

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



**Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas
Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico**

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS DEL
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIO VOLTAJE DE LA SUBESTACIÓN SAN
VICENTE, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE (EMELNORTE)**

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte previo a la obtención del título de grado de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico.

Autor:

Bryan Alexis Jami Guatemal.

Director:

Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc

Ibarra – Ecuador

2024



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

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

IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

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

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1004231542		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Jami Guatemal Bryan Alexis		
DIRECCIÓN:	Av. Atahualpa 44-39 y los Shirys		
EMAIL:	bajamig@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	S/N	TELÉFONO MÓVIL:	0959260541
DATOS DE LA OBRA			
TÍTULO:	IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIO VOLTAJE DE LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE (EMELNORTE).		
AUTOR (ES):	Jami Guatemal Bryan Alexis		
FECHA: DD/MM/AAAA	08/02/2024		
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO			
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO		
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico		
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Ramiro Vásquez MSc.		



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

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

CONSTANCIA

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

Ibarra, a los 08 días del mes de febrero de 2024

EL AUTOR:

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Jami Guatemal Bryan Alexis".

Jami Guatemal Bryan Alexis



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

Ing. Ramiro Vásquez MSc.

CERTIFICA

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por el señor estudiante: Jami Guatemal Bryan Alexis, certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **“IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIO VOLTAJE DE LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE (EMELNORTE)”** para la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico.

Ing. Ramiro Vásquez MSc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

Dedicatoria

El trabajo de grado realizado le dedico con mucho amor, principalmente para mis queridos padres Luis Fernando y Mariana Cecilia por el esfuerzo y el sacrificio que pusieron de su parte para que pueda alcanzar esta anhelada meta en mi vida.

A mis hermanas Estefanía, Dayana y mi sobrina Nahomi por ser mi apoyo incondicional y motivación durante todo este proceso.

Agradecimiento

Primeramente, agradecer a Dios por darme salud, sabiduría y fortaleza.

A mis padres y mis hermanas por acompañarme, apoyarme y aconsejarme a lo largo de mi carrera universitaria y especialmente por enseñarme a no rendirme en los momentos difíciles.

A todos mis familiares quienes siempre han estado pendiente apoyándome y aconsejándome en el transcurso de mi carrera.

Jami Guatemal Bryan Alexis

Tabla de contenido

Tabla de contenido	VII
Índice de figuras.....	XI
Índice de tablas.....	XIII
Anexos	XIV
RESUMEN	XV
ABSTRACT	XVI
INTRODUCCIÓN	XVII
A.1 Contextualización	XVII
A.2 Planteamiento del Problema	XVIII
A.3 Formulación del Problema.....	XIX
A.4 Justificación	XIX
A.5 Alcance	XIX
A.6 Objetivo General.....	XX
A.7 Objetivos Específicos	XX
CAPÍTULO 1	1
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 Sistemas Eléctricos de Distribución.....	1
1.2 Componentes de un Sistema de Distribución	2
1.2.1 Sistemas de Subtransmisión.....	2
1.2.2 Subestaciones de Distribución	2
1.2.3 Alimentadores Primarios	2
1.2.4 Transformadores de Distribución	3
1.2.5 Redes de Bajo Voltaje.....	3
1.2.6 Acometida.....	3
1.2.7 Consumidor Final	3
1.3 Topologías de los Sistemas de Distribución.....	3
1.3.1 Topología tipo radial.....	4
1.3.2 Topología tipo anillo	4

1.3.3 Topología tipo malla	5
1.4 Regímenes Fundamentales en Redes de Distribución.....	6
1.4.1 Regímenes Normales de Operación.....	6
1.4.2 Regímenes Anormales de Operación.....	6
1.5 Naturaleza de una condición de falla.....	7
1.5.1 Fallas de naturaleza transitoria	8
1.5.2 Fallas de naturaleza permanente	8
1.6 Fallas en el sistema de Distribución	8
1.6.1 Falla monofásica a Tierra (LT)	9
1.6.2 Falla Bifásica (LL).....	10
1.6.3 Falla Bifásica a Tierra (LLT)	10
1.6.4 Falla Trifásica (LLL).....	11
1.6.5 Falla Trifásica a Tierra (LLLT).....	11
1.7 Protecciones en sistemas de distribución	12
1.7.1 Objetivos de las protecciones eléctricas.....	12
1.7.2 Características para los sistemas de protección	12
1.8 Métodos de localización de fallas	13
1.8.1 Métodos de Clasificación Basados en el Conocimiento (MCBC)	14
1.9 Calidad de Servicio Técnico	14
1.9.1 Identificación de las Interrupciones.....	14
1.9.2 Registro y clasificación de las interrupciones	15
1.9.3 Indicadores globales	15
CAPÍTULO 2	17
2. DETERMINACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE EN ALIMENTADORES PRIMARIOS	17
2.1 Sistema Eléctrico de la Subestación San Vicente.....	17
2.1.1 Área de concesión de la Subestación San Vicente.....	18
2.1.2 Datos de los alimentadores Primarios	18
2.2 Calidad de Servicio Técnico en los Alimentadores de la Subestación San Vicente	21

2.2.1 Caracterización de Interrupciones	21
2.2.2 Índices de Calidad de Servicio Técnico	24
CAPÍTULO 3	28
3. DESARROLLO DE UNA APLICACIÓN PARA AGILITAR LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIO VOLTAJE DE LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE	28
3.1 Simulación de corrientes de cortocircuito CYMDIST	28
3.1.1 Determinar corrientes de falla en distintas zonas del alimentador para diferentes tipos de fallas.....	28
3.1.2 Corrientes de Cortocircuito en el GIS	31
3.1.3 Identificación de falla y parámetros	32
3.1.4 Oscilografías.....	35
3.2 Desarrollo de aplicación.....	37
3.2.1 Software Matlab.....	37
3.2.2 App Designer.....	38
3.2.3 Desarrollo de la aplicación en App Designer.....	38
3.3 Determinación y ubicación tentativa de falla.	46
Metodología de la aplicación.....	46
ETAPA 1: Conocimiento pleno de la topología del alimentador.....	48
ETAPA 2: Análisis del tipo de falla.....	48
ETAPA 3: Ubicación de zonas de protección a través de puntos de referencia determinados por los operadores.	51
ETAPA 4: Traslado de información al personal operativo y reposición de servicio.....	51
ETAPA 5.- Reporte y análisis de parámetros post falla	51
3.4 Determinación de la distancia aproximada de falla.....	52
Alimentador I1.....	52
Alimentador I2.....	53
Alimentador 4.....	53
Alimentador 5.....	54
Conclusiones.....	56

