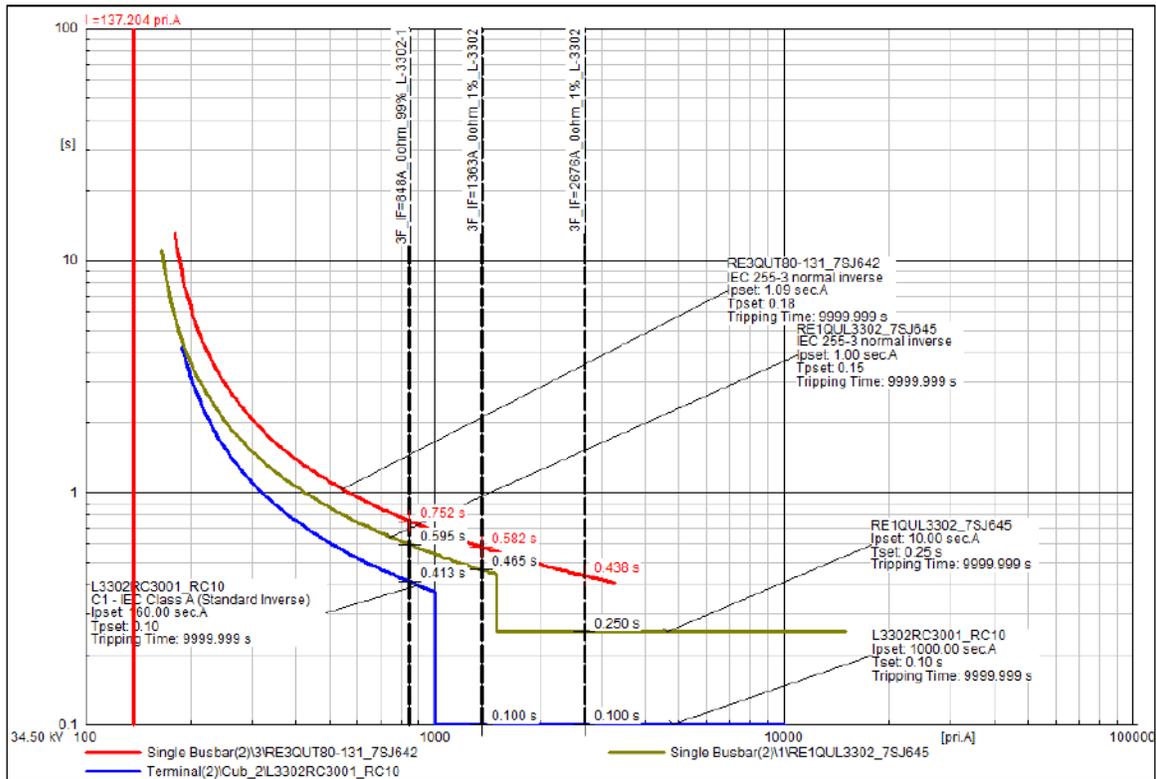
En la Tabla 38 se describe los ajustes de protección de fases del interruptor de barra “IN-1538”, del interruptor la línea L-3302 “IN-1540” y del reconectador de la línea L-3302/1 “RC-3001”.

Tabla 38. Ajustes de protección de fases de la línea L-3302 y L-3302/1

SOBRECORRIENTE DE FASES – PROPUESTOS																
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			TIEMPO DEFINIDO				
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			Ajuste Instantáneo				
					I>				I>>	t>>	I>>			t>>		
					Amp	Amp	TMS	Curva	Amp	Amp	(s)	Amp	Amp	(s)	Amp	Amp
Sec	Prim			Sec	Prim		Sec	Prim		Sec	Prim					
RE4QUT80-131	SIEMENS	7UT633	34.5	150/1	1.09	163.50	0.18	IEC-NI	--	--	--	--	--	--		
RE1QUL3302	SIEMENS	7SJ64	34.5	150/1	1.00	150.00	0.15	IEC-NI	10.00	1500	0.25	--	--	--		
RC-3001	NOJA	NOJA	34.5	1/1	160	160.00	0.10	IEC-NI	1000	1000	0.10	--	--	--		

Fuente: Estudio de coordinación de protecciones tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 28. Curvas de protección de fases de la línea L-3302 y L-3302/1



Fuente: Estudio de coordinación de protecciones tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

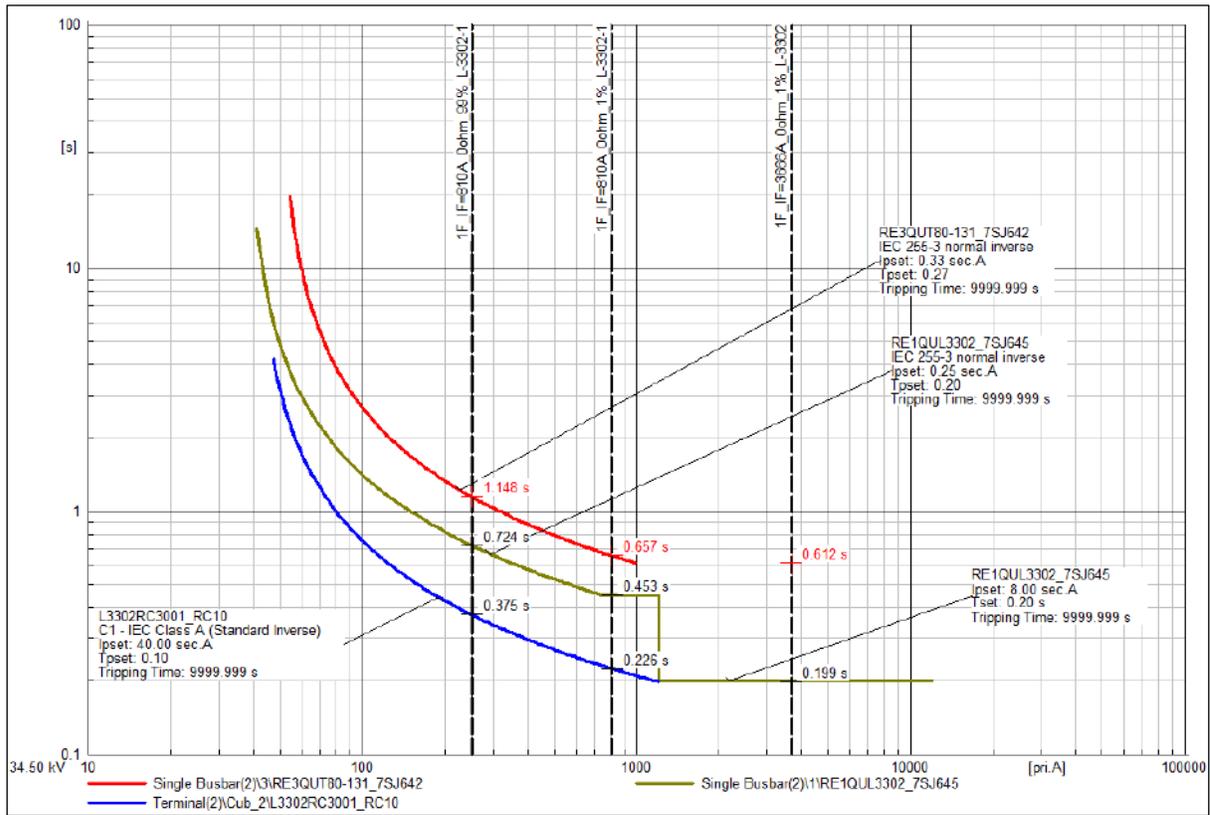
En la Tabla 39 se describe los ajustes de protección de tierra del interruptor de barra “IN-1538”, del interruptor la línea L-3302 “IN-1540” y del reconectador de la línea L-3302/1 “RC-3001”.

Tabla 39. Ajustes de protección de tierra de la línea L-3302 y L-3302/1

SOBRECORRIENTE DE FASES – PROPUESTOS																	
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			TIEMPO DEFINIDO					
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			Ajuste Instantáneo					
					I>				I>>			t>>			I>>		
					Amp	Amp	TMS	Curva	Amp	Amp	(s)	Amp	Amp	(s)			
Sec	Prim			Sec	Prim		Sec	Prim									
RE4QUT80-131	SIEMENS	7UT633	34.5	150/1	0.33	49.5	0.27	IEC-NI	--	--	--	--	--	--			
RE1QUL3302	SIEMENS	7SJ64	34.5	150/1	0.25	37.50	0.20	IEC-NI	8.00	1200	0.20	--	--	--			
RC-3001	NOJA	NOJA	34.5	1/1	40.00	40.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--	--	--			

Fuente: Estudio de coordinación de protecciones tomado de: (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 29. Curvas de protección de tierra de la línea L-3302 y L-3302/1



Fuente: Estudio de coordinación de protecciones tomado de: (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

3.4 Reporte de eventos registrados

En las Tablas del 40 al 46 se describen las interrupciones no programadas registrados desde el año 2018 al 2021 en las líneas de transmisión en estudio.

Tabla 40. Eventos registrados en la línea L-3302 y L-3302/1 durante el año 2018

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
1	193293	26/12/2018 12:57	26/12/2018 14:41	1,73	Corte de emergencia en la línea L-3302 PARA reparación de cabezas terminales en el AMT QU07 EN LOS NMT 7061 y 7062.	Corte de emergencia	NAT30
2	193290	26/12/2018 10:29	26/12/2018 11:07	0,63	Corte de emergencia de la L-3302 por cierre de cuellos en la derivación de la S.E. Collana de propiedad de Seda Cusco.	Corte de emergencia	Collana
3	193289	26/12/2018 10:29	26/12/2018 11:07	0,63	Corte de emergencia de la L-3302 por cierre de cuellos en la derivación de la S.E. Collana de propiedad de Seda Cusco.	Corte de emergencia	Collana

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
4	193278	25/12/2018 18:06	26/12/2018 01:06	7	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla monofásica fase "T" a tierra.	Fuertes vientos	-
5	192708	09/12/2018 13:07	09/12/2018 13:08	0,02	Apertura del interruptor IN-1540 por falla.	Fuertes vientos	-
6	191875	24/11/2018 11:36	24/11/2018 12:04	0,47	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla monofásica a tierra en la fase "R". ISA-REP demora en maniobras de energización por pérdida de comunicación remota con la S.E. Quencoro.	Desconocidas	-
7	191716	21/11/2018 17:50	21/11/2018 17:52	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "T".	Descargas atmosféricas	-
8	191557	19/11/2018 12:42	19/11/2018 12:44	0,04	Apertura del interruptor IN-1540 por falla.	Descargas atmosféricas	-
9	191423	15/11/2018 20:49	15/11/2018 20:51	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "T".	Descargas atmosféricas	-
10	191063	09/11/2018 13:40	09/11/2018 13:42	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "T".	Descargas atmosféricas	-
11	191057	09/11/2018 13:22	09/11/2018 13:25	0,05	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "T".	Descargas atmosféricas	-
12	190985	07/11/2018 13:16	07/11/2018 13:18	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por sobrecorriente en las tres fases.	Arranque de motores SEDA S.E. Collana	-
13	190786	03/11/2018 11:58	03/11/2018 12:00	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por falla bifásica entre las fases "S" y "T".	Fuertes vientos	-
14	189703	13/10/2018 07:15	13/10/2018 07:17	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por sobrecorriente en las tres fases.	Arranque de motores SEDA	-
15	189685	12/10/2018 09:40	12/10/2018 09:43	0,05	Apertura del interruptor IN-1540 por sobrecorriente en las tres fases.	Arranque de motores SEDA	-
16	189424	04/10/2018 03:33	04/10/2018 03:36	0,05	Apertura del interruptor IN-1540 por falla.	Fuertes vientos	-
17	188591	12/09/2018 14:54	12/09/2018 14:56	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por falla trifásica.	Desconocidas	-
18	188569	11/09/2018 15:44	11/09/2018 15:46	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por sobrecorriente en las tres fases.	Arranque de motores SEDA	-
19	188399	06/09/2018 15:51	06/09/2018 15:52	0,02	Apertura del interruptor IN-1540 por sobrecorriente en las tres fases.	Arranque de motores SEDA	-
20	188383	05/09/2018 14:05	05/09/2018 14:12	0,12	Apertura del interruptor IN-1540 por sobrecorriente en las tres fases.	Arranque de motores SEDA	-
21	188311	12/10/2018 09:40	12/10/2018 09:43	0,05	Apertura del interruptor IN-1540 por sobrecorriente en las tres fases.	Arranque de motores SEDA	-
22	188163	29/08/2018 16:41	29/08/2018 16:46	0,08	Apertura del interruptor IN-1540 por falla trifásica.	Desconocidas	-
23	184833	28/05/2018 09:00	28/05/2018 11:01	2,02	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "R".	Conductor roto	NAT83

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
24	183941	03/05/2018 10:35	03/05/2018 10:40	0,08	Apertura del interruptor IN-1540 por sobrecorriente en las tres fases.	Arranque de motores SEDA	-
25	183651	26/04/2018 15:59	26/04/2018 16:01	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por sobrecorriente en las tres fases.	Descargas atmosféricas	-
26	182989	07/04/2018 03:37	07/04/2018 03:39	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "T".	Descargas atmosféricas	-
27	182854	05/04/2018 17:13	05/04/2018 17:15	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por falla bifásica entre las fases "S" y "T".	Descargas atmosféricas	-
28	182335	21/03/2018 07:58	21/03/2018 08:01	0,04	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "R".	Descargas atmosféricas	-
29	181924	12/03/2018 15:38	12/03/2018 15:40	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "T".	Objeto extraño	-
30	181789	08/03/2018 23:07	08/03/2018 23:09	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por falla bifásica entre las fases "R" y "T".	Descargas atmosféricas	-
31	181787	09/03/2018 22:47	10/03/2018 10:22	11,58	Corte por emergencia para trabajos correctivos en la NAT08 de la línea L-3302 por deslizamiento de tierras.	Corte por emergencia	NAT08

Fuente: Elaboración propia

Tabla 41. *Eventos registrados en la línea L-3302 durante el año 2019*

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
1	193578	4/01/2019 12:31	4/01/2019 12:37	0.10	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla monofásica a tierra en la fase "S".	Vientos huracanados	-
2	193701	7/01/2019 13:25	7/01/2019 13:28	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 por falla trifásica.	Descargas atmosféricas	-
3	193704	7/01/2019 13:56	7/01/2019 13:58	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 por falla trifásica.	Descargas atmosféricas	-
4	195505	16/02/2019 15:42	16/02/2019 15:45	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 por falla trifásica.	Descargas atmosféricas	-
5	196869	21/03/2019 09:18	21/03/2019 09:21	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 por error de maniobra por parte de ISA-REP.	Error de maniobra REP	-
6	197740	15/04/2019 15:34	15/04/2019 15:40	0.10	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla monofásica a tierra.	L-3302/1	-
7	199375	11/06/2019 12:05	11/06/2019 12:08	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla monofásica a tierra en la fase "R".	Acercamiento de Vegetación	-
8	199752	28/06/2019 11:30	28/06/2019 11:33	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 por sobrecorriente en las tres fases.	Arranque bombas SEDA	-
9	199894	5/07/2019 05:29	5/07/2019 05:32	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla monofásica a tierra en la fase "R".	Desconocidas	-
10	199938	6/07/2019 07:41	6/07/2019 07:51	0.17	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla entre fases.	Desconocidas	-

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
11	200769	5/08/2019 05:54	5/08/2019 05:57	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla monofásica a tierra en la fase "T".	Desconocidas	-
12	201398	1/09/2019 01:38	1/09/2019 01:49	0.18	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla monofásica a tierra.	L-3302/1	-
13	201627	7/09/2019 16:39	7/09/2019 16:45	0.10	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla monofásica a tierra.	Desconocidas	-
14	202026	21/09/2019 02:02	21/09/2019 02:12	0.17	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla entre fases.	Descargas atmosféricas	-
15	203203	22/10/2019 17:01	22/10/2019 17:07	0.10	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla monofásica a tierra en la fase "S".	Falla en L-3302/1	-
16	203585	30/10/2019 12:45	30/10/2019 16:00	3.25	Apertura del interruptor IN-1540 por una falla monofásica a tierra en la fase "R".	Conductor roto (contacto de poste de BT con la red de MT)	E93
17	205036	5/12/2019 18:09	5/12/2019 19:07	0.97	Corte por emergencia, se apertura del interruptor IN-1540 para trabajos correctivos por el desprendimiento de la fase "R" en la salida del reconector RC-3001.	Corte emergencia (cable roto)	RC-3001

Fuente: Elaboración propia

Tabla 42. *Eventos registrados en la línea L-3302/1 durante el año 2019*

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
1	195506	16/02/2019 15:42	16/02/2019 15:45	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
2	196870	21/03/2019 09:18	21/03/2019 09:21	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
3	197741	15/04/2019 15:34	15/04/2019 15:40	0.10	Apertura del reconector RC-3001 por falla monofásica a tierra.	Vientos Huracanados	-
4	199265	11/06/2019 12:05	11/06/2019 12:08	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
5	199753	28/06/2019 11:30	28/06/2019 11:33	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
6	199895	5/07/2019 05:29	5/07/2019 05:32	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
7	199939	6/07/2019 07:41	6/07/2019 07:51	0.17	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
8	200770	5/08/2019 05:54	5/08/2019 05:57	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
9	201399	1/09/2019 01:38	1/09/2019 01:49	0.18	Apertura del reconector RC-3001 por falla monofásica a tierra.	Vientos Huracanados	-

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
10	201628	7/09/2019 16:39	7/09/2019 16:45	0.10	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
11	202027	21/09/2019 02:02	21/09/2019 02:12	0.17	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
12	203202	22/10/2019 17:01	22/10/2019 17:07	0.10	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
13	203586	30/10/2019 12:45	30/10/2019 16:00	3.25	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
14	205037	5/12/2019 18:09	5/12/2019 19:07	0.97	Apertura del interruptor IN-1540 por corte de emergencia, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
15	205162	8/12/2019 22:15	8/12/2019 22:23	0.13	Apertura del reconectador RC-3001 por falla trifásica.	Descargas atmosféricas	-

Tabla 43. *Eventos registrados en la línea L-3302 durante el año 2020*

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
1	216803	6/12/2020 15:48	6/12/2020 16:44	0.93	Inconvenientes para cerrar el interruptor IN-1540 por parte de ISA REP.	Demora en maniobras REP	-
2	216799	6/12/2020 15:45	6/12/2020 15:48	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 sin indicativo de falla.	Descargas atmosféricas	-
3	213797	24/09/2020 08:16	24/09/2020 08:18	0.03	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "T".	Desconocidas	-
4	213723	19/09/2020 07:09	19/09/2020 07:12	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra.	Vientos huracanados	-
5	213646	16/09/2020 14:45	16/09/2020 15:08	0.38	Apertura del interruptor IN-4238 en 138 KV de la S.E. Quencoro, deja fuera de servicio el transformador.	Desconexión TF T80-131-REP Corte	-
6	212442	12/08/2020 16:10	12/08/2020 17:27	1.28	Corte por emergencia, se apertura el interruptor IN-1540 para correctivos por desprendimiento de conductor en el RC-3001.	emergencia (Conductor roto)	RC-3001
7	212425	12/08/2020 06:03	12/08/2020 07:30	1.45	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "R".	Conductor desprendido RC-3001	RC-3001
8	212423	12/08/2020 05:57	12/08/2020 06:00	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "R".	Conductor desprendido RC-3001	RC-3001
9	212036	27/07/2020 16:14	27/07/2020 16:17	0.04	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra.	Desconocidas	-

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
10	211327	6/07/2020 06:42	6/07/2020 06:45	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "R".	Desconocidas	-

Fuente: Elaboración propia

Tabla 44. *Eventos registrados en la línea L-3302/1 durante el año 2020*

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
1	216806	6/12/2020 15:48	6/12/2020 16:44	0.93	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
2	216801	6/12/2020 15:45	6/12/2020 15:48	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
3	215463	6/11/2020 01:24	6/11/2020 01:34	0.17	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica fase "S" a tierra.	Desconocida	-
4	214146	3/10/2020 20:19	3/10/2020 21:51	1.53	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica fase "T" a tierra.	Contacto cable PAT - Armado	NAT193
5	213925	26/09/2020 23:36	26/09/2020 23:39	0.05	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica fase "T" a tierra.	Desconocida	-
6	213861	24/09/2020 08:16	24/09/2020 08:18	0.03	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
7	213724	19/09/2020 07:09	19/09/2020 07:12	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
8	213655	16/09/2020 14:45	16/09/2020 15:08	0.38	Apertura del interruptor IN-4238 en 138KV de la S.E. Quencoro desenergizando el transformador T80-131.	F/S TF T80-131-REP	-
9	212441	12/08/2020 14:32	12/08/2020 17:28	2.93	Apertura del reconectador RC-3001 por falla bifásica entre las fases "R" y "S".	Conductor desprendido RC-3001	RC-3001
10	212426	12/08/2020 06:03	12/08/2020 07:41	1.63	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
11	212424	12/08/2020 05:57	12/08/2020 06:00	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
12	212338	8/08/2020 09:39	8/08/2020 09:58	0.32	Apertura del reconectador RC-3001 por falla trifásica.	Árbol sobre la red	NAT214
13	212037	27/07/2020 16:14	27/07/2020 16:17	0.04	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
14	211328	6/07/2020 06:42	6/07/2020 06:45	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
15	209730	4/05/2020 09:58	4/05/2020 13:55	3.95	Apertura del reconectador RC-3001 por falla bifásica entre las fases "S" y "T".	Árbol sobre la red	NAT143

Fuente: Elaboración propia

Tabla 45. *Eventos registrados en la línea L-3302 durante el año 2021*

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
1	226547	21/09/2021 11:31	21/09/2021 11:33	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por una sobrecorriente trifásica.	Arranque motores SEDA	-
2	225665	3/09/2021 11:04	3/09/2021 11:06	0,03	Apertura del interruptor IN-1540 por falla monofásica a tierra en la fase "S".	Desconocidas	-
3	222589	10/06/2021 15:55	10/06/2021 17:46	1,85	Corte por emergencia se apertura el interruptor IN-1540 para trabajos correctivos de armado dañado estructura E6 por impacto vehicular.	Corte emergencia	NAT006
4	222557	9/06/2021 17:31	9/06/2021 17:34	0,05	Apertura del interruptor IN-1540 sin indicativo de falla.	Desconocidas	-
5	220651	15/04/2021 15:57	15/04/2021 15:59	0,04	Apertura del interruptor IN-1540 por falla.	Descargas atmosféricas	-
6	219244	23/02/2021 12:27	23/02/2021 12:55	0,47	Apertura del interruptor IN-1540 por falla bifásica entre fases "S" y "T".	Árbol sobre la red	NAT118
7	218073	13/01/2021 15:35	13/01/2021 16:03	0,47	CC-REP tuvo problemas para ejecutar el cierre del interruptor IN-1540 con mando nivel 3.	Maniobras - REP	-
8	218071	13/01/2021 15:32	13/01/2021 15:35	0,05	Apertura del interruptor IN-1540 por sobrecarga.	Arranque motores SEDA	-
9	217806	6/01/2021 16:10	6/01/2021 16:13	0,05	Apertura del interruptor IN-1540 por falla a tierra.	Descargas atmosféricas	-

Fuente: Elaboración propia

Tabla 46. *Eventos registrados en la línea L-3302/1 durante el año 2021*

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
1	231521	30/12/2021 16:19	30/12/2021 16:56:00	0.62	Apertura del reconectador RC-3001 por falla bifásica fases "S" y "T" a tierra.	Descargas atmosféricas	-
2	230318	21/09/2021 11:31	21/09/2021 11:32	0.02	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica a tierra fase "R".	Árbol sobre la red	NAT123
3	228508	31/10/2021 16:33	31/10/2021 16:35	0.04	Apertura del reconectador RC-3001 por falla trifásica.	Descargas atmosféricas	-
4	227585	13/10/2021 19:56	13/10/2021 19:57	0.03	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica a tierra fase "T".	Descargas atmosféricas	-
5	226932	28/09/2021 11:39	28/09/2021 11:40	0.02	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica a tierra fase "R".	Árbol sobre la red	NAT123
6	225667	3/09/2021 11:04	3/09/2021 11:06	0.03	Apertura del interruptor IN-1540 de la línea L-3302 por falla monofásica en la fase "S", se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
7	225554	30/08/2021 00:15	30/08/2021 00:46	0.52	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica a tierra fase "R".	Desconocidas	-

N°	Código	Fecha de Inicio.	Fecha de Fin.	Duración (Horas)	Descripción	Causa	Ubicación de falla
8	224377	25/07/2021 04:45	25/07/2021 04:48	0.05	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica a tierra fase "S".	Desconocidas	-
9	222591	10/06/2021 15:55	10/06/2021 17:46	1.85	Corte por emergencia se apertura el interruptor IN-1540 para trabajos correctivos de armado dañado en la estructura E6, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	NAT6
10	222559	9/06/2021 17:31	9/06/2021 17:34	0.05	Apertura del interruptor IN-1540 se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
11	221733	17/05/2021 16:55	17/05/2021 16:58	0.05	Apertura del reconectador RC-3001 por falla bifásica entre fases "R" y "S".	Desconocidas	-
12	221409	7/05/2021 08:25	7/05/2021 08:28	0.05	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica a tierra fase "T".	Desconocidas	-
13	221151	28/04/2021 08:13	28/04/2021 09:38	1.42	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica a tierra fase "R".	Conductor sobre cruceta	NAT140
14	220652	15/04/2021 15:57	15/04/2021 15:59	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
15	220613	14/04/2021 16:21	14/04/2021 16:23	0.04	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica a tierra fase "R".	Vientos huracanados	-
16	220103	27/03/2021 19:24	27/03/2021 19:25	0.02	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica fase "T" a tierra.	Vientos huracanados	-
17	219245	23/02/2021 12:27	23/02/2021 12:55	0.47	Apertura del interruptor IN-1540 se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
18	218342	23/01/2021 05:24	23/01/2021 05:27	0.05	Apertura del reconectador RC-3001 por falla monofásica fase "T" a tierra.	Desconocidas	-
19	218074	13/01/2021 15:35	13/01/2021 16:03	0.47	La línea L-3302/1 registro ausencia de tensión debido a que CC-REP tuvo problemas para ejecutar cierre del interruptor IN-1540.	L-3302	-
20	218072	13/01/2021 15:32	13/01/2021 15:35	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-
21	217807	6/01/2021 16:10	6/01/2021 16:13	0.05	Apertura del interruptor IN-1540, se registra ausencia de tensión en la línea L-3302/1.	L-3302	-

Fuente: Elaboración propia

De las Tablas mostradas anteriormente se tienen un total de 87 interrupciones registradas en la línea L-3302 y L-3302/1 desde el año 2018 al 2021, de los cuales se tiene el siguiente detalle:

Tabla 47. Cantidad de fallas y total de horas interrumpidas por tipo de falla

Tipo de falla	Tipo según la Tabla 12	Cantidad	Cantidad (%)	Total horas	Total horas (%)
Corte de emergencia	Otras Causas	7	5.93	18.683	30.37
Árbol sobre la red	Terceros	6	5.08	11.768	19.13
Caída de Conductor	Falla equipamiento	5	4.24	11.15	18.13
Desconocidas	Otras causas	23	19.49	3.663	5.95
REP (terceros)	Terceros	5	4.24	2.2206	3.61
Descargas atmosféricas	Condiciones Ambientales	21	17.80	1.627	2.64
Fuertes vientos	Condiciones Ambientales	9	7.63	0.5881	0.96

Fuente: Elaboración propia

Las interrupciones de mayor duración fueron ocasionadas por cortes de emergencia, árbol sobre la red y caída de conductor, y las interrupciones que se suscitaron con mayor frecuencia fueron originados por causas desconocidas, descargas atmosféricas, arranque de bombas de SEDA Cusco y fuertes vientos.

Por otro lado, de las interrupciones descritas anteriores se calcula a continuación los indicadores de indisponibilidad y tasa de falla en las líneas L-3302 y L-3302/1, obteniéndose los siguientes resultados.

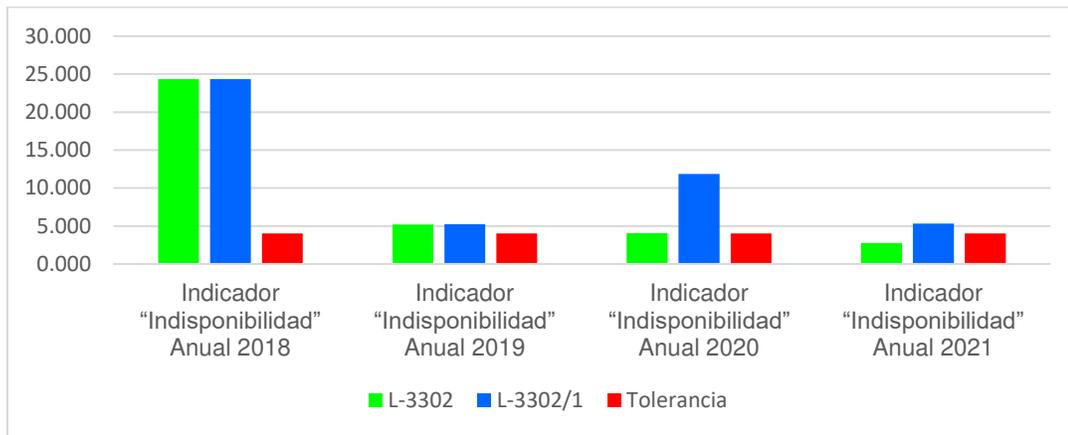
Los valores descritos en la Tabla 48 corresponden a los indicadores de indisponibilidad del año 2018 al 2021, según la Figura 30 se observa que los indicadores tienden a decrecer gradualmente, sin embargo, en los siguientes años no se tiene la certeza de que estos valores disminuyan, debido a la naturaleza imprevisible de la ocurrencia de fallas en el sistema que pueden ocasionar que los indicadores aumenten.

Tabla 48. *Indicador de indisponibilidad*

Línea	Tensión (KV)	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual (hrs)	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2018 (hrs)	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2019 (hrs)	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2020 (hrs)	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2021 (hrs)
L-3302	33	4	24.347	5.188	4.050	2.783
L-3302/1	33	4	24.347	5.221	11.850	5.333

Fuente: Indicadores de indisponibilidad extraído de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 30. *Comparación de tolerancia y el indicador de indisponibilidad, año 2018 - 2021*



Fuente: Indicadores de indisponibilidad extraído de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

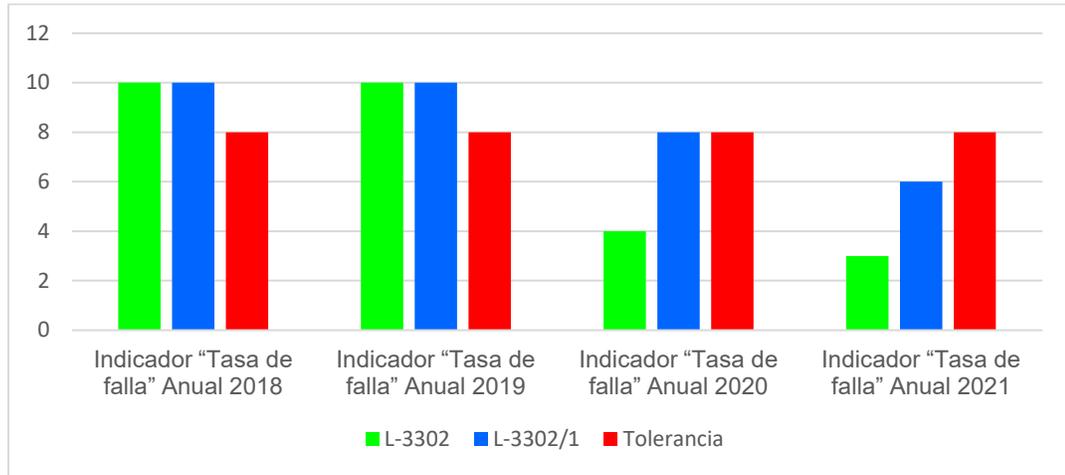
Los valores descritos en la Tabla 49 corresponden a los indicadores de indisponibilidad del año 2018 al 2021, según la Figura 31 se observa que los indicadores tienden a decrecer gradualmente, sin embargo, en los siguientes años no se tiene la certeza de si estos valores disminuyan, ya que debido a la naturaleza imprevistas de las fallas en el sistema pueden ocasionar que los indicadores aumenten.

Tabla 49. *Indicador de tasa de fallas*

Línea	Tensión (KV)	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual (Und.)	Indicador “Tasa de falla” Anual 2018 (Und.)	Indicador “Tasa de falla” Anual 2019 (Und.)	Indicador “Tasa de falla” Anual 2020 (Und.)	Indicador “Tasa de falla” Anual 2021 (Und.)
L-3302	33	8	10	10	4	3
L-3302/1	33	8	10	10	8	6

Fuente: Indicadores de indisponibilidad extraído de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 31. Comparación de la tolerancia y el indicador de tasa de fallas, año 2018 - 2021



Fuente: Indicadores de indisponibilidad extraído de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

CAPITULO IV.

IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE LOCALIZACIÓN DE FALLA

En el presente capítulo se implementa la metodología de localización de falla, primeramente, se muestra un análisis mediante simulaciones de falla monofásica, bifásica y trifásica en las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1 para diferentes valores de resistencia de falla y distancia de falla, seguidamente se hace uso de tres métodos de localización de falla, los cuales son el método de reactancia simple, método de Takagi y método de Eriksson, con estos métodos se determinará el error promedio de cálculo de la distancia de falla en las líneas de transmisión en estudio.

4.1 Análisis de localización de fallas en las líneas L-3302 y L-3302/1

Para el análisis de localización de falla en las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1 se realiza a continuación simulaciones de fallas mediante el software Digsilent, posteriormente haciendo uso de los métodos de localización de falla (Reactancia Simple, Takagi y Eriksson) se calcula la distancia de falla y el error porcentual.

4.1.1 Simulación de fallas en la línea L-3302

Se realiza la simulación de fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas al 30%, 50%, 70% y 90% en las líneas L-3302 y L-3302/1, para variaciones de la impedancia de falla de 0 a 40 ohm.

4.1.1.1 Resultados de falla monofásica

En la Tabla 50 se muestra los resultados de las simulaciones de fallas monofásica a tierra en la línea L-3302 para resistencias de falla de 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 ohm, mostrando los valores de corriente y tensión en la fase “R” para diferentes porcentajes de distancia de falla (30%, 50%, 70% y 90%).

Tabla 50. Resultados de falla monofásica de la línea L-3302

R (Ω)	Falla al 30%		Falla al 50%		Falla al 70%		Falla al 90%	
	Corriente Fase R (KA)	Tensión fase R (KV)	Corriente Fase R (KA)	Tensión fase R (KV)	Corriente Fase R (KA)	Tensión fase R (KV)	Corriente Fase R (KA)	Tensión fase R (KV)
0	2.097/-92.513°	9.396/-16.523°	1.602/-91.856°	11.957/-16.116°	1.296/-91.355	13.539/-15.865	1.089/-90.933	14.612/-15.695
5	1.743/-68.079°	12.771/-32.594°	1.409/-72.391°	13.730/-25.828°	1.179/-75.221	14.596/-22.241	1.012/-77.178	15.300/-20.165
10	1.362/-53.118°	15.618/-31.698°	1.175/-58.801°	15.670/-27.417°	1.026/-63.011	15.922/-24.360	0.906/-66.197	16.231/-22.209
15	1.087/-44.235°	17.153/-28.986°	0.980/-49.778°	16.974/-26.496°	0.885/-54.236	16.966/-24.403	0.803/-57.838	17.051/-22.717
20	0.898/-38.641°	18.003/-26.734°	0.832/-43.665°	17.794/-25.195°	0.769/-47.927	17.699/-23.779	0.712/-51.536	17.682/-22.537
25	0.764/-34.884°	18.513/-25.032°	0.721/-39.361°	18.322/-24.012°	0.678/-43.296	18.206/-23.024	0.637/-46.740	18.148/-22.109
30	0.666/-32.225°	18.842/-23.742°	0.636/-36.214°	18.678/-23.025°	0.605/-39.808	18.565/-22.308	0.575/-43.028	18.492/-21.620
35	0.592/-30.263°	19.067/-22.742°	0.569/-33.838°	18.929/-22.214°	0.546/-37.114	18.825/-21.675	0.523/-40.102	18.751/-21.146
40	0.534/-28.769°	19.229/-21.951°	0.516/-31.994°	19.112/-21.546°	0.499/-34.988	19.019/-21.128	0.481/-37.756	18.948/-20.711

Fuente: Elaboración propia

4.1.1.2 Resultados de falla bifásica

En la Tabla 51 se muestra los resultados de las simulaciones de fallas bifásica a tierra en la línea L-3302 para resistencias de falla de 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 ohm, mostrando los valores de corriente y tensión en las fases “R” y “S” para diferentes porcentajes de distancia de falla (30%, 50%, 70% y 90%).

Tabla 51. Resultados de falla bifásica (fases “R” y “S”) de la línea L-3302

R (Ω)	Falla al 30%		Falla al 50%		Falla al 70%		Falla al 90%	
	Corriente Fase R (KA)	Tensión fase R (KV)	Corriente Fase R (KA)	Tensión fase R (KV)	Corriente Fase R (KA)	Tensión fase R (KV)	Corriente Fase R (KA)	Tensión fase R (KV)
0	2.136/-88.447°	8.332/-48.390°	1.791/-82.065°	10.211/-42.275°	1.561/-78.288°	11.479/-38.022°	1.389/-75.762°	12.426/-34.893°
5	1.718/-65.058°	14.314/-47.064°	1.447/-62.601°	14.805/-41.945°	1.277/-61.025°	15.158/-38.386°	1.154/-60.093°	15.442/-35.643°
10	1.332/-51.371°	17.160/-39.353°	1.151/-51.200°	17.189/-36.458°	1.032/-50.746°	17.232/-34.326°	0.946/-50.463°	17.273/-32.614°
15	1.065/-43.260°	18.428/-34.021°	0.945/-44.241°	18.335/-32.257°	0.858/-44.504°	18.292/-30.882°	0.794/-44.592°	18.263/-29.754°
20	0.883/-38.107°	19.055/-30.470°	0.800/-39.609°	18.939/-29.308°	0.735/-40.346°	18.870/-28.353°	0.685/-40.734°	18.822/-27.552°
25	0.754/-34.614°	19.399/-28.003°	0.694/-36.322°	19.287/-27.189°	0.645/-37.349°	19.213/-26.490°	0.605/-37.975°	19.160/-25.888°
30	0.659/-32.123°	19.605/-26.210°	0.614/-33.884°	19.504/-25.611°	0.576/-35.072°	19.432/-25.078°	0.544/-35.872°	19.379/-24.609°
35	0.586/-30.273°	19.735/-24.854°	0.552/-32.015°	19.646/-24.396°	0.522/-33.283°	19.580/-23.979°	0.495/-34.198°	19.529/-23.602°
40	0.530/-28.856°	19.823/-23.797°	0.503/-30.545°	19.745/-23.436°	0.478/-31.843°	19.684/-23.100°	0.456/-32.829°	19.636/-22.791°

R (Ω)	Falla al 30%		Falla al 50%		Falla al 70%		Falla al 90%	
	Corriente Fase S (KA)	Tensión fase S (KV)						
0	2.235/145.461°	7.505/-107.325°	1.868/141.779°	9.229/-113.595°	1.623/140.000°	10.466/-117.776°	1.440/139.037°	11.437/-120.690°
5	1.839/171.725°	9.456/-148.773°	1.619/165.111°	10.239/-141.917°	1.442/160.942°	11.103/-138.226°	1.300/158.033°	11.890/-136.146°
10	1.414/-172.688°	13.153/-151.910°	1.311/-179.527°	13.118/-148.061°	1.209/175.509°	13.315/-144.919°	1.116/171.743°	13.611/-142.514°
15	1.116/-163.701°	15.259/-149.630°	1.069/-169.782°	15.067/-147.625°	1.011/-174.661°	15.026/-145.683°	0.953/-178.607°	15.084/-143.965°
20	0.915/-158.168°	15.470/-147.390°	0.893/-163.385°	16.279/-146.232°	0.860/-167.869°	16.175/-145.012°	0.823/-171.682°	16.140/-143.839°
25	0.776/-154.522°	17.224/-145.638°	0.764/-158.992°	17.062/-144.902°	0.745/-163.017°	16.951/-144.092°	0.721/-166.575°	16.885/-143.273°
30	0.674/-151.981°	17.728/-144.293°	0.668/-155.848°	17.596/-143.788°	0.656/-159.442°	17.493/-143.221°	0.640/-162.712°	17.421/-142.628°
35	0.598/-150.133°	18.086/-143.245°	0.594/-153.518°	17.977/-142.877°	0.587/-156.733°	17.887/-142.461°	0.576/-159.723°	17.818/-142.017°

40	0.538/-148.745°	18.350/-142.412°	0.536/-151.741°	18.260/-142.132°	0.531/-154.631°	18.182/-141.813°	0.523/-157.365°	18.119/-141.470°
----	-----------------	------------------	-----------------	------------------	-----------------	------------------	-----------------	------------------

Fuente: Elaboración propia

4.1.1.3 Resultados de falla trifásica

En la Tabla 52 se muestra los resultados de las simulaciones de fallas trifásica en la línea L-3302 para resistencias de falla de 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 ohm, mostrando los valores de corriente y tensión de en las fases “R” y “S” para diferentes porcentajes de distancia de falla (30%, 50%, 70% y 90%).

Tabla 52. *Resultados de falla trifásica de la línea L-3302*

R (Ω)	Falla al 30%		Falla al 50%		Falla al 70%		Falla al 90%	
	Corriente Fase R (KA)	Tensión fase R (KV)						
0	2.266/-90.938°	4.55/-23.241°	1.791/-82.065°	10.211/-42.275°	1.561/-78.288°	11.479/-38.022°	1.389/-75.762°	12.426/-34.893°
5	1.817/-65.551°	10.854/-47.302°	1.447/-62.601°	14.805/-41.945°	1.277/-61.025°	15.158/-38.386°	1.154/-60.093°	15.442/-35.643°
10	1.388/-50.946°	14.682/-40.564°	1.151/-51.200°	17.189/-36.458°	1.032/-50.746°	17.232/-34.326°	0.946/-50.463°	17.273/-32.614°
15	1.096/-42.567°	16.551/-35.094°	0.945/-44.241°	18.335/-32.257°	0.858/-44.504°	18.292/-30.882°	0.794/-44.592°	18.263/-29.754°
20	0.900/-37.376°	17.556/-31.365°	0.800/-39.609°	18.939/-29.308°	0.735/-40.346°	18.870/-28.353°	0.685/-40.734°	18.822/-27.552°
25	0.764/-33.919°	18.155/-28.759°	0.694/-36.322°	19.287/-27.189°	0.645/-37.349°	19.213/-26.490°	0.605/-37.975°	19.160/-25.888°
30	0.665/-31.482°	18.543/-26.860°	0.614/-33.884°	19.504/-25.611°	0.576/-35.072°	19.432/-25.078°	0.544/-35.872°	19.379/-24.609°
35	0.590/-29.689°	18.810/-25.424°	0.552/-32.015°	19.646/-24.396°	0.522/-33.283°	19.580/-23.979°	0.495/-34.198°	19.529/-23.602°
40	0.532/-28.325	19.003/-24.304°	0.503/-30.545°	19.745/-23.436°	0.478/-31.843°	19.684/-23.100°	0.456/-32.829°	19.636/-22.791°
R (Ω)	Corriente Fase S (KA)	Tensión fase S (KV)						
0	2.265/149.070°	4.547/-143.233°	1.868/141.779°	9.229/-113.595°	1.623/140.000°	10.466/-117.776°	1.440/139.037°	11.437/-120.690°
5	1.816/174.435°	10.839/-167.248°	1.619/165.111°	10.239/-141.917°	1.442/160.942°	11.103/-138.226°	1.300/158.033°	11.890/-136.146°
10	1.387/-171.035°	14.648/-160.515°	1.311/-179.527°	13.118/-148.061°	1.209/175.509°	13.315/-144.919°	1.116/171.743°	13.611/-142.514°
15	1.096/-162.735°	16.505/-155.061°	1.069/-169.782°	15.067/-147.625°	1.011/-174.661°	15.026/-145.683°	0.953/-178.607°	15.084/-143.965°
20	0.901/-157.617°	17.504/-151.346°	0.893/-163.385°	16.279/-146.232°	0.860/-167.869°	16.175/-145.012°	0.823/-171.682°	16.140/-143.839°
25	0.766/-154.227°	18.099/-148.750°	0.764/-158.992°	17.062/-144.902°	0.745/-163.017°	16.951/-144.092°	0.721/-166.575°	16.885/-143.273°
30	0.667/-151.853°	18.484/-146.860°	0.668/-155.848°	17.596/-143.788°	0.656/-159.442°	17.493/-143.221°	0.640/-162.712°	17.421/-142.628°
35	0.593/-150.118	18.749/-145.431°	0.594/-153.518°	17.977/-142.877°	0.587/-156.733°	17.887/-142.461°	0.576/-159.723°	17.818/-142.017°
40	0.534/-148.809°	18.941/-144.315°	0.536/-151.741°	18.260/-142.132°	0.531/-154.631°	18.182/-141.813°	0.523/-157.365°	18.119/-141.470°

Fuente: Elaboración propia

4.1.2 Simulación de fallas en la línea L-3302/1

4.1.2.1 Resultados de falla monofásica

En la Tabla 53 se muestra los resultados de las simulaciones de fallas trifásica en la línea L-3302/1 para resistencias de falla de 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 ohm, mostrando los valores de corriente y tensión en la fase “R” para diferentes porcentajes de distancia de falla (30%, 50%, 70% y 90%).

Tabla 53. Resultados de falla monofásica de la línea L-3302/1

R (Ω)	Falla al 30%		Falla al 50%		Falla al 70%		Falla al 90%	
	Corriente Fase R (KA)	Tensión Fase R (KV)						
0	0.795/-91.629°	4.076/-16.039°	0.700/-91.459°	5.979/-16.007°	0.625/-91.295°	7.475/-15.983°	0.564/-91.136°	8.682/-15.963°
5	0.752/-81.125°	5.913/-43.346°	0.668/-82.143°	7.178/-33.343°	0.601/-82.926°	8.326/-27.966°	0.545/-83.540°	9.318/-24.763°
10	0.696/-72.104°	8.353/-49.232°	0.626/-73.960°	8.951/-40.433°	0.568/-75.450°	9.638/-34.444°	0.520/-76.663°	10.315/-30.311°
15	0.635/-64.625°	10.464/-48.684°	0.580/-66.988°	10.659/-42.162°	0.532/-68.943°	11.001/-37.081°	0.491/-70.578°	11.407/-33.179°
20	0.578/-58.519°	12.134/-46.468°	0.534/-61.140°	12.110/-41.698°	0.496/-63.366°	12.233/-37.666°	0.462/-65.270°	12.443/-34.334°
25	0.527/-53.546°	13.426/-43.964°	0.492/-56.261°	13.291/-40.420°	0.461/-58.619°	13.284/-37.260°	0.433/-60.673°	13.364/-34.510°
30	0.481/-49.475°	14.424/-41.592°	0.454/-52.184°	14.239/-38.900°	0.429/-54.581°	14.158/-36.411°	0.406/-56.704°	14.156/-34.162°
35	0.442/-46.114°	15.203/-39.469°	0.420/-48.760°	14.999/-37.379°	0.400/-51.137°	14.879/-35.394°	0.381/-53.273°	14.827/-33.552°
40	0.408/-43.309°	15.817/-37.606°	0.391/-45.862°	15.612/-35.949°	0.374/-48.185°	15.474/-34.346°	0.358/-50.298°	15.393/-32.825°

Fuente: Elaboración propia

4.1.2.2 Resultados de falla bifásica

En la Tabla 54 se muestra los resultados de las simulaciones de fallas bifásica a tierra en la línea L-3302/1 para resistencias de falla de 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 ohm, mostrando los valores de corriente y tensión en las fases “R” y “S” para diferentes porcentajes de distancia de falla (30%, 50%, 70% y 90%).

Tabla 54. Resultados de falla bifásica de la línea L-3302/1

R (Ω)	Falla al 30%		Falla al 50%		Falla al 70%		Falla al 90%	
	Corriente Fase R (KA)	Tensión fase R (KV)						
0	1.106/-72.283°	3.517/-30.450°	1.006/-71.206°	5.208/-28.862°	0.923/-70.358°	6.568/-27.580°	0.853/-69.672°	7.689/-26.523°
5	0.940/-58.922°	7.248/-44.063°	0.867/-58.856°	8.290/-38.992°	0.805/-58.879°	9.162/-35.529°	0.752/-58.953°	9.905/-32.983°
10	0.785/-49.967°	9.907/-41.194°	0.735/-50.267°	10.618/-37.771°	0.691/-50.641°	11.212/-35.208°	0.653/-51.052°	11.718/-33.184°

15	0.665/-44.197°	11.619/-37.810°	0.628/-44.543°	12.169/-35.304°	0.597/-44.975°	12.626/-33.395°	0.569/-45.460°	13.012/-31.861°
20	0.575/-40.394°	12.779/-35.210°	0.547/-40.706°	13.226/-33.174°	0.522/-41.092°	13.604/-31.630°	0.501/-41.538°	13.924/-30.395°
25	0.507/-37.745°	13.626/-33.281°	0.484/-38.037°	13.992/-31.523°	0.464/-38.371°	14.311/-30.187°	0.447/-38.755°	14.586/-29.127°
30	0.455/-35.775°	14.284/-31.807°	0.435/-36.082°	14.582/-30.247°	0.418/-36.390°	14.851/-29.047°	0.404/-36.726°	15.090/-28.096°
35	0.414/-34.223°	14.818/-30.632°	0.397/-34.569°	15.058/-29.234°	0.382/-34.880°	15.284/-28.140°	0.369/-35.190°	15.490/-27.265°
40	0.380/-32.943°	15.263/-29.658°	0.365/-33.341°	15.455/-28.403°	0.352/-33.673°	15.643/-27.399°	0.341/-33.981°	15.820/-26.587°
R	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión
(Ω)	Fase S (KA)	fase S (KV)						
0	1.164/137.368°	3.320/-125.264°	1.057/137.056°	4.946/-126.603°	0.968/136.847°	6.268/-127.648°	0.892/136.704°	7.369/-128.484°
5	1.065/153.164°	5.914/-174.316°	0.975/151.570°	6.539/-161.322°	0.899/150.276°	7.324/-153.168°	0.834/149.201°	8.111/-147.992°
10	0.939/165.275°	9.455/-176.791°	0.871/162.950°	9.383/-168.670°	0.812/161.005°	9.569/-162.058°	0.760/159.349°	9.890/-156.871°
15	0.821/174.375°	12.083/-173.151°	0.772/171.702°	11.732/-168.006°	0.727/169.419°	11.615/-163.378°	0.687/167.441°	11.649/-159.370°
20	0.722/-178.692°	13.946/-169.092°	0.686/178.503°	13.494/-165.642°	0.652/176.067°	13.235/-162.358°	0.621/173.927°	13.115/-159.347°
25	0.640/-173.296°	15.275/-165.485°	0.614/-176.113°	14.802/-163.076°	0.588/-178.596°	14.484/-160.684°	0.564/179.198°	14.285/-158.402°
30	0.573/-169.009°	16.239/-162.426°	0.553/-171.770°	15.782/-160.693°	0.534/-174.236°	15.447/-158.911°	0.515/-176.452°	15.210/-157.156°
35	0.518/-165.542°	16.952/-159.853°	0.503/-168.210°	16.525/-158.578°	0.488/-170.623°	16.195/-157.226°	0.473/-172.812°	15.946/-155.858°
40	0.472/-162.696	17.487/-157.684°	0.460/-165.251	17.097/-156.730°	0.448/-167.588°	16.783/-155.688°	0.436/-169.729°	16.534/-154.607°

Fuente: Elaboración propia

4.1.2.3 Resultados de falla trifásica

En la Tabla 55 se muestra los resultados de las simulaciones de fallas trifásica a tierra en la línea L-3302/1 para resistencias de falla de 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 ohm, mostrando los valores de corriente y tensión en las fases “R” y “S” para diferentes porcentajes de distancia de falla (30%, 50%, 70% y 90%).

Tabla 55. Resultados de falla trifásica de la línea L-3302/1

R	Falla al 30%		Falla al 50%		Falla al 70%		Falla al 90%	
	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión
(Ω)	Fase R (KA)	fase R (KV)						
0	1.274/-87.122°	2.922/-19.425°	1.161/-86.768°	4.438/-19.073°	1.066/-86.472°	5.707/-18.777°	0.986/-86.220°	6.785/-18.527°
5	1.118/-71.846°	6.931/-51.840°	1.031/-72.731°	7.546/-43.838°	0.956/-73.488°	8.194/-38.174°	0.892/-74.142°	8.824/-34.083°
10	0.953/-60.676°	10.392/-49.470°	0.892/-62.170°	10.547/-44.775°	0.838/-63.484°	10.777/-40.841°	0.790/-64.646°	11.048/-37.568°
15	0.813/-52.713°	12.706/-44.932°	0.771/-54.423°	12.686/-42.034°	0.733/-55.964°	12.729/-39.430°	0.698/-57.357°	12.817/-37.113°
20	0.702/-46.954°	14.250/-40.984°	0.672/-48.691°	14.168/-39.064°	0.645/-50.286°	14.133/-37.272°	0.619/-51.752°	14.134/-35.616°
25	0.614/-42.673°	15.313/-37.824°	0.593/-44.357°	15.213/-36.474°	0.572/-45.924°	15.147/-35.186°	0.553/-47.384°	15.110/-33.966°
30	0.546/-39.400°	16.071/-35.312°	0.529/-41.000°	15.971/-34.318°	0.514/-42.505°	15.896/-33.354°	0.499/-43.921°	15.842/-32.428°
35	0.490/-36.831°	16.631/-33.295°	0.478/-38.340°	16.537/-32.534°	0.465/-39.770°	16.462/-31.790°	0.453/-41.127°	16.403/-31.066°
40	0.445/-34.768°	17.058/-31.651°	0.435/-36.187°	16.972/-31.051°	0.425/-37.541°	16.900/-30.460°	0.416/-38.834°	16.763/-29.880°

R	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión	Corriente	Tensión
(Ω)	Fase S (KA)	fase S (KV)						
0	1.272/152.894°	2.919/-139.410°	1.159/153.249°	4.434/-139.056°	1.065/153.546°	5.701/-138.760°	0.984/153.798°	6.777/-138.509°
5	1.116/168.156°	6.919/-171.775°	1.030/167.272°	7.534/-163.777°	0.955/166.516°	8.182/-158.119°	0.891/165.864°	8.812/-154.033°
10	0.952/179.273°	10.362/-169.395°	0.891/177.783°	10.520/-164.697°	0.837/176.472°	10.752/-160.763°	0.789/175.313°	11.025/-157.492°
15	0.812/-172.832°	12.660/-164.868°	0.770/-174.537°	12.644/-161.962°	0.732/-176.073°	12.690/-159.353°	0.697/-177.461°	12.780/-157.032°
20	0.702/-167.144°	14.191/-160.936°	0.672/-168.876°	14.112/-159.005°	0.644/-170.465°	14.080/-157.205°	0.618/-171.925°	14.085/-155.542°
25	0.615/-162.934°	15.244/-157.791°	0.593/-164.612°	15.147/-156.429°	0.573/-166.173°	15.084/-155.131°	0.553/-167.627°	15.050/-153.904°
30	0.546/-159.727°	15.995/-155.293°	0.530/-161.322°	15.898/-154.287°	0.514/-162.821°	15.825/-153.313°	0.499/-164.232°	15.775/-152.378°
35	0.492/-157.221°	16.550/-153.288°	0.479/-158.725°	16.458/-152.516°	0.466/-160.151°	16.386/-151.760°	0.454/-161.503°	16.329/-151.027°
40	0.447/-155.219°	16.973/-151.654°	0.437/-156.635°	16.889/-151.043°	0.427/-157.985°	16.819/-150.441°	0.417/-159.273°	16.763/-149.852°

Fuente: Elaboración propia

4.1.3 Métodos de localización de fallas

4.1.3.1 Método de la reactancia Simple

Para calcular la distancia de falla mediante el método de reactancia simple se utilizarán las fórmulas descritas en el “Capítulo 2”, (parámetros y variables del método de localización de falla de reactancia simple).

La ecuación de localización de falla está dada por la siguiente ecuación:

$$m = \frac{1}{X_L} \operatorname{Im} \left\{ \frac{V_G}{I_G} \right\} \quad (166)$$

A continuación, se hace uso de los registros de tensión y corriente de una falla trifásica descritos en la Tabla 47 y las fórmulas de localización de falla del método de reactancia simple para estimar la distancia de falla.

Se tiene los siguientes valores para una falla trifásica:

$$I_a = 752.025 - 1654.069i \quad (167)$$

$$I_b = -1807.440 + 176.106i \quad (168)$$

$$V_a = 7360.466 - 7977.019i \quad (169)$$

$$V_b = -10571.651 - 2392.508i \quad (170)$$

De igual forma se tiene los parámetros eléctricos de la línea L-3302:

$$Z1_{total} = (2.539 + 6.191i)\Omega \quad (171)$$

El valor de secuencia positiva de la línea de transmisión es:

$$X_L = 6.191\Omega \quad (172)$$

$$\bar{V}_G = \bar{V}_a - \bar{V}_b = 17932.118 - 5584.511i \quad (173)$$

$$\bar{I}_G = \bar{I}_a - \bar{I}_b = 2559.466 - 1830.176i \quad (174)$$

El valor de la localización de falla “m” será:

$$m = \frac{1}{6.191} \cdot \text{Im} \left\{ \frac{17932.118 - 5584.511i}{2559.466 - 1830.176i} \right\} = 0.3022(p.u) \quad (175)$$

A continuación, se muestra los resultados de cálculo de distancia de falla mediante el método de Reactancia Simple para fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas con diferentes valores de resistencia de falla de 0 a 40 ohm, en diferentes porcentajes de la línea.

En la Tabla 56 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302 para simulaciones de falla monofásica a tierra, de igual forma el error porcentual.

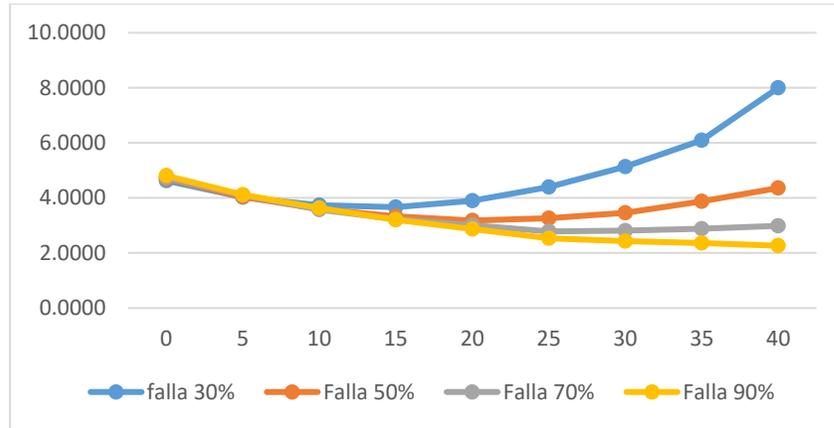
Tabla 56. Resultados de localización de falla monofásica en la línea L-3302

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3139	0.5235	0.7332	0.9433	4.6333	4.7000	4.7429	4.8111	0.23074	0.3901	0.55112	0.71878
5	0.3121	0.5202	0.7287	0.9371	4.0333	4.0400	4.1000	4.1222	0.20086	0.33532	0.47642	0.61586
10	0.3112	0.5180	0.7250	0.9327	3.7333	3.6000	3.5714	3.6333	0.18592	0.2988	0.415	0.54282
15	0.3110	0.5167	0.7226	0.9289	3.6667	3.3400	3.2286	3.2111	0.1826	0.27722	0.37516	0.47974
20	0.3117	0.5159	0.7211	0.9259	3.9000	3.1800	3.0143	2.8778	0.19422	0.26394	0.35026	0.42994
25	0.3132	0.5163	0.7195	0.9228	4.4000	3.2600	2.7857	2.5333	0.21912	0.27058	0.3237	0.37848
30	0.3154	0.5173	0.7197	0.9219	5.1333	3.4600	2.8143	2.4333	0.25564	0.28718	0.32702	0.36354
35	0.3183	0.5194	0.7202	0.9213	6.1000	3.8800	2.8857	2.3667	0.30378	0.32204	0.33532	0.35358
40	0.3218	0.5218	0.7209	0.9204	7.2667	4.3600	2.9857	2.2667	0.3984	0.36188	0.34694	0.33864

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 56 y Figura 32 la distancia calculada hasta 40 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302.

Figura 32. Error absoluto fallas monofásicas por método de R. Simple – L-3302



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 57 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302 para simulaciones de falla bifásica a tierra, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

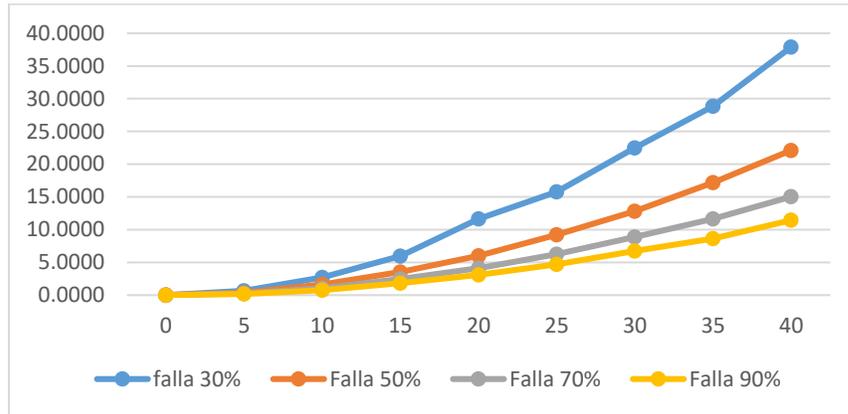
Tabla 57. Resultados de localización de falla bifásica en la línea L-3302

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3000	0.5001	0.7000	0.8999	0.0000	0.0200	0.0000	0.0111	0	0.00166	0	0.00166
5	0.3020	0.5019	0.7019	0.9017	0.6667	0.3800	0.2714	0.1889	0.0332	0.03154	0.03154	0.02822
10	0.3081	0.5081	0.7073	0.9071	2.7000	1.6200	1.0429	0.7889	0.13446	0.13446	0.12118	0.11786
15	0.3179	0.5176	0.7172	0.9165	5.9667	3.5200	2.4571	1.8333	0.29714	0.29216	0.28552	0.2739
20	0.2650	0.5301	0.7288	0.9281	11.6667	6.0200	4.1143	3.1222	0.581	0.49966	0.47808	0.46646
25	0.3473	0.5461	0.7437	0.9423	15.7667	9.2200	6.2429	4.7000	0.78518	0.76526	0.72542	0.70218
30	0.3674	0.5641	0.7621	0.9607	22.4667	12.8200	8.8714	6.7444	1.11884	1.06406	1.03086	1.00762
35	0.3865	0.5860	0.7815	0.9779	28.8333	17.2000	11.6429	8.6556	1.4359	1.4276	1.3529	1.29314
40	0.4137	0.6106	0.8053	1.0030	37.9000	22.1200	15.0429	11.4444	1.88742	1.83596	1.74798	1.7098

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 57 y Figura 37 la distancia calculada hasta 25 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302.

Figura 33. Error absoluto fallas bifásicas por método de R. Simple – L-3302



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 58 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302 para simulaciones de falla trifásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

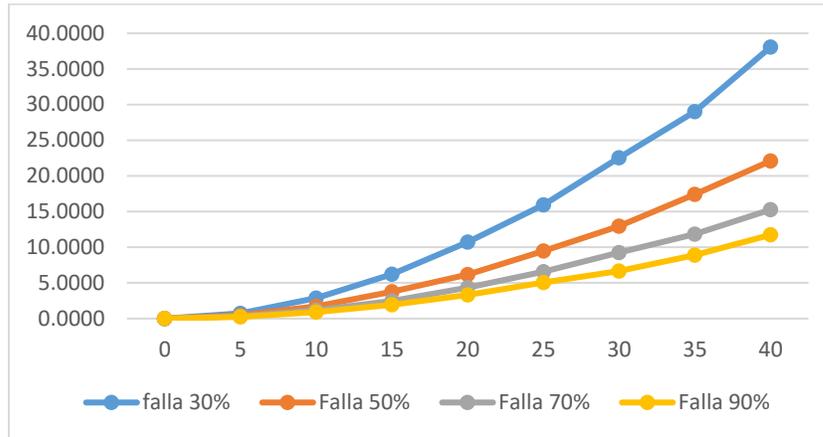
Tabla 58. Resultados de localización de falla trifásica en la línea L-3302

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3000	0.4999	0.7001	0.8999	0.0000	0.0200	0.0143	0.0111	0	0.00166	0.00166	0.00166
5	0.3022	0.5023	0.7022	0.9023	0.7333	0.4600	0.3143	0.2556	0.03652	0.03818	0.03652	0.03818
10	0.3086	0.5085	0.7082	0.9082	2.8667	1.7000	1.1714	0.9111	0.14276	0.1411	0.13612	0.13612
15	0.3187	0.5189	0.7173	0.9175	6.2333	3.7800	2.4714	1.9444	0.31042	0.31374	0.28718	0.2905
20	0.3322	0.5308	0.7306	0.9298	10.7333	6.1600	4.3714	3.3111	0.53452	0.51128	0.50796	0.49468
25	0.3479	0.5475	0.7461	0.9457	15.9667	9.5000	6.5857	5.0778	0.79514	0.7885	0.76526	0.75862
30	0.3676	0.5648	0.7649	0.9600	22.5333	12.9600	9.2714	6.6667	1.12216	1.07568	1.07734	0.996
35	0.3871	0.5870	0.7829	0.9802	29.0333	17.4000	11.8429	8.9111	1.44586	1.4442	1.37614	1.33132
40	0.4142	0.6105	0.8069	1.0057	38.0667	22.1000	15.2714	11.7444	1.89572	1.8343	1.77454	1.75462

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 58 y Figura 34 la distancia calculada hasta 25 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302.

Figura 34. Error absoluto fallas trifásicas por método de R. Simple – L-3302/1



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 59 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302/1 para simulaciones de falla monofásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

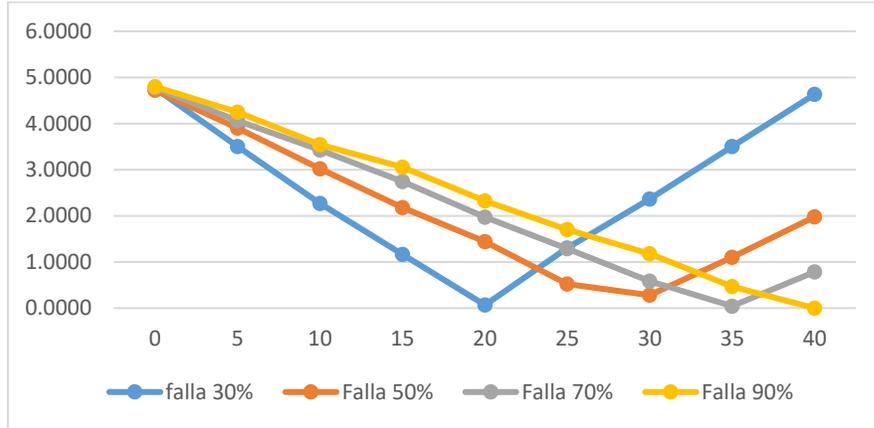
Tabla 59. Resultados de localización de falla monofásica en la línea L-3302/1

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3143	0.5236	0.7334	0.9432	4.7667	4.7200	4.7714	4.8000	0.2713	0.4477	0.6336	0.8195
5	0.3105	0.5195	0.7284	0.9382	3.5000	3.9000	4.0571	4.2444	0.1992	0.3699	0.5387	0.7247
10	0.3068	0.5151	0.7240	0.9319	2.2667	3.0200	3.4286	3.5444	0.1290	0.2864	0.4553	0.6051
15	0.3035	0.5109	0.7192	0.9275	1.1667	2.1800	2.7429	3.0556	0.0664	0.2068	0.3642	0.5217
20	0.2998	0.5072	0.7138	0.9209	0.0667	1.4400	1.9714	2.3222	0.0038	0.1366	0.2618	0.3965
25	0.2961	0.5026	0.7090	0.9153	1.3000	0.5200	1.2857	1.7000	0.0740	0.0493	0.1707	0.2902
30	0.2929	0.4986	0.7041	0.9106	2.3667	0.2800	0.5857	1.1778	0.1347	0.0266	0.0778	0.2011
35	0.2895	0.4945	0.6997	0.9042	3.5000	1.1000	0.0429	0.4667	0.1992	0.1043	0.0057	0.0797
40	0.2861	0.4901	0.6945	0.9000	4.6333	1.9800	0.7857	0.0000	0.2637	0.1878	0.1043	0.0000

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 59 y Figura 35 la distancia calculada hasta 40 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302/1.

Figura 35. Error absoluto fallas monofásicas por método de R. Simple – L-3302/1



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 60 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302/1 para simulaciones de falla bifásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

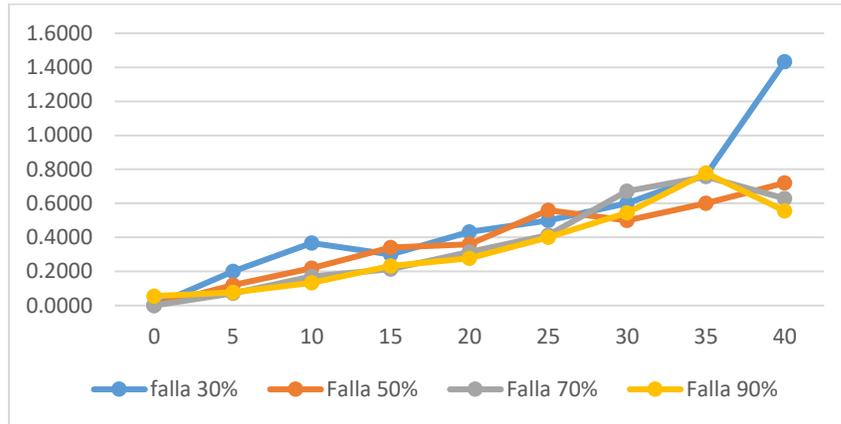
Tabla 60. Resultados de localización de falla bifásica en la línea L-3302/1

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3000	0.5000	0.7000	0.9005	0.0000	0.0000	0.0000	0.0556	0.0000	0.0000	0.0000	0.0095
5	0.2994	0.4994	0.6995	0.8993	0.2000	0.1200	0.0714	0.0778	0.0114	0.0114	0.0095	0.0133
10	0.2989	0.4989	0.6988	0.8988	0.3667	0.2200	0.1714	0.1333	0.0209	0.0209	0.0228	0.0228
15	0.2991	0.4983	0.6985	0.8979	0.3000	0.3400	0.2143	0.2333	0.0171	0.0322	0.0285	0.0398
20	0.2987	0.4982	0.6978	0.8975	0.4333	0.3600	0.3143	0.2778	0.0247	0.0341	0.0417	0.0474
25	0.2985	0.4972	0.6971	0.8964	0.5000	0.5600	0.4143	0.4000	0.0285	0.0531	0.0550	0.0683
30	0.2982	0.4975	0.6953	0.8951	0.6000	0.5000	0.6714	0.5444	0.0341	0.0474	0.0892	0.0930
35	0.2977	0.4970	0.6947	0.8930	0.7667	0.6000	0.7571	0.7778	0.0436	0.0569	0.1005	0.1328
40	0.2957	0.4964	0.6956	0.8950	1.4333	0.7200	0.6286	0.5556	0.0816	0.0683	0.0835	0.0949

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 60 y Figura 36 la distancia calculada hasta 40 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302/1.

Figura 36. Error absoluto fallas bifásicas por método de R. Simple – L-3302/1



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 61 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302/1 para simulaciones de falla trifásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

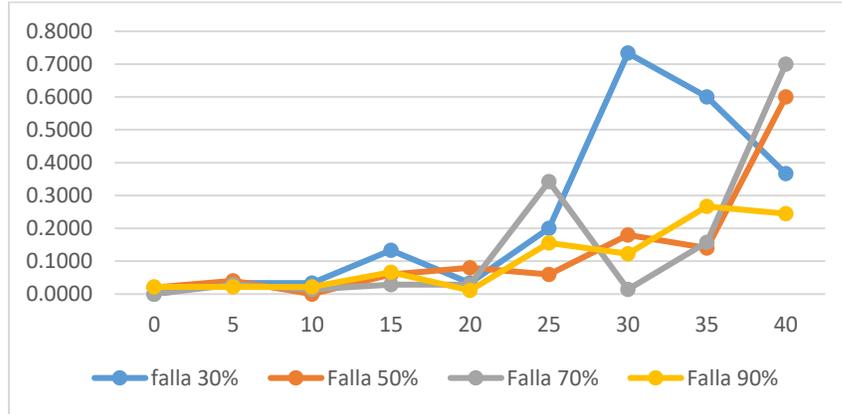
Tabla 61. Resultados de localización de falla trifásica en la línea L-3302/1

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3000	0.5001	0.7000	0.9002	0.0000	0.0200	0.0000	0.0222	0.0000	0.0019	0.0000	0.0038
5	0.3001	0.4998	0.7002	0.8998	0.0333	0.0400	0.0286	0.0222	0.0019	0.0038	0.0038	0.0038
10	0.2999	0.5000	0.7001	0.9002	0.0333	0.0000	0.0143	0.0222	0.0019	0.0000	0.0019	0.0038
15	0.3004	0.5003	0.6998	0.8994	0.1333	0.0600	0.0286	0.0667	0.0076	0.0057	0.0038	0.0114
20	0.2999	0.4996	0.7002	0.8999	0.0333	0.0800	0.0286	0.0111	0.0019	0.0076	0.0038	0.0019
25	0.2994	0.5003	0.6976	0.8986	0.2000	0.0600	0.3429	0.1556	0.0114	0.0057	0.0455	0.0266
30	0.3022	0.4991	0.7001	0.8989	0.7333	0.1800	0.0143	0.1222	0.0417	0.0171	0.0019	0.0209
35	0.2982	0.4993	0.6989	0.8976	0.6000	0.1400	0.1571	0.2667	0.0341	0.0133	0.0209	0.0455
40	0.2989	0.4970	0.6951	0.9022	0.3667	0.6000	0.7000	0.2444	0.0209	0.0569	0.0930	0.0417

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 61 y Figura 37 la distancia calculada hasta 40 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302/1.

Figura 37. Error absoluto fallas trifásica por método de R. Simple – L-3302/1



Fuente: Elaboración propia

4.1.3.2 Método de la Takagi

Para calcular la localización de falla mediante el método de Takagi se utilizarán las fórmulas descritas en el “Capítulo 2”, a continuación, se tienen valores de corriente y tensión de falla y pre-falla como datos iniciales para la demostración del método analizado.

$$I_a = 752.025 - 1654.069i \quad (176)$$

$$I_b = -1807.440 + 176.106i \quad (177)$$

$$V_a = 7360.466 - 7977.019i \quad (178)$$

$$V_b = -10571.651 - 2392.508i \quad (179)$$

$$I_{a_{pre}} = -28.2483 + 66.2271i \quad (180)$$

$$\overline{I_{b_{pre}}} = 72.1792 - 10.9161i \quad (181)$$

De igual forma se tiene los parámetros eléctricos de la línea L-3302:

$$Z1_{total} = (2.539 + 6.191i)\Omega \quad (182)$$

El valor de secuencia positiva de la línea de transmisión es:

$$X_L = 6.191\Omega \quad (183)$$

$$\overline{V}_G = \overline{V}_a - \overline{V}_b = 17932.118 - 5584.511i \quad (184)$$

$$\overline{I}_G = \overline{I}_a - \overline{I}_b = 2559.466 - 1830.176i \quad (185)$$

$$\overline{\Delta I}_G = (\overline{I}_a - \overline{I}_{a_{pre}}) - (\overline{I}_b - \overline{I}_{b_{pre}}) \quad (186)$$

$$\overline{\Delta I}_G = 2423.270 - 1845.751i \quad (187)$$

$$m = 0.3257 \quad (188)$$

A continuación, se muestra resultados de simulación de fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas con diferentes valores de resistencia de falla de 0 a 40 ohm, en diferentes porcentajes de la línea, seguidamente haciendo uso del método de Takagi se realizó la estimación de la distancia de falla haciendo uso de las fórmulas descritas anteriormente.

En la Tabla 62 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302 para simulaciones de falla monofásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

Tabla 62. *Resultados de localización de falla monofásica en la línea L-3302*

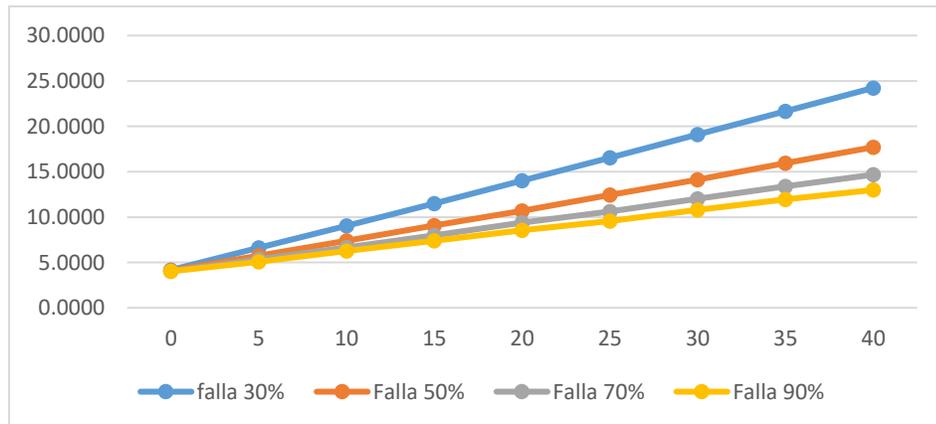
(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3125	0.5206	0.7284	0.9362	4.1667	4.1200	4.0571	4.0222	0.2075	0.34196	0.47144	0.60092
5	0.3198	0.5287	0.7375	0.9458	6.6000	5.7400	5.3571	5.0889	0.32868	0.47642	0.6225	0.76028
10	0.3271	0.5369	0.7465	0.9564	9.0333	7.3800	6.6429	6.2667	0.44986	0.61254	0.7719	0.93624
15	0.3345	0.5453	0.756	0.9666	11.5000	9.0600	8.0000	7.4000	0.5727	0.75198	0.9296	1.10556
20	0.342	0.5535	0.7656	0.9769	14.0000	10.7000	9.3714	8.5444	0.6972	0.8881	1.08896	1.27654
25	0.3496	0.5621	0.7743	0.9862	16.5333	12.4200	10.6143	9.5778	0.82336	1.03086	1.23338	1.43092
30	0.3573	0.5706	0.7842	0.997	19.1000	14.1200	12.0286	10.7778	0.95118	1.17196	1.39772	1.6102
35	0.365	0.5797	0.7938	1.0076	21.6667	15.9400	13.4000	11.9556	1.079	1.32302	1.55708	1.78616
40	0.3727	0.5885	0.8027	1.0169	24.2333	17.7000	14.6714	12.9889	1.20682	1.4691	1.70482	1.94054

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 62 y Figura 42 se observa lo siguiente:

- la distancia calculada al 30% de la línea hasta 25 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302.
- la distancia calculada al 50% de la línea hasta 15 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302.
- la distancia calculada al 70% de la línea hasta 10 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302.
- la distancia calculada al 90% de la línea hasta 5 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302.

Figura 38. *Error absoluto falla monofásica por método de Takagi – L-3302*



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 63 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302 para simulaciones de falla bifásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

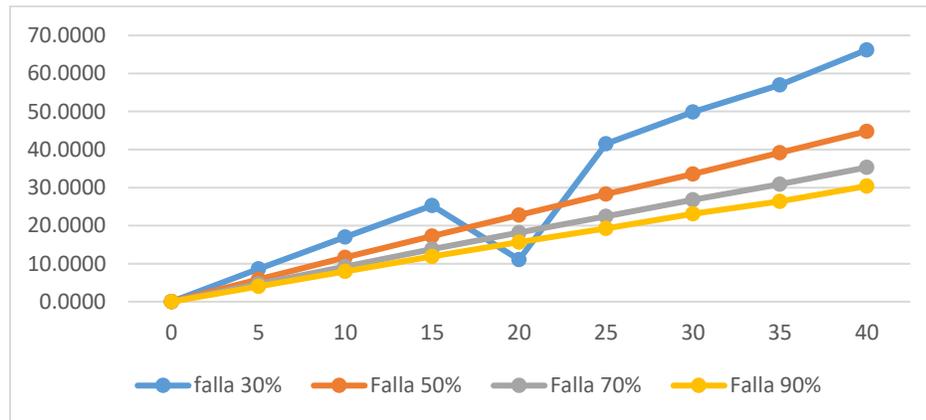
Tabla 63. Resultados de localización de falla bifásica en la línea L-3302

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3000	0.5001	0.7000	0.9000	0.0000	0.0200	0.0000	0.0000	0	0.00166	0	0
5	0.3258	0.5293	0.7329	0.9364	8.6000	5.8600	4.7000	4.0444	0.42828	0.48638	0.54614	0.60424
10	0.3510	0.5583	0.7647	0.9718	17.0000	11.6600	9.2429	7.9778	0.8466	0.96778	1.07402	1.19188
15	0.3758	0.5864	0.7969	1.0072	25.2667	17.2800	13.8429	11.9111	1.25828	1.43424	1.60854	1.77952
20	0.3331	0.6137	0.8270	1.0409	11.0333	22.7400	18.1429	15.6556	0.54946	1.88742	2.1082	2.33894
25	0.4244	0.6413	0.8569	1.0736	41.4667	28.2600	22.4143	19.2889	2.06504	2.34558	2.60454	2.88176
30	0.4497	0.6678	0.8874	1.1077	49.9000	33.5600	26.7714	23.0778	2.48502	2.78548	3.11084	3.44782
35	0.4709	0.6958	0.9160	1.1376	56.9667	39.1600	30.8571	26.4000	2.83694	3.25028	3.5856	3.94416
40	0.4986	0.7240	0.9471	1.1736	66.2000	44.8000	35.3000	30.4000	3.29676	3.7184	4.10186	4.54176

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 63 y Figura 39 la distancia calculada hasta 5 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302.

Figura 39. Error absoluto falla bifásica por método de Takagi – L-3302



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 64 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302 para simulaciones de falla trifásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

Tabla 64. Resultados de localización de falla trifásica en la línea L-3302

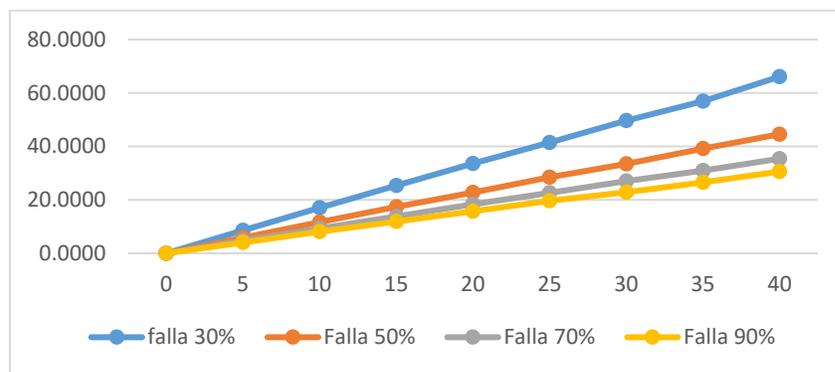
(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3000	0.4999	0.7001	0.8999	0.0000	0.0200	0.0143	0.0111	0	0.00166	0.00166	0.00166
5	0.3258	0.5295	0.7331	0.9369	8.6000	5.9000	4.7286	4.1000	0.42828	0.4897	0.54946	0.61254

10	0.3512	0.5584	0.7652	0.9726	17.0667	11.6800	9.3143	8.0667	0.84992	0.96944	1.08232	1.20516
15	0.3762	0.5872	0.7965	1.0076	25.4000	17.4400	13.7857	11.9556	1.26492	1.44752	1.6019	1.78616
20	0.4009	0.6138	0.8282	1.0419	33.6333	22.7600	18.3143	15.7667	1.67494	1.88908	2.12812	2.35554
25	0.4244	0.6421	0.8587	1.0764	41.4667	28.4200	22.6714	19.6000	2.06504	2.35886	2.63442	2.92824
30	0.4491	0.6676	0.8895	1.1059	49.7000	33.5200	27.0714	22.8778	2.47506	2.78216	3.1457	3.41794
35	0.4706	0.6960	0.9165	1.1391	56.8667	39.2000	30.9286	26.5667	2.83196	3.2536	3.5939	3.96906
40	0.4983	0.7229	0.9478	1.1754	66.1000	44.5800	35.4000	30.6000	3.29178	3.70014	4.11348	4.57164

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 64 y Figura 40 la distancia calculada hasta 5 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302.

Figura 40. Error absoluto falla trifásica por método de Takagi – L-3302



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 65 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302/1 para simulaciones de falla monofásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

Tabla 65. Resultados de localización de falla monofásica en la línea L-3302/1

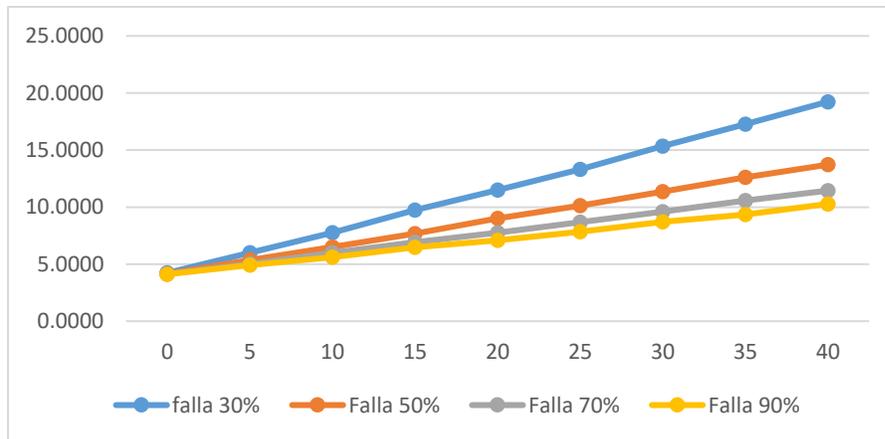
(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3127	0.5208	0.7290	0.9370	4.2333	4.1600	4.1429	4.1111	0.2409	0.3946	0.5501	0.7019
5	0.3180	0.5268	0.7352	0.9443	6.0000	5.3600	5.0286	4.9222	0.3415	0.5084	0.6677	0.8404
10	0.3233	0.5325	0.7420	0.9504	7.7667	6.5000	6.0000	5.6000	0.4420	0.6165	0.7967	0.9561
15	0.3292	0.5384	0.7485	0.9583	9.7333	7.6800	6.9286	6.4778	0.5539	0.7284	0.9200	1.1060
20	0.3345	0.5450	0.7543	0.9639	11.5000	9.0000	7.7571	7.1000	0.6545	0.8537	1.0301	1.2122
25	0.3399	0.5506	0.7608	0.9706	13.3000	10.1200	8.6857	7.8444	0.7569	0.9599	1.1534	1.3393
30	0.3460	0.5568	0.7672	0.9784	15.3333	11.3600	9.6000	8.7111	0.8726	1.0775	1.2748	1.4872
35	0.3518	0.5631	0.7741	0.9841	17.2667	12.6200	10.5857	9.3444	0.9826	1.1970	1.4057	1.5954
40	0.3577	0.5686	0.7801	0.9925	19.2333	13.7200	11.4429	10.2778	1.0946	1.3013	1.5195	1.7547

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 65 y Figura 41 se observa lo siguiente:

- la distancia calculada al 30% de la línea hasta 30 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302/1.
- la distancia calculada al 50% de la línea hasta 20 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302/1.
- la distancia calculada al 70% de la línea hasta 15 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302/1.
- la distancia calculada al 90% de la línea hasta 5 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302/1.

Figura 41. *Error absoluto falla monofásica por método de Takagi – L-3302/1*



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 66 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302/1 para simulaciones de falla bifásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

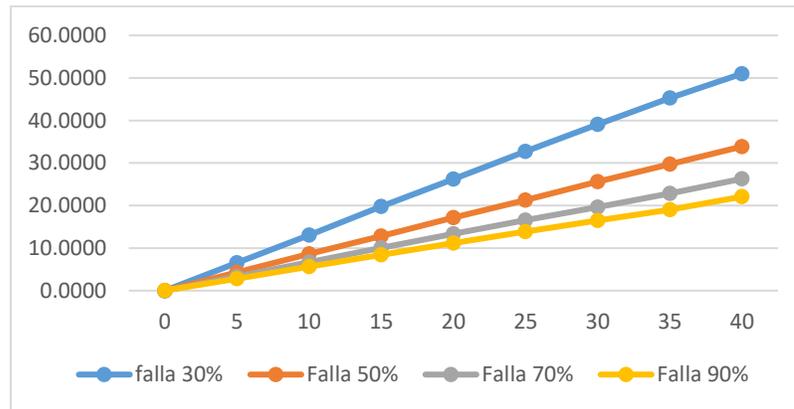
Tabla 66. Resultados de localización de falla bifásica en la línea L-3302/1

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3000	0.5000	0.7000	0.9005	0.0000	0.0000	0.0000	0.0556	0.0000	0.0000	0.0000	0.0095
5	0.3197	0.5216	0.7236	0.9254	6.5667	4.3200	3.3714	2.8222	0.3737	0.4098	0.4477	0.4818
10	0.3392	0.5432	0.7469	0.9507	13.0667	8.6400	6.7000	5.6333	0.7436	0.8195	0.8897	0.9618
15	0.3594	0.5643	0.7703	0.9756	19.8000	12.8600	10.0429	8.4000	1.1268	1.2198	1.3336	1.4341
20	0.3787	0.5859	0.7934	1.0007	26.2333	17.1800	13.3429	11.1889	1.4929	1.6295	1.7718	1.9103
25	0.3982	0.6063	0.8161	1.0249	32.7333	21.2600	16.5857	13.8778	1.8629	2.0165	2.2024	2.3694
30	0.4173	0.6282	0.8374	1.0487	39.1000	25.6400	19.6286	16.5222	2.2252	2.4320	2.6065	2.8208
35	0.4359	0.6486	0.8598	1.0717	45.3000	29.7200	22.8286	19.0778	2.5780	2.8189	3.0314	3.2571
40	0.4530	0.6694	0.8841	1.0988	51.0000	33.8800	26.3000	22.0889	2.9024	3.2135	3.4924	3.7712

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 66 y Figura 42 la distancia calculada hasta 10 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302/1.

Figura 42. Error absoluto falla bifásica por método de Takagi – L-3302/1



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 67 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302/1 para simulaciones de falla trifásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

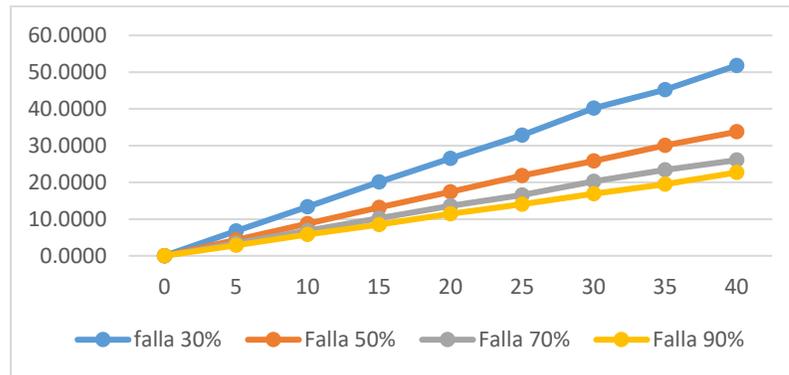
Tabla 67. Resultados de localización de falla trifásica en la línea L-3302/1

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3000	0.5001	0.7000	0.9002	0.0000	0.0200	0.0000	0.0222	0.0000	0.0019	0.0000	0.0038
5	0.3203	0.5218	0.7242	0.9257	6.7667	4.3600	3.4571	2.8556	0.3851	0.4135	0.4591	0.4875
10	0.3400	0.5439	0.7480	0.9519	13.3333	8.7800	6.8571	5.7667	0.7588	0.8328	0.9106	0.9845
15	0.3603	0.5660	0.7713	0.9766	20.1000	13.2000	10.1857	8.5111	1.1439	1.2520	1.3526	1.4531
20	0.3794	0.5869	0.7952	1.0026	26.4667	17.3800	13.6000	11.4000	1.5062	1.6485	1.8059	1.9463
25	0.3985	0.6091	0.8159	1.0265	32.8333	21.8200	16.5571	14.0556	1.8685	2.0696	2.1986	2.3997
30	0.4207	0.6291	0.8417	1.0519	40.2333	25.8200	20.2429	16.8778	2.2897	2.4490	2.6880	2.8815
35	0.4356	0.6502	0.8636	1.0758	45.2000	30.0400	23.3714	19.5333	2.5723	2.8493	3.1035	3.3349
40	0.4554	0.6687	0.8823	1.1041	51.8000	33.7400	26.0429	22.6778	2.9479	3.2002	3.4582	3.8718

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 67 y Figura 43 la distancia calculada hasta 10 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302/1.

Figura 43. Error absoluto falla trifásica por método de Takagi – L-3302/1



Fuente: Elaboración propia

4.1.3.3 Método de Eriksson

Este método necesita de valores de impedancia de los resultados Thévenin semejante en cada extremo con el fin de poder excluir los errores ocasionados por la resistencia de falla, la carga y la no uniformidad del sistema, por medio de este método también se puede hallar la resistencia de falla, Su ecuación de localización está dada por la siguiente expresión:

$$m^2 - k_1 \cdot m + k_2 - k_3 * Rf = 0 \quad (189)$$

Donde los valores de k_1, k_2 y k_3 se expresan de la siguiente forma:

$$k_1 = a + j \cdot b = 1 + \frac{\overline{Z}_H}{\overline{Z}_L} + \frac{\overline{V}_G}{\overline{I}_G \cdot \overline{Z}_G} \quad (190)$$

$$k_2 = c + j \cdot d = \frac{\overline{V}_G}{\overline{Z}_L \cdot \overline{I}_G} \cdot \left(\frac{\overline{Z}_H}{\overline{Z}_L} + 1 \right) \quad (191)$$

$$k_3 = e + j \cdot f = \frac{\overline{\Delta I}_G}{\overline{Z}_L \cdot \overline{I}_G} \cdot \left(\frac{\overline{Z}_H + \overline{Z}_G}{\overline{Z}_L} + 1 \right) \quad (192)$$

El cálculo de la distancia de falla “m” y la resistencia de falla “Rf” se calcula mediante las siguientes ecuaciones:

$$m = \frac{\left(a - \frac{e \cdot b}{f} \right) \pm \sqrt{\left(a - \frac{e \cdot b}{f} \right)^2 - 4 \cdot \left(c - \frac{e \cdot d}{f} \right)}}{2} \quad (193)$$

$$R_f = \frac{d - m \cdot b}{f} \quad (194)$$

Donde:

\overline{Z}_H : Impedancia en el extremo opuesto

\overline{Z}_G : Impedancia del extremo local (desde donde se realiza la localización de falla)

\overline{Z}_L : Impedancia de la línea (Secuencia positiva)

\overline{V}_G : Tensión durante la falla en el extremo local (G)

\overline{I}_G : Corriente durante la falla en el extremo local (G)

$\overline{\Delta I}_G$: Diferencia entre corrientes de falla y corrientes prefalla

a, b, c, d, e, f : Valores reales y complejos de las variables k_1, k_2 y k_3 .

A continuación, se hace uso de los registros de tensión y corriente de falla mostrados en las Tablas 45 al 50 y las fórmulas de localización de falla mediante el método de Eriksson para calcular la distancia de falla, se tiene los siguientes valores para una falla trifásica:

$$I_a = 752.025 - 1654.069i \quad (195)$$

$$I_b = -1807.440 + 176.106i \quad (196)$$

$$I_c = -1055.0467 + 1478.083i \quad (197)$$

$$V_a = 7360.466 - 7977.019i \quad (198)$$

$$V_b = -10571.651 - 2392.508i \quad (199)$$

$$V_c = 3210.815 - 10369.266i \quad (200)$$

Se tiene los siguientes valores prefalla:

$$V_{a_pre} = -36332.604 - 14710.693i \quad (201)$$

$$V_b = 5620.825 + 38855.889i \quad (202)$$

$$V_c = 30766 - 24196.3148i \quad (203)$$

$$I_{a_pre} = -66.5722 + 8.0561i \quad (204)$$

$$I_{b_pre} = 42.6238 + 53.2315i \quad (205)$$

$$I_{c_pre} = 23.4047 - 61.0948i \quad (206)$$

Se tiene los siguientes resultados:

$$\bar{V}_G = \bar{V}_a - \bar{V}_b = 17932.118 - 5584.511i \quad (207)$$

$$\bar{I}_G = \bar{I}_a - \bar{I}_b = 2559.466 - 1830.176i \quad (208)$$

$$\overline{\Delta I_G} = (\overline{I_a} - \overline{I_{a_{pre}}}) - (\overline{I_b} - \overline{I_{b_{pre}}}) \quad (209)$$

$$\overline{\Delta I_G} = 2423.270 - 1845.751i \quad (210)$$

$$\overline{I_H} = \overline{I_G} \quad (211)$$

$$\overline{\Delta V} = \overline{I_H} \cdot Z_L = 17832.617 + 11199.423i \quad (212)$$

$$\overline{V_H} = \overline{V_G} - \overline{\Delta V} = 99.500 - 16783.934i \quad (213)$$

$$\overline{S_H} = \overline{V_H} \cdot \overline{I_H}^* = (3.097 - 4.277i) \cdot 10^7 \quad (214)$$

$$\overline{V_{HA}} = V_{a_{pre}} - I_{a_{pre}} \cdot Z_L = (-3.611 - 1.431i) \cdot 10^4 \quad (215)$$

$$\overline{V_{HB}} = V_{b_{pre}} - I_b \cdot Z_L = (0.584 + 3.845i) \cdot 10^4 \quad (216)$$

$$\overline{V_{HC}} = V_{c_{pre}} - I_{c_{pre}} \cdot Z_L = (3.032 - 2.418i) \cdot 10^4 \quad (217)$$

$$\overline{S_{HA}} = |\overline{V_{HA}}| \cdot I_{a_{pre}} = (2.288 - 1.244i) \cdot 10^6 \quad (218)$$

$$\overline{S_{HB}} = |\overline{V_{HB}}| \cdot I_{b_{pre}} = (2.296 + 1.328i) \cdot 10^6 \quad (219)$$

$$\overline{S_{HC}} = |\overline{V_{HC}}| \cdot I_{c_{pre}} = (2.187 + 1.286i) \cdot 10^6 \quad (220)$$

$$\overline{Z_A} = \left(\frac{|\overline{V_{HA}}|^2}{\overline{S_{HA}}} \right)^* = (5.089 + 2.766i) \cdot 10^2 \quad (221)$$

$$\overline{Z_B} = \left(\frac{|\overline{V_{HB}}|^2}{\overline{S_{HB}}} \right)^* = (4.937 + 2.856i) \cdot 10^2 \quad (222)$$

$$\overline{Z_C} = \left(\frac{|\overline{V_{HC}}|^2}{\overline{S_{HC}}} \right)^* = (5.110 + 3.006i) \cdot 10^2 \quad (223)$$

$$\overline{Z_H} = \frac{(\overline{Z_A} + \overline{Z_B} + \overline{Z_C})}{3} = (5.046 + 2.876i) \cdot 10^2 \quad (224)$$

$$\overline{I_{G_{pre}}} = \frac{1}{3} * (I_{a_{pre}} + I_{b_{pre}} \cdot a + I_{c_{pre}} \cdot a^2) = -66.198 + 9.544i \quad (225)$$

$$\overline{V_{G_{pre}}} = \frac{1}{3} * (V_{a_{pre}} + V_{b_{pre}} \cdot a + V_{c_{pre}} \cdot a^2) = (-3.637 - 1.460i) \cdot 10^4 \quad (226)$$

$$\overline{I_{Gfalla}} = \frac{1}{3} * (I_a + I_b \cdot a + I_c \cdot a^2) = (0.751 - 1.65i) \cdot 10^3 \quad (227)$$

$$\overline{V_{Gfalla}} = \frac{1}{3} * (V_a + V_b \cdot a + V_c \cdot a^2) = (7.364 - 7.967i) \cdot 10^3 \quad (228)$$

$$\overline{Z_G} = -\frac{(\overline{V_{Gfalla}} - \overline{V_{Gpre}})}{(\overline{I_{Gfalla}} - \overline{I_{Gpre}})} = (-7.204 - 22.759i) \cdot 10^3 \quad (229)$$

Las constantes k1, k2 y k3 son los siguientes:

$$k_1 = a + j \cdot b = 1 + \frac{\overline{Z_H}}{\overline{Z_L}} + \frac{\overline{V_G}}{\overline{I_G} \cdot \overline{Z_G}} = 69.958 - 54.123i \quad (230)$$

$$k_2 = c + j \cdot d = \frac{\overline{V_G}}{\overline{Z_L} \cdot \overline{I_G}} \cdot \left(\frac{\overline{Z_H}}{\overline{Z_L}} + 1 \right) = 4.037 - 78.006i \quad (231)$$

$$k_3 = e + j \cdot f = \frac{\Delta \overline{I_G}}{\overline{Z_L} \cdot \overline{I_G}} \cdot \left(\frac{\overline{Z_H} + \overline{Z_G}}{\overline{Z_L}} + 1 \right) = -3.383 - 12.506i \quad (232)$$

La distancia calculada es:

$$m = \frac{\left(a - \frac{e \cdot b}{f} \right) \pm \sqrt{\left(a - \frac{e \cdot b}{f} \right)^2 - 4 \cdot \left(c - \frac{e \cdot d}{f} \right)}}{2} = 0.2982 \quad (233)$$

La resistencia calculada es:

$$R_f = \frac{d - m \cdot b}{f} = 4.9468 \text{ ohm} \quad (234)$$

A continuación, se muestra resultados de simulación de fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas con diferentes valores de resistencia de falla de 0 a 40 ohm, en diferentes porcentajes de la línea, seguidamente haciendo uso del método de Eriksson se realizó la estimación de la distancia de falla haciendo uso de las fórmulas descritas anteriormente.