Recomendaciones	57
4 REFERENCIAS	58
ANEXOS	67

Índice de figuras

Fig. 1.1 Localización del sistema de distribución en un sistema eléctrico de potencia	1
Fig. 1.2 Sistema primario de distribución - Topología radial.....	4
Fig. 1.3 Sistema primario de distribución - Topología en anillo	5
Fig. 1.4 Sistema primario de distribución - Topología en malla.....	6
Fig. 1.5 Falla monofásica a tierra.	10
Fig. 1.6 Falla bifásica	10
Fig. 1.7 Falla bifásica a tierra	11
Fig. 1.8 Falla trifásica.....	11
Fig. 1.9 Falla trifásica a tierra	12
Fig. 2.1 Diagrama Unifilar Subestación San Vicente	17
Fig. 2.2 Circuitos Alimentadores Subestación San Vicente.....	18
Fig. 2.3 Alimentador I1 SE San Vicente	19
Fig. 2.4 Alimentador I2 SE San Vicente	20
Fig. 2.5 Alimentador I4 SE San Vicente	20
Fig. 2.6 Alimentador I5 SE San Vicente	21
Fig. 2.7 Interrupciones por su origen.....	23
Fig. 2.8 Nivel de Afectación	23
Fig. 2.9 Causas de la interrupción.....	24
Fig. 2.10 Índices de calidad 2020 – 2021	27
Fig. 3.1 Alimentadores en CYMDIST	29
Fig. 3.2 Propiedades de la red	29
Fig. 3.3 Reportes de Análisis.....	30
Fig. 3.4 Propiedades del reporte	31
Fig. 3.5 Corriente de cortocircuito ArcGIS	32
Fig. 3.6 Conexión de software a la Red	33
Fig. 3.7 Dirección de comunicación serial.....	33
Fig. 3.8 Conexión relé alimentador	33
Fig. 3.9 Ventana de Conexión	34
Fig. 3.10 Registro de Oscilopertubografía	34
Fig. 3.11 Recuperar registro de evento.....	35
Fig. 3.12 Datos archivo .CFG	35
Fig. 3.13 Perturbaciones oscilatorias de corriente	36
Fig. 3.14 Valores de corriente de la línea 2	36
Fig. 3.15 Corrientes de cortocircuito del Poste	37
Fig. 3.16 Entorno gráfico de trabajo Matlab	38
Fig. 3.17 Abrir la extensión App Designer.....	39

Fig. 3.18 Componente Tab Group.....	40
Fig. 3.19 Drop Down.....	41
Fig. 3.20 tabla principal de la interfaz.....	42
Fig. 3.21 Button group	42
Fig. 3.22 Edit field (Numeric)	43
Fig. 3.23 Botón salir	44
Fig. 3.24 Standalone Desktop App.....	45
Fig. 3.25 Apliacation Compiler.....	45
Fig. 3.26 Runtime y Package	45
Fig. 3.27 Proceso de descarga del archivo (.exe)	46
Fig. 3.28 Ubicación del archivo ejecutable.....	46
Fig. 3.29 Etapas de localización de fallas	47
Fig. 3.30 Osciloperturbografía falla trifásica.....	49
Fig. 3.31 Osciloperturbografía falla bifásica.....	50
Fig. 3.32 Osciloperturbografía falla monofásica.....	50
Fig. 3.33 Referencia zonas de protección.....	51
Fig. 0.1 Visibilidad de Campos	69
Fig.0.2 Selección de atributos	70
Fig.0.3 Tabla a exportar.....	70
Fig. 0.4 Exportar Datos.....	71

Índice de tablas

Tabla 1.1 Ventajas y desventajas de una red de distribución con topología radial.	4
Tabla 1.2 Ventajas y desventajas de una red de distribución con topología en anillo.....	5
Tabla 1.3 Ventajas y desventajas de una red de distribución con topología en malla.	5
Tabla 1.4 Tipos de falla	9
Tabla 1.5 Límites para la calidad de servicio técnico - índices globales.....	16
Tabla 2.1 Caracterización de interrupciones.....	22
Tabla 2.2 Tipo de Alimentadores Subestación San Vicente.....	25
Tabla 2.3 Índices de interrupciones Subestación San Vicente	26
Tabla 2.4 Características relés de alimentadores.....	27
Tabla 3.1 Impedancia equivalente Subestación San Vicente.....	28
Tabla 3.2 Icc nodos de la cabecera del Alimentador	31
Tabla 3.3 Datos de corriente de cortocircuito	39
Tabla 3.4 Ecuaciones exponenciales I1	52
Tabla 3.5 Error porcentual I1	53
Tabla 3.6 Ecuaciones exponenciales I2.....	53
Tabla 3.7 Error porcentual I2.....	53
Tabla 3.8 Ecuaciones exponenciales I4.....	53
Tabla 3.9 Error porcentual I4	54
Tabla 3.10 Ecuación Exponencial I5	54
Tabla 3.11 Error porcentual I5.....	54

Anexos

Anexo 1 Índices de Calidad de Servicio Técnico 2019.....	67
Anexo 2 Índices de Calidad de Servicio Técnico 2020.....	67
Anexo 3 Índices de Calidad de Servicio Técnico 2021.....	67
Anexo 4 Registro de reportes del día 8 de abril del 2022.....	68
Anexo 5 Exportación lcc del ArcGIS	69
Anexo 6 Código de Programación de la interfaz	72
Anexo 7 Manual de Usuario	78

RESUMEN

La energía eléctrica es indispensable en la vida cotidiana de los usuarios, por lo tanto, la distribución de energía eléctrica se debe realizar de tal manera que los usuarios reciban un servicio eléctrico continuo y sin interrupciones, cumpliendo con los índices de calidad establecidos por la ARCERNNR mediante la regulación 002/2020.

En los últimos años la empresa EMELNORTE S.A en los alimentadores primarios de la Subestación San Vicente presenta una mala calidad de servicio técnico y elevados índices de falla, ocasionadas por distintos factores, difíciles de localizar y dar soluciones oportunas por el personal operario. Por tal motivo es indispensable la implementación de un Sistema de localización de fallas con el objetivo de mejorar los índices de calidad de servicio y reducir los tiempos de despeje, evitando el incumplimiento de los índices de calidad establecidos por la ARCERNNR, lo que podría ocasionar sanciones económicas a la empresa distribuidora.

La metodología aplicada se focaliza en la simulación y análisis de corrientes de cortocircuito mediante la interpretación de oscilopertubografías e información de eventos registrados proporcionados por la empresa, posteriormente se realiza una aplicación ejecutable mediante el desarrollo de un algoritmo que tiene como finalidad de relacionar datos obtenidos del análisis con la información registrada en la base de datos de la empresa.

Luego de implementar el algoritmo de la aplicación, se ha evaluado y validado la metodología, logrando estimar una reducción de tiempo al momento de determinar la zona de la falla y a su vez optimizando el tiempo de despeje, contar con un sistema de localización de falla permite reducir el problema de las afectaciones a los diferentes índices de calidad de servicio técnico y brindar un servicio eléctrico continuo.

Palabras Clave: sistema eléctrico de distribución, medio voltaje, subestación, alimentadores primarios, interrupciones.

ABSTRACT

Electric Power is indispensable in the daily lives of users, therefore, the distribution of electricity must be carried out in such a way that users receive a continuous and uninterrupted electricity service, complying with the quality indexes established by ARCERNNR through regulation 002/2020.

In recent years, EMELNORTE's primary feeders at the San Vicente substation have shown poor technical service quality and high failure rates caused by different factors, which make it difficult to locate and provide timely solutions by the operating personnel. For this reason, it is essential to implement a Fault Location System to improve service quality indexes and reduce clearing times, avoiding non-compliance with the quality indexes established by ARCERNNR, which could result in economic sanctions to the distribution company.

The applied methodology focuses on the simulation and analysis of short-circuit currents by interpreting oscillography and information on registered events by the company. Subsequently, an executable application is made by developing an algorithm whose purpose is to relate data obtained from the analysis with the information registered in the company's database.

After implementing the algorithm of the application, the methodology has been evaluated and validated, managing to estimate a time reduction, when determining the fault area and in turn optimizing the clearing time, having a fault location system allows for reducing the problem of affecting the different technical service quality indexes and providing a continuous electrical service.

Keywords: electrical distribution system, medium voltage, substation, primary feeders, interruptions.

INTRODUCCIÓN

A.1 Contextualización

La energía eléctrica es entregada a los usuarios luego de pasar tres etapas principales las cuales son generación, transmisión y distribución. Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario, básicamente comprende las redes primarias de distribución, los transformadores de distribución, las redes secundarias de distribución y las acometidas y medidores (Morón, 2009). La distribución eléctrica se debe realizar de tal manera que el cliente reciba un servicio eléctrico continuo, sin interrupciones, con un valor de voltaje adecuado que le permita operar sus aparatos eficientemente (Morón, 2009).