En la Tabla 68 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302 para simulaciones de falla monofásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

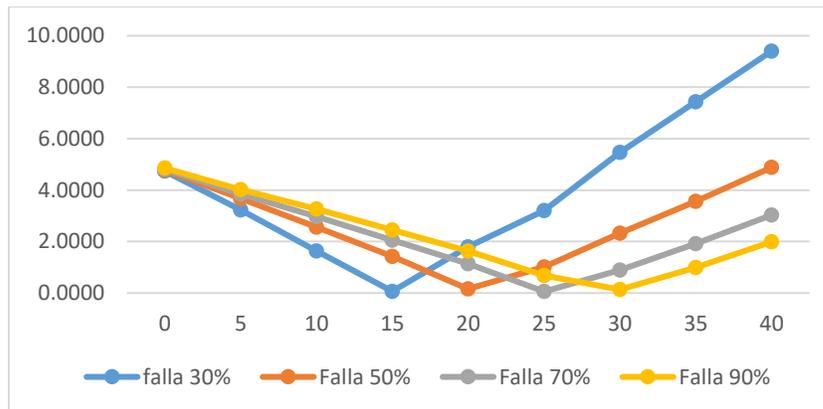
Tabla 68. Resultados de localización de falla monofásica en la línea L-3302

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3142	0.5239	0.7337	0.9437	4.7333	4.7800	4.8143	4.8556	0.2357	0.3967	0.5594	0.7254
5	0.3097	0.5184	0.7269	0.9362	3.2333	3.6800	3.8429	4.0222	0.1610	0.3054	0.4465	0.6009
10	0.3049	0.5128	0.7208	0.9294	1.6333	2.5600	2.9714	3.2667	0.0813	0.2125	0.3453	0.4880
15	0.2998	0.5071	0.7144	0.9221	0.0667	1.4200	2.0571	2.4556	0.0033	0.1179	0.2390	0.3669
20	0.2946	0.5008	0.708	0.9147	1.8000	0.1600	1.1429	1.6333	0.0896	0.0133	0.1328	0.2440
25	0.2904	0.4949	0.7004	0.9061	3.2000	1.0200	0.0571	0.6778	0.1594	0.0847	0.0066	0.1013
30	0.2836	0.4884	0.6938	0.8988	5.4667	2.3200	0.8857	0.1333	0.2722	0.1926	0.1029	0.0199
35	0.2777	0.4822	0.6866	0.8911	7.4333	3.5600	1.9143	0.9889	0.3702	0.2955	0.2224	0.1477
40	0.2718	0.4756	0.6788	0.8821	9.4000	4.8800	3.0286	1.9889	0.4681	0.4050	0.3519	0.2971

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 68 y Figura 44 la distancia calculada hasta 40 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302.

Figura 44. Error absoluto falla monofásica por método de Eriksson – L-3302



Fuente: Elaboración propia

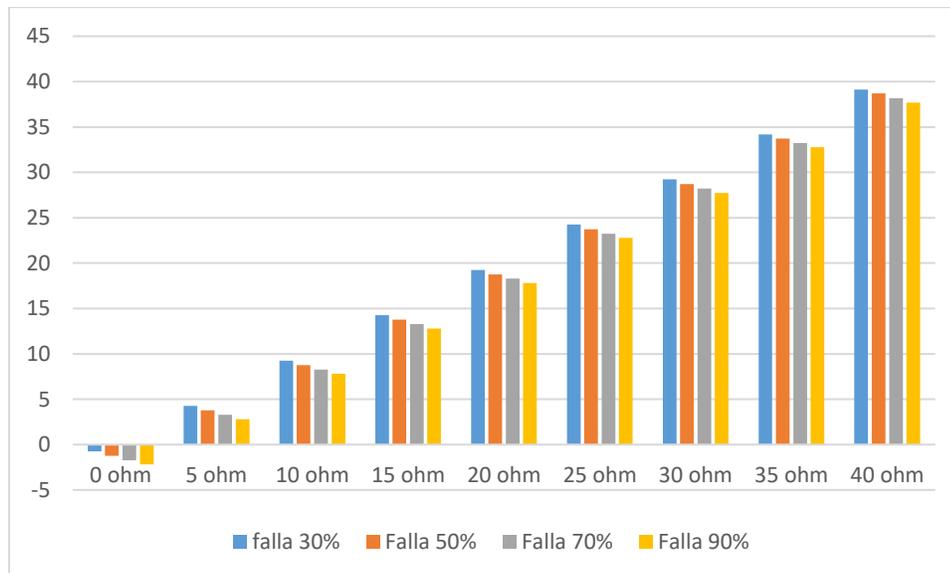
En la Tabla 69 y Figura 45 se muestra los resultados de cálculo de resistencia de falla por el método de Eriksson, donde se verifica que los resultados calculados son muy cercanos a los valores de resistencia de falla simulados para fallas al 30%, 50%, 70% y 90% de la línea L-3302.

Tabla 69. Resultados de resistencia por falla monofásica en la línea L-3302

(Ω)	Métodos de localización			
	30%	50%	70%	90%
0	-0.735	-1.2241	-1.7132	-2.1999
5	4.2655	3.7772	3.2844	2.8004
10	9.261	8.7702	8.2823	7.8037
15	14.2555	13.7596	13.2769	12.7912
20	19.2432	18.7484	18.28	17.7979
25	24.2484	23.7234	23.243	22.7671
30	29.224	28.7018	28.2278	27.7372
35	34.1721	33.7194	33.2357	32.7619
40	39.117	38.7033	38.1574	37.6863

Fuente: Elaboración propia

Figura 45. Resultados de resistencia de falla monofásica por método de Eriksson – L-3302



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 70 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302 para simulaciones de falla bifásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

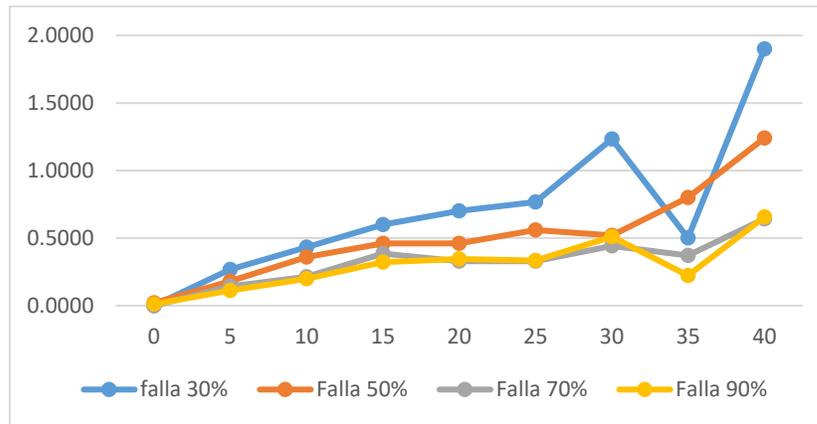
Tabla 70. Resultados de localización de falla bifásica en la línea L-3302

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3000	0.5001	0.7000	0.8999	0.0000	0.0200	0.0000	0.0111	0.0000	0.0017	0.0000	0.0017
5	0.3008	0.5009	0.7010	0.9010	0.2667	0.1800	0.1429	0.1111	0.0133	0.0149	0.0166	0.0166
10	0.3013	0.5018	0.7015	0.9018	0.4333	0.3600	0.2143	0.2000	0.0216	0.0299	0.0249	0.0299
15	0.3018	0.5023	0.7027	0.9029	0.6000	0.4600	0.3857	0.3222	0.0299	0.0382	0.0448	0.0481
20	0.2404	0.5023	0.7023	0.9031	0.7000	0.4600	0.3286	0.3444	0.0349	0.0382	0.0382	0.0515
25	0.3023	0.5028	0.7023	0.9030	0.7667	0.5600	0.3286	0.3333	0.0382	0.0465	0.0382	0.0498
30	0.3037	0.5026	0.7031	0.9046	1.2333	0.5200	0.4429	0.5111	0.0614	0.0432	0.0515	0.0764
35	0.3015	0.5040	0.7026	0.9020	0.5000	0.8000	0.3714	0.2222	0.0249	0.0664	0.0432	0.0332
40	0.3057	0.5062	0.7045	0.9059	1.9000	1.2400	0.6429	0.6556	0.0946	0.1029	0.0747	0.0979

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 70 y Figura 46 la distancia calculada hasta 40 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302.

Figura 46. Error absoluto de falla bifásica por método de Eriksson – L-3302



Fuente: Elaboración propia

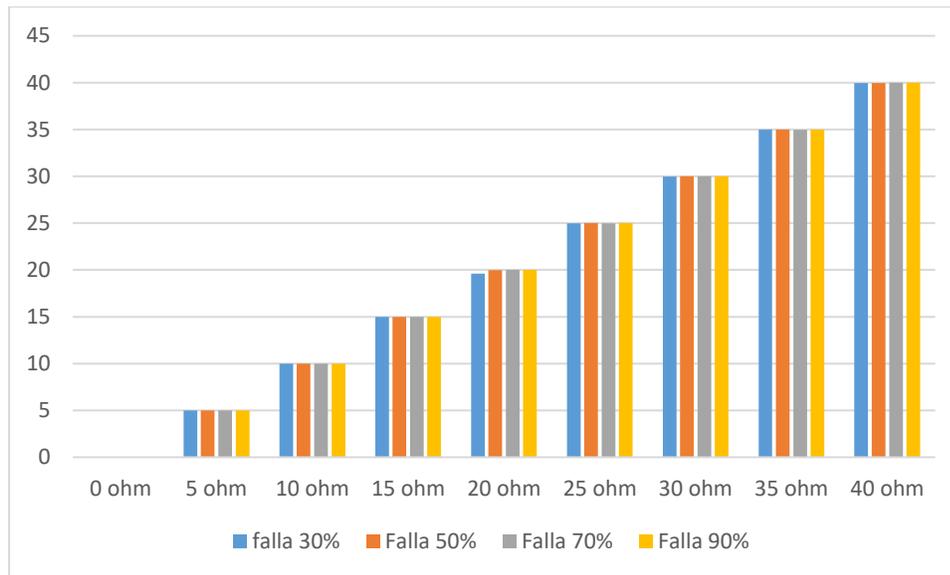
En la Tabla 71 y Figura 47 se muestra los resultados de cálculo de resistencia de falla por el método de Eriksson, donde se verifica que los resultados calculados son muy cercanos a los valores de resistencia de falla simulados para fallas al 30%, 50%, 70% y 90% de la línea L-3302.

Tabla 71. Resultados de resistencia por falla bifásica en la línea L-3302

(Ω)	Métodos de localización			
	30%	50%	70%	90%
0	0.0001	0.0001	0.0002	0.0004
5	4.9979	4.9998	5.0028	5.0028
10	9.9969	9.9989	9.9983	10.0002
15	14.997	14.9896	15.0021	15.0013
20	19.6084	19.9853	20.0002	20.0135
25	24.9805	24.9953	24.9898	25.0095
30	29.9822	30.0005	29.9945	30.0019
35	34.9893	34.9974	34.9653	35.0028
40	39.9527	39.9557	39.9772	39.9973

Fuente: Elaboración propia

Figura 47. Resultados de resistencia de falla bifásica por método de Eriksson – L-3302



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 72 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302 para simulaciones de falla trifásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

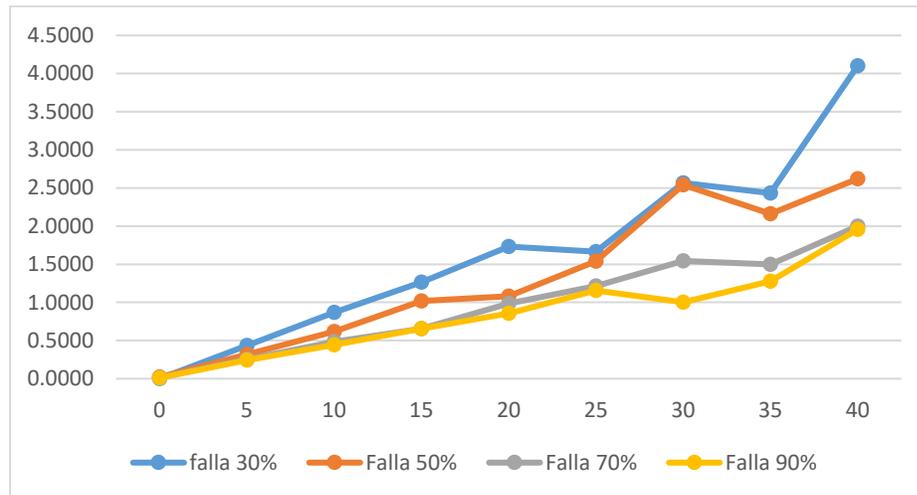
Tabla 72. Resultados de localización de falla trifásica en la línea L-3302

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3000	0.4999	0.7001	0.8999	0.0000	0.0200	0.0143	0.0111	0.0000	0.0017	0.0017	0.0017
5	0.3013	0.5016	0.7018	0.9022	0.4333	0.3200	0.2571	0.2444	0.0216	0.0266	0.0299	0.0365
10	0.3026	0.5031	0.7034	0.9040	0.8667	0.6200	0.4857	0.4444	0.0432	0.0515	0.0564	0.0664
15	0.3038	0.5051	0.7046	0.9059	1.2667	1.0200	0.6571	0.6556	0.0631	0.0847	0.0764	0.0979
20	0.3052	0.5054	0.7069	0.9077	1.7333	1.0800	0.9857	0.8556	0.0863	0.0896	0.1145	0.1278
25	0.2950	0.5077	0.7085	0.9104	1.6667	1.5400	1.2143	1.1556	0.0830	0.1278	0.1411	0.1726
30	0.3077	0.4873	0.7108	0.9090	2.5667	2.5400	1.5429	1.0000	0.1278	0.2108	0.1793	0.1494
35	0.3073	0.5108	0.7105	0.9115	2.4333	2.1600	1.5000	1.2778	0.1212	0.1793	0.1743	0.1909
40	0.3123	0.5131	0.7140	0.9176	4.1000	2.6200	2.0000	1.9556	0.2042	0.2175	0.2324	0.2922

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 72 y Figura 48 la distancia calculada hasta 40 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302.

Figura 48. Error absoluto de falla trifásica por método de Eriksson – L-3302



Fuente: Elaboración propia

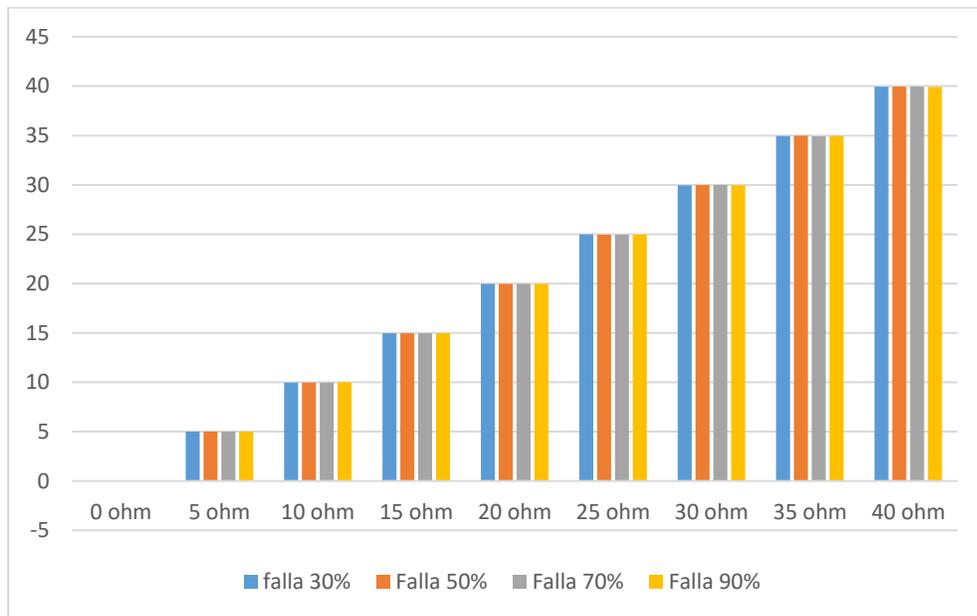
En la Tabla 73 y Figura 49 se muestra los resultados de cálculo de resistencia de falla por el método de Eriksson, donde se verifica que los resultados calculados son muy cercanos a los valores de resistencia de falla simulados para fallas al 30%, 50%, 70% y 90% de la línea L-3302.

Tabla 73. Resultados de resistencia por falla trifásica en la línea L-3302

(Ω)	Métodos de localización			
	30%	50%	70%	90%
0	0.0001	0.0002	-0.0004	0.0008
5	4.9931	4.991	4.9904	4.997
10	9.9814	9.9848	9.9826	9.9862
15	14.9705	14.9721	14.9722	14.9699
20	19.9744	19.9649	19.9583	19.9661
25	24.9853	24.9573	24.9693	24.9493
30	29.9643	29.9871	29.9871	29.9563
35	34.9545	34.9771	34.9232	34.9498
40	39.9529	39.9514	39.9566	39.9128

Fuente: Elaboración propia

Figura 49. Resultados de resistencia de falla trifásica por método de Eriksson – L-3302



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 74 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302/1 para simulaciones de falla monofásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

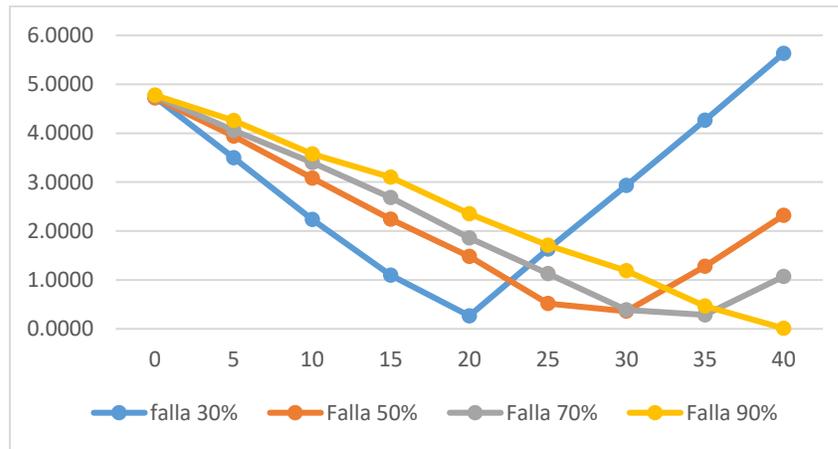
Tabla 74. Resultados de localización de falla monofásica en la línea L-3302/1

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3142	0.5236	0.7333	0.943	4.7333	4.7200	4.7571	4.7778	0.2694	0.4477	0.6317	0.8157
5	0.3105	0.5197	0.7284	0.9383	3.5000	3.9400	4.0571	4.2556	0.1992	0.3737	0.5387	0.7266
10	0.3067	0.5154	0.7238	0.9322	2.2333	3.0800	3.4000	3.5778	0.1271	0.2921	0.4515	0.6108
15	0.3033	0.5112	0.7188	0.9279	1.1000	2.2400	2.6857	3.1000	0.0626	0.2125	0.3566	0.5293
20	0.2992	0.5074	0.713	0.9212	0.2667	1.4800	1.8571	2.3556	0.0152	0.1404	0.2466	0.4022
25	0.2951	0.5026	0.7079	0.9154	1.6333	0.5200	1.1286	1.7111	0.0930	0.0493	0.1499	0.2921
30	0.2912	0.4982	0.7027	0.9107	2.9333	0.3600	0.3857	1.1889	0.1669	0.0341	0.0512	0.2030
35	0.2872	0.4936	0.698	0.9042	4.2667	1.2800	0.2857	0.4667	0.2428	0.1214	0.0379	0.0797
40	0.2831	0.4884	0.6925	0.9001	5.6333	2.3200	1.0714	0.0111	0.3206	0.2201	0.1423	0.0019

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 74 y Figura 50 la distancia calculada hasta 40 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302/1.

Figura 50. Error absoluto fallas monofásicas por método de Eriksson – L-3302/1



Fuente: Elaboración propia

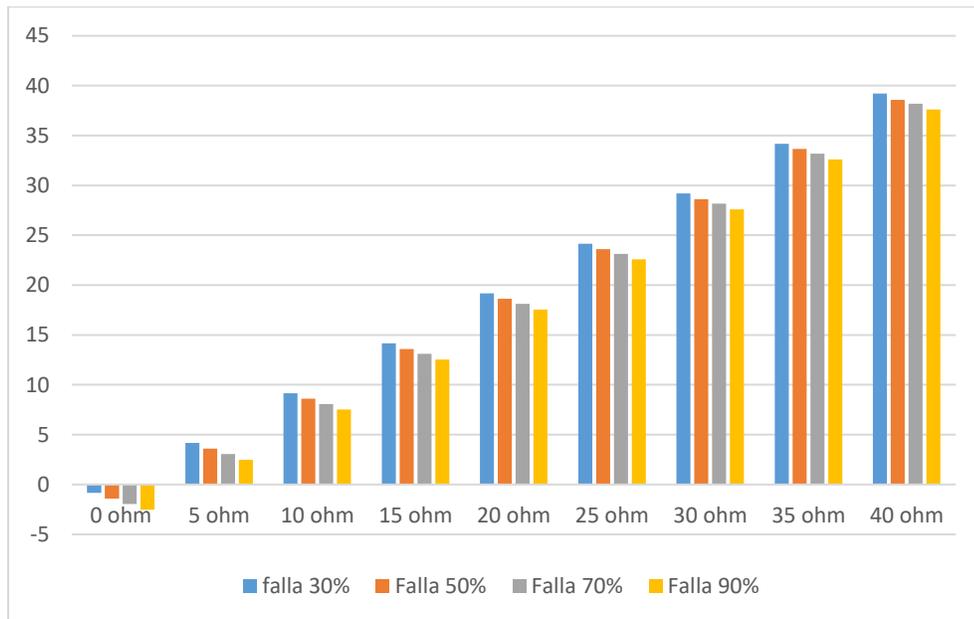
En la Tabla 75 y Figura 51 se muestra los resultados de cálculo de resistencia de falla por el método de Eriksson, donde se verifica que los resultados calculados son muy cercanos a los valores de resistencia de falla simulados para fallas al 30%, 50%, 70% y 90% de la línea L-3302/1.

Tabla 75. Resultados de resistencia por falla monofásica en la línea L-3302/1

(Ω)	Métodos de localización			
	30%	50%	70%	90%
0	-0.8393	-1.3977	-1.9603	-2.5214
5	4.1656	3.6062	3.0547	2.4999
10	9.1603	8.606	8.0794	7.5175
15	14.1755	13.603	13.1009	12.5471
20	19.1704	18.6207	18.1097	17.5497
25	24.1466	23.6171	23.145	22.5775
30	29.1906	28.6197	28.1661	27.5869
35	34.1839	33.6453	33.1875	32.5984
40	39.1988	38.5769	38.2072	37.6307

Fuente: Elaboración propia

Figura 51. Cálculo de resistencia de falla monofásica – L-3302/1



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 76 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302/1 para simulaciones de falla bifásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

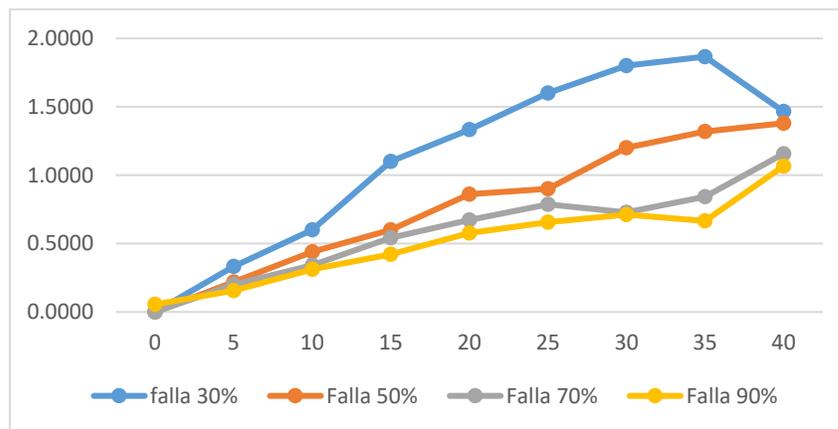
Tabla 76. Resultados de localización de falla bifásica en la línea L-3302/1

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3000	0.5000	0.7000	0.9005	0.0000	0.0000	0.0000	0.0556	0.0000	0.0000	0.0000	0.0095
5	0.3010	0.5011	0.7014	0.9014	0.3333	0.2200	0.2000	0.1556	0.0190	0.0209	0.0266	0.0266
10	0.3018	0.5022	0.7024	0.9028	0.6000	0.4400	0.3429	0.3111	0.0341	0.0417	0.0455	0.0531
15	0.3033	0.5030	0.7038	0.9038	1.1000	0.6000	0.5429	0.4222	0.0626	0.0569	0.0721	0.0721
20	0.3040	0.5043	0.7047	0.9052	1.3333	0.8600	0.6714	0.5778	0.0759	0.0816	0.0892	0.0986
25	0.3048	0.5045	0.7055	0.9059	1.6000	0.9000	0.7857	0.6556	0.0911	0.0854	0.1043	0.1119
30	0.3054	0.5060	0.7051	0.9064	1.8000	1.2000	0.7286	0.7111	0.1024	0.1138	0.0967	0.1214
35	0.3056	0.5066	0.7059	0.9060	1.8667	1.3200	0.8429	0.6667	0.1062	0.1252	0.1119	0.1138
40	0.3044	0.5069	0.7081	0.9096	1.4667	1.3800	1.1571	1.0667	0.0835	0.1309	0.1537	0.1821

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 76 y Figura 52 la distancia calculada hasta 40 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302/1.

Figura 52. Error absoluto fallas bifásicas por método de Eriksson – L-3302/1



Fuente: Elaboración propia

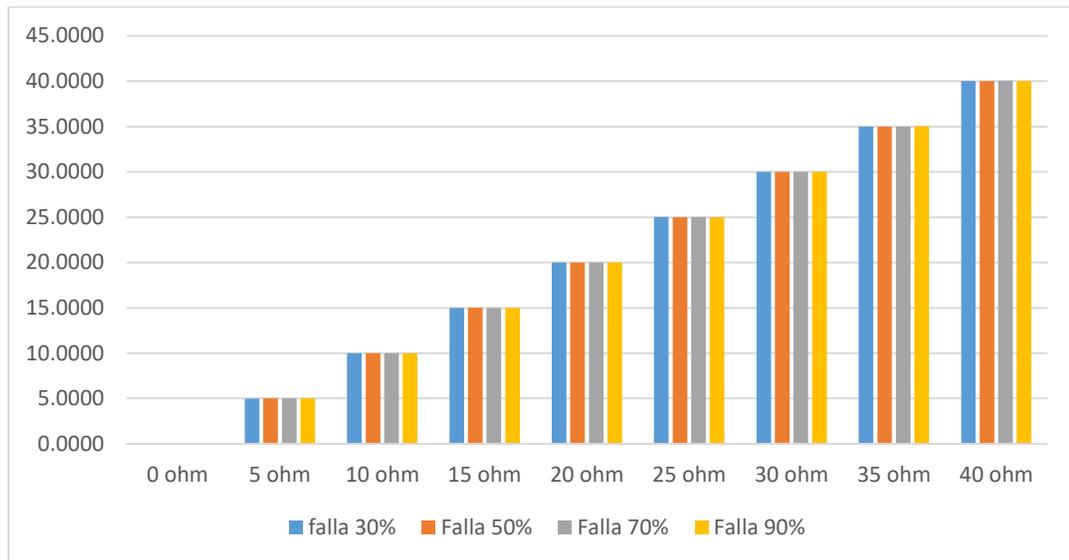
En la Tabla 77 y Figura 53 se muestra los resultados de cálculo de resistencia de falla por el método de Eriksson, donde se verifica que los resultados calculados son muy cercanos a los valores de resistencia de falla simulados para fallas al 30%, 50%, 70% y 90% de la línea L-3302/1.

Tabla 77. Resultados de resistencia por falla bifásica en la línea L-3302/1

(Ω)	Métodos de localización			
	30%	50%	70%	90%
0	0.0001	0.0001	0.0008	0.0004
5	4.9973	5.0000	5.0022	5.0027
10	9.9985	9.9994	10.0057	10.0053
15	14.9972	15.0029	15.0011	15.0008
20	19.9923	19.9864	20.0104	20.0012
25	25.0040	24.9883	25.0075	24.9965
30	30.0000	30.0176	30.0150	29.9926
35	34.9769	34.9721	34.9892	35.0077
40	39.9949	40.0196	40.0335	40.0167

Fuente: Elaboración propia

Figura 53. Cálculo de resistencia de falla bifásica por método de Eriksson – L-3302/1



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 78 se muestra los resultados de la distancia de falla “m” en la línea L-3302/1 para simulaciones de falla trifásica, de igual forma el porcentaje de error absoluto.

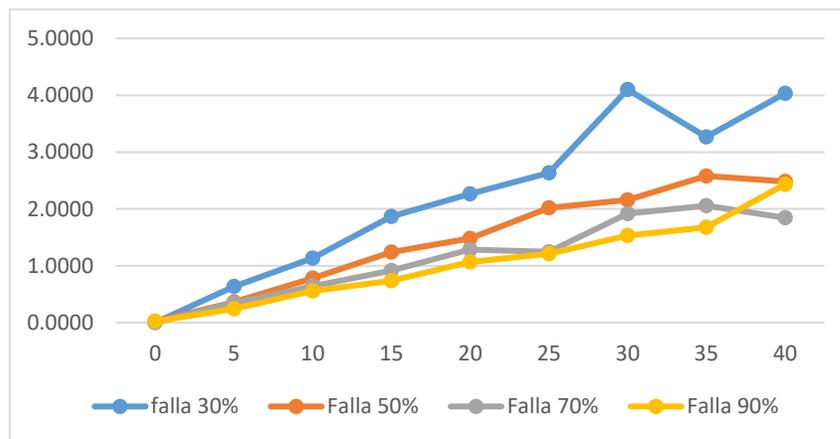
Tabla 78. Resultados de localización de falla trifásica en la línea L-3302/1

(Ω)	Distancia calculada (p.u)				Error porcentual de la distancia				Error de la distancia (km)			
	30%	50%	70%	90%	E1	E2	E3	E4	30%	50%	70%	90%
0	0.3000	0.5001	0.7000	0.9002	0.0000	0.0200	0.0000	0.0222	0.0000	0.0019	0.0000	0.0038
5	0.3019	0.5018	0.7024	0.9022	0.6333	0.3600	0.3429	0.2444	0.0360	0.0341	0.0455	0.0417
10	0.3034	0.5039	0.7045	0.9050	1.1333	0.7800	0.6429	0.5556	0.0645	0.0740	0.0854	0.0949
15	0.3056	0.5062	0.7064	0.9066	1.8667	1.2400	0.9143	0.7333	0.1062	0.1176	0.1214	0.1252
20	0.3068	0.5074	0.7090	0.9096	2.2667	1.4800	1.2857	1.0667	0.1290	0.1404	0.1707	0.1821
25	0.3079	0.5101	0.7087	0.9109	2.6333	2.0200	1.2429	1.2111	0.1499	0.1916	0.1650	0.2068
30	0.3123	0.5108	0.7134	0.9138	4.1000	2.1600	1.9143	1.5333	0.2333	0.2049	0.2542	0.2618
35	0.3098	0.5129	0.7144	0.9151	3.2667	2.5800	2.0571	1.6778	0.1859	0.2447	0.2732	0.2864
40	0.3121	0.5124	0.7129	0.9219	4.0333	2.4800	1.8429	2.4333	0.2295	0.2352	0.2447	0.4154

Fuente: Elaboración propia

Según la Tabla 78 y Figura 54 la distancia calculada hasta 40 ohm de resistencia de falla es adecuada debido a que el error de distancia es menor al 5% del total de la línea L-3302/1.

Figura 54. Error absoluto fallas trifásicas por método de Eriksson – L-3302/1



Fuente: Elaboración propia

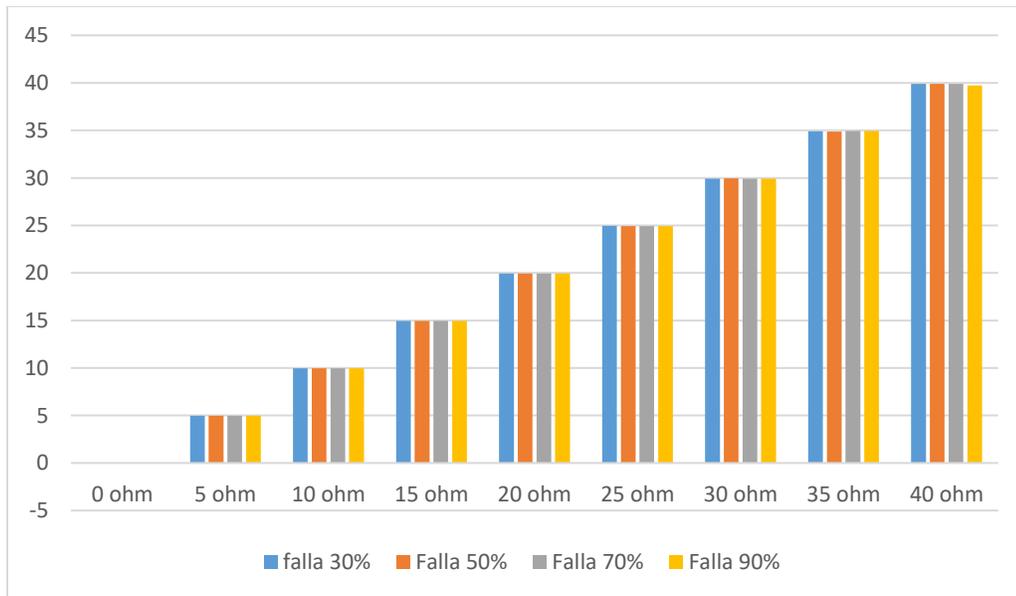
En la Tabla 79 y Figura 55 se muestra los resultados de cálculo de resistencia de falla por el método de Eriksson, donde se verifica que los resultados calculados son muy cercanos a los valores de resistencia de falla simulados para fallas al 30%, 50%, 70% y 90% de la línea L-3302/1.

Tabla 79. Resultados de resistencia por falla trifásica en la línea L-3302/1

(Ω)	Métodos de localización			
	30%	50%	70%	90%
0	-0.0004	-0.0008	0.0005	-0.0013
5	4.986	4.9859	4.9891	4.9863
10	9.9713	9.9751	9.9777	9.9777
15	14.9602	14.9624	14.9558	14.9527
20	19.94	19.9517	19.9387	19.9393
25	24.9521	24.9393	24.9443	24.9326
30	29.918	29.9386	29.9147	29.9061
35	34.91	34.8849	34.9397	34.9435
40	39.8964	39.8876	39.9002	39.7371

Fuente: Elaboración propia

Figura 55. Cálculo de resistencia de falla trifásica por método de Eriksson – L-3302/1



Fuente: Elaboración propia

4.2 Cálculo de localización de fallas en las líneas L-3302 y L-3302/1

Haciendo uso de los tres métodos de localización de falla descritos anteriormente, se realizó el cálculo de distancia de falla de las interrupciones que más influencia tuvieron en los indicadores de calidad de suministro descritos en la Tabla 40 al 46, los resultados de localización de falla se compararon con los valores de distancia real como lo realizado en el trabajo de Tesis (Richar, 2018), descrito a continuación en la Tabla 80.

Tabla 80. Registro de interrupciones en la línea L-3302 y L-3302/1 del año 2018

Año	Línea	Código	Inicio	Fin	Duración	Causa	Fase en falla	Distancia de falla	Método Takagi	Método Eriksson	Método Reactancia S
2018	L-3302	193278	25/12/2018 18:06	26/12/2018 01:06	7.0000	Caída de árbol en Deriv. Collana	TN	4.69	4.535	4.048	4.046
	L-3302	184833	28/05/2018 09:00	28/05/2018 11:01	2.0167	Conductor roto	RN	10.06	11.68	11.46	11.45
2019	L-3302	203585	30/10/2019 12:45	30/10/2019 16:00	3.2500	Conductor roto	RN	12.02	13.7	13.37	13.58
2020	L-3302	212442	12/08/2020 16:10	12/08/2020 17:27	1.2833	Corte emergencia (Conductor roto)	RST	16.6	-	-	-
	L-3302	212425	12/08/2020 06:03	12/08/2020 07:30	1.4500	Desconocidas	RN	16.6	20.34	15.65	17.09
	L-3302	212423	12/08/2020 05:57	12/08/2020 06:00	0.0497	Desconocidas	RN	16.6	-	-	-
2020	L-3302/1	214146	03/10/2020 20:19	03/10/2020 21:51	1.5333	Contacto cable PAT - Armado	TN	11.86	14.54	12.37	12.64
	L-3302/1	212441	12/08/2020 14:32	12/08/2020 17:28	2.9333	Conductor desprendido RC-3001	RS	0.05	0.526	0.067	0.066
	L-3302/1	212338	08/08/2020 09:39	08/08/2020 09:58	0.3167	Árbol sobre la red	RST	16.04	14.48	13.53	13.50
	L-3302/1	209730	04/05/2020 09:58	04/05/2020 13:55	3.9500	Árbol sobre la red	ST	3.53	0.91	0.04	0.019
2021	L-3302	222589	10/06/2021 15:55	10/06/2021 17:46	1.8500	Corte emergencia-armado dañado	-	0.54	0.5329	0.5268	0.5269
	L-3302	219244	23/02/2021 12:27	23/02/2021 12:55	0.4667	Árbol sobre la red	ST	16.34	16.91	16.77	16.80
2021	L-3302	226932	28/09/2021 11:39	28/09/2021 11:40	0.0189	Árbol sobre la red	RN	0.15	-	-	-
	L-3302	230318	21/09/2021 11:31	21/09/2021 11:32	0.0167	Árbol sobre la red	RN	0.15	-	-	-
	L-3302	221151	28/04/2021 08:13	28/04/2021 09:38	1.4167	Conductor sobre cruceta	RN	2.93	3.546	3.098	3.026

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO V.

IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PROPUESTA

En el presente capítulo, se describe las características y funcionalidades de la herramienta computacional propuesta mediante diagramas de flujo, gráficas y resultados, posteriormente se mostrará los resultados de las mejoras de los indicadores de calidad de suministro debido a la implementación de la herramienta computacional propuesta, el cual permitirá analizar las interrupciones con más influencia en los indicadores.

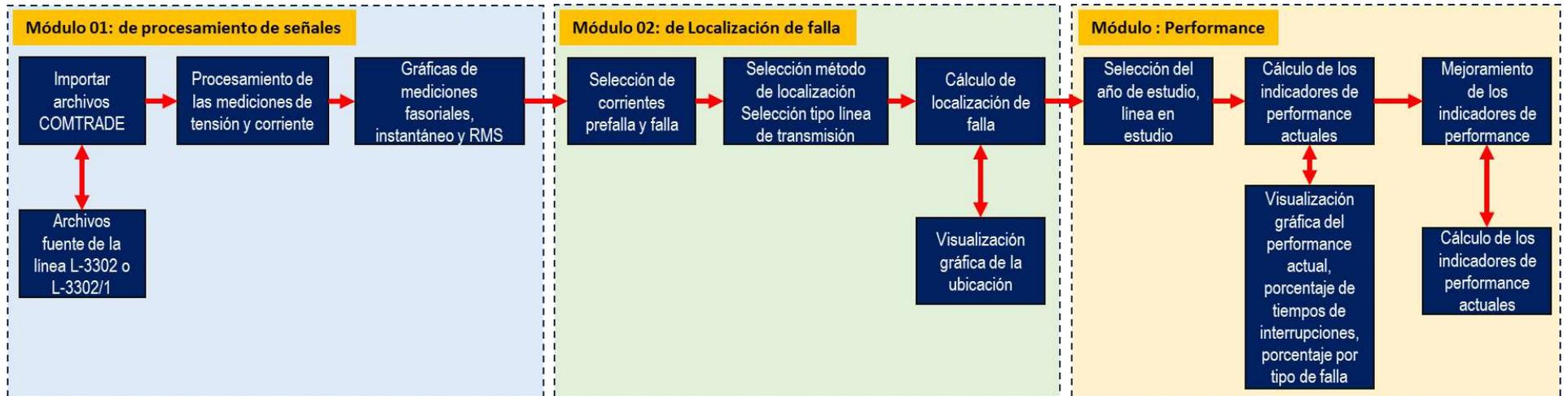
5.1 Entorno de desarrollo

La herramienta computacional propuesta fue desarrollada en el entorno de programación MATLAB, el cual es una herramienta interactiva y dinámica, haciendo uso de bases de datos, gráficas y procesos que guían al usuario, la herramienta permite importar los archivos oscilográficos en formato COMTRADE, calcular la distancia de falla, análisis del performance, entre otros alcances.

5.2 Diagrama de flujo de la herramienta computacional

La herramienta computacional se divide en tres módulos, cada uno cumple diferentes funciones, en la Figura 56 se muestra el diagrama de flujo de la herramienta computacional propuesta.

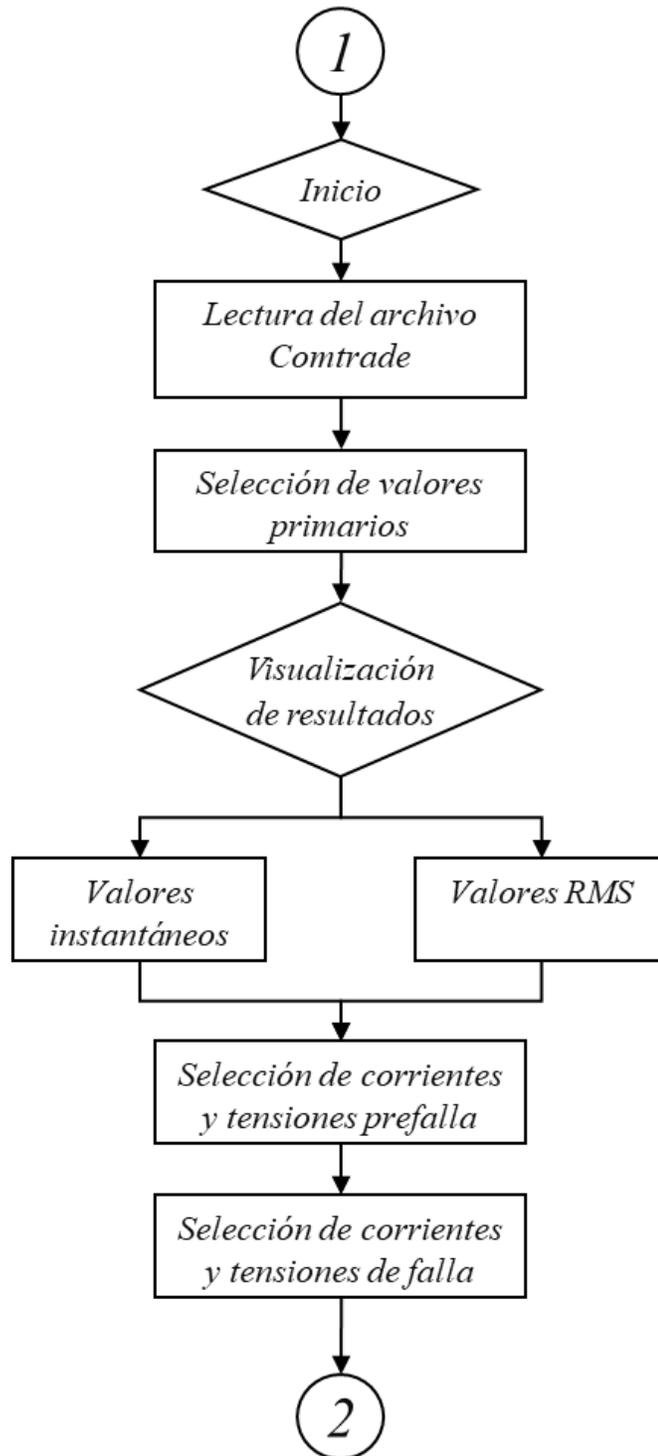
Figura 56. Diagrama general del programa en estudio.



Fuente: Elaboración propia

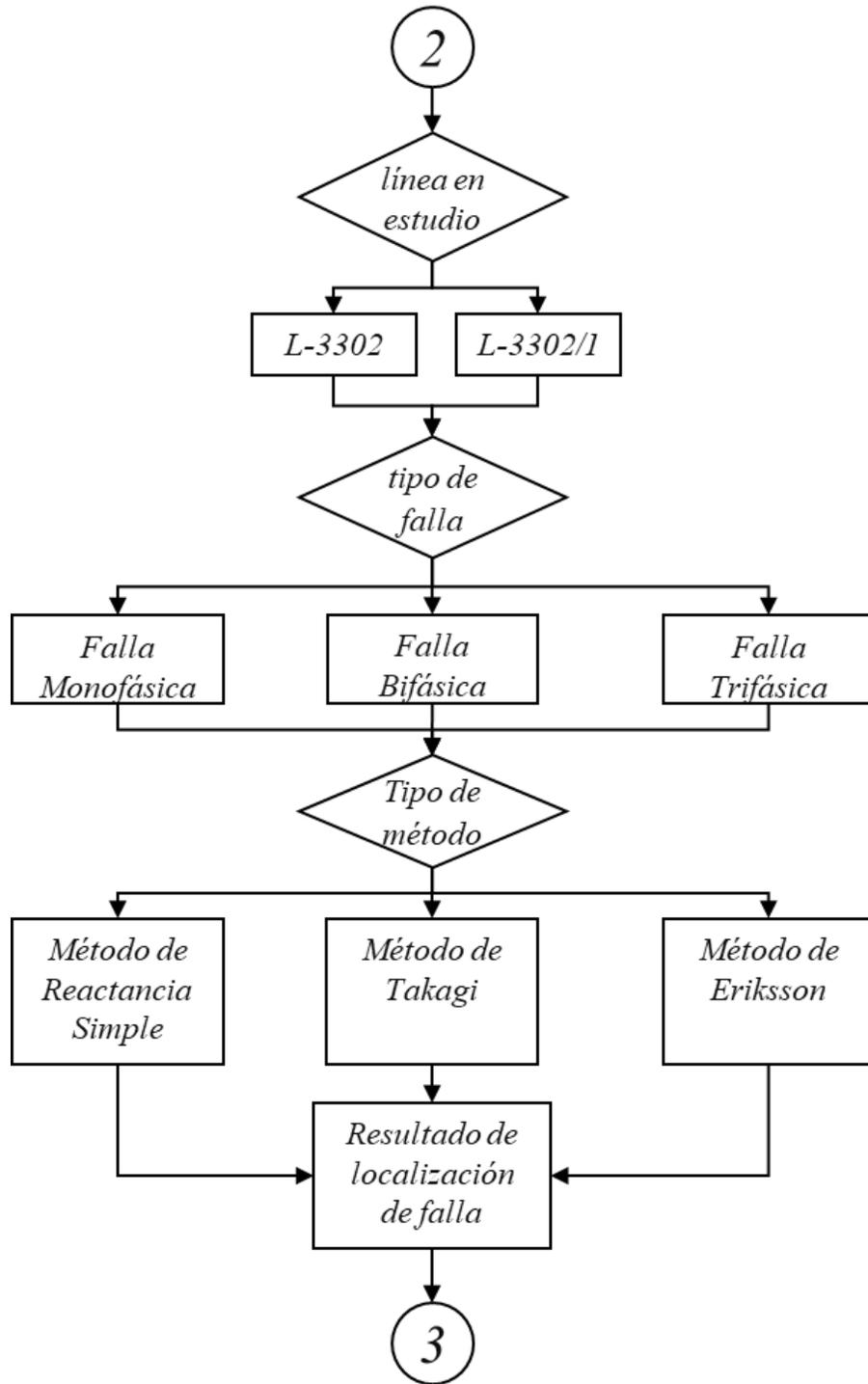
En la Figura 57, 58 y 59 se muestra el flujograma con mayor detalle de cada uno de los módulos descritos anteriormente.

Figura 57. *Flujograma del módulo procesamiento de señales*



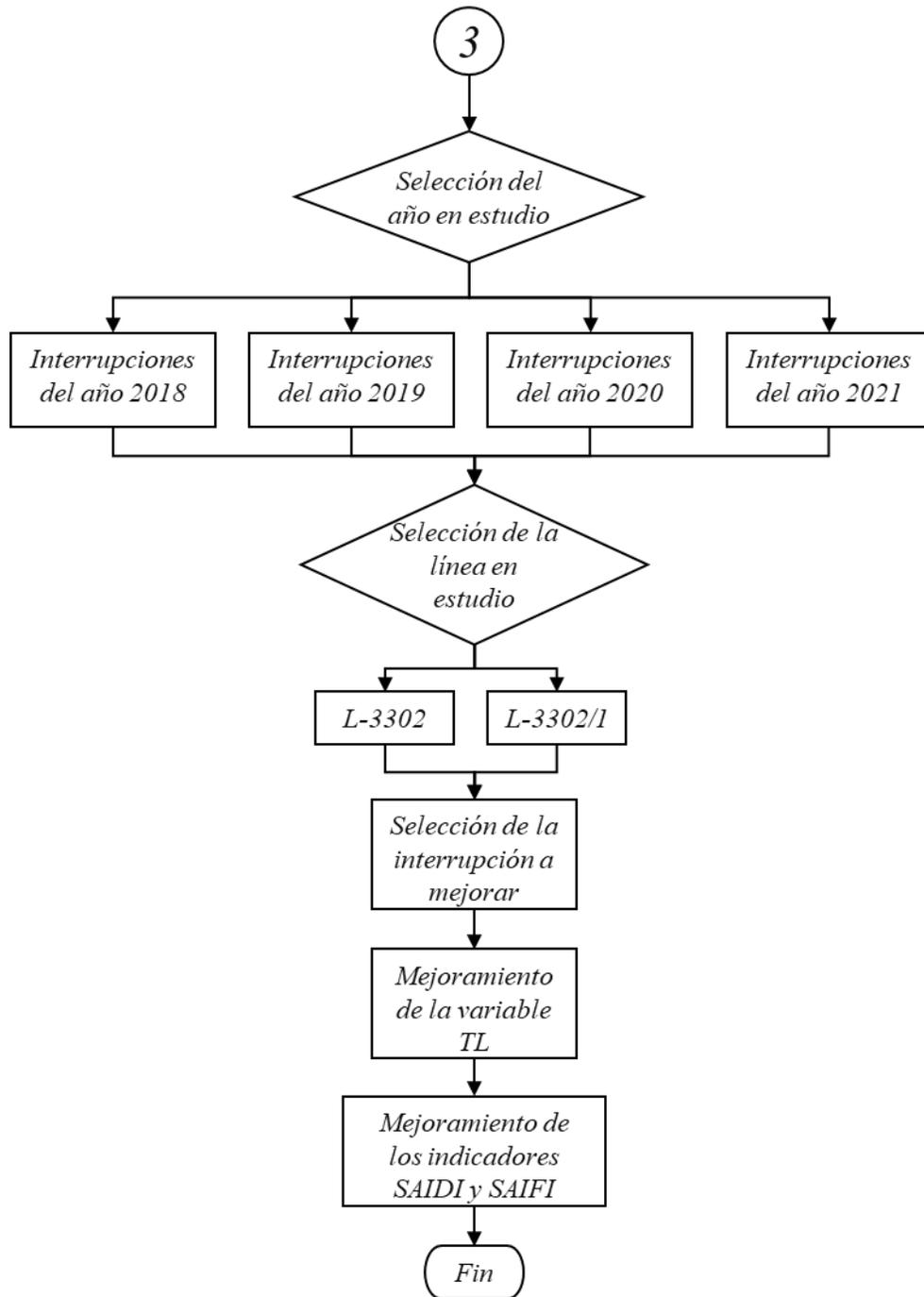
Fuente: Elaboración propia

Figura 58. : Flujograma del módulo de localización de falla



Fuente: Elaboración propia

Figura 59. *Flujograma del módulo de performance*



Fuente: Elaboración propia

5.2.1 Modulo 01: Procesamiento de señales

En el módulo de Oscilografías, el usuario podrá importar los archivos COMTRADE de fallas registradas en el relé del interruptor de la línea L-3302 o del reconectador de la línea L-3302/1, podrá visualizar y analizar los registros de tensión y corriente en función del tiempo, valores RMS, tiempo de falla, entre otros, mediante gráficas interactivas.

A continuación, se describe el proceso de cálculo de fasores, valores RMS en función de la información importada en el archivo COMTRADE.

a. Cálculo de los valores fasoriales

En la Tabla 81 se tiene una muestra de 16 valores instantáneos de corriente IA registrados en el archivo COMTRADE de un archivo oscilográfico, de los cuales se calculará sus valores fasoriales teniendo en consideración que la frecuencia de muestreo es de 960 Hz.

Tabla 81. Muestra de los valores de corrientes de fase A del 1 al 16

Nro Muestra	Tiempo	Canal 1 (IA)	N	$\cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right)$	$\sen\left(\frac{2\pi n}{N}\right)$	$V_n * \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right)$	$V_n * \sen\left(\frac{2\pi n}{N}\right)$
1	0	-42	0	1.00	0.00	-42	0
2	1041	93	1	0.92	0.38	85.92113753	35.58873594
3	2082	199	2	0.71	0.71	140.716946	140.7115529
4	3123	281	3	0.38	0.92	107.541507	259.6070575
5	4164	333	4	0.00	1.00	0.012762823	332.9999998
6	5205	319	5	-0.38	0.92	-122.0618953	294.723419
7	6246	252	6	-0.71	0.71	-178.1806643	178.2011528
8	7287	170	7	-0.92	0.38	-157.0551567	65.06671763
9	8328	41	8	-1.00	0.00	-40.99999988	0.003142797
10	9369	-96	9	-0.92	-0.38	88.69560287	36.72996095
11	10410	-199	10	-0.71	-0.71	140.7277316	140.700766
12	11451	-279	11	-0.38	-0.92	106.7958449	257.7511349
13	12492	-332	12	0.00	-1.00	0.038173488	331.9999978
14	13533	-318	13	0.38	-0.92	-121.656735	293.8088474
15	14574	-251	14	0.71	-0.71	-177.4599921	177.5076088
16	15615	-170	15	0.92	-0.38	-157.0501687	65.07875629
Sumatoria						-326.0149059	2610.47885

Fuente: Registro COMTRADE de una oscilografía registrada el 15/04/2019

En las ecuaciones 235 y 236 se calcula los valores real e imaginario del fasor de corriente

\bar{I}_{faseA} de una muestra de 16 valores instantáneos.

$$P_{Rmuestra16} = \frac{2}{16}(-326.0149) \quad (235)$$

$$P_{1muestra16} = \frac{-2}{16}(2610.478) \quad (236)$$

Por consiguiente, el valor del fasor de la corriente \bar{I}_{faseA} será:

$$\bar{I}_{faseA} = -40.7518 - 326.3098i \quad (237)$$

En la Tabla 82 se muestra el resultado del cálculo de fasores de los valores instantáneos de corriente y tensión registrados en un archivo COMTRADE.

Tabla 82. *Muestra de los fasores calculados de los valores de corriente y tensión*

N°	IA	IB	IC	IN	VA	VB	VC	VN
16	-40.777 - 326.303i	-248.697 + 210.374i	289.698 + 113.328i	-0.424 + 2.348i	105.989 - 661.519i	-626.160 + 245.276i	520.965 + 416.187i	0.794 - 0.0560i
17	87.198 - 317.07i	-310.158 + 99.236i	224.047 + 215.469i	-1.406 + 1.960i	350.843 - 570.700i	-672.359 - 13.016i	322.1560 + 583.919i	0.640 + 0.204i
18	202.013 - 259.517i	-324.409 - 26.963i	124.420 + 284.758i	-2.164 + 1.225i	542.418 - 393.0440i	-616.198 - 269.326i	74.293 + 662.803i	0.513 + 0.433i
19	285.833 - 162.504i	-289.281 - 149.008i	6.093 + 310.744i	-2.468+ 0.303i	651.540 - 155.551i	-466.342 - 484.681i	-184.890 + 640.828i	0.308 + 0.596i
20	326.147 - 40.798i	-210.238 - 248.369i	-113.172 + 289.469i	-2.396 - 0.664i	661.472 + 105.624i	-245.480 - 626.296i	-415.935 + 521.342i	0.056 + 0.669i
21	316.818 + 87.071i	-99.188 - 309.917i	-215.333 + 224.126i	-2.075 - 1.578i	570.700 + 350.71800i	12.879 - 672.563i	-583.783 + 322.485i	-0.204 + 0.640i
22	259.150 + 201.588i	26.847 - 324.332i	-284.595 + 124.709i	-1.313 - 2.252i	393.159 + 542.466i	269.162 - 616.487i	-662.755 + 74.534i	-0.433 + 0.513i
23	162.048 + 285.320i	148.804 - 289.417i	-310.655 + 6.306i	-0.467 - 2.631i	155.755 + 651.677i	484.477 - 466.603i	-640.828 - 184.765i	-0.596 + 0.308i
24	40.526 + 325.615i	248.117 - 210.490i	-289.306 - 113.009i	0.576 - 2.610i	-105.372 + 661.723i	626.045 - 245.732i	-521.342 - 415.935i	-0.669 + 0.056i
25	-86.936 + 316.433i	309.435 - 99.660i	-224.153 - 215.167i	1.646 - 2.143i	-350.466 + 571.076i	672.427 + 12.551i	-322.601 - 583.831i	-0.640 - 0.204i
26	-201.181 + 259.173i	323.788 + 26.246i	-124.865 - 284.616i	2.456 - 1.302i	-542.214 + 393.536i	616.439 + 268.922i	-74.737 - 662.891i	-0.513 - 0.433i
27	-284.932 + 162.504i	288.981 + 148.108i	-6.442 - 310.734i	2.999 - 0.167i	-651.425 + 156.131i	466.719 + 484.400i	184.514 - 641.080i	-0.193 - 0.549i
28	-325.430 + 41.095i	210.190 + 247.375i	112.846 - 289.594i	2.719 + 0.945i	-661.587 - 105.043i	245.935 + 626.181i	415.684 - 521.718i	0.032 - 0.581i
29	-316.154 - 86.474i	99.640 + 309.028i	214.848 - 224.462i	2.035 + 1.866i	-571.029 - 350.225i	-12.299 + 672.679i	583.579 - 322.978i	0.252 - 0.524i
30	-258.880 - 200.831i	-26.205 + 323.635i	284.160 - 125.253i	0.935 + 2.407i	-393.536 - 542.089i	-268.670 + 616.815i	662.639 - 75.114i	0.433 - 0.388i
31	-162.320 - 284.613i	-147.945 + 289.020i	310.231 - 7.071i	-0.173 + 2.533i	-156.247 - 651.473i	-484.148 + 467.095i	640.944 + 184.185i	0.549 - 0.193i
32	-41.163 - 325.113i	-247.171 + 210.451i	289.206 + 112.140i	-1.245 + 2.227i	104.724 - 661.771i	-625.929 + 246.312i	521.671 + 415.443i	0.465 - 0.016i
33	86.270 - 316.165i	-308.661 + 99.939i	224.278 + 214.278i	-2.002 + 1.581i	349.885 - 571.369i	-672.427 - 11.922i	323.093 + 583.502i	0.551 + 0.211i
34	200.579 - 259.132i	-323.295 - 25.740i	125.089 + 283.747i	-2.570 + 0.647i	541.790 - 394.028i	-616.679 - 268.341i	75.318 + 662.776i	0.428 + 0.406i
35	284.246 - 162.744i	-288.605 - 147.405i	6.867 + 309.970i	-2.622 - 0.386i	651.221 - 156.749i	-467.048 - 483.908i	-183.933 + 641.196i	0.240 + 0.539i
36	324.657 - 41.676i	-209.996 - 246.533i	-112.276 + 289.002i	-2.274 - 1.360i	661.519 + 104.347i	-246.428 - 625.852i	-415.191 + 522.047i	-0.100 + 0.542i
37	315.662 + 85.642i	-99.551 - 308.081i	-214.211+ 224.085i	-1.5810 - 2.127i	571.232 + 349.556i	11.603 - 672.611i	-583.135 + 323.518i	-0.300 + 0.463i
38	258.744 + 199.874i	25.809 - 322.774i	-283.543 + 125.101i	-0.647 - 2.570i	393.981 + 541.549i	267.886 - 617.067i	-662.436 + 75.783i	-0.569 + 0.265i
39	162.676 + 283.724i	147.364 - 288.328i	-309.602 + 7.166i	0.502 - 2.574i	156.864 + 651.144i	483.520 - 467.628i	-641.012 - 183.489i	-0.627 + 0.027i
40	41.832 + 324.428i	246.139 - 210.130i	-288.778 - 111.859i	0.987 - 2.377i	-104.143 + 661.656i	625.552 - 247.045i	-522.115 - 414.874i	-0.706 - 0.263i

Fuente: Registro Oscilográfico del evento registrado el 15/04/2019

b. Valor eficaz (RMS)

Para el cálculo de valores eficaces se toma una muestra de 16 datos correspondientes a canal 1 (medición de tensión de la fase R) como se muestra en la Tabla 83.

Tabla 83. *Resultados del cálculo del valor eficaz*

Nro Muestra	Tiempo	Datos Canal 1 (Vn)	(Vn)^2
1	0	-42	1764
2	1041	93	8649
3	2082	199	39601
4	3123	281	78961
5	4164	333	110889
6	5205	319	101761
7	6246	252	63504
8	7287	170	28900
9	8328	41	1681
10	9369	-96	9216
11	10410	-199	39601
12	11451	-279	77841
13	12492	-332	110224
14	13533	-318	101124
15	14574	-251	63001
16	15615	-170	28900
Sumatoria:			865617

Fuente: Registro Oscilográfico del evento registrado el 15/04/2019

Mediante la siguiente ecuación se realiza el cálculo de valor eficaz de la corriente para una muestra de 16 datos.

$$I_{eficazA} = \sqrt{\frac{1}{16}(865617)} = 232.5964 \quad (238)$$

La Tabla 84 muestra el cálculo de valores efectivos para la muestra del 16 al 44 para todos los canales.

Tabla 84. *Valores eficaces calculados para las muestras 16 a 40*

N°	IA	IB	IC	IN	VA	VB	VC	VN
16	232.596	230.411	220.054	2.016	473.744	475.529	471.508	1.031
17	232.596	230.345	219.892	2.031	473.714	475.529	471.576	1.000
18	232.621	230.260	219.830	2.077	473.668	475.529	471.619	1.000
19	232.568	230.170	219.868	2.077	473.668	475.610	471.630	1.000
20	232.493	230.170	219.868	2.077	473.668	475.671	471.605	1.000
21	232.403	230.170	219.868	2.121	473.668	475.671	471.605	1.000
22	232.232	230.199	219.809	2.121	473.743	475.669	471.605	1.000
23	232.097	230.190	219.809	2.136	473.795	475.633	471.605	1.000
24	232.097	230.149	219.718	2.136	473.816	475.570	471.605	1.000
25	232.120	229.952	219.799	2.179	473.802	475.570	471.673	1.000
26	232.069	229.783	219.862	2.222	473.755	475.570	471.716	1.000
27	232.015	229.693	219.862	2.332	473.684	475.651	471.726	1.031
28	232.015	229.617	219.862	2.264	473.684	475.712	471.701	1.031
29	231.837	229.674	219.795	2.194	473.684	475.745	471.646	1.031
30	231.751	229.674	219.677	2.016	473.684	475.743	471.569	1.031
31	231.751	229.666	219.518	1.936	473.736	475.707	471.569	1.031
32	231.797	229.625	219.427	1.920	473.779	475.644	471.569	0.935
33	231.809	229.493	219.427	1.920	473.764	475.562	471.638	0.968
34	231.783	229.408	219.364	2.000	473.718	475.562	471.681	0.968
35	231.677	229.228	219.326	2.000	473.647	475.562	471.691	0.968
36	231.526	229.076	219.326	2.000	473.561	475.623	471.666	0.935
37	231.348	229.019	219.292	2.000	473.561	475.689	471.557	0.935
38	231.262	229.048	219.233	2.000	473.561	475.685	471.480	0.901
39	231.330	229.048	219.073	1.984	473.613	475.650	471.480	0.901
40	231.376	228.926	219.073	1.984	473.634	475.587	471.565	0.935

Fuente: Registro oscilográfico del evento registrado el 15/04/2019

c. Cálculo de vectores estáticos

Para hallar las corrientes y tensiones de prefalla y falla que son imprescindibles en los métodos de Reactancia Simple, Takagi y Eriksson se hace indispensable 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.

Para encontrar las corrientes y voltajes previos a la falla y de falla requeridos en los métodos de impedancia simple, Takagi y Eriksson, se requieren fasores estáticos donde los

fasores giratorios de 8 canales están relacionados con un fasor de referencia que tiene una frecuencia nominal común.

Tabla 85. *Fasores estáticos calculados para las muestras 16 al 40 de los 8 canales*

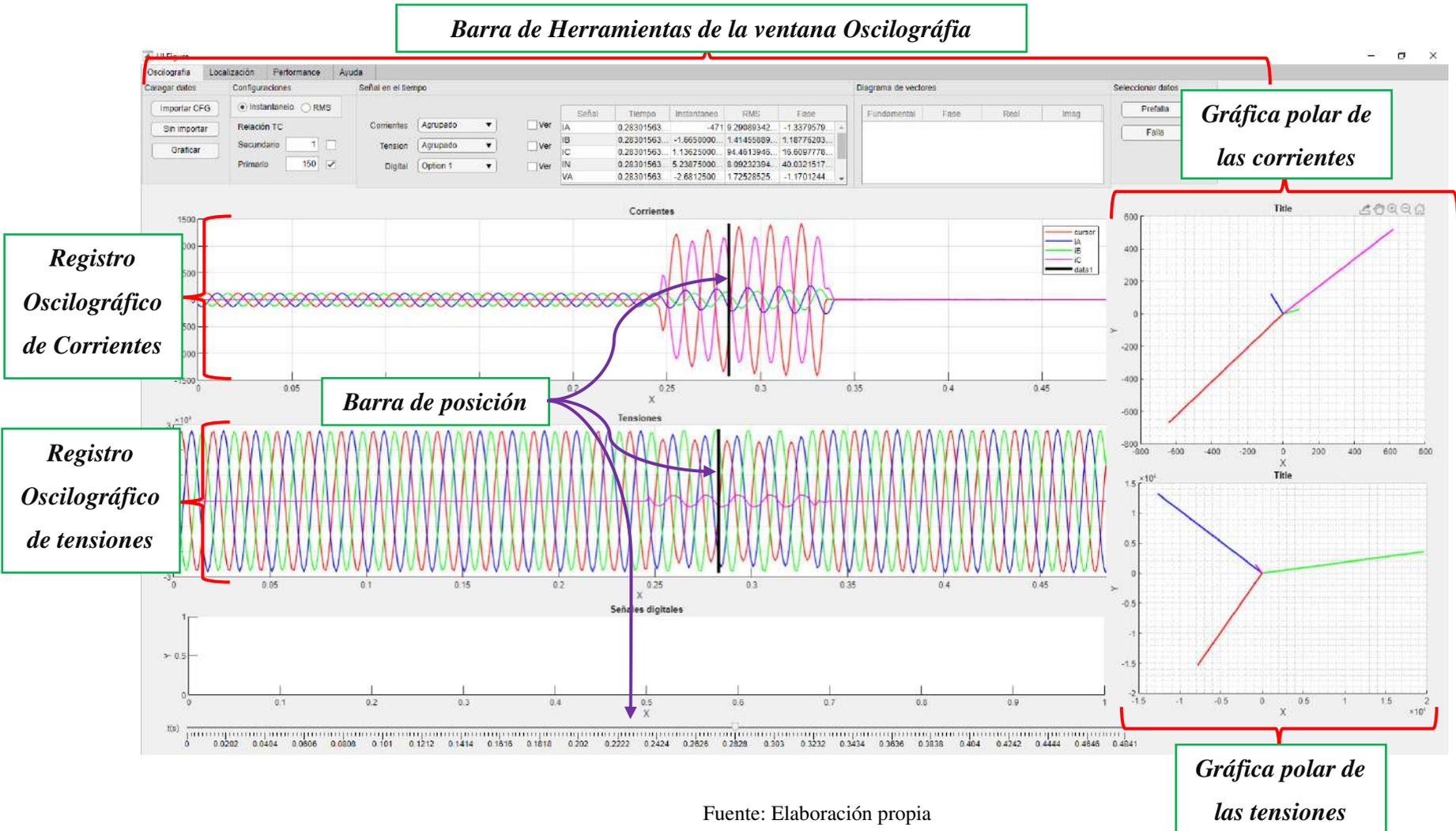
N°	IA	IB	IC	IN	VA	VB	VC	VN
16	-116.731 - 201.184i	-103.787 + 205.712i	219.964 - 6.278i	0.446 + 1.966i	-113.786 - 459.876i	-339.805 + 332.657i	454.093 + 126.961i	0.9180 - 0.469i
17	-114.971 - 202.195i	-105.497 + 204.766i	219.851 - 4.291i	0.330 + 2.004i	-109.931 - 460.782i	-342.695 + 329.679i	453.049 + 130.885i	0.888 - 0.459i
18	-116.670 - 201.248i	-103.644 + 205.615i	219.744 - 6.146i	0.271 + 2.0590i	-114.010 - 459.742i	-339.805 + 332.657i	454.236 + 126.863i	0.884 - 0.467i
19	-114.944 - 202.178i	-105.399 + 204.619i	219.826 - 4.310i	0.253 + 2.061i	-109.994 - 460.720i	-342.729 + 329.761i	453.146 + 130.741i	0.888 - 0.459i
20	-116.703 - 201.080i	-103.609 + 205.531i	219.778 - 6.317i	0.271 + 2.059i	-114.010 - 459.742i	-339.837 + 332.827i	454.268 + 126.693i	0.884 - 0.467i
21	-114.910 - 202.008i	-105.399 + 204.619i	219.824 - 4.398i	0.286 + 2.102i	-109.994 - 460.720i	-342.728 + 329.849i	453.145 + 130.652i	0.888 - 0.459i
22	-116.542 - 200.873i	-103.547 + 205.595i	219.717 - 6.379i	0.304 + 2.099i	-114.073 - 459.804i	-339.774 + 332.889i	454.268 + 126.693i	0.884 - 0.467i
23	-114.623 - 201.818i	-105.255 + 204.717i	219.764 - 4.461i	0.373 + 2.103i	-110.138 - 460.816i	-342.584 + 329.945i	453.145 + 130.652i	0.888 - 0.459i
24	-112.858 - 202.811i	-106.949 + 203.790i	219.703 - 2.544i	0.355 + 2.106i	-106.201 - 461.761i	-345.362 + 326.944i	451.988 + 134.602i	0.892 - 0.451i
25	-114.787 - 201.751i	-104.924 + 204.619i	219.753 - 4.495i	0.283 + 2.161i	-110.308 - 460.782i	-342.496 + 329.945i	453.227 + 130.618i	0.888 - 0.459i
26	-113.146 - 202.617i	-106.579 + 203.571i	219.846 - 2.639i	0.191 + 2.214i	-106.346 - 461.665i	-345.362 + 326.944i	452.133 + 134.506i	0.892 - 0.451i
27	-114.944 - 201.541i	-104.764 + 204.410i	219.815 - 4.557i	0.130 + 2.328i	-110.404 - 460.639i	-342.53 + 330.027i	453.323 + 130.474i	0.973 - 0.342i
28	-113.181 - 202.537i	-106.544 + 203.402i	219.845 - 2.727i	0.112 + 2.261i	-106.380 - 461.584i	-345.397 + 327.113i	452.168 + 134.336i	0.975 - 0.333i
29	-114.875 - 201.375i	-104.731 + 204.405i	219.743 - 4.809i	0.095 + 2.192i	-110.404 - 460.639i	-342.496 + 330.197i	453.289 + 130.304i	0.973 - 0.342i
30	-113.051 - 202.307i	-106.511 + 203.484i	219.656 - 3.017i	-0.062 + 2.015i	-106.380 - 461.584i	-345.302 + 327.258i	452.073 + 134.192i	0.975 - 0.333i
31	-114.812 - 201.313i	-104.649 + 204.438i	219.461 - 5.002i	-0.132 + 1.932i	-110.486 - 460.672i	-342.351 + 330.293i	453.227 + 130.241i	0.973 - 0.342i
32	-113.140 - 202.309i	-106.340 + 203.518i	219.405 - 3.087i	-0.241 + 1.905i	-106.639 - 461.622i	-345.132 + 327.294i	452.073 + 134.192i	0.855 - 0.380i
33	-114.983 - 201.281i	-104.398 + 204.373i	219.370 - 5.002i	-0.224 + 1.907i	-110.745 - 460.639i	-342.181 + 330.259i	453.308 + 130.207i	0.884 - 0.394i
34	-116.796 - 200.205i	-102.548 + 205.212i	219.257 - 6.853i	-0.274 + 1.981i	-114.822 - 459.592i	-339.286 + 333.232i	454.489 + 126.184i	0.881 - 0.402i
35	-115.114 - 201.055i	-104.266 + 204.142i	219.272 - 4.858i	-0.291 + 1.979i	-110.841 - 460.495i	-342.181 + 330.259i	453.405 + 130.064i	0.884 - 0.394i
36	-116.864 - 199.868i	-102.484 + 204.873i	219.221 - 6.771i	-0.274 + 1.981i	-114.854 - 459.422i	-339.285 + 333.321i	454.522 + 126.013i	0.913 - 0.204i
37	-115.046 - 200.714i	-104.302 + 203.889i	219.237 - 4.939i	-0.291 + 1.979i	-110.841 - 460.406i	-342.114 + 330.511i	453.338 + 129.812i	0.915 - 0.196i
38	-116.730 - 199.641i	-102.457 + 204.855i	219.124 - 6.914i	-0.274 + 1.981i	-114.854 - 459.422i	-339.091 + 333.608i	454.390 + 125.789i	0.900 - 0.047i
39	-115.064 - 200.684i	-104.241 + 203.954i	219.014 - 5.069i	-0.380 + 1.948i	-110.923 - 460.440i	-341.907 + 330.670i	453.275 + 129.749i	0.901 - 0.039i
40	-116.900 - 199.673i	-102.191 + 204.852i	218.962 - 6.981i	0.0160 + 1.984i	-115.0250 - 459.455i	-338.921 + 333.640i	454.479 + 125.788i	0.934 - 0.042i

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 85 se muestra los fasores estáticos calculados (sin rotación), con estos valores se realizará el cálculo de distancia de falla con los métodos propuestos.

d. Panel de módulo 01: “Procesamiento de señales”:

Figura 60. Módulo para el análisis oscilográfico



En la “Barra de Herramientas del módulo Oscilografías” se tienen las siguientes opciones:

➤ **Importación de datos:**

- Mediante el botón “Importar CFG” el programa permite importar cualquier tipo de archivo en COMTRADE (.cfg), guardando los datos en la base de datos del programa.
- El botón “graficar” muestra la gráfica actual de las oscilografías, siendo un total de 8 canales, 4 de registro de corrientes y 4 de registro de tensiones.

➤ **Configuraciones:**

- Selecciones valores “instantáneos” o “RMS”, los cuales se reflejan de forma automática en la gráfica.
- Seleccione la relación de transformación “secundario” o “primario”, el cual tendrá incidencia en la dimensión de los valores de los canales.

➤ **Señal de tiempo:**

- Muestre la gráfica de corrientes o tensiones de forma individual por fases o de forma agrupada.
- Se muestra en la tabla los valores de tiempo, corriente y tensión de la gráfica según la ubicación de la barra de posición.

➤ **Seleccionar datos:**

- Desplace la barra de posición sobre la gráfica selección los botones “prefalla” o “falla” según la oscilografías, estos datos seleccionados se guardarán en el módulo de “Localización” para el posterior cálculo de ubicación de falla.

➤ **Gráfica de corrientes:**

- Según el archivo COMTRADE importado, se mostrará la oscilografías de corrientes de las fases “R”, “S”, “T” y neutro.
- **Gráfica de Tensiones:**
- Según el archivo COMTRADE importado, se mostrará la oscilografías de tensiones de las fases “R”, “S”, “T” y neutro.
- **Gráfica del “Diagrama fasorial de Corrientes”:**
- Según el archivo COMTRADE importado, se mostrará la oscilografías de corrientes de las fases “R”, “S”, “T” y neutro.
- **Gráfica del “Diagrama fasorial de tensiones”:**
- Según el archivo COMTRADE importado, se mostrará la oscilografías de tensiones de las fases “R”, “S”, “T” y neutro.
- **Barra de posición:**
- La barra de posición permite seleccionar los datos de corriente y tensión de las oscilografías en función de la posición del dato de tiempo donde se seleccione, el cual de forma interactiva realizará la actualización de los gráficos de diagrama fasorial de corriente y tensión según la posición seleccionada.

5.2.2 Modulo 02: Localización de falla

En el módulo de localización, el usuario podrá interactuar con los valores de prefalla y falla seccionados previamente en el módulo de oscilografías, posteriormente realizar el cálculo de localización de falla y la ubicación mediante un mapa interactivo de las líneas, L-3302 y L-3302/1.

Haciendo uso de las ecuaciones de localización de fallas descritas en los capítulos se implementa en el módulo de localización de falla.

e. Panel del módulo 02: “Localización de falla”

Figura 61. Modulo para el cálculo de Localización de falla.

Barra de Herramientas del módulo “Localización”

The screenshot shows the 'Localización de fallas' software interface. The main window is titled 'Localización de fallas' and has tabs for 'Oscilografía', 'Localización', 'Performance', and 'Ayuda'. The interface is divided into several sections:

- Datos de la línea:** Includes a dropdown for 'Línea' (L3302) and 'Parámetros' (Geográfico, Unificar).
- Prefalla:** A table of coordinates for prefault points.
- Falla:** A table of coordinates for fault points, with some values highlighted in red.
- Ejecución:** Includes 'Tipo Falla' (RN), 'Metodo' (Takagi), and a 'Localizar' button.
- Resultados:** Shows calculated values like 'm (%)' (0.7527), 'dist (km)' (12.49), and 'Rt(ohm)' (0).
- Componentes del Mapa:** Includes 'Tipo Mapa' (satélite) and a 'Localización de falla' section with distance inputs for 'L-3302' and 'L-3302-1'.

The central part of the interface is a satellite map showing a fault line. A red box highlights the fault line, and a callout box labeled 'Mapa geográfico de la línea L-3302 y L-3302/1' points to it. A blue square on the map is labeled 'Localización desde la SET'. A yellow dot on the map is labeled 'Loc falla: 12.49km'. A callout box labeled 'Cálculo de localización' points to the 'Localizar' button. A callout box labeled 'Tipos de mapa' points to the 'Tipo Mapa' dropdown. A callout box labeled 'Parámetros de la línea' points to the 'Geográfico' radio button. A callout box labeled 'Valores de prefalla y falla' points to the coordinate tables. A callout box labeled 'Localización desde la SET' points to the distance input fields. A callout box labeled 'Barra de Herramientas del módulo “Localización”' points to the top toolbar area.

Fuente: Elaboración propia

En la “*Barra de Herramientas del módulo Localización*” se tienen las siguientes opciones:

➤ **Parámetros de línea:**

- Se muestra los parámetros actuales de las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1.
- Se muestra las longitudes de las líneas de las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1.

➤ **Resultados Corriente y tensión Prefalla:**

- Se muestran los valores de tensión y corriente prefalla obtenidas del módulo de oscilografías, estos valores pueden cambiar de forma interactiva.

➤ **Resultados Corriente y tensión Falla:**

- Se muestran los valores de tensión y corriente de falla obtenidas de las oscilografías.

➤ **Ejecución, cálculo y localización de falla:**

- Permite seleccionar el tipo de falla (monofásica, bifásica o trifásica) según a los valores de tensión y corriente de falla obtenidos.
- Permite seleccionar el tipo de método a utilizar para localizar la falla.

➤ **Resultados:**

- Indica la localización de falla en p.u. y en km, de igual forma, indica el resultado de resistencia de falla calculada para el método “Takagi”.

➤ **Componentes del Mapa:**

- Permite seleccionar el tipo de mapa interactivo (satelital, topográfico, calles, entre otros).

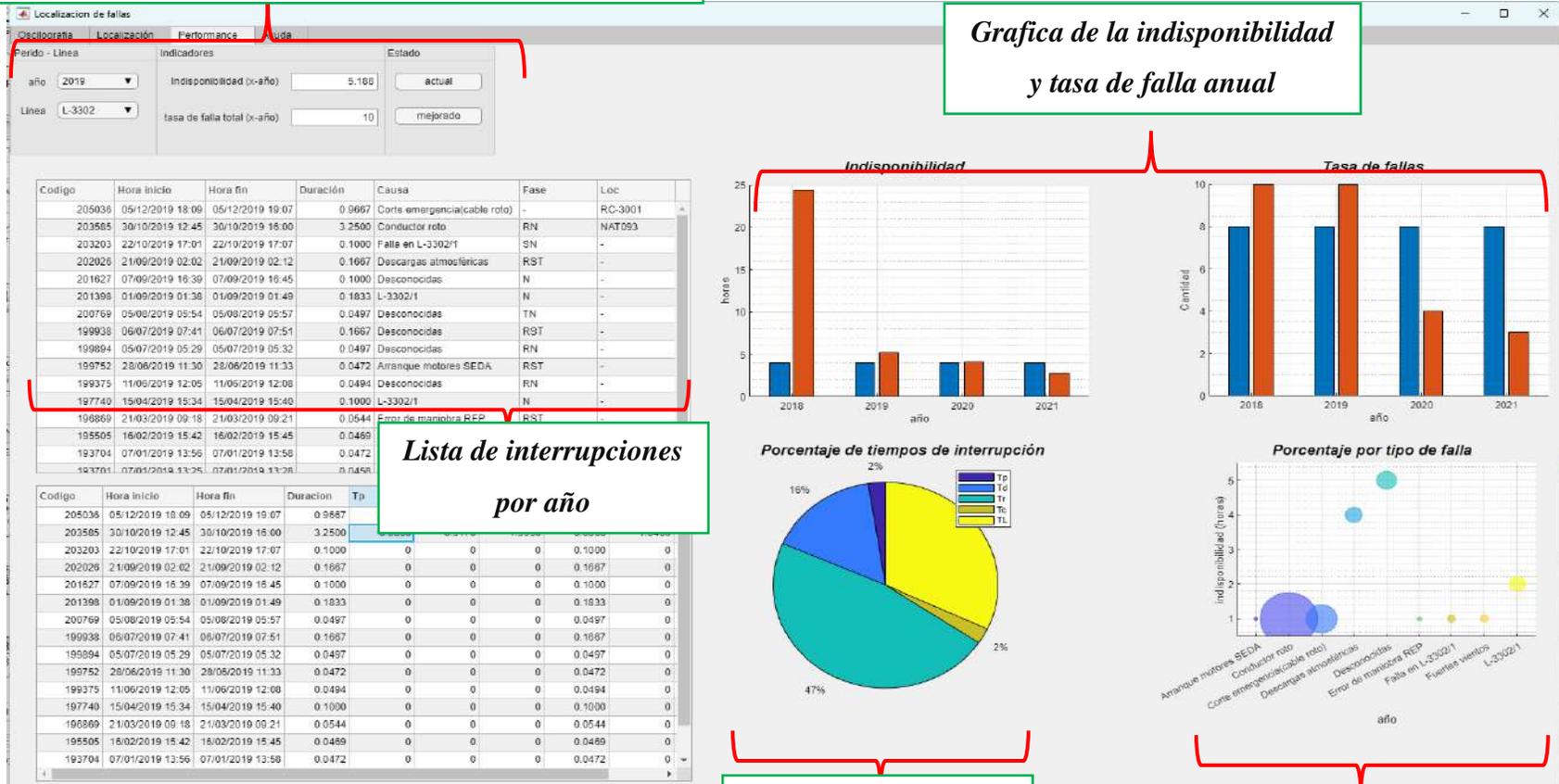
5.2.3 Módulo 03: Performance

En el módulo de performance, el usuario podrá realizar un análisis de los tiempos empleados en la localización de falla, tomando como referencia el histórico de fallas registradas desde el año 2018.

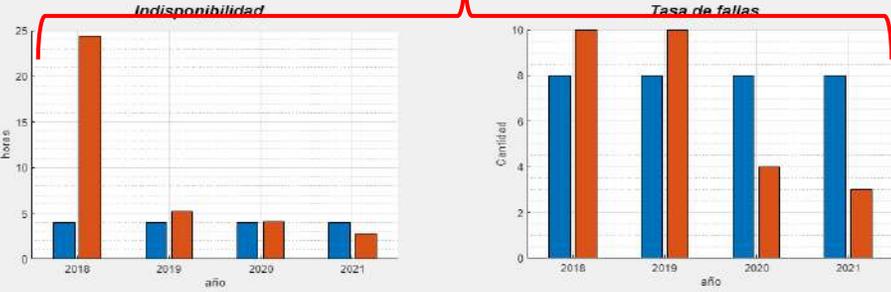
f. Panel del módulo 03: “Calidad de suministro”

Figura 62. Módulo de Performance para el análisis de falla.

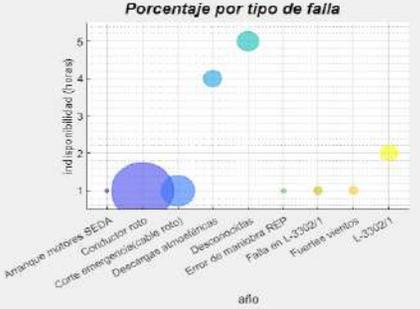
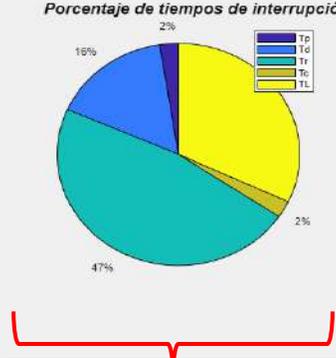
Barra de Herramientas del módulo “Calidad de suministro”



Grafica de la indisponibilidad y tasa de falla anual



Lista de interrupciones por año



Porcentaje de tiempos de interrupción

Porcentaje de tipo de falla por año

Tiempos de falla por interrupción

En la “Barra de Herramientas del módulo Performance” se tienen las siguientes opciones:

➤ **Selección del año y línea de AT:**

- Seleccione el año donde se va realizar el análisis de los indicadores de indisponibilidad y tasa de fallas.
- Seleccione la línea de AT, ya sea la línea L-3302 o L-3302-1 donde se realizará el análisis de los indicadores de indisponibilidad y tasa de fallas.

➤ **Lista de interrupciones por año:**

- Se muestra un listado de las interrupciones registradas por año, en la tabla se muestra los datos de código de interrupción, hora inicio, hora fin, duración, causa, fase de falla y localización.

➤ **Tabla de tiempos por interrupción:**

- Se muestra un listado de interrupciones por año donde se detalla los tiempos de interrupción, Tc “Tiempo de análisis de falla”, Tp “Tiempo de preparación”, Td “desplazamiento de personal”, TL “Tiempo de localización”, Tr “Tiempo de reparación y restablecimiento del sistema.”

➤ **Gráfica de indisponibilidad y tasa de fallas:**

- Se muestra la gráfica de indisponibilidad y tasa de falla conjuntamente con la tolerancia, según el año y/o el tipo de línea seleccionado (L-3302 o L-3302/1).

➤ **Gráfica del porcentaje de tiempos por interrupción:**

- Se muestra la gráfica de una interrupción con el porcentaje de los tiempos de interrupción (Tc, Tp, Td, TL, Tr).

➤ **Gráfica del porcentaje de tipo de falla por año:**

- Se muestra la gráfica de la cantidad de tipos de falla registrados durante un año y/o tipo de línea seleccionado (L-3302 o L-3302/1).

5.3 Mejoramiento de los indicadores de calidad de suministro

Haciendo uso de la herramienta computacional propuesta se analiza las interrupciones con mayor influencia en los indicadores, donde primeramente son necesarios los valores de distancia de falla calculados mediante los módulos 01 (Procesamiento de Señales) y 02 (Localización de falla) de la herramienta computacional propuesta mostrados en la Tabla 80, los cuales para validar los resultados de localización de falla se compararon con los valores reales de distancia de falla como lo desarrollado en la tesis de investigación (Richar, 2018), seguidamente se requiere realizar el análisis de cada una de las interrupciones en función de sus variables de tiempo como lo desarrollado en la tesis de investigación (Huisa & Uribe, 2021), posteriormente se verifica los resultados de calidad de suministro mediante un cuadro comparativo entre el valor real y mejorado junto con las tolerancias de “indicador de tasa de fallas (8 veces)” y el indicador “indisponibilidad (24 horas)” establecidas en el procedimiento (OSINERG_N°91, 2006).

5.3.1 Análisis de las variables de tiempo de las interrupciones

Cada una de las interrupciones se analiza en función de las variables de tiempo según la ecuación 30 descrita en el capítulo 2.

$$r = T_c + T_p + T_d + T_l + T_r$$

Donde “r” es el tiempo total de la interrupción y está en función de las variables T_c , T_p , T_d , T_l , y T_r que se detallan a continuación.

La variable Tiempo de análisis de falla “ T_c ” tendrá un valor de 5 minutos, esto debido al poco tiempo que lleva el análisis de falla por la información instantánea obtenida de los registros

de medición, SCADA y registros oscilográficos de los relés de protección, de igual forma la variable Tiempo de preparación “Tp” se estima un tiempo de 5 minutos, puesto que el personal de emergencias ya cuenta con los materiales más importantes requeridos para realizar un correctivo por falla.

El valor promedio que tendrá la variable tiempo de desplazamiento “Td”, será de 31 minutos (0.52 horas), según el cálculo estimado mostrado en la Tabla 86.

Tabla 86. : *Tiempo promedio empleado para el desplazamiento vehicular.*

Desde	Hasta	Tiempo
Electro Sur Este 20/07/2022 16:38	S.E. Oropesa 20/07/2022 17:16	37 min
S.E. Huaro – Urcos 20/07/2022 11:07	S.E. Oropesa 20/07/2022 11:33	25 min
Tiempo promedio de desplazamiento		31 min

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, La variable tiempo de localización “TL” se calculará mediante el tiempo de localización de falla promedio en un rango de 10 estructuras como se detalla en la Tabla 87.

Tabla 87. : *Tiempo de desplazamiento promedio para la localización de falla “TL”*

ITEM	DESDE	HASTA	DISTANCIA (m)	VELOCIDAD PROMEDIO (Km/h)	TIEMPO (horas)
1	E001	E011	797.28	5	0.1595
2	E011	E021	966.23	5	0.1932
3	E021	E030	1162.27	5	0.2325
4	E030	E040	1213.88	5	0.2428
5	E040	E050	1816.24	5	0.3632
6	E050	E059	996.03	5	0.1992
7	E059	E069	1043.17	5	0.2086
8	E069	E079	1613.46	5	0.3227
9	E079	E089	1524.25	5	0.3048
10	E089	E099	1752.02	5	0.3504
11	E099	E109	1822.59	5	0.3645
12	E109	E119	1919.70	5	0.3839
13	E119	E129	1022.27	5	0.2045
14	E129	E139	1759.69	5	0.3519
15	E139	E148	2023.60	5	0.4047
16	E148	E158	1453.80	5	0.2908
17	E158	E168	1636.65	5	0.3273
18	E168	E178	2162.65	5	0.4325
19	E178	E188	1953.08	5	0.3906
20	E188	E193-E	1311.10	5	0.2622

ITEM	DESDE	HASTA	DISTANCIA (m)	VELOCIDAD PROMEDIO (Km/h)	TIEMPO (horas)
21	E193-E	E200	1339.35	5	0.2679
22	E200	E210	1611.35	5	0.3223
23	E210	E220	1342.00	5	0.2684
24	E220	E230	1542.67	5	0.3085
25	E230	E234	831.84	5	0.1664
Distancia Promedio			1464.69	Tiempo promedio	0.2929

Fuente: Elaboración propia

Por consiguiente, según la velocidad promedio de una inspección minuciosa que equivale a 5km/h, se tendrá un tiempo promedio de localización de falla de 0.2929 horas, cabe indicar que se tendrá este valor siempre y cuando se tenga una referencia de la ubicación de falla, pues de no tenerse una referencia, el personal de campo realizará una inspección de línea hasta más de 10 estructuras, aumentando así el tiempo de localización de falla.

En la Tabla 88 se muestran las interrupciones que incidieron en los indicadores de calidad de suministro, donde se describe cada una de sus variables de tiempo actual “Tc”, “Tp”, “Td”, “TL” y “Td”.

Tabla 88. : Variables de tiempo de las interrupciones registrados entre el año 2018 y 2021

Año	Línea	Ítem	Código	Inicio	Fin	Duración (hrs)	Tp (hrs)	Td (hrs)	Tr (hrs)	Tc (hrs)	TL (hrs)	LocFalla (m)	Observación
2018	L-3302	1	184833	28/05/2018 09:00	28/05/2018 11:01	2.0167	0.0800	0.5170	0.6700	0.0800	0.6697	10.06	-
		2	193278	25/12/2018 18:06	26/12/2018 01:06	7.0000	0.0800	0.5170	2.9330	0.0800	3.3900	4.70	-
2019	L-3302	3	203585	30/10/2019 12:45	30/10/2019 16:00	3.2500	0.0800	0.5170	1.5330	0.0800	1.0400	11.95	-
2019	L-3302/1	4	203586	30/10/2019 12:45	30/10/2019 16:00	3.2500	0.0800	0.5170	1.5330	0.0800	1.0400	0.00	Originado por la Int. 203585
2020	L-3302	5	212423	12/08/2020 05:57	12/08/2020 06:00	0.0497	0.0000	0.0000	0.0000	0.0497	0.0000	16.60	Int. menor a 3 minutos.
		6	212425	12/08/2020 06:03	12/08/2020 07:30	1.4500	0.0800	0.5000	0.0000	0.0800	0.7900	16.60	-
		7	212442	12/08/2020 16:10	12/08/2020 17:27	1.2833	0.0800	0.0000	1.1233	0.0800	0.0000	-	Corte de emergencia
2020	L-3302/1	8	209730	04/05/2020 09:58	04/05/2020 13:55	3.9500	0.0800	0.5170	1.7730	0.0800	1.5000	3.53	-
		9	212424	12/08/2020 05:57	12/08/2020 06:00	0.0497	0.0000	0.0000	0.0000	0.0497	0.0000	0.00	Originado por la Int. 212423
		10	212426	12/08/2020 06:03	12/08/2020 07:41	1.6333	0.0800	0.5000	0.0000	0.0800	0.9733	0.00	Originado por la Int. 212425
		11	212441	12/08/2020 14:32	12/08/2020 17:28	2.9333	0.0800	0.5170	1.2993	0.0800	0.9570	0.05	-
		12	214146	03/10/2020 20:19	03/10/2020 21:51	1.5333	0.0800	0.5170	0.3320	0.0800	0.5243	11.86	-
2021	L-3302	13	219244	23/02/2021 12:27	23/02/2021 12:55	0.4667	0.0330	0.0210	0.0800	0.1330	0.1997	16.34	-
		14	222589	10/06/2021 15:55	10/06/2021 17:46	1.8500	0.0800	0.0000	1.6900	0.0800	0.0000	0.54	Corte de emergencia
2021	L-3302/1	15	221151	28/04/2021 08:13	28/04/2021 09:38	1.4167	0.0800	0.5170	0.1997	0.0800	0.5400	2.93	-
		16	230318	21/09/2021 11:31	21/09/2021 11:32	0.0167	0.0000	0.0000	0.0000	0.0167	0.0000	0.15	Int. menor a 3 minutos.
		17	226932	28/09/2021 11:39	28/09/2021 11:40	0.0189	0.0000	0.0000	0.0000	0.0189	0.0000	0.15	Int. menor a 3 minutos.

Fuente: Elaboración propia.

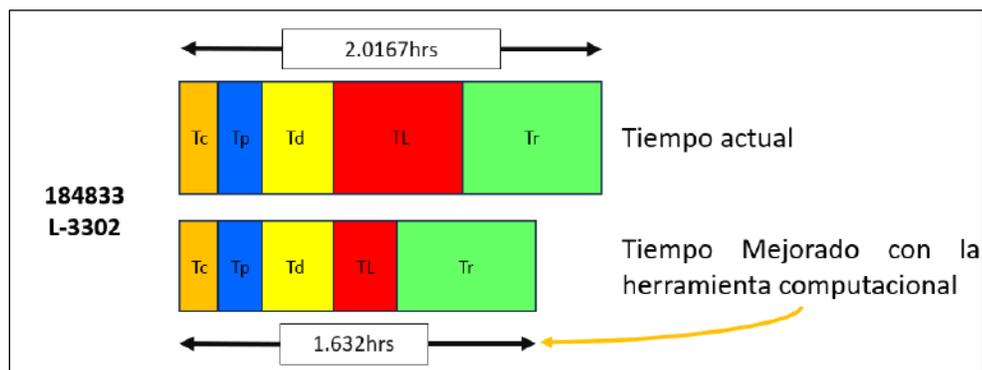
5.3.2 Aplicación de la herramienta computacional y validación de resultados

Haciendo uso de la herramienta computacional propuesta, se pudo mejorar los tiempos de localización de falla y la duración total de las interrupciones descritas en la Tabla 88, por consiguiente, se muestra a continuación los resultados obtenidos:

Mejoramiento de las interrupciones registradas en la línea L-3302 del año 2018

1. Para la interrupción **184833**, con el mejoramiento del tiempo de localización de falla a través de la herramienta computacional propuesta se minimizó el tiempo total de la interrupción, el valor disminuye de **2.0167 horas** a **1.6320 horas**, como indica la Figura 63.