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR) es la entidad que regula el sector Eléctrico en el Ecuador; en base a la regulación, ARCERNNR No 002/20 denominada “Calidad de servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”, que establece la evaluación, y el índice de interrupciones, las cuales las empresas distribuidoras son responsables de controlar, identificar, registrar y clasificar su origen, para mantener en índices adecuados y no provocar molestias en los abonados que utilizan este servicio. En caso de encontrarse inconformidades, inconsistencias y/o incumplimientos, la ARCERNNR podrá ejecutar acciones y sanciones que le faculta la normativa vigente (ARCERNNR, 2020).

Existen varias metodologías para la localización de fallas en Sistemas de Distribución, una de ellas es la localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución basado en la matriz de impedancia de barra, la teoría de cortocircuito y medición inteligente haciendo el uso de medidores inteligentes, este método consiste en ubicar dichos medidores en distintas barras a lo largo del Sistema de Distribución con el objetivo de obtener valores eficaces de voltaje en estado de pre-falla y falla, estas magnitudes al operar con la matriz de impedancia de barra obtienen la corriente de falla estimada por cada fase en cada barra, estas corrientes sirven para obtener el coeficiente de localización de fallas, con ello se realiza un análisis comparativo determinando el coeficiente de menor valor que indicara la barra estimada en falla (Acuña, 2017).

Otra metodología que es la localización de fallas en Sistemas de Distribución usando generación distribuida basado en el método de Ratán Das, en donde se emplea el modelo de la IEEE de trece (13) nodos para determinar de forma efectiva la falla dentro del sistema en un tiempo de respuesta rápido, usando mediciones de los valores eficaces en pre-falla y falla en voltaje y corriente (Calero Camacho, 2019).

Los índices de interrupción a nivel de cabecera, EMELNORTE en el año 2020 alcanzó un valor de 6.02 para la Frecuencia Media de Interrupción (FMIk) y de 8.53 para el Tiempo Total de Interrupción (TTIk), los límites en los índices establecidos por el entonces Ministerio de Energía son de 6,00 para el FMIk y 8,00 para el TTIk, obteniendo un valor que supera en +0.02 para el TTIk y un valor de +0.53 para el FMIk. valores que se han disminuido con relación al año 2019 por todo el trabajo realizado por el personal de la empresa y están cerca de alcanzar la meta establecida (Rosales, 2020).

A.2 Planteamiento del Problema

El rápido crecimiento de los sistemas de energía eléctrica de Distribución de forma descontrolada genera problemas de fallas, mala calidad de servicio y producto que en los últimos años ha sido un tema de interés para las empresas distribuidoras y los usuarios.

En la actualidad la energía eléctrica se ha convertido en un servicio del cual las personas dependen diariamente para realizar diferentes actividades. El sector eléctrico es regulado por la ARCERNNR la cual supervisa los aspectos técnicos económicos y operativos por lo tanto las empresas distribuidoras tienen la obligación de suministrar continuamente energía eléctrica de buena calidad a los abonados.

Sin embargo, los últimos años en los Alimentadores de la Subestación San Vicente, la empresa EMELNORTE presenta índices de falla y de calidad de servicio técnico fuera de los límites permisibles, la misma que está evaluada respecto a la frecuencia y a la duración total de las interrupciones producidas en cierto periodo de tiempo (TTIK, FMIK), lo cual podría ocasionar el pago de multas con costos muy elevados de acuerdo con las sanciones que se establecen en la regulación ARCERNNR No. 002/2020. Adicionalmente, la Energía No Suministrada ocasiona una disminución en la venta de energía por parte de la empresa distribuidora a sus abonados lo que ocasiona pérdidas económicas.

Las empresas distribuidoras de servicio de energía eléctrica afrontan varios problemas al momento que se presenta una falla en su Sistema de Distribución, fallas que pueden ser ocasionadas en su mayoría por el ser humano, también pueden ser ocasionadas por descargas atmosféricas o interrupciones en el Sistema Eléctrico. Basado en el número de fases donde ocurre la falla, éstas pueden ser fallas monofásicas, fallas bifásicas y fallas trifásicas. Luego de detectar el tipo de falla que afecta al Sistema de Distribución, el trabajo del personal operativo se enfoca en determinar, si es posible, el lugar exacto o por lo menos la zona donde ocurrió la falla y poder trasladar su contingente con el objetivo de solucionar el problema en el menor tiempo posible.

Con el fin de proveer una herramienta para ayudar a la detección y posteriormente dar respuesta oportuna a una falla, es una necesidad primordial contar con un Sistema para la localización de dichas fallas, de tal forma de poder dar una solución de manera eficiente reduciendo los tiempos de despeje de estas fallas, disminuir la afectación al usuario final y reducir las afectaciones a los diferentes índices de calidad.

A.3 Formulación del Problema

¿Cómo se puede optimizar el proceso de localización de fallas en un Sistema de Distribución de Medio Voltaje?

A.4 Justificación

La presente investigación se enfocará en desarrollar un Sistema aplicando procedimientos de localización de fallas del Sistema de Distribución de Medio Voltaje de una subestación. En la actualidad el aumento de demanda del servicio eléctrico a nivel residencial, comercial e industrial produce fallas en los sistemas de Distribución, ésta situación obliga a los ingenieros a generar soluciones mediante métodos que sean eficientes y efectivos con la finalidad de reducir el tiempo de despeje o eliminar las fallas ocasionadas y de igual forma éstas tengan una menor incidencia en los trabajos de operación. Una mala administración al momento de despejar fallas produce interrupciones que tienen larga duración. Acorde a lo que indica la regulación ARCERNNR No 002/2020, una interrupción mayor a 3 minutos puede ocasionar una penalización para la empresa distribuidora, causar pérdidas económica y sanciones. La continuidad del servicio eléctrico puede ser afectada por muchas causas entre las cuales la más importante es la ocurrencia de fallas en la red, por lo tanto, EMELNORTE requiere disminuir los altos índices de falla correspondientes a la Subestación San Vicente, esto se logrará con la eficiente y rápida localización de las fallas permitiendo optimizar el tiempo de despeje de las interrupciones y brindando una mayor continuidad del servicio eléctrico en esa zona. Para la realización de este proyecto es necesario apoyarse en las herramientas tecnológicas e información con que cuenta la empresa.

A.5 Alcance

El siguiente trabajo de grado está destinado al desarrollo de un Sistema de localización de fallas del Sistema de Distribución de medio voltaje de la Subestación San Vicente, para reducir los tiempos de localización y despeje de falla. Para lograr con el primer objetivo se realizará una investigación exhaustiva bibliográfica sobre los diferentes tipos de fallas que son más comunes en los Sistemas de Distribución de Medio Voltaje. Se realizará un análisis de la situación actual del Sistema de Distribución de la Subestación San Vicente ubicada en la ciudad de Otavalo, determinando sus variables de falla como voltaje y corriente, entre otros. Con la finalidad de revisar que el circuito de pruebas de la empresa se encuentre bien

modelado, se realizará un levantamiento en campo del Sistema de Distribución de la Subestación San Vicente para la simulación y determinación de variables y posteriormente realizar una comparación con los valores reales del Sistema Scada. Luego se procederá a la determinación de un software especializado en donde se elaborará una aplicación la cual mediante el ingreso de las variables de falla se tendrá como resultado la localización de las fallas en los Sistemas de Distribución de Medio Voltaje, esta será aplicada en los Alimentadores Primarios de la Subestación San Vicente y se trabajará con las fallas más comunes que se presentaron en los últimos años en dicha subestación las cuales son fallas monofásicas a tierra, fallas bifásicas fase-fase y las fallas trifásicas.