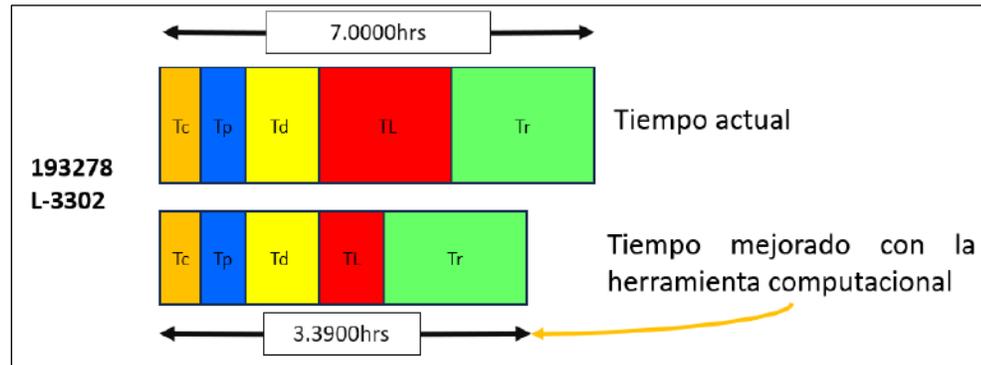
Figura 63. *Mejoramiento del tiempo de la interrupción 184833*



Fuente: Elaboración propia

2. Para la interrupción **193278**, con el mejoramiento del tiempo de localización de falla a través de la herramienta computacional propuesta se minimizó el tiempo total de la interrupción, el valor disminuye de **7.000 horas** a **3.390 horas**, como indica la Figura 64.

Figura 64. *Mejoramiento del tiempo de la interrupción 193278*

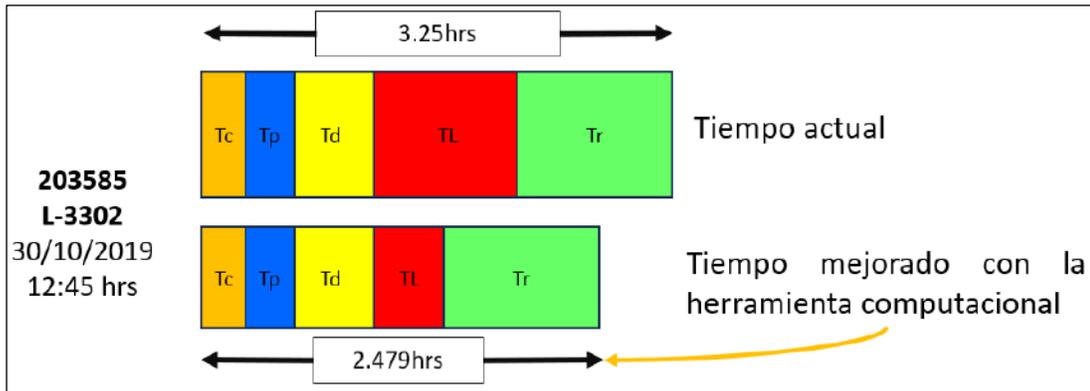


Fuente: Elaboración propia.

Mejoramiento de las interrupciones registradas en la línea L-3302 y L-3302/1 del año 2019

- Para la interrupción **203585**, con el mejoramiento del tiempo de localización de falla a través de la herramienta computacional propuesta se minimizó el tiempo total de la interrupción, el valor disminuye de **3.250 horas** a **2.479 horas**, como indica la Figura 69.
- La interrupción **203586** se originó por la interrupción **203585**, por consiguiente, el mejoramiento del tiempo de interrupción será igual, el valor disminuye de **3.250 horas** a **2.479 horas**, como indica la Figura 65.

Figura 65. *Mejoramiento del tiempo de la interrupción 203585*

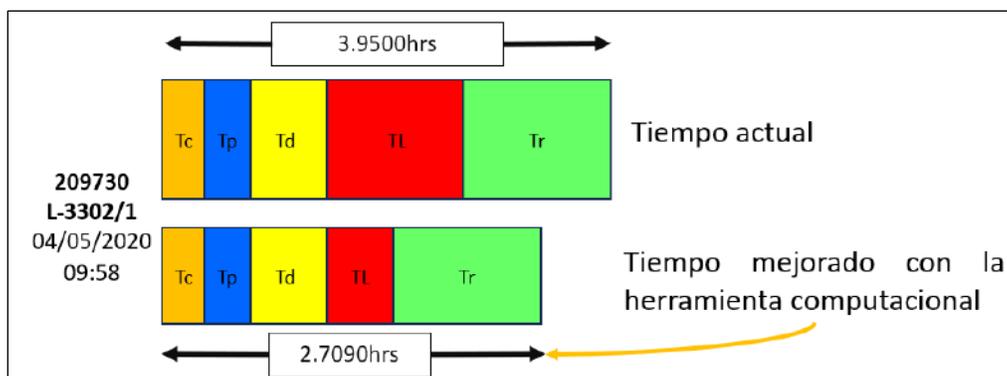


Fuente: Elaboración propia.

Mejoramiento de las interrupciones registradas en la línea L-3302 y L-3302/1 del año 2020

- Para la interrupción **209730**, con el mejoramiento del tiempo de localización de falla a través de la herramienta computacional propuesta se minimizó el tiempo total de la interrupción, el valor disminuye de **3.9500 horas** a **2.7090 horas**, como indica la Figura 66.

Figura 66. *Mejoramiento del tiempo de la interrupción 209730*

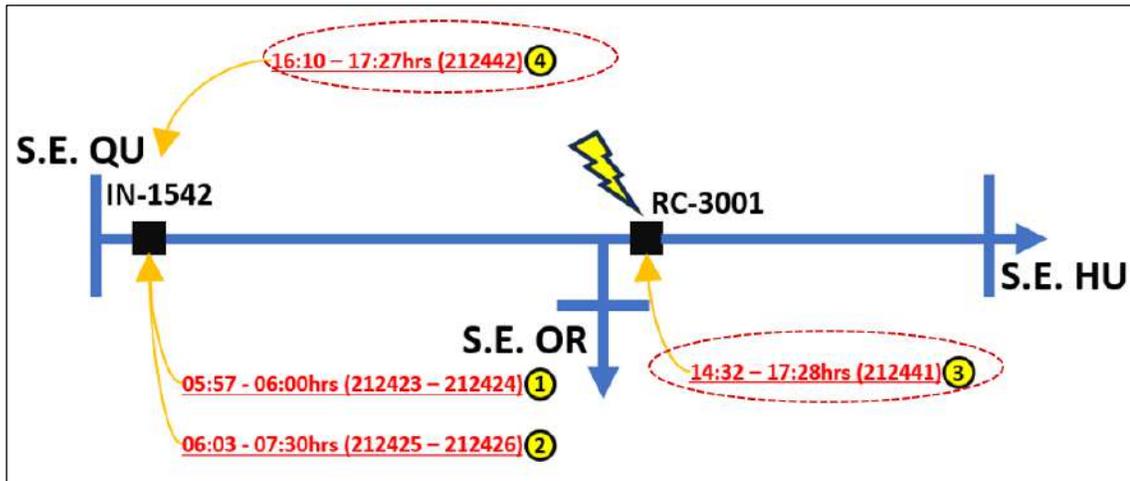


Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se detalla la cronología de las interrupciones suscitadas el día 12/08/2020, el cual fue originado por una misma falla.

- La primera interrupción con código **212423** y **212424** inicio a las 05:57 horas ante la desconexión de la línea L-3302, posteriormente se energizó con éxito dentro de los 3 minutos.
- La segunda interrupción con código **212425** y **212426** inició a las 06:03 horas ante la desconexión de la línea L-3302, posteriormente, luego de haber realizado una inspección de línea, no se ubicó la falla, y se energizó con normalidad a las 07:30 horas y 07:41 horas respectivamente.
- La tercera interrupción con código **212441** inicio a las 14:32 horas ante la desconexión de la línea L-3302/1, posteriormente, se realizó la inspección de falla, ubicándose el origen de falla en la salida del reconectador RC-3001, por consiguiente, las actividades correctivas requerían un corte de emergencia desde la línea L-3302.
- A las 16:10 horas inicia la cuarta interrupción **212442** como corte por emergencia en la línea L-3302 para realizar correctivos en el RC-3001.
- A las 17:27 horas finaliza la interrupción **212442**, y posteriormente la interrupción **212441** finaliza a las 17:28 horas, recuperándose el servicio al 100%, el detalle de las interrupciones descritas anteriormente se muestra en la Figura 67.

Figura 67. *Detalle de las interrupciones suscitadas el día 12/08/2020*

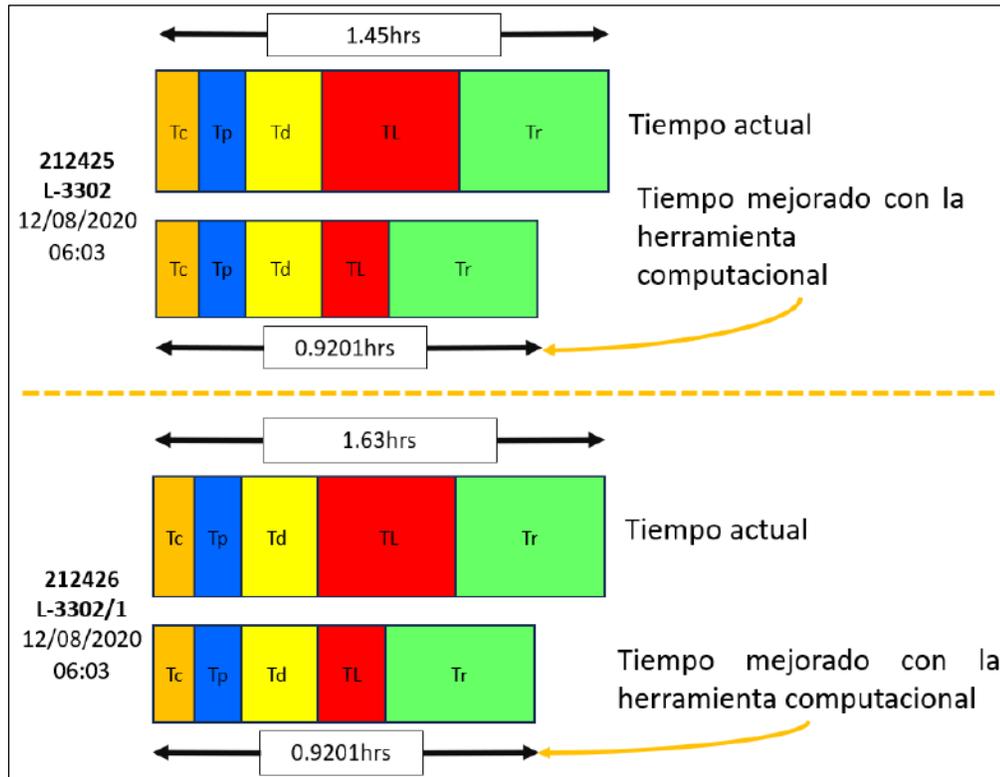


Fuente: Elaboración propia

Con la herramienta computacional propuesta se tendría la ubicación de falla con la oscilografía del primer y segundo evento, por consiguiente:

- Para la interrupción **212425**, con el mejoramiento del tiempo de localización de falla a través de la herramienta computacional propuesta se minimizará el tiempo total de la interrupción, en donde el valor disminuirá de **1.4500 horas** a **0.9200 horas**, como indica la Figura 66.
- Para la interrupción **212426**, con el mejoramiento del tiempo de localización de falla a través de la herramienta computacional propuesta se minimizará el tiempo total de la interrupción, en donde el valor disminuirá de **1.6300 horas** a **0.9200 horas**, como indica la Figura 68.

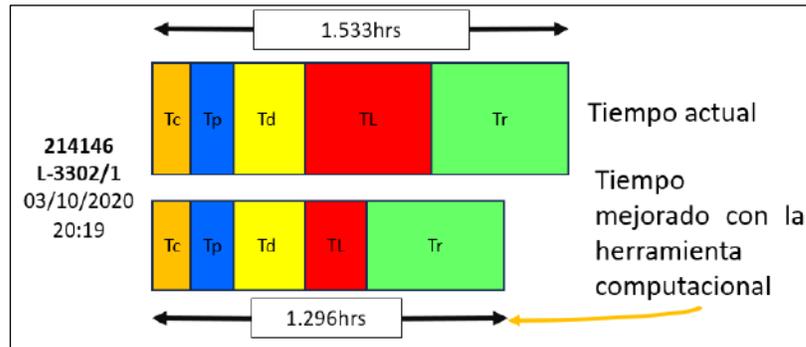
Figura 68. *Mejoramiento del tiempo de la interrupción 212441 y 212442*



Fuente: Elaboración propia

- Por otro lado, la tercera (212441) y cuarta (212442) interrupción pudieron evitarse, puesto que la falla se pudo solucionar en la segunda interrupción, por consiguiente, se mejoraría el indicador de tasa de fallas.
- Para la interrupción 214146, con el mejoramiento del tiempo de localización de falla a través de la herramienta computacional propuesta se minimizó el tiempo total de la interrupción, el valor disminuye de 1.5333 horas a 1.2966 horas, como indica la Figura 73.

Figura 69. *Mejoramiento del tiempo de la interrupción 214146*

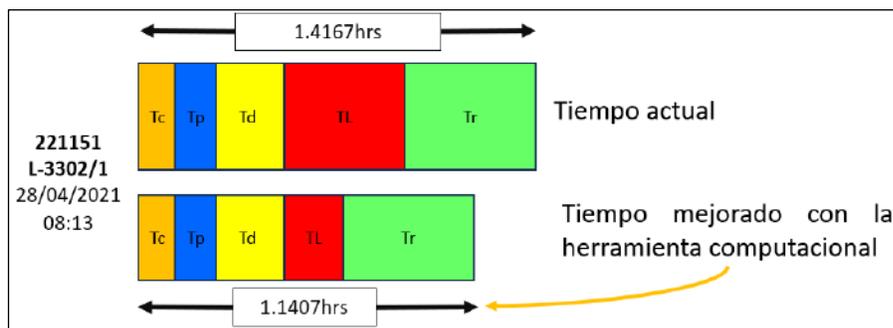


Fuente: Elaboración propia

Mejoramiento de las interrupciones registradas en la línea L-3302 y L-3302/1 del año 2021

- En la interrupción **219244**, la herramienta computacional propuesta permitió calcular la distancia de falla, sin embargo, no se pudo mejorar el tiempo de localización de falla puesto que en dicha interrupción se recuperó el servicio en un tiempo mínimo, en 0.466 horas.
- Para la interrupción **221151**, con el mejoramiento del tiempo de localización de falla a través de la herramienta computacional propuesta se minimizó el tiempo total de la interrupción, el valor disminuye de 1.4167 horas a 1.1407 horas como indica la Figura 70.

Figura 70. *Mejoramiento del tiempo de la interrupción 221151*



Fuente: Elaboración propia.

- En las interrupciones **230318** y **226932**, haciendo uso de la herramienta computacional propuesta se verificó que la distancia calculada de ambos es similar, 0.15km, por consiguiente, se pudo evitar la segunda interrupción, sin embargo, ambas interrupciones se registraron en tiempos menores a 3 minutos, por consiguiente, dichas interrupciones no ingresan en el cálculo de los indicadores.

En la Tabla 89 se muestra el detalle de cada una de las interrupciones analizadas anteriormente, con los tiempos actual y mejorados en las variables de tiempo de localización y la duración total de cada una de las interrupciones.

Tabla 89. *Diferencia del tiempo de localización de falla actual y mejorado*

Año	Línea	Ítem	Código	Duración sin H.C. (hrs)	Duración con H.C. (hrs)	Diferencia (hrs)	TL sin H.C. (hrs)	TL con H.C. (hrs)	Diferencia (hrs)	Observación
2018	L-3302	1	184833	2.0167	1.6320	0.3847	0.6697	0.2850	0.3847	-
		2	193278	7.0000	3.9040	3.0960	3.3900	0.2940	3.0960	-
2019	L-3302	3	203585	3.2500	2.4790	0.7710	1.0400	0.2690	0.7710	-
2019	L-3302/1	4	203586	3.2500	2.4790	0.7710	1.0400	0.2690	0.7710	Originado por la Int. 203585
2020	L-3302	5	212423	0.0497	0.0497	-	0.0000	0.0000	-	Int. menor a 3 minutos.
		6	212425	1.4500	0.9200	0.5300	0.7900	0.2601	0.5299	-
		7	212442	1.2833	1.2833	-	0.0000	0.0000	-	La Int. pudo evitarse
2020	L-3302/1	8	209730	3.9500	2.7090	1.2410	1.5000	0.2590	1.2410	-
		10	212424	0.0497	0.0497	-	0.0000	0.0000	-	Originado por la Int. 212423
		11	212426	1.6333	0.9201	0.7132	0.9733	0.2601	0.7132	Originado por la Int. 212425
		12	212441	2.9333	2.9333	-	0.9570	0.9570	-	La Int. pudo evitarse
		13	214146	1.5333	1.2963	0.2370	0.5243	0.2873	0.2370	-
2021	L-3302	14	219244	0.4667	0.4667	-	0.1997	0.1997	-	-
		15	222589	1.8500	1.8500	-	0.0000	0.0000	-	-
2021	L-3302/1	16	221151	1.4167	1.1407	0.2760	0.5400	0.2640	0.2760	-
		17	230318	0.0167	0.0167	-	0.0000	0.0000	-	Int. menor a 3 minutos.
		18	226932	0.0189	0.0189	-	0.0000	0.0000	-	Int. menor a 3 minutos.

Fuente: Elaboración propia

En las interrupciones descritas anteriormente se mejoraron los tiempos de interrupción por consiguiente se tuvo una mejora en el indicador de “indisponibilidad”, por otro lado, se identificó interrupciones que se suscitaron de manera recurrente, por consiguiente, se pudo

disminuir la cantidad de interrupciones, mejorando así el indicador de “tasa de falla”, en las Tabla 90 y 91 se muestra los indicadores de performance actual y mejorado.

Tabla 90. *Indicador de indisponibilidad actual y mejorado.*

Línea	Tensión (KV)	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual (hrs)	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2018 (hrs)	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2019 (hrs)	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2020 (hrs)	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2021 (hrs)
L-3302	33	4	24.347	5.188	4.050	2.783
L-3302/1	33	4	24.347	5.221	11.850	5.333
Indicadores Mejorados						
L-3302	33	4	20.867	4.417	2.237	2.783
L-3302/1	33	4	20.867	4.450	6.725	5.057
% de mejora del indicador de indisponibilidad						
L-3302	33	-	14.29%	14.86%	44.46%	0%
L-3302/1	33	-	14.29%	14.76%	43.25%	5.17%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 91. *Indicador de tasa de fallas actual y mejorado.*

Línea	Tensión (KV)	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual (Und.)	Indicador “Tasa de falla” Anual 2018 (Und.)	Indicador “Tasa de falla” Anual 2019 (Und.)	Indicador “Tasa de falla” Anual 2020 (Und.)	Indicador “Tasa de falla” Anual 2021 (Und.)
L-3302	33	8	10	10	4	3
L-3302/1	33	8	10	10	8	6
Indicadores Mejorados						
L-3302	33	8	10	10	3	3
L-3302/1	33	8	10	10	7	6
% de mejora del indicador de tasa de fallas						
L-3302	33	-	0%	0%	25%	0%
L-3302/1	33	-	0%	0%	12.5%	0%

Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES

1. En la presente tesis se ha implementado una metodología de localización de fallas asistido por el software Matlab el cual permitió mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica en las líneas de transmisión L-3302 y L-3302/1, por consiguiente, se mejoró el indicador de indisponibilidad en la línea L-3302 en 14.29% (año 2018), 14.86% (año 2019) y 44.46% (año 2020), en la línea L-3302/1 se mejoró 14.29% (año 2018), 14.76% (año 2019), 43.25% (año 2020) y 5.17% (año 2021); Por otro lado, también se mejoró el indicador de tasa de fallas en la línea L-3302 en 25% (año 2020) y en la línea L-3302/1 en 12.5% (año 2020).
2. Se analizó cada uno de los métodos matemáticos de localización falla y se determinó el más adecuado, verificándose que los métodos de Eriksson y Reactancia Simple son los más adecuados para la red en estudio; el método de Eriksson calcula la distancia de falla con un error máximo de 9.4% (para resistencia de fallas menores a 40 ohm), y el método de reactancia simple calcula la distancia de falla con un error máximo de 11% (para resistencias de falla hasta 20 ohm).
3. Se calculó la distancia de falla mediante el método de localización de falla más adecuado (método de Eriksson) en las líneas de transmisión en estudio L-3302 y L-3302/1 (Ver Tabla 80), estos valores permitieron mejorar los indicadores de indisponibilidad y tasa de fallas.
4. Los tiempos de localización de falla calculados en función de la distancia de falla de cada una de las interrupciones analizadas tienen valores menores a los 0.2929 horas (Ver Tabla 87), por consiguiente, se mejoró el indicador de indisponibilidad.

RECOMENDACIONES

1. Existe una gran variedad de métodos de localización de falla en líneas de transmisión, los cuales pueden implementarse a través de la herramienta computacional propuesta, y así evaluar las mejores opciones de localización de falla con el menor error posible.
2. Implementar características de otras líneas de transmisión existentes de la concesionaria Electro Sur Este en la herramienta computacional propuesta, con el objetivo de poder gestionar el análisis de localización de falla y su influencia en los indicadores de calidad de suministro.

Bibliografía

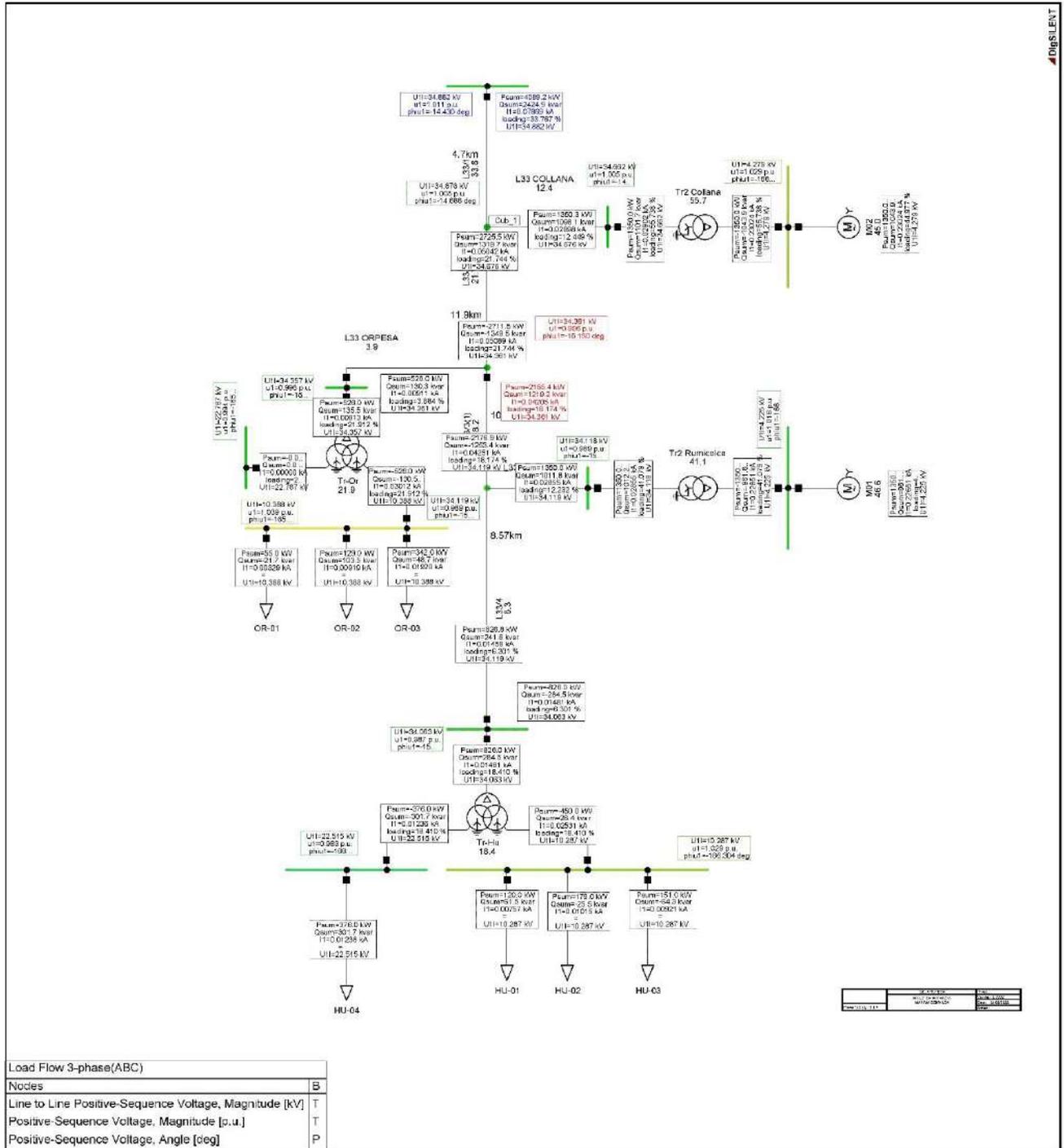
- Centro_de_Control-Electro_Sur_Este. (2022). *Caractetisiticas de la linea 3302 y 3302/1*.
- Electro_Sur_Este. (2023). *Especificaciones técnicas*. Obtenido de ELECTRO SUR ESTE SAA:
<http://else.com.pe/normas/Materiales/Especificaciones/I-LP0602.pdf>
- Epsac_Electric_Proyectos. (2021). *Conductor de aleación de aluminio tipo AAAC*. Obtenido de EPSAC Electric Projects: <https://www.holley-epsac.com/wp-content/uploads/2021/02/COD-07-CONDUCTORES-DE-ALEACI%C3%93N-DE-ALUMINIO-TIPO-AAAC.pdf>
- Escarsa_SAC. (2020). *ESCARSA*. Obtenido de FICHA TÉCNICA ESTRUCTURA DE C.A.C.:
<https://www.escarsa.com/wp-content/uploads/2020/07/TDT-POSTES-DE-CONCRETO-ARMADO-CENTRIFUGADO-DE-12M-A-18M.pdf>
- García, N. H. (s.f.). *Análisis y simulación de protecciones eléctricas en redes aéreas de media tensión*.
- Gönen, T. (2009). *Electric Transmission System Engineering Analysis and Design*. London: CRC Press.
- GroupPrysman. (2023). *Cable AAAC conductor de aluminio*. Obtenido de prysmiangroup:
https://central-america.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/004_PG_FT_AL_ESP_Cable_AleacionAluminio_6201_AAAC.pdf
- Gustavo. (2023). *Evaluación y optimización de la confiabilidad de alimentadores de media tensión de los sistemas eléctricos de la Región Arequipa*.
- Huisa, A., & Uribe, J. (2021). *Mejoramiento de la confiabilidad del subsistema eléctrico en media tensión, provincias Altas mediantela interconexión de los alimentadores LL-01 y LL-03 - 22.9 KV en el sector Challa y Chillacancha Chumbivilcas - Cusco 2018*.
- Isoelectric-Elsercor. (2023). *Aisladores de goma silicona*. Obtenido de Isoelectric-Elsercor:
<https://elsercor.com/wp-content/uploads/2019/12/AISLADORES-SUSPENSION-POLIMERICO-ISOELECTRIC-ELSERCOR.pdf>

- Longatt. (2016). *Elementos de Líneas de Transmisión Aéreas*. Obtenido de ResearchGate: https://www.researchgate.net/publication/296282681_Capitulo_1_Elementos_de_Lineas_de_Transmision_Aereas
- Miqueas Rodriguez, F. P. (2017). *Fault Point Location Una herramienta exclusiva de localización de faltas en redes eléctricas de transmisión*.
- Mora, J. J. (2006). *Localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos de clasificación basados en el conocimiento*. Girona: España.
- N°14-2005-EM/DGE. (2014). *Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados, DGE*.
- Noelia_Hidalgo_García. (2018). *Análisis y simulación de protecciones eléctricas en redes aéreas de media tensión*. Sevilla: Departamento Ingeniería Eléctrica Escuela Técnica Superior de Ingeniería.
- NTCSE_MINEN. (2010). *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos*.
- OSINERG_N°91. (2006). *Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión*.
- OSINERGMIN. (2012). *Resolución de consejo directivo organismo supervisor de la inversión en energía y minería OSINERGMIN N°175 2012 OS/CD*. Lima.
- Prelec_H&N_Productos_eléctricos[fotografía]. (2020). *PRELEC H&N Productos eléctricos*. Obtenido de PRELEC H&N Productos eléctricos: <https://prelec.pe/cable-desnudo-aleacion-de-aluminio-aaac-119/p>
- Richar. (2018). *Metodología para Localizar fallas en las líneas de transmisión L-6018 66kv Y L-1030 33KV asistido por computador*.
- Tatiana_[fotografía]. (2015). *Diseño e implementación de un método de localización de fallas de alta impedancia en líneas de transmisión de energía eléctrica aéreas basado en redes neuronales*.
- William. (2016). *Sistema para la localización automática de falla en líneas de transmisión*.

Anexo 01

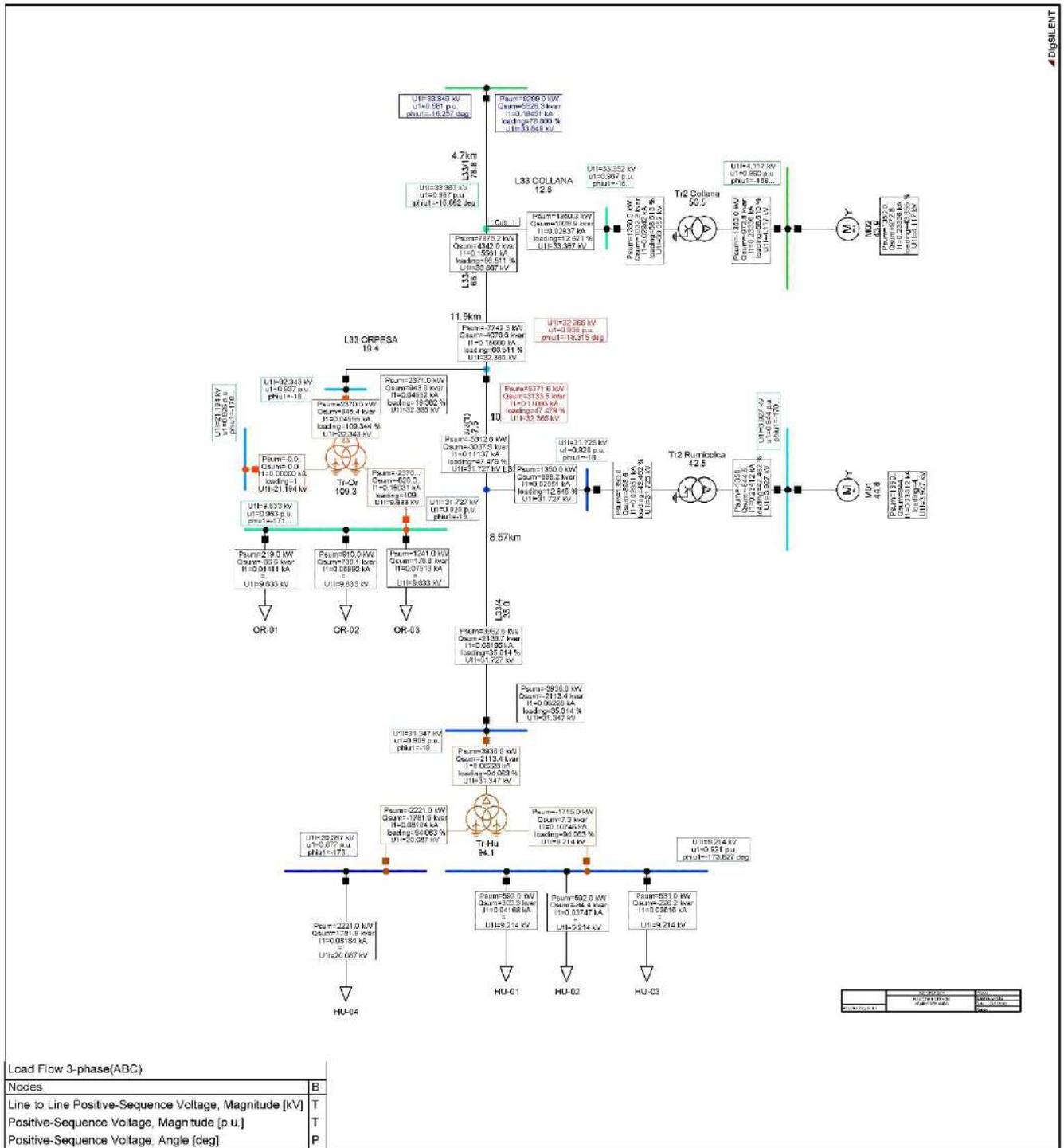
Resultados de flujo de potencia en la línea L-3302 y L-3302/1

Figura 71. flujo de potencia a mínima demanda año 2018



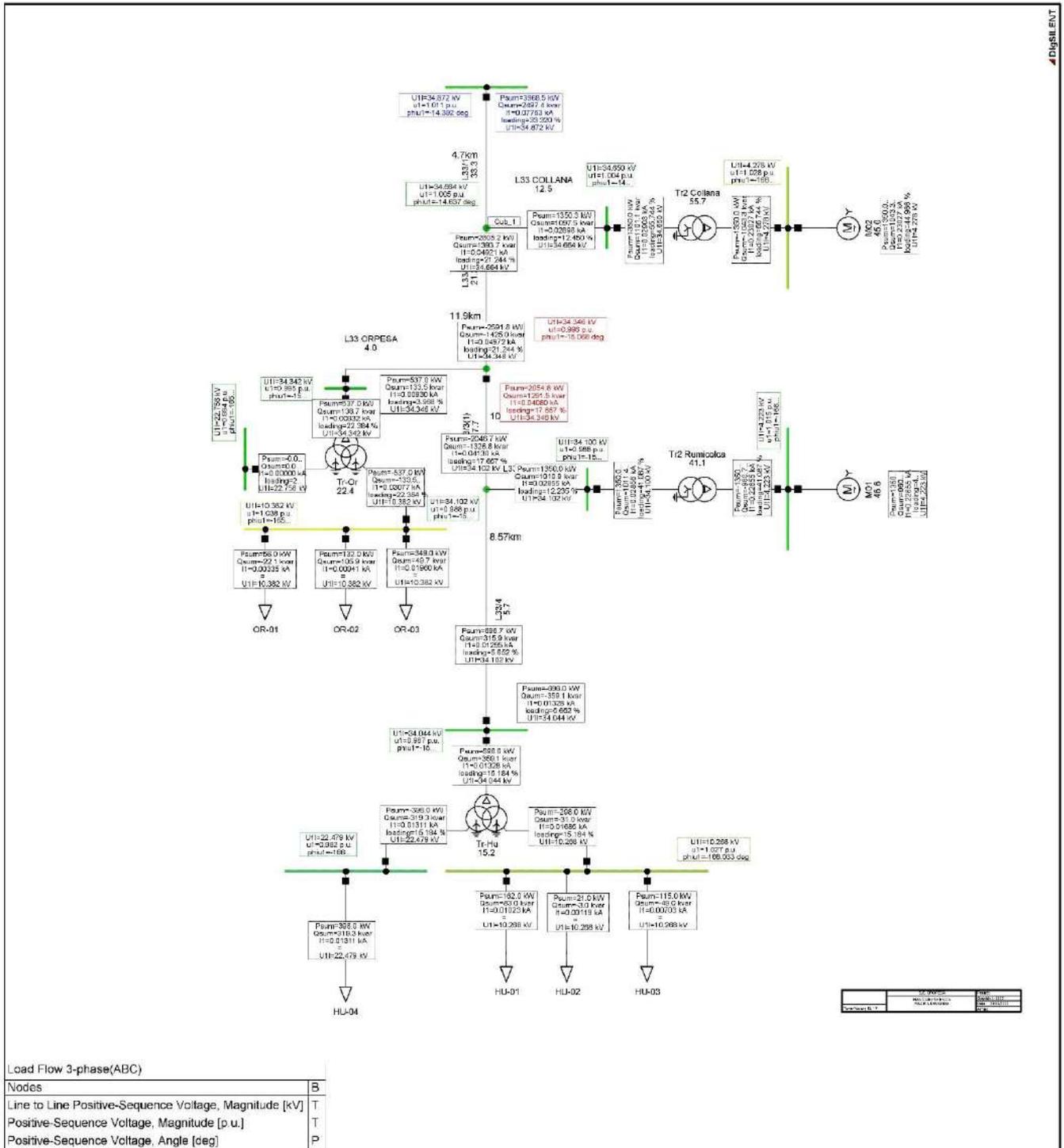
Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 72. flujo de potencia a máxima demanda año 2018



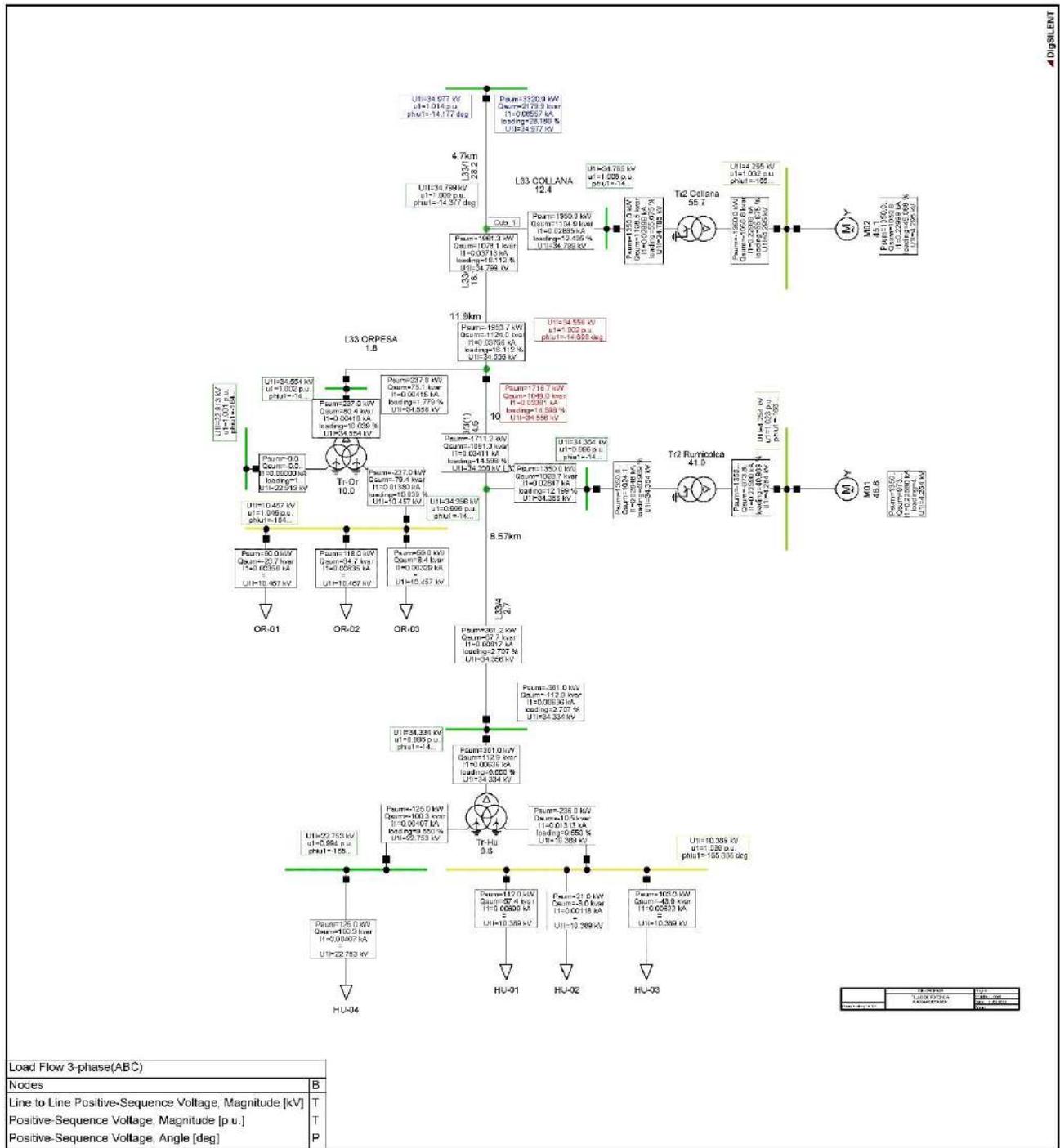
Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 73. flujo de potencia a mínima demanda año 2019



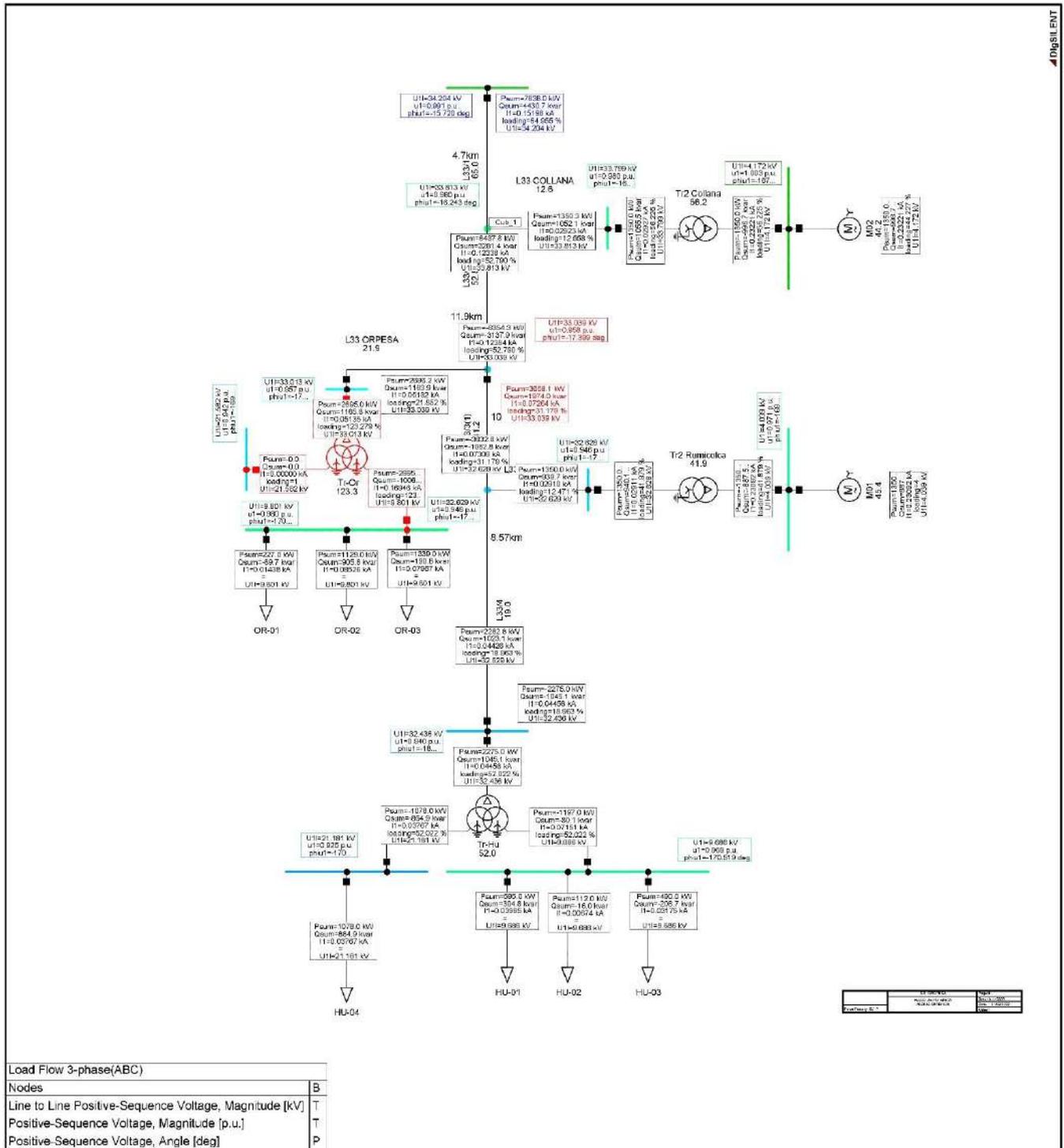
Fuente: Resultados de simulación en software Digilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 75. flujo de potencia a mínima demanda año 2020



Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 76. flujo de potencia a máxima demanda año 2020

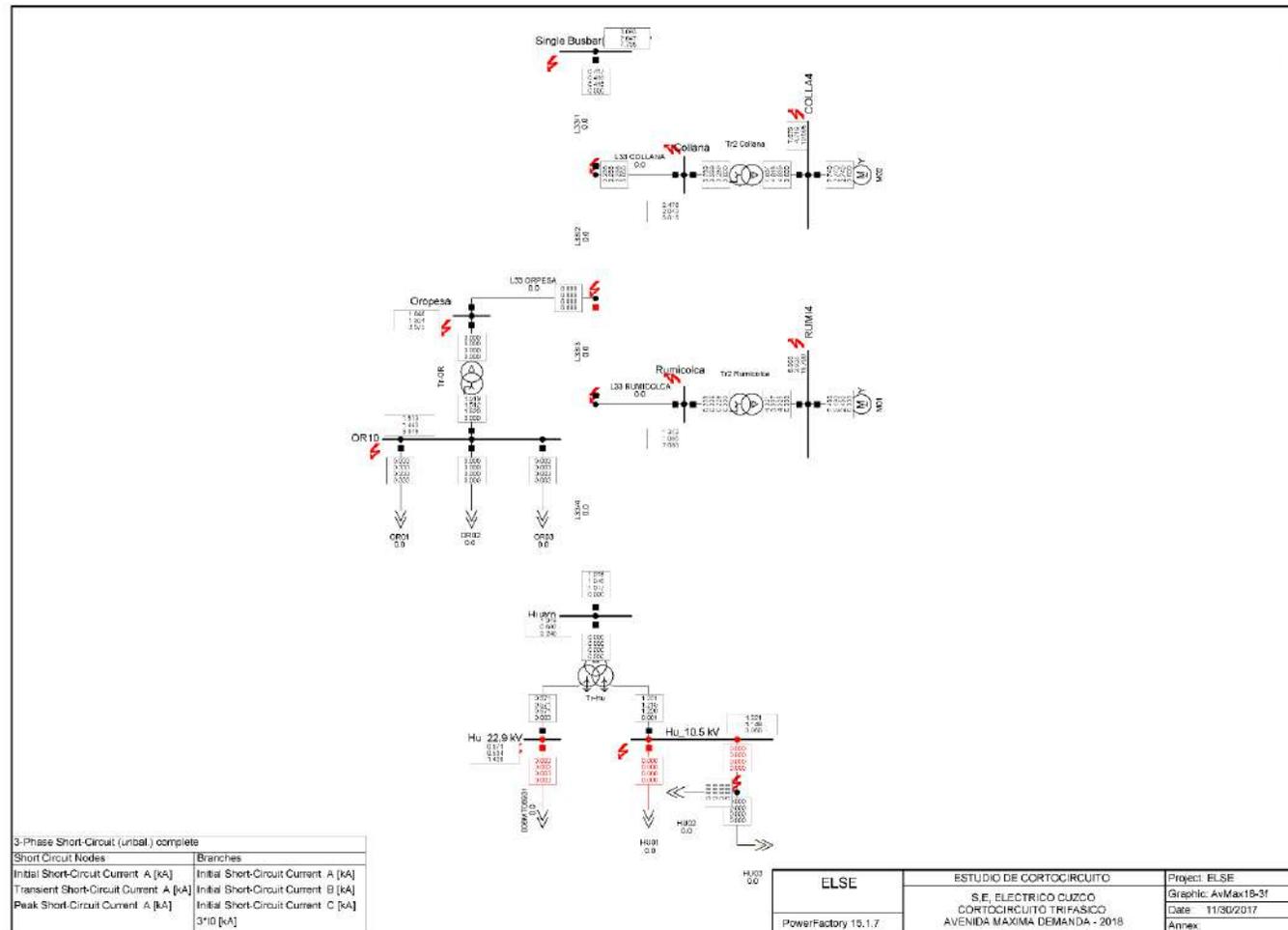


Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Anexo 02

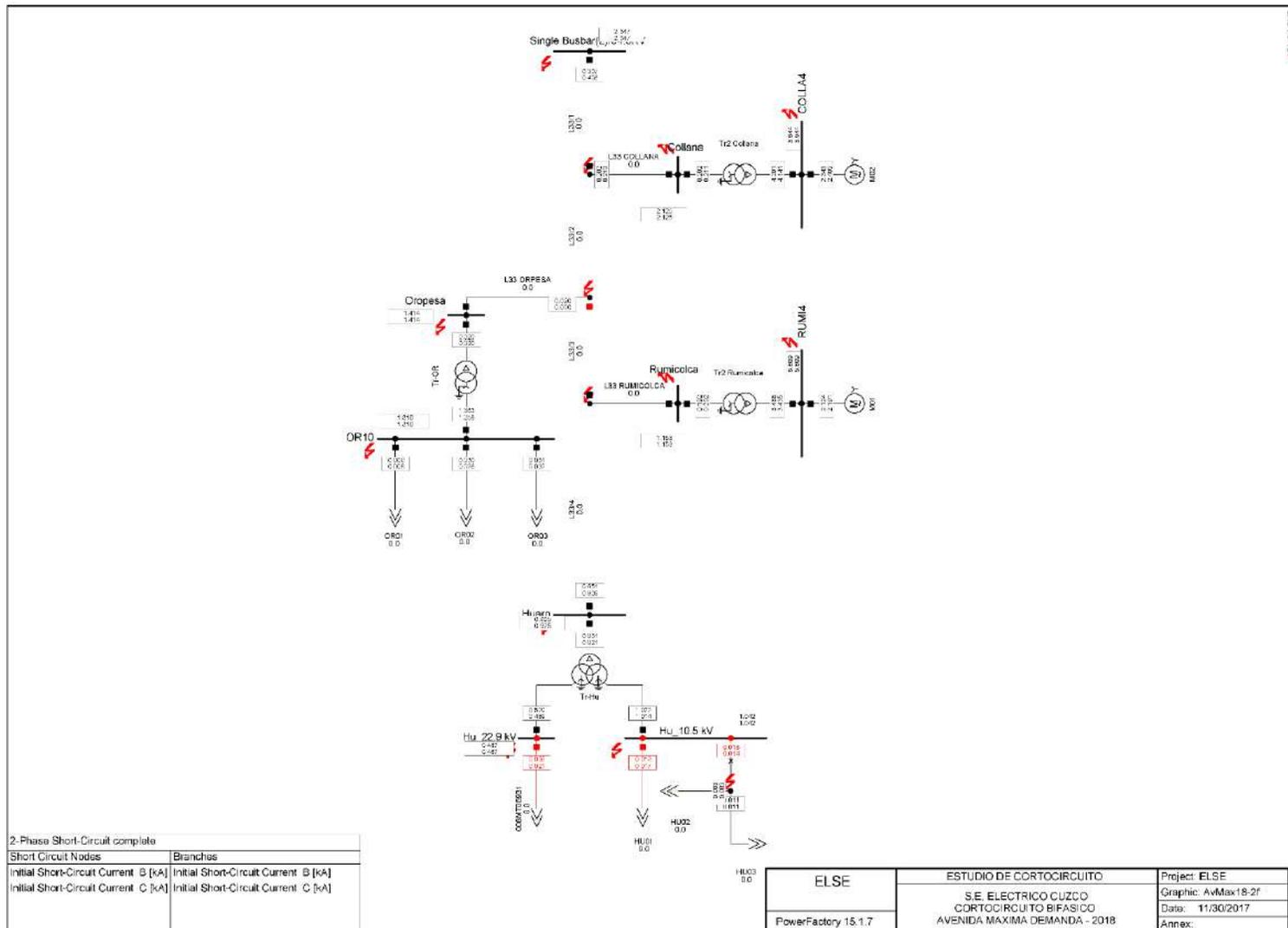
Resultados de cortocircuito en la línea L-3302 y L-3302/1

Figura 79. Simulación de falla trifásica a 0 ohm



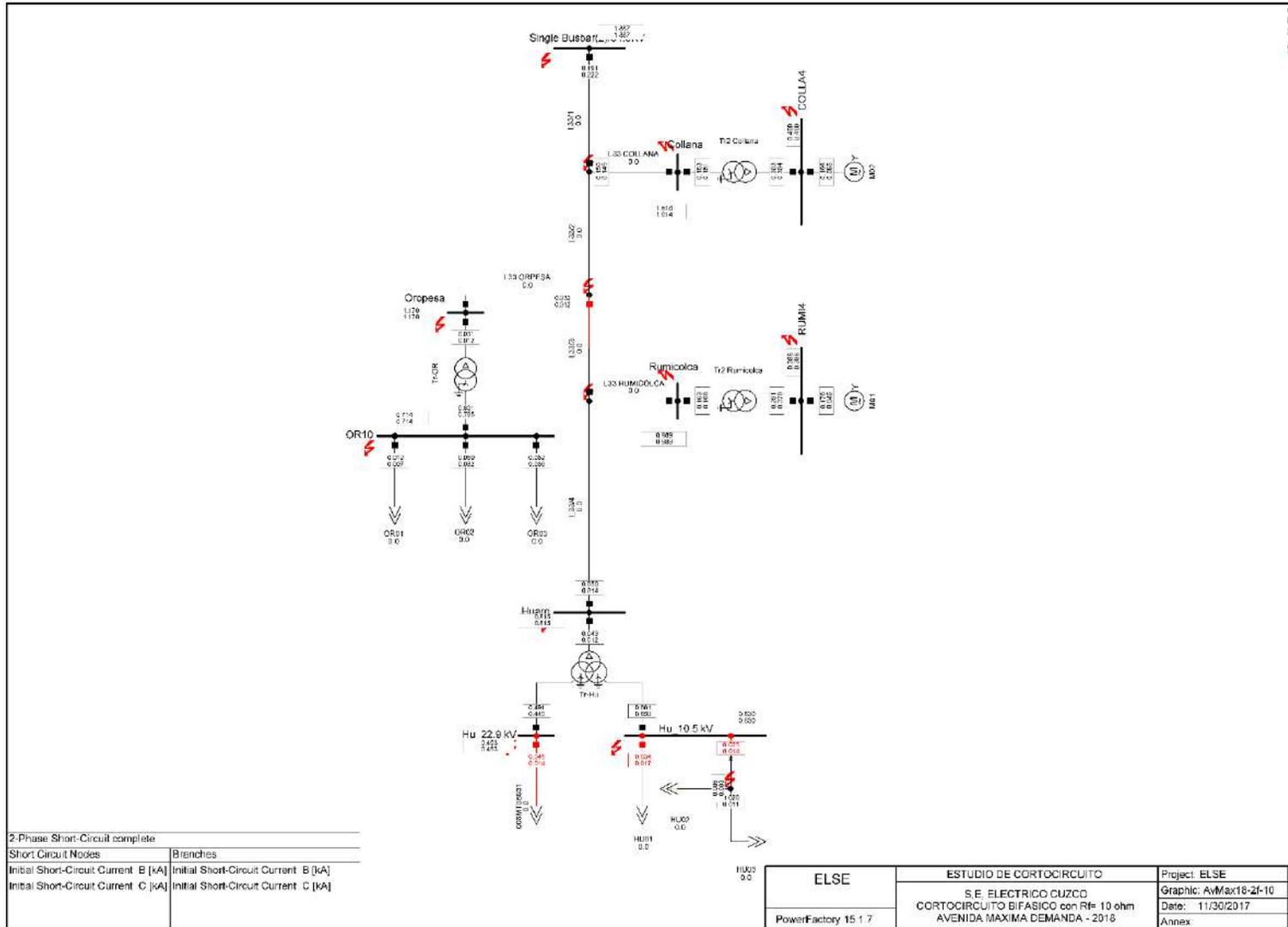
Fuente: resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. Fuente (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 80. Simulación de falla bifásica a 0 ohm



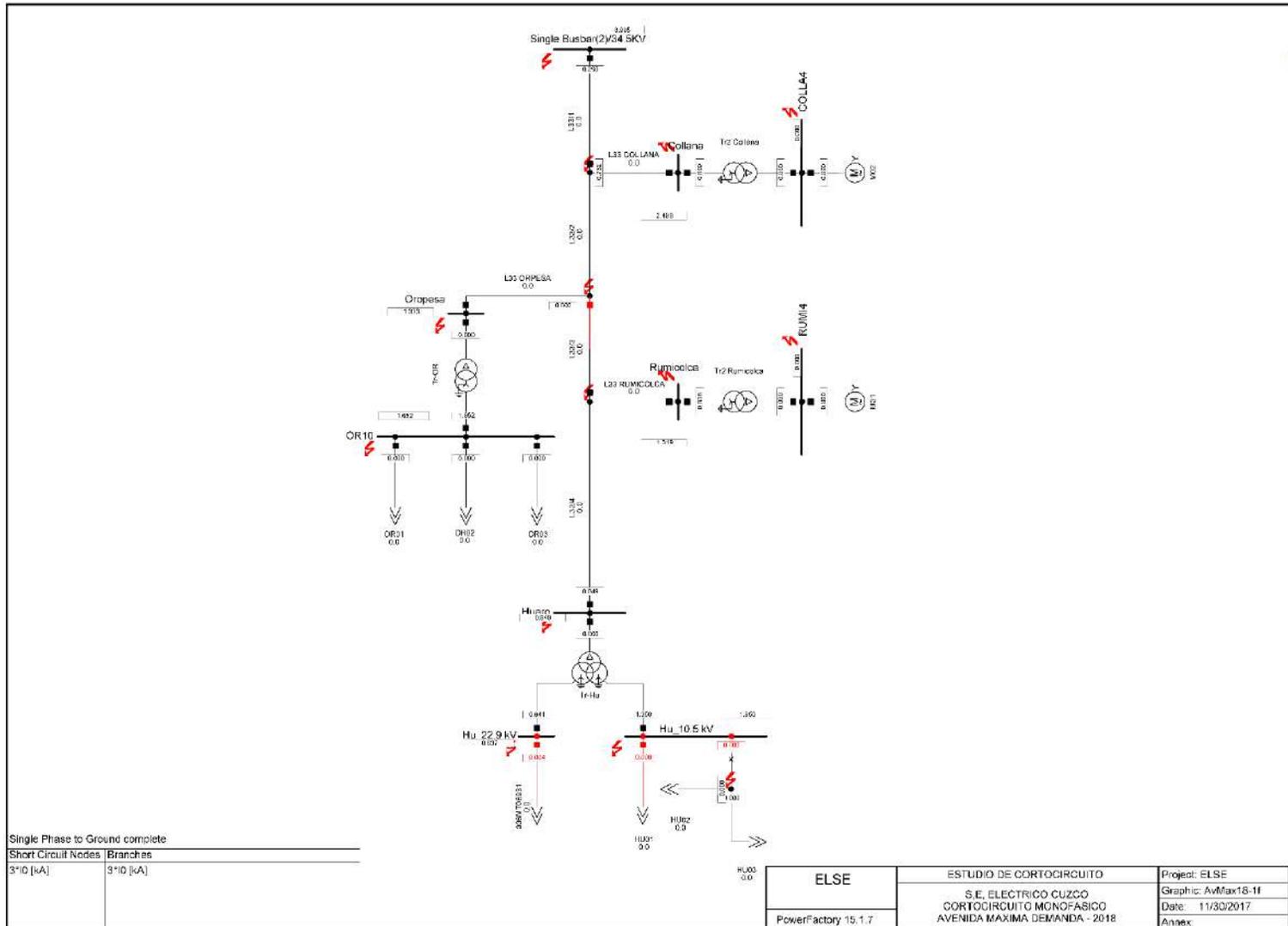
Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 81. Simulación de falla bifásica a 10 ohm



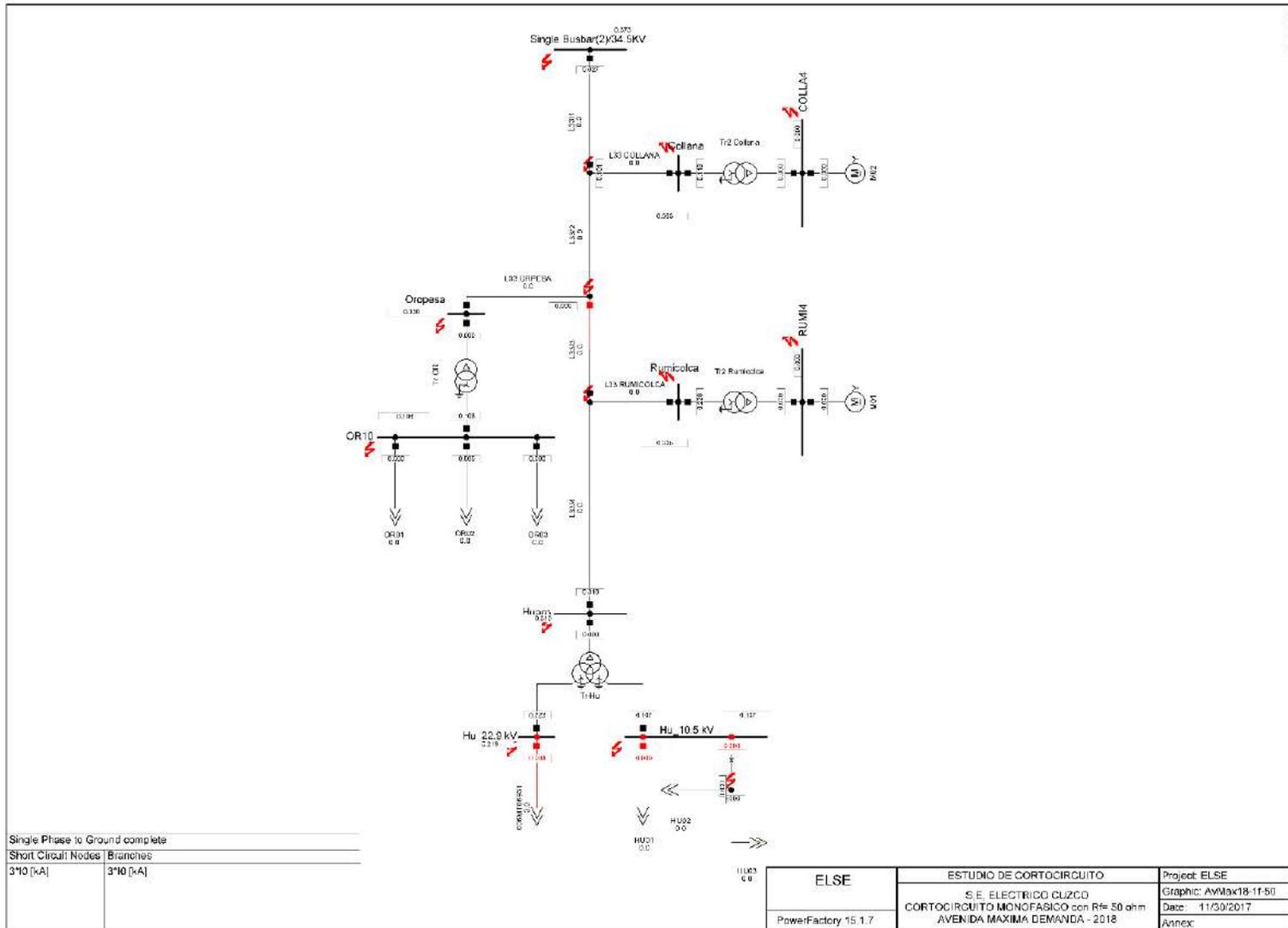
Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 82. Simulación de falla monofásica a 0 ohm



Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Figura 83. Simulación de falla monofásica a 50 ohm



Fuente: Resultados de simulación en software Digsilent 15.1.7. tomado de (Centro_de_Control-Electro_Sur_Este, 2022)

Anexo 03

Código de programación en MATLAB de la Herramienta Computacional
propuesta

```

1 classdef HC_L3302_exported < matlab.apps.AppBase
2
3     % Properties that correspond to app components
4     properties (Access = public)
5         LocalizaciondefallasUIFigure    matlab.ui.Figure
6         TabGroup                          matlab.ui.container.TabGroup
7         OscilografiaTab                   matlab.ui.container.Tab
8         AjustesdegraficaPanel             matlab.ui.container.Panel
9         segundosLabel                     matlab.ui.control.Label
10        LIMX                              matlab.ui.control.NumericEditField
11        LimitesejeXLabel                   matlab.ui.control.Label
12        Panel2                             matlab.ui.container.Panel
13        ConfiguracionesPanel              matlab.ui.container.Panel
14        CheckBox_2                         matlab.ui.control.CheckBox
15        CheckBox                           matlab.ui.control.CheckBox
16        RelacinTCLabel                     matlab.ui.control.Label
17        Primario                           matlab.ui.control.NumericEditField
18        PrimarioEditFieldLabel             matlab.ui.control.Label
19        Secundario                         matlab.ui.control.NumericEditField
20        SecundarioEditField_2Label         matlab.ui.control.Label
21        ButtonGroup_4                      matlab.ui.container.ButtonGroup
22        RMSButton                          matlab.ui.control.RadioButton
23        InstantaneioButton                 matlab.ui.control.RadioButton
24        SeleccionardatosPanel              matlab.ui.container.Panel
25        Lamp_2                             matlab.ui.control.Lamp
26        Lamp                               matlab.ui.control.Lamp
27        FallaButton                        matlab.ui.control.Button
28        PrefallaButton                     matlab.ui.control.Button
29        SealeneI tiempoPanel                matlab.ui.container.Panel
30        UITable2                           matlab.ui.control.Table
31        DigitalDropDown                    matlab.ui.control.DropDown
32        DigitalDropDownLabel               matlab.ui.control.Label
33        TensionDropDown                    matlab.ui.control.DropDown
34        TensionDropDownLabel               matlab.ui.control.Label
35        CorrientesDropDown                 matlab.ui.control.DropDown
36        CorrientesDropDownLabel            matlab.ui.control.Label
37        UITable                             matlab.ui.control.Table
38        tsSlider                           matlab.ui.control.Slider
39        tsSliderLabel                       matlab.ui.control.Label
40        CaragardatosPanel                  matlab.ui.container.Panel
41        GraficarButton                     matlab.ui.control.Button
42        SinimportarButton                  matlab.ui.control.Button
43        ImportarCFGButton                  matlab.ui.control.Button
44        UIAxes3                             matlab.ui.control.UIAxes
45        UIAxes2                             matlab.ui.control.UIAxes
46        UIAxes_3                           matlab.ui.control.UIAxes
47        UIAxes_2                           matlab.ui.control.UIAxes
48        UIAxes                              matlab.ui.control.UIAxes
49        LocalizacinTab                      matlab.ui.container.Tab
50        UbicacinentrevanoskmPanel          matlab.ui.container.Panel
51        TFA                                 matlab.ui.control.EditField
52        EstructuradefallaLabel              matlab.ui.control.Label
53        TF                                  matlab.ui.control.EditField
54        EstructurafinalLabel                matlab.ui.control.Label
55        TI                                  matlab.ui.control.EditField
56        EstructurainicialLabel              matlab.ui.control.Label
57        TLO                                 matlab.ui.control.NumericEditField
58        tiempo localizacinhrsLabel          matlab.ui.control.Label
59        DV                                  matlab.ui.control.NumericEditField
60        distanciainspeccionkmLabel          matlab.ui.control.Label
61        LocalizaciondefallaL33021kmPanel    matlab.ui.container.Panel
62        deH                                 matlab.ui.control.NumericEditField
63        DesdeSEHuarosEditField_2Label       matlab.ui.control.Label
64        deO1                                matlab.ui.control.NumericEditField
65        DesdeSEOropesaEditField_2Label      matlab.ui.control.Label

```

66	LocalizacindedefallaL3302kmPanel	matlab.ui.container.Panel
67	deO	matlab.ui.control.NumericEditField
68	DesdeSEOropesaEditFieldLabel	matlab.ui.control.Label
69	deQ	matlab.ui.control.NumericEditField
70	DesdeSEQuencoroLabel	matlab.ui.control.Label
71	ComponentesdelMapaPanel	matlab.ui.container.Panel
72	TipoMapaDropDown	matlab.ui.control.DropDown
73	TipoMapaDropDownLabel	matlab.ui.control.Label
74	ResultadosPanel	matlab.ui.container.Panel
75	RF	matlab.ui.control.NumericEditField
76	RfohmLabel	matlab.ui.control.Label
77	dd	matlab.ui.control.NumericEditField
78	distkmLabel	matlab.ui.control.Label
79	mm	matlab.ui.control.NumericEditField
80	mLabel	matlab.ui.control.Label
81	EjecucinPanel	matlab.ui.container.Panel
82	TipoFallaDropDown	matlab.ui.control.DropDown
83	TipoFallaDropDownLabel	matlab.ui.control.Label
84	MetodoDropDown	matlab.ui.control.DropDown
85	MetodoDropDownLabel	matlab.ui.control.Label
86	LocalizarButton	matlab.ui.control.Button
87	DatosdelalneaPanel	matlab.ui.container.Panel
88	ButtonGroup_3	matlab.ui.container.ButtonGroup
89	UnifilarButton	matlab.ui.control.RadioButton
90	GeograficoButton	matlab.ui.control.RadioButton
91	ParametrosButton	matlab.ui.control.Button
92	Selecciona_linea	matlab.ui.control.DropDown
93	LineaDropDownLabel	matlab.ui.control.Label
94	FallaPanel	matlab.ui.container.Panel
95	VNFa	matlab.ui.control.NumericEditField
96	VNF	matlab.ui.control.NumericEditField
97	VNLabel_2	matlab.ui.control.Label
98	INFa	matlab.ui.control.NumericEditField
99	INF	matlab.ui.control.NumericEditField
100	INLabel_2	matlab.ui.control.Label
101	ButtonGroup_2	matlab.ui.container.ButtonGroup
102	FasorialButton_2	matlab.ui.control.RadioButton
103	rectangularButton_2	matlab.ui.control.RadioButton
104	VTF	matlab.ui.control.NumericEditField
105	VTEditField_6Label	matlab.ui.control.Label
106	VSF	matlab.ui.control.NumericEditField
107	VSEditField_2Label	matlab.ui.control.Label
108	VRF	matlab.ui.control.NumericEditField
109	VREditField_6Label	matlab.ui.control.Label
110	ITF	matlab.ui.control.NumericEditField
111	ITEditField_2Label	matlab.ui.control.Label
112	ISF	matlab.ui.control.NumericEditField
113	ISEditField_2Label	matlab.ui.control.Label
114	IRF	matlab.ui.control.NumericEditField
115	IREditField_2Label	matlab.ui.control.Label
116	VTFa	matlab.ui.control.NumericEditField
117	VRFa	matlab.ui.control.NumericEditField
118	VSFa	matlab.ui.control.NumericEditField
119	ITFa	matlab.ui.control.NumericEditField
120	IRFa	matlab.ui.control.NumericEditField
121	ISFa	matlab.ui.control.NumericEditField
122	PrefallaPanel	matlab.ui.container.Panel
123	VNPFa	matlab.ui.control.NumericEditField
124	VNPF	matlab.ui.control.NumericEditField
125	VNLabel	matlab.ui.control.Label
126	INPFa	matlab.ui.control.NumericEditField
127	INPF	matlab.ui.control.NumericEditField
128	INLabel	matlab.ui.control.Label
129	ButtonGroup	matlab.ui.container.ButtonGroup
130	FasorialButton	matlab.ui.control.RadioButton

```

131     rectangularButton        matlab.ui.control.RadioButton
132     VTPF                     matlab.ui.control.NumericEditField
133     VTEditField_3Label      matlab.ui.control.Label
134     VSPF                     matlab.ui.control.NumericEditField
135     VSEditFieldLabel        matlab.ui.control.Label
136     VRPF                     matlab.ui.control.NumericEditField
137     VREditField_3Label      matlab.ui.control.Label
138     ITPF                     matlab.ui.control.NumericEditField
139     ITEditFieldLabel        matlab.ui.control.Label
140     ISPF                     matlab.ui.control.NumericEditField
141     ISEditFieldLabel        matlab.ui.control.Label
142     IRPF                     matlab.ui.control.NumericEditField
143     IREditFieldLabel        matlab.ui.control.Label
144     VTPFa                    matlab.ui.control.NumericEditField
145     VRPFa                    matlab.ui.control.NumericEditField
146     VSPFa                    matlab.ui.control.NumericEditField
147     ITPFa                    matlab.ui.control.NumericEditField
148     IRPFa                    matlab.ui.control.NumericEditField
149     ISPFa                    matlab.ui.control.NumericEditField
150     PerformanceTab          matlab.ui.container.Tab
151     IndicadordeTasadefallasLabel  matlab.ui.control.Label
152     IndicadordeIndisponibilidadLabel  matlab.ui.control.Label
153     PorcentajeportipodefallaLabel  matlab.ui.control.Label
154     Porcentaje detiemposdeinterrupcinLabel  matlab.ui.control.Label
155     EstadoPanel              matlab.ui.container.Panel
156     IndicadoresButtonGroup    matlab.ui.container.ButtonGroup
157     mejorado                 matlab.ui.control.RadioButton
158     actual                   matlab.ui.control.RadioButton
159     mejoradoButton           matlab.ui.control.Button
160     actualButton             matlab.ui.control.Button
161     IndicadoresPanel         matlab.ui.container.Panel
162     TasTotal                  matlab.ui.control.NumericEditField
163     tasadefallatotalxaoLabel  matlab.ui.control.Label
164     IndTotal                  matlab.ui.control.NumericEditField
165     IndisponibilidadxaoLabel  matlab.ui.control.Label
166     UITable3_2               matlab.ui.control.Table
167     UITable3                 matlab.ui.control.Table
168     PeridoLineaPanel         matlab.ui.container.Panel
169     Indicador                 matlab.ui.control.DropDown
170     LineaLabel               matlab.ui.control.Label
171     Anual                     matlab.ui.control.DropDown
172     aoLabel                   matlab.ui.control.Label
173     UIAxes7                   matlab.ui.control.UIAxes
174     UIAxes6                   matlab.ui.control.UIAxes
175     UIAxes5                   matlab.ui.control.UIAxes
176     UIAxes4                   matlab.ui.control.UIAxes
177     AyudaTab                  matlab.ui.container.Tab
178     end
179
180
181     methods (Access = public)
182
183         function results = func(app)
184             latSeattle = 47 + 37/60;
185             lonSeattle = -(122 + 20/60);
186             gx = geoaxes(app.LocalizacinTab);
187             geoplots(gx, latSeattle, lonSeattle);
188         end
189     end
190
191
192     % Callbacks that handle component events
193     methods (Access = private)
194
195         % Code that executes after component creation

```

```

196 function startupFcn(app, asd)
197     A=kmz2struct('LT3302.kmz');
198     B=kmz2struct('NAT3302.kmz');
199     C=kmz2struct('SET3302.kmz');
200     gx = geoaxes(app.LocalizacinTab);
201     %Alg1=[];
202     %Alg2=[];
203     %for k=1:8
204     %     %geoplot(gx,A(k).Lat,A(k).Lon,'b','LineWidth',3);
205     %     Alg1=[Alg1 A(k).Lat];
206     %     Alg2=[Alg2 A(k).Lon];
207     %     %hold(app.LocalizacinTab.Children(end),'on');
208     %end
209     %Alg(:,1)=Alg1';
210     %Alg(:,2)=Alg2';
211     %Alg3=sortrows(Alg,2,'ascend');
212     AA=load('ubi_falla.mat');
213     Alg3=AA.Alg3;
214     geoplot(gx,Alg3(:,1)',Alg3(:,2)','LineWidth',2,'Color',[1 1 1]);
215     hold(app.LocalizacinTab.Children(end),'on');
216     %Alg3(k-1,4)=0;
217     %calculo de la pendiente y progresiva
218     %for k=2:length(Alg3)
219     %     Alg3(k,3)=sqrt((Alg3(k,1)-Alg3(k-1,1))^2+(Alg3(k,2)-Alg3(k-1,2))^2)*100;
220     %     Alg3(k,4)=(Alg3(k-1,4)+Alg3(k,3));
221     %end
222     %save('ubi_falla.mat',"Alg3");
223
224     %for k=1:length(B)
225     %     geoplot(gx,B(k).Lat,B(k).Lon,'x','Color','k','LineWidth',3);
226     %end
227
228     for k=1:length(C)
229         geoplot(gx,C(k).Lat,C(k).Lon,'s','Color','r','LineWidth',3,'MarkerSize',
30,'MarkerFaceColor','b');
230     end
231     %geobasemap(gx,'openstreetmap');
232     hold(app.LocalizacinTab.Children(end),'off');
233     app.LocalizacinTab.Children(end).Units='pixels';
234     app.LocalizacinTab.Children(end).Position = [60,45,1355,725];
235
236 end
237
238 % Button pushed function: ImportarCFGButton
239 function ImportarCFGButtonPushed(app, event)
240     app.Lamp.Color=[0 1 0];
241     app.Lamp_2.Color=[0 1 0];
242     read_comtrade;
243     %L=load('DataAng.mat');
244     L=load('DAT02.mat');
245     %CALCULO DE LA IN EN FUNCION DE LAS CORRIENTES DE FASE-xxxxxxx
246     %L.dato(:,6)=L.dato(:,3)+L.dato(:,4)+L.dato(:,5);
247     %dato=L.dato;
248     %save('DAT02.mat','dato');
249     %xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
250     t=L.dato(:,end);
251     app.tsSlider.Limits=[0 max(t)];
252     %acalc fasor
253     IABC1=L.dato(:,3:10)';
254     N=16;
255     nf=0:15;
256     [ff,cc]=size(IABC1);
257     mreal=cos(2*pi*nf/N);
258     mimag=sin(2*pi*nf/N);
259

```

```

260     mat_compleja=zeros(cc,ff);
261     mat_rms=zeros(cc,ff);
262
263     for k=1:ff
264         i=N;
265         while i <=cc
266             vent=IABC1(k,i-15:i);
267             Vrms=sqrt(sum(vent.^2)/N);
268             Preal=vent.*mreal; Sreal=2*sum(Preal)/N;
269             Pimag=vent.*mimag; Simag=-2*sum(Pimag)/N;
270             Fasor=complex(Sreal,Simag);
271             mat_compleja(i,k)=Fasor;
272             mat_rms(i,k)=Vrms;
273             i=i+1;
274         end
275     end
276     dat=L.dato;
277     dat=[dat mat_rms];
278     save('DataAng.mat','dat');
279     %calculo de modulos y angulos de la matriz compleja
280     mat_mod=abs(mat_compleja(:,:))/sqrt(2);
281     mat_ang=angle(mat_compleja(:,:))*180/pi;
282     %transformando los angulos negativos a positivos
283     for ii=1:size(mat_ang,1)
284         for jj=1:size(mat_ang,2)
285             if sign(mat_ang(ii,jj))== -1
286                 mat_ang(ii,jj)=360+mat_ang(ii,jj);
287             end
288         end
289     end
290     %xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
291     %vectores estaticos para localizacion de fallas
292     %generacion de la matriz de tiempo time
293     kv=length(t);%ejm falla 01 cantidad de datos de tiempo
294     %kv=1000; %ejm falla urubamba
295     time=zeros(kv,1);
296     frecm=960;% frec muestreo falla 01
297     %frecm=2000; frec Muestreo urubamba
298     for hj=16:kv
299         time(hj,1)=time(hj-1,1)+1000/frecm; % en milisegundos, 960 es la
frecuencia de muestreo
300         %time(hj,1)=t(hj-15);
301     end
302     %time es la matriz de tiempos en mS comienza desde la muestra 20
303     %-----
304     expo=(2*pi*60/1000)*time;
305     complejo=exp(1j*expo);
306     vector=round(angle(complejo)*180/pi);
307     for iv=1:length(vector)
308         if sign(vector(iv))== -1
309             vector(iv)=360+vector(iv);
310         end
311     end
312     %ordenamientoAngulo;%xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
313     datosfas.rms=mat_rms;
314     [fff,ccc]=size(datosfas.rms);
315     orden=[1,2,3,4,5,6,7,8]; %ordenamiento de canales
316     [f1111,c1111]=size(mat_rms);
317     rms_n=[];
318     for i=1:c1111
319         rms_n=[rms_n,datosfas.rms(:,orden(i))];
320     end
321     datosord.rms=rms_n;
322
323     datosfas.angulos=mat_ang;

```

```

324     angulos_n=[];
325
326     for ii=1:ccc
327         angulos_n=[angulos_n,datosfas.angulos(:,orden(ii))];
328     end
329     datosord.angulos=angulos_n;
330     %XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
331     %restando angulos de los vectores giratorios
332     [ff,cc]=size(datosord.angulos);
333     ang_st=[];
334     for k=1:cc
335         resta=datosord.angulos(:,k)-vector;
336         ang_st=[ang_st,resta];
337     end
338     %transformando los angulos negativos a positivos
339     [f1,c1]=size(ang_st);
340     for i=1:f1
341         for aj=1:c1
342             if sign(ang_st(i,aj))==1
343                 A(i,aj)=ang_st(i,aj);
344             elseif sign(ang_st(i,aj))== -1
345                 A(i,aj)=360+ang_st(i,aj);
346             end
347         end
348     end
349     %-----
350     matrizang=A;
351     [f11,c11]=size(datosord.rms);
352     [f22,c22]=size(matrizang);
353     if f11~=f22 | c11~=c22
354         error('el numero de filas o columnas difieren');
355     end
356     %calculo de valores complejos elemento a elemento
357     for m=1:f11
358         for n=1:c11
359             mat_final(m,n)=datosord.rms(m,n)*(cosd(matrizang(m,n))+1j*sind
(matrizang(m,n)));
360         end
361     end
362     %L=load('DataAng.mat');
363     %dat=L.dat;
364     datol=mat_final;
365     save('DAT03.mat','datol');
366     %-----
367     %valores iniciales
368     %app.UIAxes.Children(1)=stem(app.UIAxes,0,3);
369     %save('DataAng.mat','cur');
370     CorrientesDropDownValueChanged(app, event);
371     TensionDropDownValueChanged(app, event);
372 end
373
374 % Value changed function: CorrientesDropDown
375 function CorrientesDropDownValueChanged(app, event)
376     delete(app.UIAxes.Children);
377     delete(app.UIAxes_3.Children);
378     value = app.CorrientesDropDown.Value;
379     tipoOS=app.InstantaneoButton.Value;
380     %L=load('DataAng.mat');
381     L=load('DAT02.mat');
382     LL=load('DAT03.mat');
383     t=L.dato(:,end);
384     if app.CheckBox.Value == 1
385         RTC=app.Secundario.Value;
386     else
387         RTC=app.Primario.Value;

```

```

388     end
389     Fsi=2.500000e-003;%se multiplica en el RTC
390     %Fsi=22;
391     iA=L.dato(:,3)*Fsi*RTC;
392     iB=L.dato(:,4)*Fsi*RTC;
393     iC=L.dato(:,5)*Fsi*RTC;
394     iN=L.dato(:,6)*Fsi*RTC;
395     %iN=iA+iB+iC;
396     iARMS=LL.datol(:,1)*Fsi*RTC;
397     iBRMS=LL.datol(:,2)*Fsi*RTC;
398     iCRMS=LL.datol(:,3)*Fsi*RTC;
399     iNRMS=LL.datol(:,4)*Fsi*RTC;
400     hold(app.UIAxes, 'on');
401     %valueE = app.tsSlider.Value;
402     %fi=find(valueE<t);
403     %plot(app.UIAxes,[t(fi(1)) t(fi(1))],[-10 10],'k','LineWidth',1.3);
404     if value == '1' & tipoOS == 1
405         %hold(app.UIAxes, 'off');
406         plot(app.UIAxes,t,iA, 'r', 'LineWidth',1.1);
407         plot(app.UIAxes,t,iB, 'b', 'LineWidth',1.1);
408         plot(app.UIAxes,t,iC, 'g', 'LineWidth',1.1);
409         plot(app.UIAxes,t,iN, 'm', 'LineWidth',1.1);
410         legend(app.UIAxes, 'iA', 'iB', 'iC', 'iN');
411         hold(app.UIAxes, 'off');
412     elseif value == '2' & tipoOS == 1
413         %hold(app.UIAxes, 'off');
414         plot(app.UIAxes,t,iA, 'r', 'LineWidth',1.1);
415         legend(app.UIAxes, 'iA');
416         hold(app.UIAxes, 'off');
417     elseif value == '3' & tipoOS == 1
418         %hold(app.UIAxes, 'off');
419         plot(app.UIAxes,t,iB, 'b', 'LineWidth',1.1);
420         legend(app.UIAxes, 'iB');
421         hold(app.UIAxes, 'off');
422     elseif value == '4' & tipoOS == 1
423         %hold(app.UIAxes, 'off');
424         plot(app.UIAxes,t,iC, 'g', 'LineWidth',1.1);
425         legend(app.UIAxes, 'iC');
426         hold(app.UIAxes, 'off');
427     elseif value == '5' & tipoOS == 1
428         %hold(app.UIAxes, 'off');
429         plot(app.UIAxes,t,iN, 'k', 'LineWidth',1.1);
430         legend(app.UIAxes, 'cursor', 'iN');
431         hold(app.UIAxes, 'off');
432     elseif value == '1' & tipoOS == 0
433         %hold(app.UIAxes, 'off');
434         plot(app.UIAxes,t,abs(iARMS), 'r', 'LineWidth',1.1);
435         plot(app.UIAxes,t,abs(iBRMS), 'b', 'LineWidth',1.1);
436         plot(app.UIAxes,t,abs(iCRMS), 'g', 'LineWidth',1.1);
437         plot(app.UIAxes,t,abs(iNRMS), 'm', 'LineWidth',1.1);
438         legend(app.UIAxes, 'iA', 'iB', 'iC', 'iN');
439         hold(app.UIAxes, 'off');
440     elseif value == '2' & tipoOS == 0
441         %hold(app.UIAxes, 'off');
442         plot(app.UIAxes,t,abs(iARMS), 'r', 'LineWidth',1.1);
443         legend(app.UIAxes, 'iA(rms)');
444         hold(app.UIAxes, 'off');
445     elseif value == '3' & tipoOS == 0
446         %hold(app.UIAxes, 'off');
447         plot(app.UIAxes,t,abs(iBRMS), 'b', 'LineWidth',1.1);
448         legend(app.UIAxes, 'iB(rms)');
449         hold(app.UIAxes, 'off');
450     elseif value == '4' & tipoOS == 0
451         %hold(app.UIAxes, 'off');
452         plot(app.UIAxes,t,abs(iCRMS), 'g', 'LineWidth',1.1);

```

```

453         legend(app.UIAxes, 'iC(rms)');
454         hold(app.UIAxes, 'off');
455     elseif value == '5' & tipoOS == 0
456         %hold(app.UIAxes, 'off');
457         plot(app.UIAxes, t, abs(iNRMS), 'm', 'LineWidth', 1.1);
458         legend(app.UIAxes, 'iN(rms)');
459         hold(app.UIAxes, 'off');
460     end
461     grid(app.UIAxes, 'on'); grid(app.UIAxes, 'minor');
462     %ajustes eje X-----
463     app.tsSlider.Limits=[0 app.LIMX.Value];
464     xlim(app.UIAxes_2, [0 app.LIMX.Value]);
465     xlim(app.UIAxes, [0 app.LIMX.Value]);
466     %ylim(app.UIAxes, [-5 5]);
467     %grafica
468     %deslizable-----
469     hold(app.UIAxes, 'on');
470     MIA=max(iA); MIB=max(iB); MIC=max(iC);
471     plot(app.UIAxes, [0 0], [-max([MIA MIB MIC]) max([MIA MIB
MIC])], 'k', 'LineWidth', 3);
472     hold(app.UIAxes, 'off');
473     %grafica de señales-----
474     % ISA=isoutlier(abs(iARMS), 'mean');
475     % FSA=find(ISA==1);
476     hold(app.UIAxes_3, 'on');
477     FSA=find(abs(iARMS) > mean([abs(iARMS(20)), max(abs(iARMS))]));
478     FSB=find(abs(iBRMS) > mean([abs(iBRMS(20)), max(abs(iBRMS))]));
479     FSC=find(abs(iCRMS) > mean([abs(iCRMS(20)), max(abs(iCRMS))]));
480
481     if mean([abs(iARMS(20)), max(abs(iARMS))]) > abs(iARMS(20)) && max(abs
(iARMS))/abs(iARMS(20)) > 2
482         plot(app.UIAxes_3, t(FSA), 1, 's', 'color', 'r', 'LineWidth', 3);
483     else
484     end
485     if mean([abs(iBRMS(20)), max(abs(iBRMS))]) > abs(iBRMS(20)) && max(abs(iBRMS))
/abs(iBRMS(20)) > 2
486         plot(app.UIAxes_3, t(FSB), 0, 's', 'color', 'b', 'LineWidth', 3);
487     else
488     end
489     if mean([abs(iCRMS(20)), max(abs(iCRMS))]) > abs(iCRMS(20)) && max(abs(iCRMS))
/abs(iCRMS(20)) > 2
490         plot(app.UIAxes_3, t(FSC), -1, 's', 'color', 'g', 'LineWidth', 3);
491     else
492     end
493     %legend(app.UIAxes_3, 'R', 'S', 'T');
494     xlim(app.UIAxes_3, [0 app.LIMX.Value]);
495     ylim(app.UIAxes_3, [-1.5 1.5]);
496     hold(app.UIAxes_3, 'off');
497     end
498
499     % Value changed function: TensionDropDown
500     function TensionDropDownValueChanged(app, event)
501         delete(app.UIAxes_2.Children);
502         value = app.TensionDropDown.Value;
503         %L=load('DataAng.mat');
504         L=load('DAT02.mat');
505         LL=load('DAT03.mat');
506         t=L.dato(:, end);
507         if app.CheckBox.Value == 1
508             RTC=1;
509         else
510             RTC=33000/100;
511         end
512         Fsi=0.125; %se multiplica en el RTC
513         %Fsi=29*1000;

```

```

514     vA=L.dato(:,7)*Fsi*RTC;
515     vB=L.dato(:,8)*Fsi*RTC;
516     vC=L.dato(:,9)*Fsi*RTC;
517     vN=L.dato(:,10)*Fsi*RTC;
518     vARMS=LL.datol(:,5)*Fsi*RTC;
519     vBRMS=LL.datol(:,6)*Fsi*RTC;
520     vCRMS=LL.datol(:,7)*Fsi*RTC;
521     vNRMS=LL.datol(:,8)*Fsi*RTC;
522     hold(app.UIAxes_2,'on');
523     valueE = app.tsSlider.Value;
524     fi=find(valueE<t);
525     %linea divisoria constante-----
526     %plot(app.UIAxes_2,[t(fi(1)) t(fi(1))],[-8500 8500],'k','LineWidth',1.3);
527     tipoOS=app.InstantaneoButton.Value;
528     if value == '1' & tipoOS == 1
529         %hold(app.UIAxes_2,'off');
530         plot(app.UIAxes_2,t,vA,'r','LineWidth',1.1);
531         plot(app.UIAxes_2,t,vB,'b','LineWidth',1.1);
532         plot(app.UIAxes_2,t,vC,'g','LineWidth',1.1);
533         plot(app.UIAxes_2,t,vN,'m','LineWidth',1.1);
534         hold(app.UIAxes_2,'off');
535     elseif value == '2' & tipoOS == 1
536         %hold(app.UIAxes_2,'off');
537         plot(app.UIAxes_2,t,vA,'r','LineWidth',1.1);
538         hold(app.UIAxes_2,'off');
539     elseif value == '3' & tipoOS == 1
540         %hold(app.UIAxes_2,'off');
541         plot(app.UIAxes_2,t,vB,'b','LineWidth',1.1);
542         hold(app.UIAxes_2,'off');
543     elseif value == '4' & tipoOS == 1
544         %hold(app.UIAxes_2,'off');
545         plot(app.UIAxes_2,t,vC,'g','LineWidth',1.1);
546         hold(app.UIAxes_2,'off');
547     elseif value == '5' & tipoOS == 1
548         %hold(app.UIAxes_2,'off');
549         plot(app.UIAxes_2,t,vN,'m','LineWidth',1.1);
550         hold(app.UIAxes_2,'off');
551     elseif value == '1' & tipoOS == 0
552         %hold(app.UIAxes_2,'off');
553         plot(app.UIAxes_2,t,abs([vARMS,vBRMS,vCRMS,vNRMS]));
554         legend(app.UIAxes_2,'vA','vB','vC','vN');
555         hold(app.UIAxes_2,'off');
556     elseif value == '2' & tipoOS == 0
557         %hold(app.UIAxes_2,'off');
558         plot(app.UIAxes_2,t,abs(vARMS));
559         legend(app.UIAxes_2,'vA(rms)');
560         hold(app.UIAxes_2,'off');
561     elseif value == '3' & tipoOS == 0
562         %hold(app.UIAxes_2,'off');
563         plot(app.UIAxes_2,t,abs(vBRMS));
564         legend(app.UIAxes_2,'vB(rms)');
565         hold(app.UIAxes_2,'off');
566     elseif value == '4' & tipoOS == 0
567         %hold(app.UIAxes_2,'off');
568         plot(app.UIAxes_2,t,abs(vCRMS));
569         legend(app.UIAxes_2,'vC(rms)');
570         hold(app.UIAxes_2,'off');
571     elseif value == '5' & tipoOS == 0
572         %hold(app.UIAxes_2,'off');
573         plot(app.UIAxes_2,t,abs(vNRMS));
574         legend(app.UIAxes_2,'vN(rms)');
575         hold(app.UIAxes_2,'off');
576     end
577     grid(app.UIAxes_2,'on');grid(app.UIAxes_2,'minor');
578     %ajustes eje X-----

```

```

579     app.tsSlider.Limits=[0 app.LIMX.Value];
580     xlim(app.UIAxes_2,[0 app.LIMX.Value]);
581     xlim(app.UIAxes,[0 app.LIMX.Value]);
582     %ylim(app.UIAxes_2,[-8500 8500]);
583     app.UIAxes_2.Position=[15,223,1312,263];
584     %deslizable-----
585     hold(app.UIAxes_2,'on');
586     MIA=max(vA);MIB=max(vB);MIC=max(vC);
587     plot(app.UIAxes_2,[0 0],[-max([MIA MIB MIC]) max([MIA MIB
MIC])], 'k', 'LineWidth', 3);
588     hold(app.UIAxes_2, 'off');
589
590     hold(app.UIAxes_2, 'on');
591
592     end
593
594     % Value changed function: tsSlider
595     function tsSliderValueChanged(app, event)
596         value = app.tsSlider.Value;
597         %ajustes eje X-----
598         app.tsSlider.Limits=[0 app.LIMX.Value];
599         xlim(app.UIAxes_2,[0 app.LIMX.Value]);
600         xlim(app.UIAxes,[0 app.LIMX.Value]);
601         %-----
602         for k=1:length(app.UIAxes.Children)
603             if app.UIAxes.Children(k).LineWidth == 3
604                 break;
605             end
606         end
607         app.UIAxes.Children(k).XData = [value value];
608
609         for kk=1:length(app.UIAxes_2.Children)
610             if app.UIAxes_2.Children(kk).LineWidth == 3
611                 break;
612             end
613         end
614         app.UIAxes_2.Children(kk).XData = [value value];
615
616         %seleccion primario secundario-----
617         if app.CheckBox.Value == 1
618             RTC=app.Secundario.Value;
619             RTC1=1;
620         else
621             RTC=app.Primario.Value;
622             RTC1=33000/100;
623         end
624         Fsi=2.500000e-003;
625         Fsi1=0.125;
626         %Fsi=22;
627         %Fsi1=29*1000;
628         %buscador de valores
629         L=load('DAT02.mat');
630         LL=load('DAT03.mat');
631         t=L.dato(:,end);
632         iA=L.dato(:,3)*Fsi*RTC;
633         iB=L.dato(:,4)*Fsi*RTC;
634         iC=L.dato(:,5)*Fsi*RTC;
635         iN=L.dato(:,6)*Fsi*RTC;
636         %iN=iA+iB+iC;
637         iARMS=LL.dato1(:,1)*Fsi*RTC;
638         iBRMS=LL.dato1(:,2)*Fsi*RTC;
639         iCRMS=LL.dato1(:,3)*Fsi*RTC;
640         iNRMS=LL.dato1(:,4)*Fsi*RTC;
641
642         vA=L.dato(:,7)*Fsi1*RTC1;

```

```

643         vB=L.dato(:,8)*Fsil*RTC1;
644         vC=L.dato(:,9)*Fsil*RTC1;
645         vN=L.dato(:,10)*Fsil*RTC1;
646         vARMS=LL.dato1(:,5)*Fsil*RTC1;
647         vBRMS=LL.dato1(:,6)*Fsil*RTC1;
648         vCRMS=LL.dato1(:,7)*Fsil*RTC1;
649         vNRMS=LL.dato1(:,8)*Fsil*RTC1;
650
651         F=find(value<t);
652
653         app.UITable.Data={'IA',value, iA(F(1)),abs(iARMS(F(1))),angle(iARMS(F(1)))}
*180/pi;...
654                 'IB',value, iB(F(1)),abs(iBRMS(F(1))),angle(iBRMS(F(1)))}
*180/pi;...
655                 'IC',value, iC(F(1)),abs(iCRMS(F(1))),angle(iCRMS(F(1)))}
*180/pi;...
656                 'IN',value, iN(F(1)),abs(iNRMS(F(1))),angle(iNRMS(F(1)))}
*180/pi};
657
658         app.UITable2.Data={'VA',value, vA(F(1)),abs(vARMS(F(1))),angle(vARMS(F(1)))}
*180/pi;...
659                 'VB',value, vB(F(1)),abs(vBRMS(F(1))),angle(vBRMS(F(1)))}
*180/pi;...
660                 'VC',value, vC(F(1)),abs(vCRMS(F(1))),angle(vCRMS(F(1)))}
*180/pi;...
661                 'VN',value, vN(F(1)),abs(vNRMS(F(1))),angle(vNRMS(F(1)))}
*180/pi};
662
663         %gráfica vectorial-----
664         delete(app.UIAxes2.Children);
665         hold(app.UIAxes2,'on');
666         plot(app.UIAxes2,[0 real(iARMS(F(1))), [0 imag(iARMS(F(
1))), 'r', 'LineWidth',1.5);
667         plot(app.UIAxes2,[0 real(iBRMS(F(1))), [0 imag(iBRMS(F(
1))), 'b', 'LineWidth',1.5);
668         plot(app.UIAxes2,[0 real(iCRMS(F(1))), [0 imag(iCRMS(F(
1))), 'g', 'LineWidth',1.5);
669         plot(app.UIAxes2,[0 real(iNRMS(F(1))), [0 imag(iNRMS(F(
1))), 'm', 'LineWidth',1.5);
670         plot(app.UIAxes2,abs(iARMS(F(1)))*cos(0:pi/round(abs(iARMS(F(1)))):2*pi),
abs(iARMS(F(1)))*sin(0:pi/round(abs(iARMS(F(1)))):2*pi), '-','color',[0.9 0.9 0.9]);
671         plot(app.UIAxes2,abs(iBRMS(F(1)))*cos(0:pi/round(abs(iBRMS(F(1)))):2*pi),
abs(iBRMS(F(1)))*sin(0:pi/round(abs(iBRMS(F(1)))):2*pi), '-','color',[0.9 0.9 0.9]);
672         plot(app.UIAxes2,abs(iCRMS(F(1)))*cos(0:pi/round(abs(iCRMS(F(1)))):2*pi),
abs(iCRMS(F(1)))*sin(0:pi/round(abs(iCRMS(F(1)))):2*pi), '-','color',[0.9 0.9 0.9]);
673         plot(app.UIAxes2,abs(iNRMS(F(1)))*cos(0:pi/round(abs(iNRMS(F(1)))):2*pi),
abs(iNRMS(F(1)))*sin(0:pi/round(abs(iNRMS(F(1)))):2*pi), '-','color',[0.9 0.9 0.9]);
674         %axis(app.UIAxes2,'equal');
675         legend(app.UIAxes2,'iA','iB','iC','iN');
676         hold(app.UIAxes2,'off');
677
678         delete(app.UIAxes3.Children);
679         hold(app.UIAxes3,'on');
680         plot(app.UIAxes3,[0 real(vARMS(F(1))), [0 imag(vARMS(F(
1))), 'r', 'LineWidth',1.5);
681         plot(app.UIAxes3,[0 real(vBRMS(F(1))), [0 imag(vBRMS(F(
1))), 'b', 'LineWidth',1.5);
682         plot(app.UIAxes3,[0 real(vCRMS(F(1))), [0 imag(vCRMS(F(
1))), 'g', 'LineWidth',1.5);
683         plot(app.UIAxes3,[0 real(vNRMS(F(1))), [0 imag(vNRMS(F(
1))), 'm', 'LineWidth',1.5);
684         plot(app.UIAxes3,abs(vARMS(F(1)))*cos(0:pi/round(abs(vARMS(F(1)))):2*pi),
abs(vARMS(F(1)))*sin(0:pi/round(abs(vARMS(F(1)))):2*pi), '-','color',[0.9 0.9 0.9]);
685         plot(app.UIAxes3,abs(vBRMS(F(1)))*cos(0:pi/round(abs(vBRMS(F(1)))):2*pi),
abs(vBRMS(F(1)))*sin(0:pi/round(abs(vBRMS(F(1)))):2*pi), '-','color',[0.9 0.9 0.9]);