Finalmente se realizará una evaluación de la metodología aplicada mediante una comparación entre los resultados obtenidos en la aplicación y los resultados reales de la empresa, para esto se ingresarán datos obtenidos de fallas suscitadas con anterioridad, proporcionados por la empresa.

A.6 Objetivo General

Implementar un Sistema de localización de fallas usando procedimientos basados en el conocimiento experto de variables de falla, para la optimización del tiempo de localización de fallas del Sistema de Distribución de medio voltaje de la Subestación San Vicente.

A.7 Objetivos Específicos

1. Describir los distintos tipos de fallas en los Sistemas de Distribución de energía eléctrica.
2. Determinar la situación actual del Sistema de Distribución de la Subestación San Vicente en Alimentadores Primarios.
3. Desarrollar un sistema para agilizar la localización de fallas del Sistema de Distribución de Medio Voltaje de la Subestación San Vicente.

CAPÍTULO 1

En este capítulo se tratará sobre una investigación bibliográfica acerca de los Sistemas Eléctricos de Distribución, los diferentes tipos de fallas que pueden presentarse y las variables eléctricas que inciden directamente en su localización. A demás se mencionará acerca de los Sistemas Expertos.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 Sistemas Eléctricos de Distribución

Los Sistemas Eléctricos de Distribución forman parte de un Sistema Eléctrico de Potencia el cual se encuentra conformado por tres etapas principales: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica como se indica en la Fig. 1.1 (Gómez Silva & Valarezo Vargas, 2017).

Los sistemas de generación de electricidad incluyen centrales eléctricas que producen energía eléctrica a partir de diversas fuentes (hidráulica, eólica, térmica, solar, entre otros). El Sistema de Transmisión tiene la función de transportar grandes cantidades de electricidad desde la central de generación hasta las diferentes subestaciones mediante líneas suspendidas en torres de acero galvanizado.

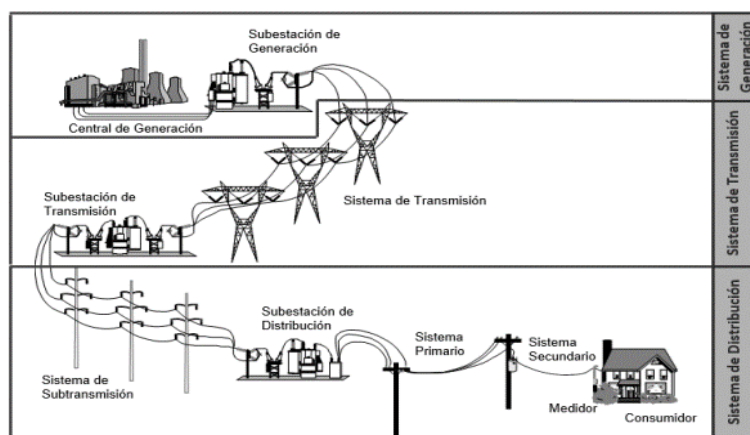


Fig. 1.1 Localización del sistema de distribución en un sistema eléctrico de potencia

Fuente: (Ugsha Chusin, 2020)

El objetivo principal del sistema eléctrico de distribución es el transporte de energía eléctrica desde una subestación de distribución hasta los diferentes usuarios. Yebra Moron, (2009) afirmó que la distribución de electricidad debe realizarse de tal manera que los abonados tengan un servicio sin interrupciones y con un nivel de voltaje suficiente que les permita operar varios electrodomésticos de una manera eficiente.

1.2 Componentes de un Sistema de Distribución

Un sistema eléctrico de distribución se encuentra conformado por:

- Sistemas de Subtransmisión.
- Subestaciones de distribución
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Redes de bajo voltaje y acometidas.

1.2.1 Sistemas de Subtransmisión

Los Sistemas de Subtransmisión permiten transportar energía desde una subestación perteneciente al Sistema Nacional de Transmisión hacia una subestación de distribución, estas líneas de subtransmisión pertenecen a las empresas distribuidoras (Vásquez Villarruel, 2019). EMELNORTE cuenta con 3 puntos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado (SNI), 2 puntos en la Subestación de Bellavista de Ibarra y uno en la Subestación de Tulcán, con niveles de voltaje de 138 kV y 69 kV.

1.2.2 Subestaciones de Distribución

Tal como lo definen Gallardo Sarzosa & Herrera Vaca (2012), una subestación de distribución consta de varios componentes cuya función principal es reducir los niveles de alto voltaje de las líneas de Transmisión hasta alcanzar los niveles de medio voltaje para su correspondiente ramificación en múltiples salidas.

De acuerdo con Rosales (2020) EMELNORTE, hasta la actualidad, tiene 16 Subestaciones de Distribución con un voltaje nominal de 69/13,8 kV.

1.2.3 Alimentadores Primarios

Estos son los circuitos eléctricos encargados de transportar energía eléctrica desde la subestación de transmisión hasta llegar suministrar potencia eléctrica a los transformadores de distribución (Doñez Gutiérrez, 2015). Las líneas de distribución en los alimentadores primarios, del área de concesión de EMELNORTE S.A., son de tipo aéreas y subterráneas con un voltaje de 13,8 kV.

1.2.4 Transformadores de Distribución

Son los equipos que permiten reducir el voltaje de los alimentadores primarios a niveles de voltaje de consumo de los abonados, generalmente 220/127 V en redes trifásicas y 240/120 V en redes monofásicas (Aman Muñoz, 2018). El transformador de distribución es el encargado de enlazar la red de los alimentadores primarios con la red de bajo voltaje (Navas Lechón, 2017).

1.2.5 Redes de Bajo Voltaje

También llamados alimentadores secundarios, distribuyen la energía con niveles de voltaje de 220/127 V y 240/120 V, entre otros, que parte desde el transformador de distribución hasta los usuarios.

Estas redes también se conectan y alimentan directamente al alumbrado público lo que le permite energizar y controlar las luminarias de espacio público y vías de tránsito.

1.2.6 Acometida

Es la instalación que se la realiza desde las redes de bajo voltaje hasta llegar al medidor de energía de los abonados el cual es el encargado de registrar el consumo de energía eléctrica. Estas instalaciones pueden ser de tipo aérea o subterránea dependiendo de los requerimientos de los consumidores.

1.2.7 Consumidor Final

Son todos los abonados que se encuentran conectados en la zona de concesión de la empresa distribuidora que requieren el suministro de energía eléctrica para uso industrial, comercial o residencial (Estévez Martínez, 2019).

1.3 Topologías de los Sistemas de Distribución

Las redes de distribución presentan varias clasificaciones de tipos de topologías que tienen el fin de mejorar la confiabilidad del sistema, cada una de las topologías presentan sus ventajas y desventajas de uso.

EMELNORTE en su sistema de distribución los alimentadores en su mayor parte presentan una topología radial y se ramifican hacia los distintos tipos de carga (Estévez Martínez, 2019).

1.3.1 Topología tipo radial

Un sistema radial es aquel que presenta un solo camino simultáneo al paso de la potencia hacia la carga (Juárez Cervantes, 1995).

La Tabla 1.1 describe las ventajas y desventajas de una red de distribución con topología radial.

En la Fig. 1.2 se muestra el sistema radial en donde se puede notar que a partir de la subestación de distribución salen los circuitos primarios los cuales realizan un recorrido unidireccional con la finalidad de abarcar toda la zona de servicio. Esta topología es un sistema simple, de bajo costo y generalmente es utilizado cuando los puntos de carga se encuentran alejados de los centros de carga (Ramirez Castaño, 2004).