```

```

686         plot(app.UIAxes3,abs(vCRMS(F(1)))*cos(0:pi/round(abs(vCRMS(F(1)))):2*pi),↵
abs(vCRMS(F(1)))*sin(0:pi/round(abs(vCRMS(F(1)))):2*pi),'-','color',[0.9 0.9 0.9]);
687         plot(app.UIAxes3,abs(vNRMS(F(1)))*cos(0:pi/round(abs(vNRMS(F(1)))):2*pi),↵
abs(vNRMS(F(1)))*sin(0:pi/round(abs(vNRMS(F(1)))):2*pi),'-','color',[0.9 0.9 0.9]);
688         %axis(app.UIAxes3,'equal');
689         legend(app.UIAxes3,'vA','vB','vC','vN');
690         hold(app.UIAxes3,'off');
691     end
692
693     % Value changed function: CheckBox
694     function CheckBoxValueChanged(app, event)
695         value = app.CheckBox.Value;
696         if value == 1
697             app.CheckBox_2.Value = 0;
698         end
699     end
700
701     % Value changed function: CheckBox_2
702     function CheckBox_2ValueChanged(app, event)
703         value = app.CheckBox_2.Value;
704         if value == 1
705             app.CheckBox.Value = 0;
706         end
707     end
708
709     % Button pushed function: PrefallaButton
710     function PrefallaButtonPushed(app, event)
711
712         IabcN=cell2mat(app.UITable.Data(1:4,4));
713         VabcN=cell2mat(app.UITable2.Data(1:4,4));
714         IabcNa=cell2mat(app.UITable.Data(1:4,5));
715         VabcNa=cell2mat(app.UITable2.Data(1:4,5));
716
717         app.IRPF.Value=IabcN(1);app.IRPFa.Value=IabcNa(1);
718         app.ISPF.Value=IabcN(2);app.ISPFa.Value=IabcNa(2);
719         app.ITPF.Value=IabcN(3);app.ITPFa.Value=IabcNa(3);
720         app.INPF.Value=IabcN(4);app.INPFa.Value=IabcNa(4);
721
722         app.VRPF.Value=VabcN(1)./1000;app.VRPFa.Value=VabcNa(1);
723         app.VSPF.Value=VabcN(2)./1000;app.VSPFa.Value=VabcNa(2);
724         app.VTPF.Value=VabcN(3)./1000;app.VTPFa.Value=VabcNa(3);
725         app.VNPF.Value=VabcN(4)./1000;app.VNPFa.Value=VabcNa(4);
726         app.Lamp.Color=[1 0 0];
727     end
728
729     % Button pushed function: FallaButton
730     function FallaButtonPushed(app, event)
731         IabcN=cell2mat(app.UITable.Data(1:4,4));
732         VabcN=cell2mat(app.UITable2.Data(1:4,4));
733         IabcNa=cell2mat(app.UITable.Data(1:4,5));
734         VabcNa=cell2mat(app.UITable2.Data(1:4,5));
735
736         app.IRF.Value=IabcN(1);app.IRFa.Value=IabcNa(1);
737         app.ISF.Value=IabcN(2);app.ISFa.Value=IabcNa(2);
738         app.ITF.Value=IabcN(3);app.ITFa.Value=IabcNa(3);
739         app.INF.Value=IabcN(4);app.INFa.Value=IabcNa(4);
740
741         app.VRF.Value=VabcN(1)./1000;app.VRFa.Value=VabcNa(1);
742         app.VSF.Value=VabcN(2)./1000;app.VSFa.Value=VabcNa(2);
743         app.VTF.Value=VabcN(3)./1000;app.VTFa.Value=VabcNa(3);
744         app.VNF.Value=VabcN(4)./1000;app.VNFa.Value=VabcNa(4);
745         app.Lamp_2.Color=[1 0 0];
746     end
747
748     % Button pushed function: LocalizarButton

```

```

749 function LocalizarButtonPushed(app, event)
750     value = str2double(app.MetodoDropDown.Value);
751     value1 = str2double(app.TipoFallaDropDown.Value);
752     value2 = app.Selecciona_linea.Value;
753     %valores pre falla
754     VAPR=app.VRPF.Value*(cosd(app.VRPFa.Value)+1i*sind(app.VRPFa.Value))*1e3;
755     VBPR=app.VSPF.Value*(cosd(app.VSPFa.Value)+1i*sind(app.VSPFa.Value))*1e3;
756     VCPR=app.VTPF.Value*(cosd(app.VTPFa.Value)+1i*sind(app.VTPFa.Value))*1e3;
757
758     IAPR=app.IRPF.Value*(cosd(app.IRPFa.Value)+1i*sind(app.IRPFa.Value));
759     IBPR=app.ISPF.Value*(cosd(app.ISPFa.Value)+1i*sind(app.ISPFa.Value));
760     ICPR=app.ITPF.Value*(cosd(app.ITPFa.Value)+1i*sind(app.ITPFa.Value));
761     %valores falla
762     VAFR=app.VRF.Value*(cosd(app.VRFa.Value)+1i*sind(app.VRFa.Value))*1e3;
763     VBFR=app.VSF.Value*(cosd(app.VSFa.Value)+1i*sind(app.VSFa.Value))*1e3;
764     VCFR=app.VTF.Value*(cosd(app.VTFa.Value)+1i*sind(app.VTFa.Value))*1e3;
765
766     IAFR=app.IRF.Value*(cosd(app.IRFa.Value)+1i*sind(app.IRFa.Value));
767     IBFR=app.ISF.Value*(cosd(app.ISFa.Value)+1i*sind(app.ISFa.Value));
768     ICFR=app.ITF.Value*(cosd(app.ITFa.Value)+1i*sind(app.ITFa.Value));
769
770     aa=1*(cosd(120)+1i*sind(120));
771     %IG0=(1/3).*(ICFR+aa.*IAFR+aa.^2.*IBFR).*3;
772     %IG1=(1/3).*(IA+aa.*IB+aa.^2.*IC);
773     aaa=(-1/2+1i*sqrt(3)/2);
774     A=[1 1 1;1 aaa^2 aaa;1 aaa aaa^2];
775     I012=(A^-1)*[IAFR;IBFR;ICFR];
776     IG0=3*I012(1);
777     if value2 == 1
778         L=(4.7+11.9);%tramo 01
779     elseif value2 == 2
780         L=(10.4+8.57);%tramo 02
781     end
782     if value1 == 1 % FASE R
783         if value == 1 % FASE R A TIERRA - TAKAGI
784             VA=VAFR;IA=IAFR;
785             IAPRE=IAPR;
786             ZL1=sqrt(0.481^2+0.4419^2)*L;%sqrt(0.153^2+0.373^2)*L;
787             ZL0=sqrt(0.6588^2+1.8891^2)*L;%sqrt(0.328^2+1.88^2)*L;
788             KO=(ZL0-ZL1)/(3*ZL1);
789             VG=VA;
790             IG=IA+KO*IG0;
791             DIG=(IA-IAPRE);
792             Z1=(0.481+j*0.4419)*L;%(0.153+j*0.373)*L;
793             XL=imag(Z1);
794             m=imag(VG.*conj(DIG))./imag(Z1.*IG.*conj(DIG));
795         elseif value == 2 % REACTANCIA SIMPLE
796             VA=VAFR;IA=IAFR;
797             ZL1=sqrt(0.481^2+0.4419^2)*L;%sqrt(0.153^2+0.373^2)*L;
798             ZL0=sqrt(0.6588^2+1.8891^2)*L;%sqrt(0.328^2+1.88^2)*L;
799             KO=(ZL0-ZL1)/(3*ZL1);
800             VG=VA;
801             IG=IA+KO.*IG0;
802             Z1=(0.481+j*0.4419)*L;%(0.153+j*0.373)*L;
803             XL=imag(Z1);
804             m=1./XL.*imag(VG./IG);
805         elseif value == 3 % METODO DE ERIKSSON
806             VA=VAFR;VB=VBFR;VC=VCFR;
807             IA=IAFR;IB=IBFR;IC=ICFR;
808             IAPRE=IAPR;IBPRE=IBPR;ICPRE=ICPR;
809             VAPRE=VAPR;VBPRES=VBPR;VCPRES=VCPR;
810             ZL=(0.481+j*0.4419)*L;%(0.153+1i*0.373)*L;
811             ZL1=sqrt(0.481^2+0.4419^2)*L;%sqrt(0.153^2+0.373^2)*L;
812             ZL0=sqrt(0.6588^2+1.8891^2)*L;%sqrt(0.328^2+1.88^2)*L;
813             KO=(ZL0-ZL1)/(3*ZL1);

```

```

814
815         VG=VA;
816         IG=IA+KO*IG0;
817         DIG=(IA-IAPRE);
818
819         IH=IG;
820         DV=IH.*ZL;
821         VH=VG-DV;
822         SH=VH.*conj(IH);
823         VHA=VAPRE-IAPRE*ZL;
824         VHB=VBPRE-IBPRE*ZL;
825         VHC=VCPRE-ICPRE*ZL;
826         SHA=VHA*conj(IAPRE);
827         SHB=VHB*conj(IBPRE);
828         SHC=VHC*conj(ICPRE);
829         ZA=conj((abs(VHA).^2)./SHA);
830         ZB=conj((abs(VHB).^2)./SHB);
831         ZC=conj((abs(VHC).^2)./SHC);
832
833         %ZH=abs(VH).^2/SH;
834         ZH=(ZA+ZB+ZC)./3;
835
836         aa=1*(cosd(120)+li*sind(120));
837         IG1pre=(1/3).*(IAPRE+aa.*IBPRE+aa.^2.*ICPRE);
838         VG1pre=(1/3).*(VAPRE+aa.*VBPRE+aa.^2.*VCPRE);
839
840         IG1=(1/3).*(IA+aa.*IB+aa.^2.*IC);
841         VG1=(1/3).*(VA+aa.*VB+aa.^2.*VC);
842
843         %El valor de ZG se calcula con valores de sec positiva
844         ZG=-(VG1-VG1pre)/(IG1-IG1pre);
845
846         k1=1+ZH./ZL+VG./(IG.*ZL);
847         k2=VG./(ZL.*IG).*(ZH./ZL+1);
848         k3=DIG./(ZL.*IG).*((ZH+ZG)./ZL+1);
849
850         a=real(k1);
851         b=imag(k1);
852         c=real(k2);
853         d=imag(k2);
854         e=real(k3);
855         f=imag(k3);
856
857         m1=((a-e.*b./f)+sqrt((a-e.*b./f).^2-4.*(c-e.*d./f)))./2;
858         m2=((a-e.*b./f)-sqrt((a-e.*b./f).^2-4.*(c-e.*d./f)))./2;
859         m=m2;
860         Rf=(d-m2.*b)./f;
861         app.RF.Value=Rf;
862     end
863     elseif value1 == 2 % FASE S - TIERRA -----
864         if value == 1 % TAKAGI
865             VA=VBFR; IA=IBFR;
866             IAPRE=IBPR;
867             ZL1=sqrt(0.481^2+0.4419^2)*L;%sqrt(0.153^2+0.373^2)*L;
868             ZL0=sqrt(0.6588^2+1.8891^2)*L;%sqrt(0.328^2+1.88^2)*L;
869             KO=(ZL0-ZL1)/(3*ZL1);
870             VG=VA;
871             IG=IA+KO*IG0;
872             DIG=(IA-IAPRE);
873             Z1=(0.481+j*0.4419)*L;%(0.153+j*0.373)*L;
874             XL=imag(Z1);
875             m=imag(VG.*conj(DIG))./imag(Z1.*IG.*conj(DIG));
876         elseif value == 2 % SIMPLE
877             VA=VBFR; IA=IBFR;
878             ZL1=sqrt(0.481^2+0.4419^2)*L;%sqrt(0.153^2+0.373^2)*L;

```

```

879     ZL0=sqrt(0.6588^2+1.8891^2)*L;%sqrt(0.328^2+1.88^2)*L;
880     KO=(ZL0-ZL1)/(3*ZL1);
881     VG=VA;
882     IG=IA+KO.*IG0;
883     Z1=(0.481+j*0.4419)*L;% (0.153+j*0.373)*L;
884     XL=imag(Z1);
885     m=1./XL.*imag(VG./IG);
886 elseif value == 3 % ERIKSSON
887     VA=VAFR;VB=VBFR;VC=VCFR;
888     IA=IAFR;IB=IBFR;IC=ICFR;
889     IAPRE=IAPR;IBPRE=IBPR;ICPRE=ICPR;
890     VAPRE=VAPR;VBPRE=VBPR;VCPRE=VCPR;
891     ZL=(0.481+j*0.4419)*L;% (0.153+1i*0.373)*L;
892     ZL1=sqrt(0.481^2+0.4419^2)*L;%sqrt(0.153^2+0.373^2)*L;
893     ZL0=sqrt(0.6588^2+1.8891^2)*L;%sqrt(0.328^2+1.88^2)*L;
894     KO=(ZL0-ZL1)/(3*ZL1);
895
896     VG=VB;
897     IG=IB+KO*IG0;
898     DIG=(IB-IBPRE);
899
900     IH=IG;
901     DV=IH.*ZL;
902     VH=VG-DV;
903     SH=VH.*conj(IH);
904     VHA=VAPRE-IAPRE*ZL;
905     VHB=VBPRE-IBPRE*ZL;
906     VHC=VCPRE-ICPRE*ZL;
907     SHA=VHA*conj(IAPRE);
908     SHB=VHB*conj(IBPRE);
909     SHC=VHC*conj(ICPRE);
910     ZA=conj((abs(VHA).^2)./SHA);
911     ZB=conj((abs(VHB).^2)./SHB);
912     ZC=conj((abs(VHC).^2)./SHC);
913
914     %ZH=abs(VH).^2/SH;
915     ZH=(ZA+ZB+ZC)./3;
916
917     aa=1*(cosd(120)+1i*sind(120));
918     IG1pre=(1/3).*(IAPRE+aa.*IBPRE+aa.^2.*ICPRE);
919     VG1pre=(1/3).*(VAPRE+aa.*VBPRE+aa.^2.*VCPRE);
920
921     IG1=(1/3).*(IA+aa.*IB+aa.^2.*IC);
922     VG1=(1/3).*(VA+aa.*VB+aa.^2.*VC);
923
924     %El valor de ZG se calcula con valores de sec positiva
925     ZG=- (VG1-VG1pre)/(IG1-IG1pre);
926
927     k1=1+ZH./ZL+VG./(IG.*ZL);
928     k2=VG./(ZL.*IG).*(ZH./ZL+1);
929     k3=DIG./(ZL.*IG).*((ZH+ZG)./ZL+1);
930
931     a=real(k1);
932     b=imag(k1);
933     c=real(k2);
934     d=imag(k2);
935     e=real(k3);
936     f=imag(k3);
937
938     m1=((a-e.*b./f)+sqrt((a-e.*b./f).^2-4.*(c-e.*d./f)))/2;
939     m2=((a-e.*b./f)-sqrt((a-e.*b./f).^2-4.*(c-e.*d./f)))/2;
940     m=m2;
941     Rf=(d-m2.*b)./f;
942     app.RF.Value=Rf;
943 end

```

```

944 elseif value1 == 3 % FASE T A TIERRA -----
945     if value == 1 % TAKAGI
946         VA=VCFR; IA=ICFR;
947         IAPRE=ICPR;
948         ZL1=sqrt(0.481^2+0.4419^2)*L;%sqrt(0.153^2+0.373^2)*L;
949         ZL0=sqrt(0.6588^2+1.8891^2)*L;%sqrt(0.328^2+1.88^2)*L;
950         KO=(ZL0-ZL1)/(3*ZL1);
951         VG=VA;
952         IG=IA+KO*IG0;
953         DIG=(IA-IAPRE);
954         Z1=(0.481+j*0.4419)*L;%(0.153+j*0.373)*L;
955         XL=imag(Z1);
956         m=imag(VG.*conj(DIG))./imag(Z1.*IG.*conj(DIG));
957     elseif value == 2 % REACTANCIA SIMPLE
958         VA=VCFR; IA=ICFR;
959         ZL1=sqrt(0.481^2+0.4419^2)*L;%sqrt(0.153^2+0.373^2)*L;
960         ZL0=sqrt(0.6588^2+1.8891^2)*L;%sqrt(0.328^2+1.88^2)*L;
961         KO=(ZL0-ZL1)/(3*ZL1);
962         VG=VA;
963         IG=IA+KO.*IG0;
964         Z1=(0.481+j*0.4419)*L;%(0.153+j*0.373)*L;
965         XL=imag(Z1);
966         m=1./XL.*imag(VG./IG);
967     elseif value == 3 % ERIKSSON
968         VA=VAFR; VB=VBFR; VC=VCFR;
969         IA=IAFR; IB=IBFR; IC=ICFR;
970         IAPRE=IAPR; IBPRE=IBPR; ICPRE=ICPR;
971         VAPRE=VAPR; VBPRE=VBPR; VCPRE=VCPR;
972         ZL=(0.481+j*0.4419)*L;%(0.153+1i*0.373)*L;
973         ZL1=sqrt(0.481^2+0.4419^2)*L;%sqrt(0.153^2+0.373^2)*L;
974         ZL0=sqrt(0.6588^2+1.8891^2)*L;%sqrt(0.328^2+1.88^2)*L;
975         KO=(ZL0-ZL1)/(3*ZL1);
976
977         VG=VC;
978         IG=IC+KO*IG0;
979         DIG=(IC-ICPRE);
980
981         IH=IG;
982         DV=IH.*ZL;
983         VH=VG-DV;
984         SH=VH.*conj(IH);
985         VHA=VAPRE-IAPRE*ZL;
986         VHB=VBPRE-IBPRE*ZL;
987         VHC=VCPRE-ICPRE*ZL;
988         SHA=VHA*conj(IAPRE);
989         SHB=VHB*conj(IBPRE);
990         SHC=VHC*conj(ICPRE);
991         ZA=conj((abs(VHA).^2)./SHA);
992         ZB=conj((abs(VHB).^2)./SHB);
993         ZC=conj((abs(VHC).^2)./SHC);
994
995         %ZH=abs(VH).^2/SH;
996         ZH=(ZA+ZB+ZC)./3;
997
998         aa=1*(cosd(120)+1i*sind(120));
999         IG1pre=(1/3).*(IAPRE+aa.*IBPRE+aa.^2.*ICPRE);
1000         VG1pre=(1/3).*(VAPRE+aa.*VBPRE+aa.^2.*VCPRE);
1001
1002         IG1=(1/3).*(IA+aa.*IB+aa.^2.*IC);
1003         VG1=(1/3).*(VA+aa.*VB+aa.^2.*VC);
1004
1005         %El valor de ZG se calcula con valores de sec positiva
1006         ZG=- (VG1-VG1pre)./(IG1-IG1pre);
1007
1008         k1=1+ZH./ZL+VG./(IG.*ZL);

```

```

1009         k2=VG./(ZL.*IG).*(ZH./ZL+1);
1010         k3=DIG./(ZL.*IG).*((ZH+ZG)./ZL+1);
1011
1012         a=real(k1);
1013         b=imag(k1);
1014         c=real(k2);
1015         d=imag(k2);
1016         e=real(k3);
1017         f=imag(k3);
1018
1019         m1=((a-e.*b./f)+sqrt((a-e.*b./f).^2-4.*(c-e.*d./f)))./2;
1020         m2=((a-e.*b./f)-sqrt((a-e.*b./f).^2-4.*(c-e.*d./f)))./2;
1021         m=m2;
1022         Rf=(d-m2.*b)./f;
1023         app.RF.Value=Rf;
1024     end
1025     %XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
1026 elseif value1 == 4 %FASES R S -----
1027     if value == 1 % Metodo takagi
1028         VA=VAFR;VB=VBFR;
1029         IA=IAFR;IB=IBFR;
1030         IAPRE=IAPR;IBPRE=IBPR;
1031         VG=VA-VB;
1032         IG=IA-IB;
1033         DIG=(IA-IAPRE)-(IB-IBPRE);
1034         Z1=(0.481+j*0.4419)*L;% (0.153+j*0.373)*L;
1035         XL=imag(Z1);
1036         m=imag(VG.*conj(DIG))./imag(Z1.*IG.*conj(DIG));
1037     elseif value == 2 % Metodo R Simple
1038         VA=VAFR;VB=VBFR;
1039         IA=IAFR;IB=IBFR;
1040         VG=VA-VB;
1041         IG=IA-IB;
1042         Z1=(0.481+j*0.4419)*L;% (0.153+j*0.373)*L;
1043         XL=imag(Z1);
1044         m=1./XL.*imag(VG./IG);
1045     elseif value == 3 % ERIKSSON
1046         VA=VAFR;VB=VBFR;VC=VCFR;
1047         IA=IAFR;IB=IBFR;IC=ICFR;
1048         IAPRE=IAPR;IBPRE=IBPR;ICPRE=ICPR;
1049         VAPRE=VAPR;VBPRE=VBPR;VCPRE=VCPR;
1050         ZL=(0.481+j*0.4419)*L;% (0.153+1i*0.373)*L;
1051
1052         VG=VA-VB;
1053         IG=IA-IB;
1054         DIG=(IA-IAPRE)-(IB-IBPRE);
1055
1056         IH=IG;
1057         DV=IH.*ZL;
1058         VH=VG-DV;
1059         SH=VH.*conj(IH);
1060         VHA=VAPRE-IAPRE*ZL;
1061         VHB=VBPRE-IBPRE*ZL;
1062         VHC=VCPRE-ICPRE*ZL;
1063         SHA=VHA*conj(IAPRE);
1064         SHB=VHB*conj(IBPRE);
1065         SHC=VHC*conj(ICPRE);
1066         ZA=conj((abs(VHA)^2)/SHA);
1067         ZB=conj((abs(VHB)^2)/SHB);
1068         ZC=conj((abs(VHC)^2)/SHC);
1069
1070         %ZH=abs(VH).^2/SH;
1071         ZH=(ZA+ZB+ZC)/3;
1072
1073         aa=1*(cosd(120)+j*sind(120));

```

```

1074     IG1pre=(1/3)*(IAPRE+aa*IBPRE+aa^2*ICPRE);
1075     VG1pre=(1/3)*(VAPRE+aa*VBPRE+aa^2*VCPRE);
1076
1077     IG1=(1/3)*(IA+aa*IB+aa^2*IC);
1078     VG1=(1/3)*(VA+aa*VB+aa^2*VC);
1079
1080     %El valor de ZG se calcula con valores de sec positiva
1081     ZG=-(VG1-VG1pre)/(IG1-IG1pre);
1082
1083     k1=1+ZH./ZL+VG./(IG.*ZL);
1084     k2=VG./(ZL.*IG).*(ZH./ZL+1);
1085     k3=DIG/(ZL.*IG).*((ZH+ZG)./ZL+1);
1086
1087     a=real(k1);
1088     b=imag(k1);
1089     c=real(k2);
1090     d=imag(k2);
1091     e=real(k3);
1092     f=imag(k3);
1093
1094     m1=((a-e*b/f)+sqrt((a-e*b/f)^2-4*(c-e*d/f)))/2;
1095     m2=((a-e*b/f)-sqrt((a-e*b/f)^2-4*(c-e*d/f)))/2;
1096     m=m2;
1097     Rf=(d-m2*b)/f;
1098     app.RF.Value=Rf;
1099 end
1100 elseif value1 == 5 %FASES S T -----
1101     if value == 1 %takagi
1102         VB=VBFR;VC=VCFR;
1103         IB=IBFR;IC=ICFR;
1104         IBPRE=IBPR;ICPRE=ICPR;
1105         VG=VB-VC;
1106         IG=IB-IC;
1107         DIG=(IB-IBPRE)-(IC-ICPRE);
1108         Z1=(0.481+j*0.4419)*L;% (0.153+j*0.373)*L;
1109         XL=imag(Z1);
1110         m=imag(VG.*conj(DIG))./imag(Z1.*IG.*conj(DIG));
1111     elseif value == 2 %R. Simple
1112         VB=VBFR;VC=VCFR;
1113         IB=IBFR;IC=ICFR;
1114         VG=VB-VC;
1115         IG=IB-IC;
1116         Z1=(0.481+j*0.4419)*L;% (0.153+j*0.373)*L;
1117         XL=imag(Z1);
1118         m=1./XL.*imag(VG./IG);
1119     elseif value == 3
1120         VA=VAFR;VB=VBFR;VC=VCFR;
1121         IA=IAFR;IB=IBFR;IC=ICFR;
1122         IAPRE=IAPR;IBPRE=IBPR;ICPRE=ICPR;
1123         VAPRE=VAPR;VBPRE=VBPR;VCPRE=VCPR;
1124         ZL=(0.481+j*0.4419)*L;% (0.153+1i*0.373)*L;
1125
1126         VG=VB-VC;
1127         IG=IB-IC;
1128         DIG=(IB-IBPRE)-(IC-ICPRE);
1129
1130         IH=IG;
1131         DV=IH.*ZL;
1132         VH=VG-DV;
1133         SH=VH.*conj(IH);
1134         VHA=VAPRE-IAPRE*ZL;
1135         VHB=VBPRE-IBPRE*ZL;
1136         VHC=VCPRE-ICPRE*ZL;
1137         SHA=VHA*conj(IAPRE);
1138         SHB=VHB*conj(IBPRE);

```

```

1139     SHC=VHC*conj (ICPRE) ;
1140     ZA=conj ( (abs (VHA) ^2) /SHA) ;
1141     ZB=conj ( (abs (VHB) ^2) /SHB) ;
1142     ZC=conj ( (abs (VHC) ^2) /SHC) ;
1143
1144     %ZH=abs (VH) .^2/SH;
1145     ZH=(ZA+ZB+ZC) /3;
1146
1147     aa=1*(cosd(120)+j*sind(120));
1148     IG1pre=(1/3)*(IAPRE+aa*IBPRE+aa^2*ICPRE);
1149     VG1pre=(1/3)*(VAPRE+aa*VBPRE+aa^2*VCPRE);
1150
1151     IG1=(1/3)*(IA+aa*IB+aa^2*IC);
1152     VG1=(1/3)*(VA+aa*VB+aa^2*VC);
1153
1154     %El valor de ZG se calcula con valores de sec positiva
1155     ZG=-(VG1-VG1pre)/(IG1-IG1pre);
1156
1157     k1=1+ZH./ZL+VG./(IG.*ZL);
1158     k2=VG./(ZL.*IG).*(ZH./ZL+1);
1159     k3=DIG/(ZL.*IG).*((ZH+ZG)./ZL+1);
1160
1161     a=real(k1);
1162     b=imag(k1);
1163     c=real(k2);
1164     d=imag(k2);
1165     e=real(k3);
1166     f=imag(k3);
1167
1168     m1=((a-e*b/f)+sqrt((a-e*b/f)^2-4*(c-e*d/f)))/2;
1169     m2=((a-e*b/f)-sqrt((a-e*b/f)^2-4*(c-e*d/f)))/2;
1170     m=m2;
1171     Rf=(d-m2*b)/f;
1172     app.RF.Value=Rf;
1173 end
1174 elseif value1 == 6 %FASES R T -----
1175     if value == 1
1176         VA=VAFR;VC=VCFR;
1177         IA=IAFR;IC=ICFR;
1178         IAPRE=IAPR;ICPRE=ICPR;
1179         VG=VA-VC;
1180         IG=IA-IC;
1181         DIG=(IA-IAPRE)-(IC-ICPRE);
1182         Z1=(0.481+j*0.4419)*L;% (0.153+j*0.373)*L;
1183         XL=imag(Z1);
1184         m=imag(VG.*conj(DIG))./imag(Z1.*IG.*conj(DIG));
1185     elseif value == 2
1186         VA=VAFR;VC=VCFR;
1187         IA=IAFR;IC=ICFR;
1188         VG=VA-VC;
1189         IG=IA-IC;
1190         Z1=(0.481+j*0.4419)*L;% (0.153+j*0.373)*L;
1191         XL=imag(Z1);
1192         m=1./XL.*imag(VG./IG);
1193     elseif value == 3
1194         VA=VAFR;VB=VBFR;VC=VCFR;
1195         IA=IAFR;IB=IBFR;IC=ICFR;
1196         IAPRE=IAPR;IBPRE=IBPR;ICPRE=ICPR;
1197         VAPRE=VAPR;VBPRE=VBPR;VCPRE=VCPR;
1198         ZL=(0.481+j*0.4419)*L;% (0.153+1i*0.373)*L;
1199
1200         VG=VA-VC;
1201         IG=IA-IC;
1202         DIG=(IA-IAPRE)-(IC-ICPRE);
1203

```

```

1204         IH=IG;
1205         DV=IH.*ZL;
1206         VH=VG-DV;
1207         SH=VH.*conj(IH);
1208         VHA=VAPRE-IAPRE*ZL;
1209         VHB=VBPRE-IBPRE*ZL;
1210         VHC=VCPRE-ICPRE*ZL;
1211         SHA=VHA*conj(IAPRE);
1212         SHB=VHB*conj(IBPRE);
1213         SHC=VHC*conj(ICPRE);
1214         ZA=conj((abs(VHA)^2)/SHA);
1215         ZB=conj((abs(VHB)^2)/SHB);
1216         ZC=conj((abs(VHC)^2)/SHC);
1217
1218         %ZH=abs(VH).^2/SH;
1219         ZH=(ZA+ZB+ZC)/3;
1220
1221         aa=1*(cosd(120)+j*sind(120));
1222         IG1pre=(1/3)*(IAPRE+aa*IBPRE+aa^2*ICPRE);
1223         VG1pre=(1/3)*(VAPRE+aa*VBPRE+aa^2*VCPRE);
1224
1225         IG1=(1/3)*(IA+aa*IB+aa^2*IC);
1226         VG1=(1/3)*(VA+aa*VB+aa^2*VC);
1227
1228         %El valor de ZG se calcula con valores de sec positiva
1229         ZG=-(VG1-VG1pre)/(IG1-IG1pre);
1230
1231         k1=1+ZH./ZL+VG./(IG.*ZL);
1232         k2=VG./(ZL.*IG).*(ZH./ZL+1);
1233         k3=DIG/(ZL.*IG).*((ZH+ZG)./ZL+1);
1234
1235         a=real(k1);
1236         b=imag(k1);
1237         c=real(k2);
1238         d=imag(k2);
1239         e=real(k3);
1240         f=imag(k3);
1241
1242         m1=((a-e*b/f)+sqrt((a-e*b/f)^2-4*(c-e*d/f)))/2;
1243         m2=((a-e*b/f)-sqrt((a-e*b/f)^2-4*(c-e*d/f)))/2;
1244         m=m2;
1245         Rf=(d-m2*b)/f;
1246         app.RF.Value=Rf;
1247     end
1248 end
1249 app.mm.Value = m;
1250 app.dd.Value = m*L;
1251 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
1252 %grafica de la ubicacion de falla_XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
1253 if length(app.LocalizacinTab.Children(end).Children) == 4
1254 else
1255     delete(app.LocalizacinTab.Children(end).Children(1:4))
1256 end
1257 A=load('ubi_falla.mat');
1258 AN=load('NAT_3302N.mat');
1259 Alg3=A.Alg3;
1260 if value2 == 1
1261     distF=m*Alg3(164,4);%tramo de linea L-3302
1262     F=find(distF<Alg3(:,4));
1263 elseif value2 == 2
1264     distF=Alg3(164,4)+m*(Alg3(end,4)-Alg3(164,4));%tramo de linea L-3302
1265     F=find(distF<Alg3(:,4));
1266 end
1267 gx=app.LocalizacinTab.Children(end);
1268 hold(gx,'on');

```

```

1269 %grafica de la ubicacion de falla_XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
1270 geoplot(gx,Alg3(F(1),1)',Alg3(F(1),2)', 'o', 'Color', 'r', 'LineWidth', 2,
2, 'MarkerFaceColor', 'y', 'MarkerSize', 10);
1271 %geoplot(gx,Alg3(F(1)-1,1)',Alg3(F(1)-1,2)', 'o', 'Color', 'r', 'LineWidth', 2,
2, 'MarkerFaceColor', 'y', 'MarkerSize', 10);
1272 text(gx,Alg3(F(1),1)+0.005,Alg3(F(1),2), ['Loc falla: ',mat2str(round(m*L,2))
'km'], 'Color', [1 1 1], 'FontSize', 14);
1273 app.deQ.Value=m*L;
1274 app.deO.Value=L-m*L;
1275 %grafica de la ubicacion de falla_XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
1276 d1=distF-0.750;
1277 d2=distF+0.750;
1278 F1=find(d1<Alg3(:,4));
1279 F2=find(d2>Alg3(:,4));
1280 geoplot(gx,Alg3(F1(1),1)',Alg3(F1(1),2)', 'o', 'Color', 'r', 'LineWidth', 2,
2, 'MarkerFaceColor', 'g', 'MarkerSize', 10);
1281 geoplot(gx,Alg3(F2(end),1)',Alg3(F2(end),2)', 'o', 'Color', 'r', 'LineWidth', 2,
2, 'MarkerFaceColor', 'g', 'MarkerSize', 10);
1282 hold(gx, 'off');
1283 app.TFA.Value = AN.NAT3302_N.NAT0001(F(1));
1284 app.TI.Value = AN.NAT3302_N.NAT0001(F1(1));
1285 app.TF.Value = AN.NAT3302_N.NAT0001(F2(end));
1286 app.DV.Value = (Alg3(F(1),4)-Alg3(F1(1),4))+(Alg3(F2(end),4)-Alg3(F(1),4));%
Alg3(F2(end),4)-Alg3(F1(1),4);
1287 app.TLO.Value = app.DV.Value/5;%(Alg3(F2(end)-1,4)-Alg3(F1(1)-1,4))/5;
1288 end
1289
1290 % Value changed function: MetodoDropDown
1291 function MetodoDropDownValueChanged(app, event)
1292     value = app.MetodoDropDown.Value;
1293 end
1294
1295 % Value changed function: TipoFallaDropDown
1296 function TipoFallaDropDownValueChanged(app, event)
1297     value = str2double(app.TipoFallaDropDown.Value);
1298
1299     if value == 1
1300         app.IRF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1301         app.ISF.BackgroundColor = [1 1 1];
1302         app.ITF.BackgroundColor = [1 1 1];
1303         app.VRF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1304         app.VSF.BackgroundColor = [1 1 1];
1305         app.VTF.BackgroundColor = [1 1 1];
1306     elseif value == 2
1307         app.IRF.BackgroundColor = [1 1 1];
1308         app.ISF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1309         app.ITF.BackgroundColor = [1 1 1];
1310         app.VRF.BackgroundColor = [1 1 1];
1311         app.VSF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1312         app.VTF.BackgroundColor = [1 1 1];
1313     elseif value == 3
1314         app.IRF.BackgroundColor = [1 1 1];
1315         app.ISF.BackgroundColor = [1 1 1];
1316         app.ITF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1317         app.VRF.BackgroundColor = [1 1 1];
1318         app.VSF.BackgroundColor = [1 1 1];
1319         app.VTF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1320     elseif value == 4
1321         app.IRF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1322         app.ISF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1323         app.ITF.BackgroundColor = [1 1 1];
1324         app.VRF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1325         app.VSF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1326         app.VTF.BackgroundColor = [1 1 1];
1327     elseif value == 5

```

```

1328         app.IRF.BackgroundColor = [1 1 1];
1329         app.ISF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1330         app.ITF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1331         app.VRF.BackgroundColor = [1 1 1];
1332         app.VSF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1333         app.VTF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1334     elseif value == 6
1335         app.IRF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1336         app.ISF.BackgroundColor = [1 1 1];
1337         app.ITF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1338         app.VRF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1339         app.VSF.BackgroundColor = [1 1 1];
1340         app.VTF.BackgroundColor = [1 0.5 0.5];
1341     end
1342 end
1343
1344 % Value changed function: TipoMapaDropDown
1345 function TipoMapaDropDownValueChanged(app, event)
1346     value = app.TipoMapaDropDown.Value;
1347     gx=app.LocalizacinTab.Children(end);
1348     if value == '1'
1349         gx.Basemap = 'streets-light';
1350     elseif value == '2'
1351         gx.Basemap = 'streets';
1352     elseif value == '3'
1353         gx.Basemap = 'topographic';
1354     elseif value == '4'
1355         gx.Basemap = 'streets-dark';
1356     elseif value == '5'
1357         gx.Basemap = 'satellite';
1358     elseif value == '6'
1359         gx.Basemap = 'landcover';
1360     end
1361 end
1362
1363 % Value changed function: Anual
1364 function AnualValueChanged(app, event)
1365     value1=app.Indicador.Value;
1366     value = app.Anual.Value;
1367     value2=app.actual.Value;
1368     X = categorical({'2018','2019','2020','2021'});
1369
1370     if value2 == 1 %estado actualxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
1371     if value1 == '1'%L-3302-1
1372         if value == '1' %2018
1373             Int01=readtable('INT_2018_3302.txt');
1374             app.UITable3.Data=Int01;
1375             Int011=readtable('INT_2018_3302_TH.txt');
1376             app.UITable3_2.Data=Int011;
1377         elseif value == '2'
1378             Int01=readtable('INT_2019_3302.txt');
1379             app.UITable3.Data=Int01;
1380             Int011=readtable('INT_2019_3302_TH.txt');
1381             app.UITable3_2.Data=Int011;
1382         elseif value == '3'
1383             Int01=readtable('INT_2020_3302.txt');
1384             app.UITable3.Data=Int01;
1385             Int011=readtable('INT_2020_3302_TH.txt');
1386             app.UITable3_2.Data=Int011;
1387         elseif value == '4'
1388             Int01=readtable('INT_2021_3302.txt');
1389             app.UITable3.Data=Int01;
1390             Int011=readtable('INT_2021_3302_TH.txt');
1391             app.UITable3_2.Data=Int011;
1392     end

```

```

1393 bar(app.UIAxes4,X,[4 24.35;4 5.188;4 4.05;4 2.783]);
1394 bar(app.UIAxes5,X,[8 10;8 10;8 4;8 3]);
1395 elseif value1 == '2' %L-3302-1
1396     if value == '1'
1397         Int01=readtable('INT_2018_3302.txt');
1398         app.UITable3.Data=Int01;
1399         Int011=readtable('INT_2018_3302_TH.txt');
1400         app.UITable3_2.Data=Int011;
1401     elseif value == '2'
1402         Int01=readtable('INT_2019_3302_1.txt');
1403         app.UITable3.Data=Int01;
1404         Int011=readtable('INT_2019_3302_1_TH.txt');
1405         app.UITable3_2.Data=Int011;
1406     elseif value == '3'
1407         Int01=readtable('INT_2020_3302_1.txt');
1408         app.UITable3.Data=Int01;
1409         Int011=readtable('INT_2020_3302_1_TH.txt');
1410         app.UITable3_2.Data=Int011;
1411     elseif value == '4'
1412         Int01=readtable('INT_2021_3302_1.txt');
1413         app.UITable3.Data=Int01;
1414         Int011=readtable('INT_2021_3302_1_TH.txt');
1415         app.UITable3_2.Data=Int011;
1416     end
1417 bar(app.UIAxes4,X,[4 24.35;4 5.221;4 11.85;4 5.383]);
1418 bar(app.UIAxes5,X,[8 10;8 10;8 8;8 6]);
1419 end
1420 elseif value2 == 0 %estado mejorado xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
1421
1422 if value1 == '1'%L-3302-1
1423     if value == '1' %2018
1424         Int01=readtable('INT_2018_3302.txt');
1425         app.UITable3.Data=Int01;
1426         Int011=readtable('INT_2018_3302_TH_M.txt');
1427         app.UITable3_2.Data=Int011;
1428     elseif value == '2'
1429         Int01=readtable('INT_2019_3302.txt');
1430         app.UITable3.Data=Int01;
1431         Int011=readtable('INT_2019_3302_TH_M.txt');
1432         app.UITable3_2.Data=Int011;
1433     elseif value == '3'
1434         Int01=readtable('INT_2020_3302.txt');
1435         app.UITable3.Data=Int01;
1436         Int011=readtable('INT_2020_3302_TH_M.txt');
1437         app.UITable3_2.Data=Int011;
1438     elseif value == '4'
1439         Int01=readtable('INT_2021_3302.txt');
1440         app.UITable3.Data=Int01;
1441         Int011=readtable('INT_2021_3302_TH_M.txt');
1442         app.UITable3_2.Data=Int011;
1443     end
1444 bar(app.UIAxes4,X,[4 20.867;4 4.417;4 3.52;4 2.783]);
1445 bar(app.UIAxes5,X,[8 10;8 10;8 4;8 3]);
1446 elseif value1 == '2' %L-3302-1
1447     if value == '1'
1448         Int01=readtable('INT_2018_3302.txt');
1449         app.UITable3.Data=Int01;
1450         Int011=readtable('INT_2018_3302_TH_M.txt');
1451         app.UITable3_2.Data=Int011;
1452     elseif value == '2'
1453         Int01=readtable('INT_2019_3302_1.txt');
1454         app.UITable3.Data=Int01;
1455         Int011=readtable('INT_2019_3302_1_TH_M.txt');
1456         app.UITable3_2.Data=Int011;
1457     elseif value == '3'

```

```

1458         Int01=readtable('INT_2020_3302_1.txt');
1459         app.UITable3.Data=Int01;
1460         Int011=readtable('INT_2020_3302_1_TH_M.txt');
1461         app.UITable3_2.Data=Int011;
1462         elseif value == '4'
1463             Int01=readtable('INT_2021_3302_1.txt');
1464             app.UITable3.Data=Int01;
1465             Int011=readtable('INT_2021_3302_1_TH_M.txt');
1466             app.UITable3_2.Data=Int011;
1467         end
1468         bar(app.UIAxes4,X,[4 20.867;4 4.45;4 8.957;4 5.057]);
1469         bar(app.UIAxes5,X,[8 10;8 10;8 7;8 5]);
1470     end
1471 end
1472 %xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
1473 %grafica de performance
1474 Ind01=0;
1475 cont=0;
1476 for k=1:length(Int01.Var1)
1477     if Int01.Var4(k)>=0.05
1478         Ind01=Ind01+Int01.Var4(k);
1479         cont=cont+1;
1480     end
1481 end
1482 app.IndTotal.Value = Ind01;
1483 app.TasTotal.Value = cont;
1484 X = categorical({'2018','2019','2020','2021'});
1485 %bar(app.UIAxes4,X,[4 Ind01;4 Ind01-1;4 Ind01-2;4 Ind01-4]);
1486 %bar(app.UIAxes5,X,[8 cont;8 cont-1;8 cont-2;8 cont-4]);
1487
1488 grid(app.UIAxes4,'on');
1489 grid(app.UIAxes4,'minor');
1490 grid(app.UIAxes5,'on');
1491 grid(app.UIAxes5,'minor');
1492 DD=cell2mat(table2cell(app.UITable3_2.Data(:,5:9)));
1493 pie(app.UIAxes6,DD(4,:));
1494 grid(app.UIAxes6,'on');
1495 grid(app.UIAxes6,'minor');
1496 legend(app.UIAxes6,'Tp','Td','Tr','Tc','Tl');
1497
1498 histogram(app.UIAxes7,categorical(app.UITable3.Data.Var5));
1499 grid(app.UIAxes7,'on');
1500 grid(app.UIAxes7,'minor');
1501
1502 AA=app.UITable3.Data.Var4;
1503 BB=app.UITable3.Data.Var5;
1504 CC=table(AA,categorical(BB));
1505 DD=groupsummary(CC,"Var2","sum","AA");
1506 bubblechart(app.UIAxes7,DD.Var2,DD.GroupCount,DD.sum_AA,1:length(DD.Var2));
1507
1508 end
1509
1510 % Button pushed function: mejoradoButton
1511 function mejoradoButtonPushed(app, event)
1512     AnualValueChanged(app, event);
1513     DD=cell2mat(table2cell(app.UITable3_2.Data(:,5:9)));
1514     pie(app.UIAxes6,DD(4,:));
1515     legend(app.UIAxes6,'Tp','Td','Tr','Tc','TL');
1516 end
1517
1518 % Callback function
1519 function graficarButtonPushed(app, event)
1520     %FF=find(app.UITable3_2.Data.Var1==app.B_codigo.Value);
1521     %FF=event.Indices(1);
1522     %DD=cell2mat(table2cell(app.UITable3_2.Data(:,5:9)));

```

```

1523         %pie(app.UIAxes6,DD(FF,:));
1524         %legend(app.UIAxes6,'Tp','Td','Tr','Tc','TL');
1525     end
1526
1527     % Cell selection callback: UITable3_2
1528     function selector_tabla(app, event)
1529         %indices = event.Indices;
1530         %newData = event.NewData;
1531         DD=cell2mat(table2cell(app.UITable3_2.Data(:,5:9)));
1532         pie(app.UIAxes6,DD(event.Indices(1),:)/DD(event.Indices(1),4));
1533         legend(app.UIAxes6,'Tp','Td','Tr','Tc','TL');
1534     end
1535
1536     % Button pushed function: actualButton
1537     function actualButtonPushed(app, event)
1538         AnualValueChanged(app, event);
1539     end
1540
1541     % Selection changed function: IndicadoresButtonGroup
1542     function IndicadoresButtonGroupSelectionChanged(app, event)
1543         selectedButton = app.IndicadoresButtonGroup.SelectedObject;
1544         AnualValueChanged(app, event);
1545     end
1546 end
1547
1548 % Component initialization
1549 methods (Access = private)
1550
1551 % Create UIFigure and components
1552 function createComponents(app)
1553
1554     % Create LocalizaciondefallasUIFigure and hide until all components are
1555     created
1556     app.LocalizaciondefallasUIFigure = uifigure('Visible', 'off');
1557     app.LocalizaciondefallasUIFigure.Position = [50 50 1796 967];
1558     app.LocalizaciondefallasUIFigure.Name = 'Localizacion de fallas';
1559
1560     % Create TabGroup
1561     app.TabGroup = uitabgroup(app.LocalizaciondefallasUIFigure);
1562     app.TabGroup.Position = [1 1 1797 967];
1563
1564     % Create OscilografiaTab
1565     app.OscilografiaTab = uitab(app.TabGroup);
1566     app.OscilografiaTab.AutoResizeChildren = 'off';
1567     app.OscilografiaTab.Title = 'Oscilografia';
1568
1569     % Create UIAxes
1570     app.UIAxes = uiaxes(app.OscilografiaTab);
1571     title(app.UIAxes, 'Corriente (A)')
1572     xlabel(app.UIAxes, 'X')
1573     ylabel(app.UIAxes, 'Y')
1574     app.UIAxes.PlotBoxAspectRatio = [5.62114537444934 1 1];
1575     app.UIAxes.XMinorGrid = 'on';
1576     app.UIAxes.YMinorGrid = 'on';
1577     app.UIAxes.ZMinorGrid = 'on';
1578     app.UIAxes.Position = [31 492 1296 282];
1579
1580     % Create UIAxes_2
1581     app.UIAxes_2 = uiaxes(app.OscilografiaTab);
1582     title(app.UIAxes_2, 'Tensión (KV)')
1583     xlabel(app.UIAxes_2, 'X')
1584     ylabel(app.UIAxes_2, 'Y')
1585     app.UIAxes_2.PlotBoxAspectRatio = [6.15384615384616 1 1];
1586     app.UIAxes_2.XGrid = 'on';
1587     app.UIAxes_2.XMinorGrid = 'on';