Tabla 1.1 Ventajas y desventajas de una red de distribución con topología radial.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Diseño y construcción de bajo costo.	Baja confiabilidad
Simplicidad para coordinar protecciones.	Baja calidad del producto
Fácil operación.	Calidad del servicio

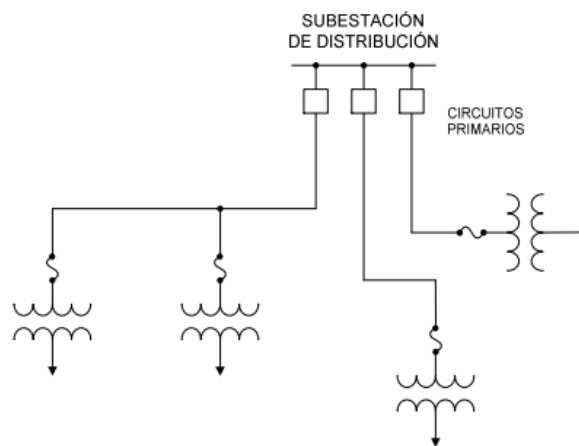


Fig. 1.2 Sistema primario de distribución - Topología radial

Fuente: (Reyes Erazo, 2006)

1.3.2 Topología tipo anillo

La topología en anillo poseen dos fuentes de alimentación (Willis, 2011). Los recorridos de los circuitos ya no son unidireccionales, tienen dos o más caminos desde la fuente de alimentación hasta el centro de carga y en caso de falla, es capaz de aislar la red, sin interrumpir la continuidad del servicio.

La topología tipo anillo permite realizar las transferencias de carga, ante un incidente o mantenimiento en el alimentador, para ello es importante considerar que cada parte del alimentador debe tener la capacidad de abastecer la carga a ser transferida.

La Tabla 1.2 enumera las ventajas y desventajas de la topología en anillo. La Fig. 1.3 representa una red en anillo.

Tabla 1.2 Ventajas y desventajas de una red de distribución con topología en anillo

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Alta calidad de producto. Alta continuidad y confiabilidad del servicio. Facilidad de operar y realizar mantenimiento.	Alto costo económico. Dificultad al momento de realizar una conveniente coordinación de protecciones.

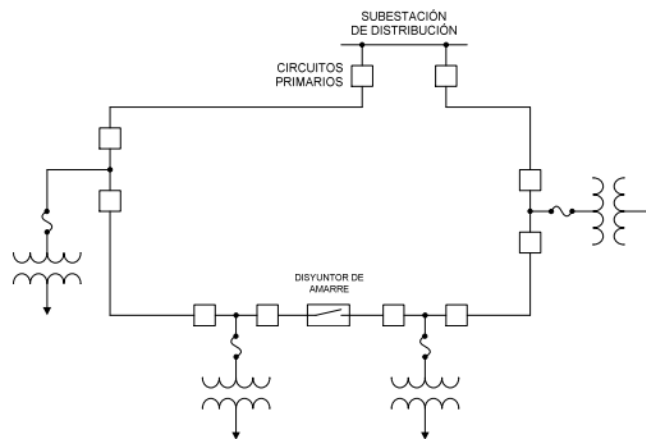


Fig. 1.3 Sistema primario de distribución - Topología en anillo

Fuente: (Reyes Erazo, 2006)

1.3.3 Topología tipo malla

Este tipo de topología cuenta con alimentadores interconectados (Ramirez Castaño, 2004) por lo cual presenta más de un camino simultáneo para que el flujo de potencia circule, desde las subestaciones hasta los puntos de carga.

La Tabla 1.3 indica las ventajas y desventajas de la topología en malla. En la Fig. 1.4 Sistema primario de distribución - Topología en malla. Fig. 1.4 Se muestra la topología en malla.

Tabla 1.3 Ventajas y desventajas de una red de distribución con topología en malla.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Alta Calidad de servicio y producto.	Alto costo económico.

Niveles muy altos de confiabilidad en la continuidad de servicio. Varios caminos para el flujo de potencia.	Dificultad al momento de realizar una conveniente coordinación de protecciones. Análisis y operación es muy complicado.
--	--

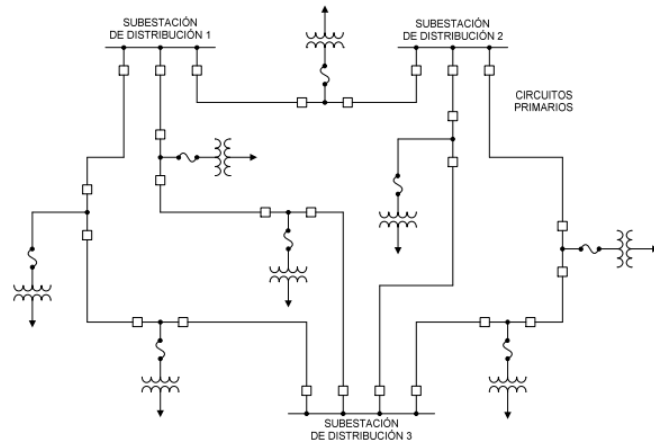


Fig. 1.4 Sistema primario de distribución - Topología en malla.

Fuente: (Reyes Erazo, 2006)

1.4 Regímenes Fundamentales en Redes de Distribución.

Cuando un sistema eléctrico está en funcionamiento normal, las operaciones entradas y salidas de carga entre otras acciones se puedan presentar variaciones anormales de parámetros eléctricos que alejan al sistema de sus valores normales (Cruz, Carrión, & Riofrio, 2014). Estas alteraciones pueden ocurrir en condiciones de régimen normal o un régimen anormal (Cuasapaz Escobar, 2016).

1.4.1 Regímenes Normales de Operación

Por lo general en todo sistema eléctrico las variables eléctricas importantes se encuentran en constante variación, mientras dichas variaciones no superen los valores nominales, se puede establecer que el sistema de distribución se encuentra en un régimen normal de operación (Torres Breffe, 2012).

Por otra parte, Lewis Blackburn & Domin (2014) señalan que, los distintos incrementos momentáneos de la corriente en los sistemas de distribución son ocasionados principalmente por corrientes inrush y corrientes de carga fría.

1.4.2 Regímenes Anormales de Operación

Al contrario de los regímenes normales de operación, lógicamente un régimen anormal se define como una condición transitoria en dónde las variables de estado están lejos de sus

valores nominales especificados. En consecuencia, pueden provocar anomalías en el funcionamiento del sistema, en el peor de los casos, provocar daños en los equipos que constituyen el sistema.

En los Sistemas Eléctricos de Distribución los regímenes anormales más frecuentes son: sobrecargas, descargas atmosféricas y cortocircuitos. (Torres Breffe, 2012)

Sobrecargas

Una sobrecarga se puede definir como una corriente cuya amplitud es mayor que la corriente nominal de la línea. El principal efecto de la sobrecarga es el calentamiento de los conductores, que, si se prolonga durante mucho tiempo, puede ocasionar el deterioro del aislamiento de los diferentes equipos conectados a la red (Torres Breffe, 2012).

La principal causa de sobrecarga es la de corriente de fuga ocasionada por las malas condiciones de aislamiento.

Descarga Atmosféricas

Las descargas atmosféricas es un evento natural que mediante distorsiones eléctricas provocan excesivos niveles de voltaje y corriente que se propagan en las redes aéreas de transmisión y distribución eléctrica generando perturbaciones que pueden llegar a ocasionar daños a los distintos equipos (Fernando & Vélez tenemaza, 2016).

Cortocircuitos

Cañizares, Gomez & Conejo (2018) afirman que, un cortocircuito se produce cuando dos o más puntos de una red eléctrica, que se encuentran a voltajes diferentes en condiciones normales de funcionamiento, entran en contacto entre sí a través de una impedancia pequeña o nula provocando un aumento repentino de la intensidad del circuito eléctrico.

1.5 Naturaleza de una condición de falla

Existen dos tipos de fallas eléctricas que pueden ocurrir en los sistemas de distribución, las cuales se pueden clasificar según su naturaleza: fallas de naturaleza transitoria y fallas de naturaleza permanente.

Doñez Gutiérrez (2015) establece los siguientes porcentajes de ocurrencia de dichas fallas:

- Fallas permanentes: 10%
- Fallas transitorias: 90%

1.5.1 Fallas de naturaleza transitoria

Por lo general, las fallas de naturaleza transitorias se presentan con mayor frecuencia en los sistemas de distribución aérea, son de muy corta duración y ocurren cuando los conductores de fase se conectan eléctricamente con otros conductores de fase o a tierra momentáneamente, esto es ocasionado por árboles, aves, vientos fuertes, rayos, descargas eléctricas, entre otros (Gönen, 2014).

Si ocurre una falla transitoria, el equipo de protección pueden detectar la corriente de falla y eliminarla automáticamente, reduciendo el impacto de la perturbación y minimizando el desgaste del equipo.

Se debe tener en cuenta que si una falla no se logra despejar a tiempo la misma se puede convertir en una falla de carácter permanente (Chanatasig Guanoluisa, 2016).

1.5.2 Fallas de naturaleza permanente

Las fallas permanentes son aquellas que persisten sin importar con la velocidad que el circuito se abra o el número de veces que el circuito es desconectado (Chanatasig Guanoluisa, 2016).

Este tipo de fallas requiere la acción y despeje por parte del equipo de mantenimiento en las siguientes áreas:

- Localización de la falla.
- Reemplazo de conductores, fusibles quemados o cualquier otro equipo dañado.
- Cierre manual de un interruptor automático o reconectador para lograr restaurar el servicio eléctrico.

1.6 Fallas en el sistema de Distribución

Las redes eléctricas de distribución están expuestas a distintas fallas las cuales causan la apertura del sistema eléctrico dejándolo sin servicio de energía (López Cadena, 2018).

Las fallas eléctricas que se presentan en un sistema eléctrico de distribución se pueden caracterizar como fallas del tipo serie o paralelo y pueden ser de tipo simétricas o asimétricas (Mora Flores J. J., 2006).

Las fallas tipo serie se presentan cuando las líneas sufren una ruptura sin involucrar a tierra, mientras que las fallas de tipo paralelo suceden cuando existe un cortocircuito entre fases a tierra (Camacho Vera, 2017).

Las fallas de tipo simétricas son ocasionadas en gran parte por descargas atmosféricas, las cuales provocan cortocircuitos trifásicos, los cuales afectan el sistema produciendo elevadas corrientes que ocasionan severos daños a la red, mientras que, las fallas asimétricas involucran a las fases en cortocircuito con tierra y entre fases, lo cual provoca un desbalance en el sistema eléctrico (Fouly & Abbey, 2009).

En la Tabla 1.4 se presentan los 11 tipos de fallas (Camacho Vera, 2017).

Tabla 1.4 Tipos de falla

Nº. Falla	Tipo de Falla	Descripción
Falla 1	Monofásica a Tierra	Falla en la fase A
Falla 2		Falla en la fase B
Falla 3		Falla en la fase C
Falla 4	Bifásica	Falla entre las fases AB
Falla 5		Falla entre las fases BC
Falla 6		Falla entre las fases CA
Falla 7	Bifásica a Tierra	Falla entre las fases AB a tierra
Falla 8		Falla entre las fases BC a tierra
Falla 9		Falla entre las fases CA a tierra
Falla 10	Trifásica	Falla entre las fases ABC
Falla 11	Trifásica a tierra	Falla entre las fases ABC a tierra

Fuente: (Camacho Vera, 2017)

Entre el 70 y 80% de fallas son de carácter monofásica a tierra, del 10 al 17% son de índole bifásica a tierra, fallas bifásicas con una frecuencia de ocurrencia del 8 al 10% y por último del 2 al 3% de carácter trifásica (Calero Camacho, 2019).

1.6.1 Falla monofásica a Tierra (LT)

Una falla monofásicas se produce cuando una de las fases se conecta de manera directa con tierra, provocando que en tal fase el voltaje tienda a cero, esto depende directamente del valor de la impedancia de falla, por lo cual la corriente adquiere un valor extremadamente alto, lo que produce un desbalance en las fases restantes (Fouly & Abbey, 2009).

Este tipo de fallas suelen ser causadas por ramas de árboles, cometas, incendios, entre otros.

Este tipo de falla se muestra en la Fig. 1.5.

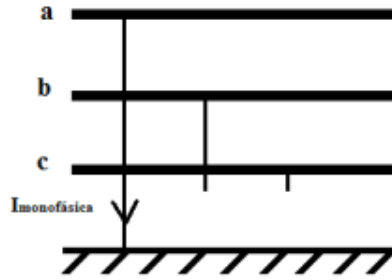


Fig. 1.5 Falla monofásica a tierra.

Fuente : (León Paternina, 2015)

1.6.2 Falla Bifásica (LL)

En el caso de las fallas bifásicas o fallas entre dos fases; se tiene un punto de conexión entre estas fases, haciendo que la corriente en tal punto adquiera un valor muy por encima del valor nominal, pero de igual magnitud en las fases afectadas. El voltaje será dependiente de la impedancia de falla, generando un desbalance en la otra fase, esta falla se muestra en la Fig. 1.6 (Fouly & Abbey, 2009).

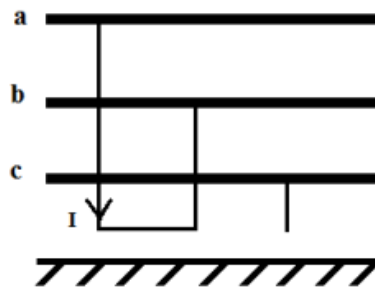


Fig. 1.6 Falla bifásica

Fuente: (León Paternina, 2015)

1.6.3 Falla Bifásica a Tierra (LLT)

Otro tipo es la falla bifásica con conexión entre las dos fases y tierra, en este tipo de fallas el voltaje tenderá a cero en ambas fases y la corriente aumentará el valor en forma

considerable, generando un desbalance en la fase restante. Este tipo de falla se muestra en la Fig. 1.7.

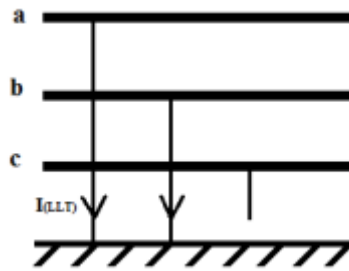


Fig. 1.7 Falla bifásica a tierra

Fuente: (León Paternina, 2015)

1.6.4 Falla Trifásica (LLL)

Se presenta cuando las tres fases entran en contacto, con caídas de voltaje y aumento de corriente similar para las tres fases. No obstante, esta falla tiene poca frecuencia de ocurrencia en los sistemas (Quintero Crespo, 2010). Este tipo de falla se muestra en la Fig. 1.8.

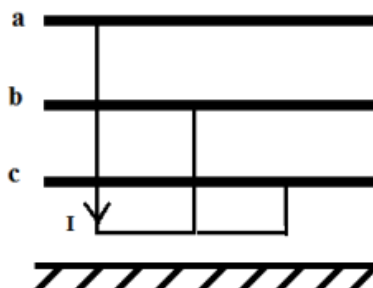


Fig. 1.8 Falla trifásica

Fuente: (León Paternina, 2015)

1.6.5 Falla Trifásica a Tierra (LLLT)

Las fallas trifásicas se presentan cuando las tres fases entran en contacto con la tierra, presentando caídas de voltaje y aumento de corriente en las mismas (León Paternina, 2015).