```

```

1587     app.UIAxes_2.YGrid = 'on';
1588     app.UIAxes_2.YMinorGrid = 'on';
1589     app.UIAxes_2.ZGrid = 'on';
1590     app.UIAxes_2.ZMinorGrid = 'on';
1591     app.UIAxes_2.Position = [31 223 1296 263];
1592
1593     % Create UIAxes_3
1594     app.UIAxes_3 = uiaxes(app.OscilografiaTab);
1595     title(app.UIAxes_3, 'Señales digitales')
1596     xlabel(app.UIAxes_3, 'X')
1597     ylabel(app.UIAxes_3, 'Y')
1598     app.UIAxes_3.PlotBoxAspectRatio = [11.743119266055 1 1];
1599     app.UIAxes_3.XGrid = 'on';
1600     app.UIAxes_3.XMinorGrid = 'on';
1601     app.UIAxes_3.YGrid = 'on';
1602     app.UIAxes_3.YMinorGrid = 'on';
1603     app.UIAxes_3.ZGrid = 'on';
1604     app.UIAxes_3.ZMinorGrid = 'on';
1605     app.UIAxes_3.Position = [31 60 1297 164];
1606
1607     % Create UIAxes2
1608     app.UIAxes2 = uiaxes(app.OscilografiaTab);
1609     title(app.UIAxes2, 'Diagrama fasorial Corrientes')
1610     xlabel(app.UIAxes2, 'real')
1611     ylabel(app.UIAxes2, 'imaginario')
1612     app.UIAxes2.PlotBoxAspectRatio = [1.25632911392405 1 1];
1613     app.UIAxes2.XGrid = 'on';
1614     app.UIAxes2.XMinorGrid = 'on';
1615     app.UIAxes2.YGrid = 'on';
1616     app.UIAxes2.YMinorGrid = 'on';
1617     app.UIAxes2.ZGrid = 'on';
1618     app.UIAxes2.ZMinorGrid = 'on';
1619     app.UIAxes2.Position = [1326 403 444 371];
1620
1621     % Create UIAxes3
1622     app.UIAxes3 = uiaxes(app.OscilografiaTab);
1623     title(app.UIAxes3, 'Diagrama fasorial tensiones')
1624     xlabel(app.UIAxes3, 'real')
1625     ylabel(app.UIAxes3, 'imaginario')
1626     app.UIAxes3.PlotBoxAspectRatio = [1.375 1 1];
1627     app.UIAxes3.XGrid = 'on';
1628     app.UIAxes3.XMinorGrid = 'on';
1629     app.UIAxes3.YGrid = 'on';
1630     app.UIAxes3.YMinorGrid = 'on';
1631     app.UIAxes3.ZGrid = 'on';
1632     app.UIAxes3.ZMinorGrid = 'on';
1633     app.UIAxes3.Position = [1327 60 443 343];
1634
1635     % Create CaragardatosPanel
1636     app.CaragardatosPanel = uipanel(app.OscilografiaTab);
1637     app.CaragardatosPanel.AutoResizeChildren = 'off';
1638     app.CaragardatosPanel.Title = 'Caragar datos';
1639     app.CaragardatosPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
1640     app.CaragardatosPanel.Position = [1 792 130 150];
1641
1642     % Create ImportarCFGButton
1643     app.ImportarCFGButton = uibutton(app.CaragardatosPanel, 'push');
1644     app.ImportarCFGButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @ImportarCFGButtonPushed, true);
1645     app.ImportarCFGButton.Position = [14 99 100 22];
1646     app.ImportarCFGButton.Text = 'Importar CFG';
1647
1648     % Create SinimportarButton
1649     app.SinimportarButton = uibutton(app.CaragardatosPanel, 'push');
1650     app.SinimportarButton.Position = [14 69 100 22];

```

```

1651     app.SinimportarButton.Text = 'Sin importar';
1652
1653     % Create GraficarButton
1654     app.GraficarButton = uibutton(app.CaragardatosPanel, 'push');
1655     app.GraficarButton.Position = [15 37 99 23];
1656     app.GraficarButton.Text = 'Graficar';
1657
1658     % Create tsSliderLabel
1659     app.tsSliderLabel = uilabel(app.OscilografiaTab);
1660     app.tsSliderLabel.HorizontalAlignment = 'right';
1661     app.tsSliderLabel.Position = [34 32 25 22];
1662     app.tsSliderLabel.Text = 't(s)';
1663
1664     % Create tsSlider
1665     app.tsSlider = uislider(app.OscilografiaTab);
1666     app.tsSlider.Limits = [0 1.084722];
1667     app.tsSlider.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, @tsSliderValueChanged,
true);
1668     app.tsSlider.Position = [70 43 1251 3];
1669
1670     % Create SealeneltiempoPanel
1671     app.SealeneltiempoPanel = uipanel(app.OscilografiaTab);
1672     app.SealeneltiempoPanel.AutoResizeChildren = 'off';
1673     app.SealeneltiempoPanel.Title = 'Señal en el tiempo';
1674     app.SealeneltiempoPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
1675     app.SealeneltiempoPanel.Position = [309 792 1055 150];
1676
1677     % Create UITable
1678     app.UITable = uitable(app.SealeneltiempoPanel);
1679     app.UITable.ColumnName = {'Señal'; 'Tiempo'; 'Instantaneo'; 'RMS'; 'Angulo'};
1680     app.UITable.RowName = {};
1681     app.UITable.Position = [203 5 397 123];
1682
1683     % Create CorrientesDropDownLabel
1684     app.CorrientesDropDownLabel = uilabel(app.SealeneltiempoPanel);
1685     app.CorrientesDropDownLabel.HorizontalAlignment = 'right';
1686     app.CorrientesDropDownLabel.Position = [12 74 64 23];
1687     app.CorrientesDropDownLabel.Text = 'Corrientes';
1688
1689     % Create CorrientesDropDown
1690     app.CorrientesDropDown = uidropdown(app.SealeneltiempoPanel);
1691     app.CorrientesDropDown.Items = {'Agrupado', 'IA', 'IB', 'IC'};
1692     app.CorrientesDropDown.ItemsData = {'1', '2', '3', '4', '5'};
1693     app.CorrientesDropDown.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app,
@CorrientesDropDownValueChanged, true);
1694     app.CorrientesDropDown.Position = [91 75 100 22];
1695     app.CorrientesDropDown.Value = '1';
1696
1697     % Create TensionDropDownLabel
1698     app.TensionDropDownLabel = uilabel(app.SealeneltiempoPanel);
1699     app.TensionDropDownLabel.HorizontalAlignment = 'right';
1700     app.TensionDropDownLabel.Position = [12 47 64 23];
1701     app.TensionDropDownLabel.Text = 'Tension';
1702
1703     % Create TensionDropDown
1704     app.TensionDropDown = uidropdown(app.SealeneltiempoPanel);
1705     app.TensionDropDown.Items = {'Agrupado', 'VA', 'VB', 'VC'};
1706     app.TensionDropDown.ItemsData = {'1', '2', '3', '4', '5'};
1707     app.TensionDropDown.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app,
@TensionDropDownValueChanged, true);
1708     app.TensionDropDown.Position = [91 48 100 22];
1709     app.TensionDropDown.Value = '1';
1710
1711     % Create DigitalDropDownLabel
1712     app.DigitalDropDownLabel = uilabel(app.SealeneltiempoPanel);

```

```

1713 app.DigitalDropDownLabel.HorizontalAlignment = 'right';
1714 app.DigitalDropDownLabel.Position = [12 17 64 23];
1715 app.DigitalDropDownLabel.Text = 'Digital';
1716
1717 % Create DigitalDropDown
1718 app.DigitalDropDown = uidropdown(app.SealeneI tiempoPanel);
1719 app.DigitalDropDown.Position = [91 18 100 22];
1720
1721 % Create UITable2
1722 app.UITable2 = uitable(app.SealeneI tiempoPanel);
1723 app.UITable2.ColumnName = {'Señal'; 'Tiempo'; 'Instantaneo'; 'RMS';
'Angulo'};
1724 app.UITable2.RowName = {};
1725 app.UITable2.Position = [608 5 396 123];
1726
1727 % Create SeleccionardatosPanel
1728 app.SeleccionardatosPanel = uipanel(app.OscilografiaTab);
1729 app.SeleccionardatosPanel.AutoResizeChildren = 'off';
1730 app.SeleccionardatosPanel.Title = 'Seleccionar datos';
1731 app.SeleccionardatosPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
1732 app.SeleccionardatosPanel.Position = [1363 792 157 150];
1733
1734 % Create PrefallaButton
1735 app.PrefallaButton = uibutton(app.SeleccionardatosPanel, 'push');
1736 app.PrefallaButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app,
@PrefallaButtonPushed, true);
1737 app.PrefallaButton.Position = [16 97 99 23];
1738 app.PrefallaButton.Text = 'Prefalla';
1739
1740 % Create FallaButton
1741 app.FallaButton = uibutton(app.SeleccionardatosPanel, 'push');
1742 app.FallaButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @FallaButtonPushed,
true);
1743 app.FallaButton.Position = [16 63 99 23];
1744 app.FallaButton.Text = 'Falla';
1745
1746 % Create Lamp
1747 app.Lamp = uilamp(app.SeleccionardatosPanel);
1748 app.Lamp.Position = [127 98 20 20];
1749
1750 % Create Lamp_2
1751 app.Lamp_2 = uilamp(app.SeleccionardatosPanel);
1752 app.Lamp_2.Position = [127 64 20 20];
1753
1754 % Create ConfiguracionesPanel
1755 app.ConfiguracionesPanel = uipanel(app.OscilografiaTab);
1756 app.ConfiguracionesPanel.AutoResizeChildren = 'off';
1757 app.ConfiguracionesPanel.Title = 'Configuraciones';
1758 app.ConfiguracionesPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
1759 app.ConfiguracionesPanel.Position = [130 792 180 150];
1760
1761 % Create ButtonGroup_4
1762 app.ButtonGroup_4 = uibuttongroup(app.ConfiguracionesPanel);
1763 app.ButtonGroup_4.AutoResizeChildren = 'off';
1764 app.ButtonGroup_4.Position = [1 97 157 32];
1765
1766 % Create InstantaneoButton
1767 app.InstantaneoButton = uiradiobutton(app.ButtonGroup_4);
1768 app.InstantaneoButton.Text = 'Instantaneo';
1769 app.InstantaneoButton.Position = [11 4 88 23];
1770 app.InstantaneoButton.Value = true;
1771
1772 % Create RMSButton
1773 app.RMSButton = uiradiobutton(app.ButtonGroup_4);
1774 app.RMSButton.Text = 'RMS';

```

```

1775     app.RMSButton.Position = [104 3 65 23];
1776
1777     % Create SecundarioEditField_2Label
1778     app.SecundarioEditField_2Label = uilabel(app.ConfiguracionesPanel);
1779     app.SecundarioEditField_2Label.HorizontalAlignment = 'right';
1780     app.SecundarioEditField_2Label.Position = [6 46 67 23];
1781     app.SecundarioEditField_2Label.Text = 'Secundario';
1782
1783     % Create Secundario
1784     app.Secundario = uieditfield(app.ConfiguracionesPanel, 'numeric');
1785     app.Secundario.Position = [83 47 42 22];
1786     app.Secundario.Value = 1;
1787
1788     % Create PrimarioEditFieldLabel
1789     app.PrimarioEditFieldLabel = uilabel(app.ConfiguracionesPanel);
1790     app.PrimarioEditFieldLabel.HorizontalAlignment = 'right';
1791     app.PrimarioEditFieldLabel.Position = [12 17 45 23];
1792     app.PrimarioEditFieldLabel.Text = 'Primario';
1793
1794     % Create Primario
1795     app.Primario = uieditfield(app.ConfiguracionesPanel, 'numeric');
1796     app.Primario.Position = [83 18 42 22];
1797     app.Primario.Value = 150;
1798
1799     % Create RelacinTCLabel
1800     app.RelacinTCLabel = uilabel(app.ConfiguracionesPanel);
1801     app.RelacinTCLabel.Position = [12 72 72 23];
1802     app.RelacinTCLabel.Text = 'Relación TC';
1803
1804     % Create CheckBox
1805     app.CheckBox = uicheckbox(app.ConfiguracionesPanel);
1806     app.CheckBox.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, @CheckBoxValueChanged, ↵
true);
1807     app.CheckBox.Text = '';
1808     app.CheckBox.Position = [136 46 22 23];
1809     app.CheckBox.Value = true;
1810
1811     % Create CheckBox_2
1812     app.CheckBox_2 = uicheckbox(app.ConfiguracionesPanel);
1813     app.CheckBox_2.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, ↵
@CheckBox_2ValueChanged, true);
1814     app.CheckBox_2.Text = '';
1815     app.CheckBox_2.Position = [136 17 22 23];
1816
1817     % Create Panel2
1818     app.Panel2 = uipanel(app.OscilografiaTab);
1819     app.Panel2.AutoResizeChildren = 'off';
1820     app.Panel2.Title = 'Panel2';
1821     app.Panel2.Position = [1 752 2 2];
1822
1823     % Create AjustesdegraficaPanel
1824     app.AjustesdegraficaPanel = uipanel(app.OscilografiaTab);
1825     app.AjustesdegraficaPanel.AutoResizeChildren = 'off';
1826     app.AjustesdegraficaPanel.Title = 'Ajustes de grafica';
1827     app.AjustesdegraficaPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
1828     app.AjustesdegraficaPanel.Position = [1520 793 249 149];
1829
1830     % Create LimitesejeXLabel
1831     app.LimitesejeXLabel = uilabel(app.AjustesdegraficaPanel);
1832     app.LimitesejeXLabel.HorizontalAlignment = 'right';
1833     app.LimitesejeXLabel.Position = [18 90 74 23];
1834     app.LimitesejeXLabel.Text = 'Limites eje X';
1835
1836     % Create LIMX
1837     app.LIMX = uieditfield(app.AjustesdegraficaPanel, 'numeric');

```

```
1838     app.LIMX.Position = [102 91 42 22];
1839     app.LIMX.Value = 1;
1840
1841     % Create segundosLabel
1842     app.segundosLabel = uilabel(app.AjustesdegraficaPanel);
1843     app.segundosLabel.Position = [152 89 58 22];
1844     app.segundosLabel.Text = 'segundos';
1845
1846     % Create LocalizacinTab
1847     app.LocalizacinTab = uitab(app.TabGroup);
1848     app.LocalizacinTab.Title = 'Localización';
1849     app.LocalizacinTab.BackgroundColor = [0.9412 0.9412 0.9412];
1850
1851     % Create PrefallaPanel
1852     app.PrefallaPanel = uipanel(app.LocalizacinTab);
1853     app.PrefallaPanel.Title = 'Prefalla';
1854     app.PrefallaPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
1855     app.PrefallaPanel.Position = [185 792 446 150];
1856
1857     % Create ISPFa
1858     app.ISPFa = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1859     app.ISPFa.Position = [111 67 51 22];
1860
1861     % Create IRPFa
1862     app.IRPFa = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1863     app.IRPFa.Position = [111 97 51 22];
1864
1865     % Create ITPFa
1866     app.ITPFa = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1867     app.ITPFa.Position = [111 38 51 22];
1868
1869     % Create VSPFa
1870     app.VSPFa = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1871     app.VSPFa.Position = [278 67 51 22];
1872
1873     % Create VRPFa
1874     app.VRPFa = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1875     app.VRPFa.Position = [278 97 51 22];
1876
1877     % Create VTPFa
1878     app.VTPFa = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1879     app.VTPFa.Position = [278 38 51 22];
1880
1881     % Create IREditFieldLabel
1882     app.IREditFieldLabel = uilabel(app.PrefallaPanel);
1883     app.IREditFieldLabel.HorizontalAlignment = 'right';
1884     app.IREditFieldLabel.Position = [15 97 18 22];
1885     app.IREditFieldLabel.Text = 'IR';
1886
1887     % Create IRPF
1888     app.IRPF = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1889     app.IRPF.Position = [48 97 51 22];
1890
1891     % Create ISEditFieldLabel
1892     app.ISEditFieldLabel = uilabel(app.PrefallaPanel);
1893     app.ISEditFieldLabel.HorizontalAlignment = 'right';
1894     app.ISEditFieldLabel.Position = [15 67 18 22];
1895     app.ISEditFieldLabel.Text = 'IS';
1896
1897     % Create ISPF
1898     app.ISPF = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1899     app.ISPF.Position = [48 67 51 22];
1900
1901     % Create ITEditFieldLabel
1902     app.ITEditFieldLabel = uilabel(app.PrefallaPanel);
```

```

1903     app.ITextFieldLabel.HorizontalAlignment = 'right';
1904     app.ITextFieldLabel.Position = [15 38 18 22];
1905     app.ITextFieldLabel.Text = 'IT';
1906
1907     % Create ITPF
1908     app.ITPF = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1909     app.ITPF.Position = [48 38 51 22];
1910
1911     % Create VREditField_3Label
1912     app.VREditField_3Label = uilabel(app.PrefallaPanel);
1913     app.VREditField_3Label.HorizontalAlignment = 'right';
1914     app.VREditField_3Label.Position = [178 97 22 22];
1915     app.VREditField_3Label.Text = 'VR';
1916
1917     % Create VRPF
1918     app.VRPF = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1919     app.VRPF.Position = [215 97 51 22];
1920
1921     % Create VSEditFieldLabel
1922     app.VSEditFieldLabel = uilabel(app.PrefallaPanel);
1923     app.VSEditFieldLabel.HorizontalAlignment = 'right';
1924     app.VSEditFieldLabel.Position = [179 67 21 22];
1925     app.VSEditFieldLabel.Text = 'VS';
1926
1927     % Create VSPF
1928     app.VSPF = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1929     app.VSPF.Position = [215 67 51 22];
1930
1931     % Create VTEditField_3Label
1932     app.VTEditField_3Label = uilabel(app.PrefallaPanel);
1933     app.VTEditField_3Label.HorizontalAlignment = 'right';
1934     app.VTEditField_3Label.Position = [178 38 22 22];
1935     app.VTEditField_3Label.Text = 'VT';
1936
1937     % Create VTPF
1938     app.VTPF = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1939     app.VTPF.Position = [215 38 51 22];
1940
1941     % Create ButtonGroup
1942     app.ButtonGroup = uibuttongroup(app.PrefallaPanel);
1943     app.ButtonGroup.Position = [339 38 100 81];
1944
1945     % Create rectangularButton
1946     app.rectangularButton = uiradiobutton(app.ButtonGroup);
1947     app.rectangularButton.Text = 'rectangular';
1948     app.rectangularButton.Position = [11 54 89 22];
1949     app.rectangularButton.Value = true;
1950
1951     % Create FasorialButton
1952     app.FasorialButton = uiradiobutton(app.ButtonGroup);
1953     app.FasorialButton.Text = 'Fasorial';
1954     app.FasorialButton.Position = [11 26 65 22];
1955
1956     % Create INLabel
1957     app.INLabel = uilabel(app.PrefallaPanel);
1958     app.INLabel.HorizontalAlignment = 'right';
1959     app.INLabel.Position = [8 9 25 22];
1960     app.INLabel.Text = 'IN';
1961
1962     % Create INPF
1963     app.INPF = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1964     app.INPF.Position = [48 9 51 22];
1965
1966     % Create INPFa
1967     app.INPFa = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');

```

```

1968     app.INPFa.Position = [111 9 51 22];
1969
1970     % Create VNLabel
1971     app.VNLabel = uilabel(app.PrefallaPanel);
1972     app.VNLabel.HorizontalAlignment = 'right';
1973     app.VNLabel.Position = [175 9 25 22];
1974     app.VNLabel.Text = 'VN';
1975
1976     % Create VNPF
1977     app.VNPF = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1978     app.VNPF.Position = [215 9 51 22];
1979
1980     % Create VNPFa
1981     app.VNPFa = uieditfield(app.PrefallaPanel, 'numeric');
1982     app.VNPFa.Position = [278 9 51 22];
1983
1984     % Create FallaPanel
1985     app.FallaPanel = uipanel(app.LocalizacinTab);
1986     app.FallaPanel.Title = 'Falla';
1987     app.FallaPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
1988     app.FallaPanel.Position = [630 792 442 150];
1989
1990     % Create ISFa
1991     app.ISFa = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
1992     app.ISFa.Position = [108 67 51 22];
1993
1994     % Create IRFa
1995     app.IRFa = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
1996     app.IRFa.Position = [108 97 51 22];
1997
1998     % Create ITFa
1999     app.ITFa = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2000     app.ITFa.Position = [108 38 51 22];
2001
2002     % Create VSFa
2003     app.VSFa = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2004     app.VSFa.Position = [278 67 51 22];
2005
2006     % Create VRFa
2007     app.VRFa = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2008     app.VRFa.Position = [278 97 51 22];
2009
2010     % Create VTFa
2011     app.VTFa = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2012     app.VTFa.Position = [278 38 51 22];
2013
2014     % Create IREditField_2Label
2015     app.IREditField_2Label = uilabel(app.FallaPanel);
2016     app.IREditField_2Label.HorizontalAlignment = 'right';
2017     app.IREditField_2Label.Position = [14 97 16 22];
2018     app.IREditField_2Label.Text = 'IR';
2019
2020     % Create IRF
2021     app.IRF = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2022     app.IRF.Position = [45 97 51 22];
2023
2024     % Create ISEditField_2Label
2025     app.ISEditField_2Label = uilabel(app.FallaPanel);
2026     app.ISEditField_2Label.HorizontalAlignment = 'right';
2027     app.ISEditField_2Label.Position = [14 67 16 22];
2028     app.ISEditField_2Label.Text = 'IS';
2029
2030     % Create ISF
2031     app.ISF = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2032     app.ISF.Position = [45 67 51 22];

```

```

2033
2034 % Create ITEditField_2Label
2035 app.ITEditField_2Label = uilabel(app.FallaPanel);
2036 app.ITEditField_2Label.HorizontalAlignment = 'right';
2037 app.ITEditField_2Label.Position = [14 38 16 22];
2038 app.ITEditField_2Label.Text = 'IT';
2039
2040 % Create ITF
2041 app.ITF = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2042 app.ITF.Position = [45 38 51 22];
2043
2044 % Create VREditField_6Label
2045 app.VREditField_6Label = uilabel(app.FallaPanel);
2046 app.VREditField_6Label.HorizontalAlignment = 'right';
2047 app.VREditField_6Label.Position = [175 97 25 22];
2048 app.VREditField_6Label.Text = 'VR';
2049
2050 % Create VRF
2051 app.VRF = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2052 app.VRF.Position = [215 97 51 22];
2053
2054 % Create VSEditField_2Label
2055 app.VSEditField_2Label = uilabel(app.FallaPanel);
2056 app.VSEditField_2Label.HorizontalAlignment = 'right';
2057 app.VSEditField_2Label.Position = [176 67 24 22];
2058 app.VSEditField_2Label.Text = 'VS';
2059
2060 % Create VSF
2061 app.VSF = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2062 app.VSF.Position = [215 67 51 22];
2063
2064 % Create VTEditField_6Label
2065 app.VTEditField_6Label = uilabel(app.FallaPanel);
2066 app.VTEditField_6Label.HorizontalAlignment = 'right';
2067 app.VTEditField_6Label.Position = [176 38 24 22];
2068 app.VTEditField_6Label.Text = 'VT';
2069
2070 % Create VTF
2071 app.VTF = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2072 app.VTF.Position = [215 38 51 22];
2073
2074 % Create ButtonGroup_2
2075 app.ButtonGroup_2 = uibuttongroup(app.FallaPanel);
2076 app.ButtonGroup_2.Position = [337 38 100 81];
2077
2078 % Create rectangularButton_2
2079 app.rectangularButton_2 = uiradiobutton(app.ButtonGroup_2);
2080 app.rectangularButton_2.Text = 'rectangular';
2081 app.rectangularButton_2.Position = [11 54 89 22];
2082 app.rectangularButton_2.Value = true;
2083
2084 % Create FasorialButton_2
2085 app.FasorialButton_2 = uiradiobutton(app.ButtonGroup_2);
2086 app.FasorialButton_2.Text = 'Fasorial';
2087 app.FasorialButton_2.Position = [11 25 65 22];
2088
2089 % Create INLabel_2
2090 app.INLabel_2 = uilabel(app.FallaPanel);
2091 app.INLabel_2.HorizontalAlignment = 'right';
2092 app.INLabel_2.Position = [5 9 25 22];
2093 app.INLabel_2.Text = 'IN';
2094
2095 % Create INF
2096 app.INF = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2097 app.INF.Position = [45 9 51 22];

```

```

2098
2099 % Create INFa
2100 app.INFa = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2101 app.INFa.Position = [108 9 51 22];
2102
2103 % Create VNLabel_2
2104 app.VNLabel_2 = uilabel(app.FallaPanel);
2105 app.VNLabel_2.HorizontalAlignment = 'right';
2106 app.VNLabel_2.Position = [175 9 25 22];
2107 app.VNLabel_2.Text = 'VN';
2108
2109 % Create VNF
2110 app.VNF = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2111 app.VNF.Position = [215 9 51 22];
2112
2113 % Create VNFa
2114 app.VNFa = uieditfield(app.FallaPanel, 'numeric');
2115 app.VNFa.Position = [278 9 51 22];
2116
2117 % Create DatosdelalneaPanel
2118 app.DatosdelalneaPanel = uipanel(app.LocalizacinTab);
2119 app.DatosdelalneaPanel.Title = 'Datos de la línea';
2120 app.DatosdelalneaPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
2121 app.DatosdelalneaPanel.Position = [1 792 185 150];
2122
2123 % Create LineaDropDownLabel
2124 app.LineaDropDownLabel = uilabel(app.DatosdelalneaPanel);
2125 app.LineaDropDownLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2126 app.LineaDropDownLabel.Position = [10 98 35 22];
2127 app.LineaDropDownLabel.Text = 'Linea';
2128
2129 % Create Selecciona_linea
2130 app.Selecciona_linea = uidropdown(app.DatosdelalneaPanel);
2131 app.Selecciona_linea.Items = {'L3302', 'L3302-1'};
2132 app.Selecciona_linea.ItemsData = [1 2];
2133 app.Selecciona_linea.Position = [60 98 78 22];
2134 app.Selecciona_linea.Value = 1;
2135
2136 % Create ParametrosButton
2137 app.ParametrosButton = uibutton(app.DatosdelalneaPanel, 'push');
2138 app.ParametrosButton.Position = [10 67 129 23];
2139 app.ParametrosButton.Text = 'Parametros';
2140
2141 % Create ButtonGroup_3
2142 app.ButtonGroup_3 = uibuttongroup(app.DatosdelalneaPanel);
2143 app.ButtonGroup_3.Position = [10 9 128 52];
2144
2145 % Create GeograficoButton
2146 app.GeograficoButton = uiradiobutton(app.ButtonGroup_3);
2147 app.GeograficoButton.Text = 'Geográfico';
2148 app.GeograficoButton.Position = [11 24 80 23];
2149 app.GeograficoButton.Value = true;
2150
2151 % Create UnifilarButton
2152 app.UnifilarButton = uiradiobutton(app.ButtonGroup_3);
2153 app.UnifilarButton.Text = 'Unifilar';
2154 app.UnifilarButton.Position = [11 2 65 23];
2155
2156 % Create EjecucinPanel
2157 app.EjecucinPanel = uipanel(app.LocalizacinTab);
2158 app.EjecucinPanel.Title = 'Ejecución';
2159 app.EjecucinPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
2160 app.EjecucinPanel.Position = [1070 792 181 150];
2161
2162 % Create LocalizarButton

```

```

2163         app.LocalizarButton = uibutton(app.EjecucinPanel, 'push');
2164         app.LocalizarButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app,
@LocalizarButtonPushed, true);
2165         app.LocalizarButton.Position = [74 24 99 23];
2166         app.LocalizarButton.Text = 'Localizar';
2167
2168         % Create MetodoDropDownLabel
2169         app.MetodoDropDownLabel = uilabel(app.EjecucinPanel);
2170         app.MetodoDropDownLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2171         app.MetodoDropDownLabel.Position = [24 67 42 23];
2172         app.MetodoDropDownLabel.Text = 'Metodo';
2173
2174         % Create MetodoDropDown
2175         app.MetodoDropDown = uidropdown(app.EjecucinPanel);
2176         app.MetodoDropDown.Items = {'Takagi', 'Rsimple', 'Eriksson', 'Novosel'};
2177         app.MetodoDropDown.ItemsData = {'1', '2', '3', '4'};
2178         app.MetodoDropDown.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app,
@MetodoDropDownValueChanged, true);
2179         app.MetodoDropDown.Position = [80 69 93 21];
2180         app.MetodoDropDown.Value = '1';
2181
2182         % Create TipoFallaDropDownLabel
2183         app.TipoFallaDropDownLabel = uilabel(app.EjecucinPanel);
2184         app.TipoFallaDropDownLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2185         app.TipoFallaDropDownLabel.Position = [8 98 58 23];
2186         app.TipoFallaDropDownLabel.Text = 'Tipo Falla';
2187
2188         % Create TipoFallaDropDown
2189         app.TipoFallaDropDown = uidropdown(app.EjecucinPanel);
2190         app.TipoFallaDropDown.Items = {'RN', 'SN', 'TN', 'RS', 'ST', 'RT', 'RST'};
2191         app.TipoFallaDropDown.ItemsData = {'1', '2', '3', '4', '5', '6', '7'};
2192         app.TipoFallaDropDown.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app,
@TipoFallaDropDownValueChanged, true);
2193         app.TipoFallaDropDown.Position = [80 100 93 21];
2194         app.TipoFallaDropDown.Value = '1';
2195
2196         % Create ResultadosPanel
2197         app.ResultadosPanel = uipanel(app.LocalizacinTab);
2198         app.ResultadosPanel.Title = 'Resultados';
2199         app.ResultadosPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
2200         app.ResultadosPanel.Position = [1250 792 204 150];
2201
2202         % Create mLabel
2203         app.mLabel = uilabel(app.ResultadosPanel);
2204         app.mLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2205         app.mLabel.Position = [1 96 55 23];
2206         app.mLabel.Text = 'm (%)';
2207
2208         % Create mm
2209         app.mm = uieditfield(app.ResultadosPanel, 'numeric');
2210         app.mm.Position = [70 97 71 21.9989643096924];
2211
2212         % Create distkmLabel
2213         app.distkmLabel = uilabel(app.ResultadosPanel);
2214         app.distkmLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2215         app.distkmLabel.Position = [1 55 55 23];
2216         app.distkmLabel.Text = 'dist (km)';
2217
2218         % Create dd
2219         app.dd = uieditfield(app.ResultadosPanel, 'numeric');
2220         app.dd.Position = [69 56 71 21.9989643096924];
2221
2222         % Create RfohmLabel
2223         app.RfohmLabel = uilabel(app.ResultadosPanel);
2224         app.RfohmLabel.HorizontalAlignment = 'right';

```

```

2225     app.RfohmLabel.Position = [2 17 55 23];
2226     app.RfohmLabel.Text = 'Rf(ohm)';
2227
2228     % Create RF
2229     app.RF = uieditfield(app.ResultadosPanel, 'numeric');
2230     app.RF.Position = [70 18 71 21.9989643096924];
2231
2232     % Create ComponentesdelMapaPanel
2233     app.ComponentesdelMapaPanel = uipanel(app.LocalizacinTab);
2234     app.ComponentesdelMapaPanel.Title = 'Componentes del Mapa';
2235     app.ComponentesdelMapaPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
2236     app.ComponentesdelMapaPanel.Position = [1453 792 331 150];
2237
2238     % Create TipoMapaDropDownLabel
2239     app.TipoMapaDropDownLabel = uilabel(app.ComponentesdelMapaPanel);
2240     app.TipoMapaDropDownLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2241     app.TipoMapaDropDownLabel.Position = [18 87 62 23];
2242     app.TipoMapaDropDownLabel.Text = 'Tipo Mapa';
2243
2244     % Create TipoMapaDropDown
2245     app.TipoMapaDropDown = uidropdown(app.ComponentesdelMapaPanel);
2246     app.TipoMapaDropDown.Items = {'streets-light', 'streets', 'topographic', 'streets-dark', 'satellite', 'landcover'};
2247     app.TipoMapaDropDown.ItemsData = {'1', '2', '3', '4', '5', '6'};
2248     app.TipoMapaDropDown.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, @TipoMapaDropDownValueChanged, true);
2249     app.TipoMapaDropDown.Position = [94 89 149 21];
2250     app.TipoMapaDropDown.Value = '1';
2251
2252     % Create Localizac indefallaL3302kmPanel
2253     app.Localizac indefallaL3302kmPanel = uipanel(app.LocalizacinTab);
2254     app.Localizac indefallaL3302kmPanel.Title = 'Localización de falla L-3302 (km)';
2255     app.Localizac indefallaL3302kmPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
2256     app.Localizac indefallaL3302kmPanel.FontAngle = 'italic';
2257     app.Localizac indefallaL3302kmPanel.FontWeight = 'bold';
2258     app.Localizac indefallaL3302kmPanel.FontSize = 16;
2259     app.Localizac indefallaL3302kmPanel.Position = [1453 644 331 149];
2260
2261     % Create DesdeSEQuencoroLabel
2262     app.DesdeSEQuencoroLabel = uilabel(app.Localizac indefallaL3302kmPanel);
2263     app.DesdeSEQuencoroLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2264     app.DesdeSEQuencoroLabel.Position = [18 80 119 22];
2265     app.DesdeSEQuencoroLabel.Text = 'Desde S.E Quencoro';
2266
2267     % Create deQ
2268     app.deQ = uieditfield(app.Localizac indefallaL3302kmPanel, 'numeric');
2269     app.deQ.Position = [152 80 100 22];
2270
2271     % Create DesdeSEOropesaEditFieldLabel
2272     app.DesdeSEOropesaEditFieldLabel = uilabel(app.Localizac indefallaL3302kmPanel);
2273     app.DesdeSEOropesaEditFieldLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2274     app.DesdeSEOropesaEditFieldLabel.Position = [25 38 112 22];
2275     app.DesdeSEOropesaEditFieldLabel.Text = 'Desde S.E Oropesa';
2276
2277     % Create deO
2278     app.deO = uieditfield(app.Localizac indefallaL3302kmPanel, 'numeric');
2279     app.deO.Position = [152 38 100 22];
2280
2281     % Create Localizac indefallaL33021kmPanel
2282     app.Localizac indefallaL33021kmPanel = uipanel(app.LocalizacinTab);
2283     app.Localizac indefallaL33021kmPanel.Title = 'Localización de falla L-3302-1 (km)';
2284     app.Localizac indefallaL33021kmPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];

```

```

2285     app.LocalizacindedefallaL33021kmPanel.FontAngle = 'italic';
2286     app.LocalizacindedefallaL33021kmPanel.FontWeight = 'bold';
2287     app.LocalizacindedefallaL33021kmPanel.FontSize = 16;
2288     app.LocalizacindedefallaL33021kmPanel.Position = [1453 497 331 149];
2289
2290     % Create DesdeSEOropesaEditField_2Label
2291     app.DesdeSEOropesaEditField_2Label = uilabel(app.
LocalizacindedefallaL33021kmPanel);
2292     app.DesdeSEOropesaEditField_2Label.HorizontalAlignment = 'right';
2293     app.DesdeSEOropesaEditField_2Label.Position = [25 79 112 22];
2294     app.DesdeSEOropesaEditField_2Label.Text = 'Desde S.E Oropesa';
2295
2296     % Create deO1
2297     app.deO1 = uieditfield(app.LocalizacindedefallaL33021kmPanel, 'numeric');
2298     app.deO1.Position = [152 79 100 22];
2299
2300     % Create DesdeSEHuarioEditField_2Label
2301     app.DesdeSEHuarioEditField_2Label = uilabel(app.
LocalizacindedefallaL33021kmPanel);
2302     app.DesdeSEHuarioEditField_2Label.HorizontalAlignment = 'right';
2303     app.DesdeSEHuarioEditField_2Label.Position = [38 34 99 22];
2304     app.DesdeSEHuarioEditField_2Label.Text = 'Desde S.E Huario';
2305
2306     % Create deH
2307     app.deH = uieditfield(app.LocalizacindedefallaL33021kmPanel, 'numeric');
2308     app.deH.Position = [152 34 100 22];
2309
2310     % Create UbicacinentrevanoskmPanel
2311     app.UbicacinentrevanoskmPanel = uipanel(app.LocalizacinTab);
2312     app.UbicacinentrevanoskmPanel.Title = 'Ubicación entre vanos (km)';
2313     app.UbicacinentrevanoskmPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
2314     app.UbicacinentrevanoskmPanel.FontAngle = 'italic';
2315     app.UbicacinentrevanoskmPanel.FontWeight = 'bold';
2316     app.UbicacinentrevanoskmPanel.FontSize = 16;
2317     app.UbicacinentrevanoskmPanel.Position = [1453 223 331 275];
2318
2319     % Create distancianspeccinkmLabel
2320     app.distancianspeccinkmLabel = uilabel(app.UbicacinentrevanoskmPanel);
2321     app.distancianspeccinkmLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2322     app.distancianspeccinkmLabel.Position = [-3 74 140 22];
2323     app.distancianspeccinkmLabel.Text = 'distancia inspección (km)';
2324
2325     % Create DV
2326     app.DV = uieditfield(app.UbicacinentrevanoskmPanel, 'numeric');
2327     app.DV.ValueDisplayFormat = '%.3f';
2328     app.DV.Position = [152 74 100 22];
2329
2330     % Create tiempoorganizacinhrsLabel
2331     app.tiempoorganizacinhrsLabel = uilabel(app.UbicacinentrevanoskmPanel);
2332     app.tiempoorganizacinhrsLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2333     app.tiempoorganizacinhrsLabel.Position = [2 34 135 22];
2334     app.tiempoorganizacinhrsLabel.Text = 'tiempo organización (hrs)';
2335
2336     % Create TLO
2337     app.TLO = uieditfield(app.UbicacinentrevanoskmPanel, 'numeric');
2338     app.TLO.ValueDisplayFormat = '%.3f';
2339     app.TLO.Position = [152 34 100 22];
2340
2341     % Create EstructurainicialLabel
2342     app.EstructurainicialLabel = uilabel(app.UbicacinentrevanoskmPanel);
2343     app.EstructurainicialLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2344     app.EstructurainicialLabel.Position = [43 161 94 22];
2345     app.EstructurainicialLabel.Text = 'Estructura inicial';
2346
2347     % Create TI

```

```

2348 app.TI = uieditfield(app.UbicacinentrevaranoskmPanel, 'text');
2349 app.TI.Position = [152 161 100 22];
2350
2351 % Create EstructurafinalLabel
2352 app.EstructurafinalLabel = uilabel(app.UbicacinentrevaranoskmPanel);
2353 app.EstructurafinalLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2354 app.EstructurafinalLabel.Position = [51 117 86 22];
2355 app.EstructurafinalLabel.Text = 'Estructura final';
2356
2357 % Create TF
2358 app.TF = uieditfield(app.UbicacinentrevaranoskmPanel, 'text');
2359 app.TF.Position = [152 117 100 22];
2360
2361 % Create EstructuradefallaLabel
2362 app.EstructuradefallaLabel = uilabel(app.UbicacinentrevaranoskmPanel);
2363 app.EstructuradefallaLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2364 app.EstructuradefallaLabel.Position = [35 202 102 22];
2365 app.EstructuradefallaLabel.Text = 'Estructura de falla';
2366
2367 % Create TFA
2368 app.TFA = uieditfield(app.UbicacinentrevaranoskmPanel, 'text');
2369 app.TFA.Position = [152 202 100 22];
2370
2371 % Create PerformanceTab
2372 app.PerformanceTab = uitab(app.TabGroup);
2373 app.PerformanceTab.Title = 'Performance';
2374 app.PerformanceTab.BackgroundColor = [0.9412 0.9412 0.9412];
2375
2376 % Create UIAxes4
2377 app.UIAxes4 = uiaxes(app.PerformanceTab);
2378 xlabel(app.UIAxes4, 'año')
2379 ylabel(app.UIAxes4, 'horas')
2380 zlabel(app.UIAxes4, 'Z')
2381 app.UIAxes4.FontSize = 12;
2382 app.UIAxes4.Position = [819 464 434 309];
2383
2384 % Create UIAxes5
2385 app.UIAxes5 = uiaxes(app.PerformanceTab);
2386 xlabel(app.UIAxes5, 'año')
2387 ylabel(app.UIAxes5, 'Cantidad')
2388 zlabel(app.UIAxes5, 'Z')
2389 app.UIAxes5.Position = [1350 465 434 309];
2390
2391 % Create UIAxes6
2392 app.UIAxes6 = uiaxes(app.PerformanceTab);
2393 xlabel(app.UIAxes6, 'año')
2394 ylabel(app.UIAxes6, 'indisponibilidad (horas)')
2395 zlabel(app.UIAxes6, 'Z')
2396 app.UIAxes6.Position = [819 86 387 336];
2397
2398 % Create UIAxes7
2399 app.UIAxes7 = uiaxes(app.PerformanceTab);
2400 xlabel(app.UIAxes7, 'año')
2401 ylabel(app.UIAxes7, 'Cantidad de fallas (unidad)')
2402 zlabel(app.UIAxes7, 'Z')
2403 app.UIAxes7.Position = [1304 84 465 338];
2404
2405 % Create PeridoLineaPanel
2406 app.PeridoLineaPanel = uipanel(app.PerformanceTab);
2407 app.PeridoLineaPanel.Title = 'Perido - Linea';
2408 app.PeridoLineaPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
2409 app.PeridoLineaPanel.Position = [1 804 169 138];
2410
2411 % Create aoLabel
2412 app.aoLabel = uilabel(app.PeridoLineaPanel);

```

```

2413     app.aoLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2414     app.aoLabel.Position = [10 81 31 23];
2415     app.aoLabel.Text = 'año';
2416
2417     % Create Anual
2418     app.Anual = uidropdown(app.PeridoLineaPanel);
2419     app.Anual.Items = {'2018', '2019', '2020', '2021'};
2420     app.Anual.ItemsData = {'1', '2', '3', '4', '5', '6', '7'};
2421     app.Anual.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, @AnualValueChanged, true);
2422     app.Anual.Position = [55 83 93 21];
2423     app.Anual.Value = '1';
2424
2425     % Create LineaLabel
2426     app.LineaLabel = uilabel(app.PeridoLineaPanel);
2427     app.LineaLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2428     app.LineaLabel.Position = [7 44 34 23];
2429     app.LineaLabel.Text = 'Linea';
2430
2431     % Create Indicador
2432     app.Indicador = uidropdown(app.PeridoLineaPanel);
2433     app.Indicador.Items = {'L-3302', 'L-3302/1'};
2434     app.Indicador.ItemsData = {'1', '2'};
2435     app.Indicador.Position = [55 46 93 21];
2436     app.Indicador.Value = '1';
2437
2438     % Create UITable3
2439     app.UITable3 = uitable(app.PerformanceTab);
2440     app.UITable3.ColumnName = {'Codigo'; 'Hora inicio'; 'Hora fin'; 'Duración';
'Causa'; 'Fase'; 'Loc'};
2441     app.UITable3.RowName = {};
2442     app.UITable3.BusyAction = 'cancel';
2443     app.UITable3.Position = [31 402 756 371];
2444
2445     % Create UITable3_2
2446     app.UITable3_2 = uitable(app.PerformanceTab);
2447     app.UITable3_2.ColumnName = {'Codigo'; 'Hora inicio'; 'Hora fin'; 'Duracion';
'Tp'; 'Td'; 'Tr'; 'Tc'; 'TL'; 'LocFalla'};
2448     app.UITable3_2.RowName = {};
2449     app.UITable3_2.ColumnEditable = [false false false false false false false
false true false];
2450     app.UITable3_2.CellSelectionCallback = createCallbackFcn(app,
@selector_tabla, true);
2451     app.UITable3_2.Position = [31 13 758 374];
2452
2453     % Create IndicadoresPanel
2454     app.IndicadoresPanel = uipanel(app.PerformanceTab);
2455     app.IndicadoresPanel.Title = 'Indicadores';
2456     app.IndicadoresPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
2457     app.IndicadoresPanel.Position = [170 804 264 138];
2458
2459     % Create IndisponibilidadxaoLabel
2460     app.IndisponibilidadxaoLabel = uilabel(app.IndicadoresPanel);
2461     app.IndisponibilidadxaoLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2462     app.IndisponibilidadxaoLabel.Position = [11 82 130 22];
2463     app.IndisponibilidadxaoLabel.Text = 'Indisponibilidad (x-año)';
2464
2465     % Create IndTotal
2466     app.IndTotal = uieditfield(app.IndicadoresPanel, 'numeric');
2467     app.IndTotal.Position = [156 82 100 22];
2468
2469     % Create tasadefallatotalxaoLabel
2470     app.tasadefallatotalxaoLabel = uilabel(app.IndicadoresPanel);
2471     app.tasadefallatotalxaoLabel.HorizontalAlignment = 'right';
2472     app.tasadefallatotalxaoLabel.Position = [3 36 138 22];
2473     app.tasadefallatotalxaoLabel.Text = 'tasa de falla total (x-año)';

```

```

2474
2475     % Create TasTotal
2476     app.TasTotal = uieditfield(app.IndicadoresPanel, 'numeric');
2477     app.TasTotal.Position = [156 36 100 22];
2478
2479     % Create EstadoPanel
2480     app.EstadoPanel = uipanel(app.PerformanceTab);
2481     app.EstadoPanel.Title = 'Estado';
2482     app.EstadoPanel.BackgroundColor = [0.902 0.902 0.902];
2483     app.EstadoPanel.Position = [433 804 354 138];
2484
2485     % Create actualButton
2486     app.actualButton = uibutton(app.EstadoPanel, 'push');
2487     app.actualButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, ↵
@actualButtonPushed, true);
2488     app.actualButton.Position = [13 82 100 22];
2489     app.actualButton.Text = 'actual';
2490
2491     % Create mejoradoButton
2492     app.mejoradoButton = uibutton(app.EstadoPanel, 'push');
2493     app.mejoradoButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, ↵
@mejoradoButtonPushed, true);
2494     app.mejoradoButton.Position = [13 38 100 22];
2495     app.mejoradoButton.Text = 'mejorado';
2496
2497     % Create IndicadoresButtonGroup
2498     app.IndicadoresButtonGroup = uibuttongroup(app.EstadoPanel);
2499     app.IndicadoresButtonGroup.SelectionChangedFcn = createCallbackFcn(app, ↵
@IndicadoresButtonGroupSelectionChanged, true);
2500     app.IndicadoresButtonGroup.Title = 'Indicadores';
2501     app.IndicadoresButtonGroup.Position = [143 38 123 70];
2502
2503     % Create actual
2504     app.actual = uiradiobutton(app.IndicadoresButtonGroup);
2505     app.actual.Text = 'actual';
2506     app.actual.Position = [11 24 58 22];
2507     app.actual.Value = true;
2508
2509     % Create mejorado
2510     app.mejorado = uiradiobutton(app.IndicadoresButtonGroup);
2511     app.mejorado.Text = 'mejorado';
2512     app.mejorado.Position = [11 2 72 22];
2513
2514     % Create PorcentajedetiempodeinterrupcinLabel
2515     app.PorcentajedetiempodeinterrupcinLabel = uilabel(app.PerformanceTab);
2516     app.PorcentajedetiempodeinterrupcinLabel.FontSize = 18;
2517     app.PorcentajedetiempodeinterrupcinLabel.FontWeight = 'bold';
2518     app.PorcentajedetiempodeinterrupcinLabel.FontAngle = 'italic';
2519     app.PorcentajedetiempodeinterrupcinLabel.Position = [868 420 339 22];
2520     app.PorcentajedetiempodeinterrupcinLabel.Text = 'Porcentaje de tiempos de ↵
interrupción';
2521
2522     % Create PorcentajeportipodefallaLabel
2523     app.PorcentajeportipodefallaLabel = uilabel(app.PerformanceTab);
2524     app.PorcentajeportipodefallaLabel.FontSize = 18;
2525     app.PorcentajeportipodefallaLabel.FontWeight = 'bold';
2526     app.PorcentajeportipodefallaLabel.FontAngle = 'italic';
2527     app.PorcentajeportipodefallaLabel.Position = [1459 420 239 22];
2528     app.PorcentajeportipodefallaLabel.Text = 'Porcentaje por tipo de falla';
2529
2530     % Create IndicadordeIndisponibilidadLabel
2531     app.IndicadordeIndisponibilidadLabel = uilabel(app.PerformanceTab);
2532     app.IndicadordeIndisponibilidadLabel.FontSize = 18;
2533     app.IndicadordeIndisponibilidadLabel.FontWeight = 'bold';
2534     app.IndicadordeIndisponibilidadLabel.FontAngle = 'italic';

```

```

2535     app.IndicadordeIndisponibilidadLabel.Position = [947 778 259 22];
2536     app.IndicadordeIndisponibilidadLabel.Text = 'Indicador de Indisponibilidad';
2537
2538     % Create IndicadordeTasadefallasLabel
2539     app.IndicadordeTasadefallasLabel = uilabel(app.PerformanceTab);
2540     app.IndicadordeTasadefallasLabel.FontSize = 18;
2541     app.IndicadordeTasadefallasLabel.FontWeight = 'bold';
2542     app.IndicadordeTasadefallasLabel.FontAngle = 'italic';
2543     app.IndicadordeTasadefallasLabel.Position = [1517 778 237 22];
2544     app.IndicadordeTasadefallasLabel.Text = 'Indicador de Tasa de fallas';
2545
2546     % Create AyudaTab
2547     app.AyudaTab = uitab(app.TabGroup);
2548     app.AyudaTab.Title = 'Ayuda';
2549
2550     % Show the figure after all components are created
2551     app.LocalizaciondefallasUIFigure.Visible = 'on';
2552 end
2553 end
2554
2555 % App creation and deletion
2556 methods (Access = public)
2557
2558     % Construct app
2559     function app = HC_L3302_exported(varargin)
2560
2561         % Create UIFigure and components
2562         createComponents(app)
2563
2564         % Register the app with App Designer
2565         registerApp(app, app.LocalizaciondefallasUIFigure)
2566
2567         % Execute the startup function
2568         runStartupFcn(app, @(app)startupFcn(app, varargin{:}))
2569
2570         if nargin == 0
2571             clear app
2572         end
2573     end
2574
2575     % Code that executes before app deletion
2576     function delete(app)
2577
2578         % Delete UIFigure when app is deleted
2579         delete(app.LocalizaciondefallasUIFigure)
2580     end
2581 end
2582 end

```