Este tipo de falla se representa en la Fig. 1.9.

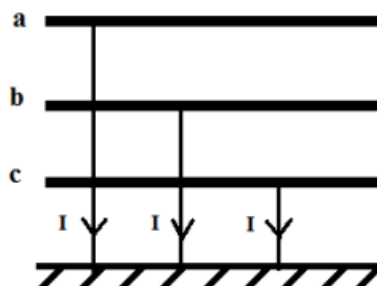


Fig. 1.9 Falla trifásica a tierra

Fuente: (León Paternina, 2015)

1.7 Protecciones en sistemas de distribución

La función principal de un sistema de protección es la de causar la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema de potencia sufre un cortocircuito, o cuando opera de manera anormal (Ramírez Castaño, 2003).

Las protecciones eléctricas son los dispositivos eléctricos que tienen como finalidad detectar condiciones anormales en la operación de un sistema eléctrico de potencia y tomar en forma automática las medidas que se requieran para restablecer la operación normal (Ramírez Castaño, 2003).

1.7.1 Objetivos de las protecciones eléctricas

Según Ramírez Castaño (2003) los objetivos generales de un sistema de protección se resumen:

- Proteger efectivamente a las personas y los equipos.
- Reducir la influencia de las fallas sobre las líneas y los equipos.
- Cubrir de manera ininterrumpida el sistema eléctrico, estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.
- Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del sistema eléctrico (corriente, voltaje, impedancia, frecuencia)

1.7.2 Características para los sistemas de protección

El sistema de coordinación de protecciones debe cumplir con las siguientes características para su funcionamiento:

Selectividad

Es una de las muchas cualidades de las protecciones que les permite discriminar una falla eléctrica, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo fallado, manteniendo en servicio lo

que no sea imprescindible desconectar, de este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones (Villarroel Moreno, 2008).

Rapidez

Es conveniente que las protecciones operen en el mínimo tiempo posible, disminuyendo con ello la duración de la falla, las perturbaciones al resto del sistema y evitar consecuentes daños a los equipos (Villarroel Moreno, 2008).

Exactitud

Las protecciones deben operar con la mínima desviación respecto de la magnitud teórica de ajuste. La exactitud, se expresa como un error de medida, es decir, como la razón entre el valor de operación y el valor teórico de ajuste (Villarroel Moreno, 2008).

Sensibilidad

El sistema de protecciones y sus elementos asociados debe ser capaz de operar detectando la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de operación o la menor variación de la magnitud que controla respecto de la magnitud de referencia o ajuste (Villarroel Moreno, 2008).

Confiabilidad

Uno de los aspectos fundamentales en los sistemas de distribución es la confiabilidad, término cualitativo, que indica el grado de seguridad que se tiene de que el servicio estará disponible cuando se requiera (Valderrama, 2002).

La percepción del cliente sobre la confiabilidad del servicio es afectada por: la frecuencia y duración de las interrupciones, por lo tanto, el esfuerzo para mejorar la confiabilidad debe estar dirigido a estos dos aspectos (Valderrama, 2002).

Seguridad

Para que no cause desenergización del circuito debido a desbalanceo de carga, corrientes Inrush, puesta en marcha de carga en frío, armónicos y otras condiciones de estado estable y transitorias (Ramírez Castaño, 2003).

1.8 Métodos de localización de fallas

A lo largo del tiempo se han empleado varias metodologías que permitan localizar las fallas en los sistemas de distribución, entre los métodos más empleados se encuentran:

1.8.1 Métodos de Clasificación Basados en el Conocimiento (MCBC)

Los MCBC utilizan datos como la experiencia del operador en el sistema de distribución, el historial de fallas en el sistema de distribución e información externa, que son útiles al analizar las perturbaciones de las ondas, así como también la frecuencia de ocurrencia de una falla, son metodologías que permiten delimitar áreas de localización (Mora Flores, Meléndez, & Carrillo Caicedo, 2008).

Pareja Espinoza (2017), utiliza un MCBC para la localización de fallas, mediante máquinas de soporte vectorial, la cual zonifica el sistema de distribución y permite localizar la falla con generación distribuida de forma óptima, y precisa, con la aplicación voltajes RMS, como descriptores.

Sistemas Expertos

Los Sistemas Expertos son aplicaciones tecnológicas pertenecientes a la rama de la inteligencia artificial, son sistemas basados en el conocimiento capaces de resolver problemas en un dominio muy específico y, precisamente por su limitado ámbito de aplicación (Boldrini, 2021).

Base de conocimiento

Contiene el conocimiento necesario para comprender, formular y resolver problemas. Incluye dos elementos básicos: heurística especial y reglas que dirigen el uso del conocimiento para resolver problemas específicos en un dominio particular

1.9 Calidad de Servicio Técnico

Conforme establece la regulación ARCERNNR No 002/2020 Todas las empresas eléctricas distribuidoras se deben regir acorde a esta regulación la cual indica los límites de interrupción en el sistema y diferentes indicadores que se deben cumplir para garantizar la calidad de servicio entregado (ARCERNNR, 2020).

1.9.1 Identificación de las Interrupciones

De acuerdo a (ARCERNNR, 2020), para el cálculo de los indicadores globales e individuales definidos para la calidad de servicio técnico, la distribuidora deberá disponer de la información relacionada a todas las interrupciones, en los siguientes aspectos:

- a) Fecha, hora de inicio y fecha de finalización de la interrupción;
- b) Duración, causa y origen de la interrupción;
- c) Potencia nominal (kVA) desconectada por la interrupción;

- d) Número e identificación de los consumidores afectados por la interrupción; y,
- e) Equipos operados a consecuencia de la interrupción.

1.9.2 Registro y clasificación de las interrupciones

Todas las interrupciones deberán ser registradas por la distribuidora de acuerdo a los siguientes atributos:

- a) Por su duración
 - Breves: de duración igual o menor a tres (3) minutos.
 - Largas: de duración mayor a tres (3) minutos.
- b) Por su origen
 - Internas: originadas en el sistema de distribución de la distribuidora y de responsabilidad de la empresa de distribución.
 - Externas: originadas por un generador, por el transmisor, por suspensiones generales del servicio, por otra distribuidora o por un consumidor.
- c) Por su causa
 - Programadas: Mantenimiento, ampliaciones, mejoras, maniobras, otras.
 - No programadas: Climáticas, ambientales, fallas en la red eléctrica, terceros, otras.

1.9.3 Indicadores globales

Los indicadores a calcularse son los siguientes:

- **FMIK**

Frecuencia media de interrupción (FMIK), el cual representa el promedio de veces que cada kVA nominal instalado sufrió una interrupción de servicio, durante el período de control (mensual o anual) (ARCERNNR, 2020).

- **TTIK**

Tiempo total de interrupción (TTIK), el cual representa el tiempo promedio, expresado en horas, en que cada kVA nominal instalado estuvo fuera de servicio, durante el período de control (mensual o anual) (ARCERNNR, 2020).

La Tabla 1.5 indica los valores límites admisibles de los índices globales de calidad del servicio técnico, para un periodo de evaluación de doce (12) meses continuos del año calendario (enero a diciembre).

Tabla 1.5 Límites para la calidad de servicio técnico - índices globales

ÍNDICE	RED	ALIMENTADOR	
		Alta densidad	Baja densidad
FMIK	6.0	7.0	9.5
TTIK	8.0	10.0	16.0

Fuente: ARCERNNR No 02/2020

CAPÍTULO 2

Este capítulo describe el estado actual del Sistema de Distribución de Medio Voltaje de la subestación San Vicente en Alimentadores Primarios, se determinará el índice de interrupciones presentadas en años anteriores. La información verbal y documental será proporcionada por los distintos departamentos de la empresa eléctrica EMELNORTE.

2. DETERMINACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

2.1 Sistema Eléctrico de la Subestación San Vicente.

Ésta subestación se compone de un transformador de potencia inmerso en aceite con un sistema de refrigeración ONAN/OFAF (Aceite y refrigeración natural/Aceite con circulación natural, enfriamiento por aire en forma forzada), presenta un grupo de conexión DYn1 y una potencia de 10 MVA, a un nivel de voltaje primario de 69 kV y un voltaje secundario de 13,8 kV distribuyendo energía eléctrica a los diferentes alimentadores, de acuerdo a la Fig. 2.1. el Sistema de Distribución de la Subestación San Vicente presenta una topología radial.

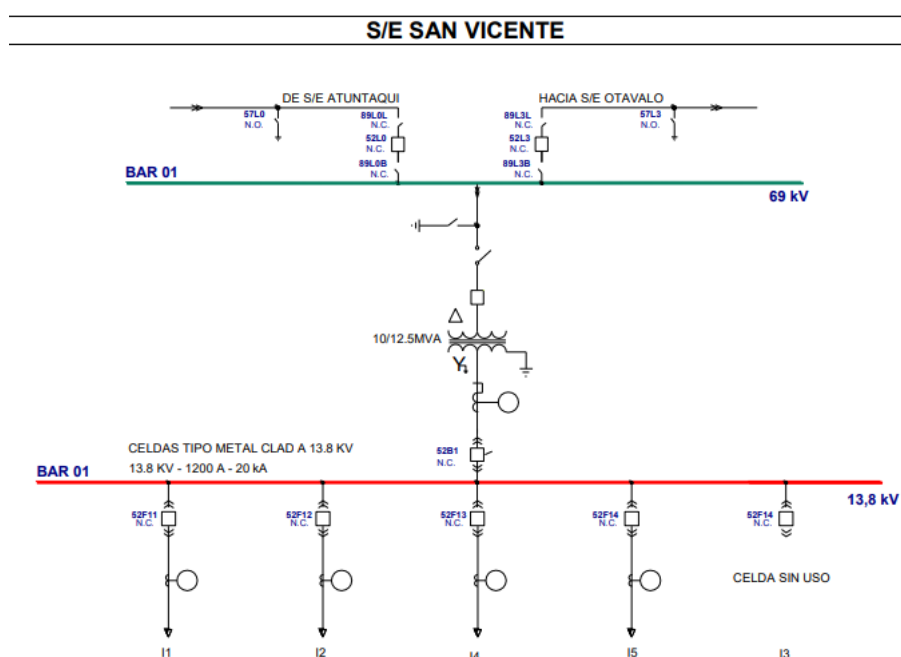


Fig. 2.1 Diagrama Unifilar Subestación San Vicente

Fuente: EMELNORTE

2.1.1 Área de concesión de la Subestación San Vicente

Se realizará el estudio de localización de fallas en cuatro de los cinco alimentadores de la subestación San Vicente (I1, I2, I4, I5) mismos que se encuentran ilustrados en la Fig. 2.2, no se realizará en el alimentador I3 ya que el mismo se encuentra sin carga desde el año 2019, la subestación se encuentra ubicada en la ciudad de Otavalo, abasteciendo de energía eléctrica a diferentes comunidades situadas en la misma.

Las coordenadas geográficas de la subestación son X: 805878,458; Y: 10026215,253.

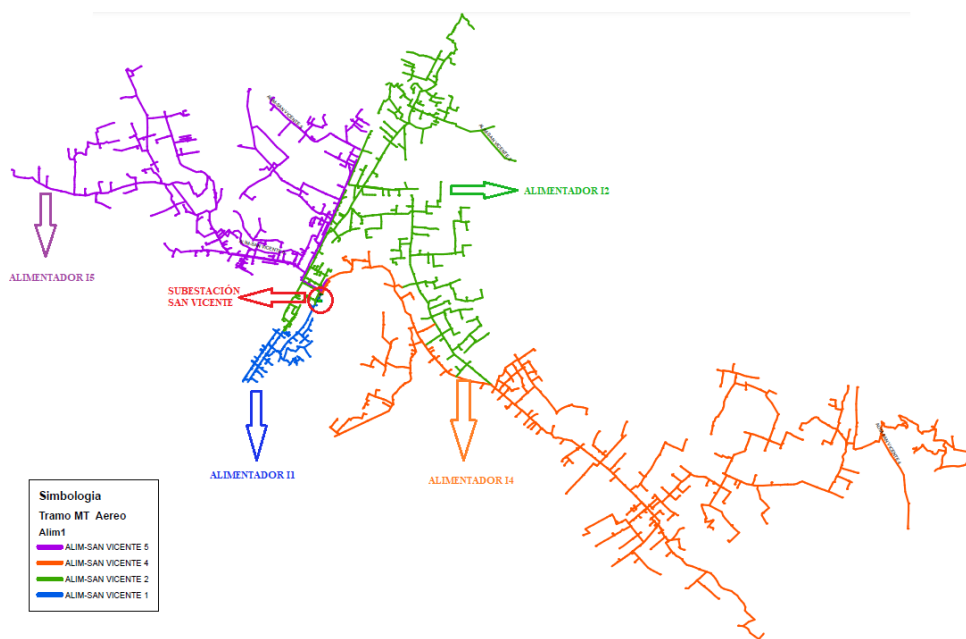


Fig. 2.2 Circuitos Alimentadores Subestación San Vicente

Fuente: ArcGIS EMELNORTE

2.1.2 Datos de los alimentadores Primarios

El Sistema de Distribución de Medio Voltaje de la Subestación San Vicente se encuentra conformado por 5 alimentadores, de los cuales 4 se encuentran en operación a demás estos están constituidos en su mayoría por troncales de 13,8 kV y ramales 7,97kV.

Alimentador I1

El Alimentador I1, cuyo circuito se ilustra en la Fig. 2.3, contemplan consumidores de los sectores de Monserrat Bajo, alto, Sector el Colibrí, Copacabana y parte sur del centro de Otavalo desde la calle Roca Hasta la calle Luis de la Torre.

El alimentador I1 tiene una longitud total de 7 km, presenta una potencia de 0,99 MVA, un factor de potencia de 0,95 y los conductores de fase de las líneas de distribución en la troncal

son de Aluminio desnudo con alma de acero ACSR y el calibre de los conductores es 3/0, 1/0 y 2 AWG, dependiendo del tipo de circuito. Con posibilidad de realizar transferencia de carga con el circuito V1 de la subestación Otavalo.

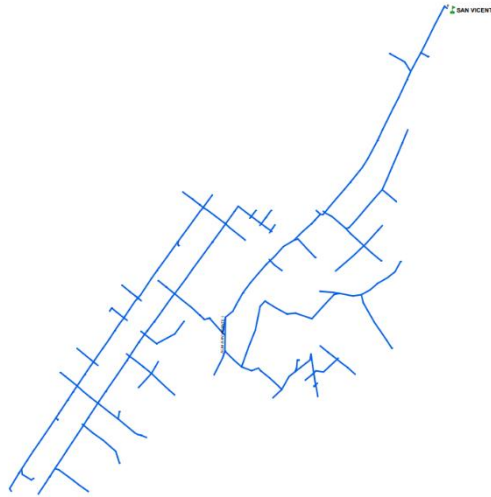


Fig. 2.3 Alimentador I1 SE San Vicente

Fuente: ArcGIS EMELNORTE

Alimentador I2

El Alimentador I2, circuito que se muestra en la Fig. 2.4, es el circuito que abarca consumidores de las parroquias San Juan de Ilumán, Ciudadela Rumiñahui, Edificio de la Judicatura y Registro Civil de Otavalo, Quinchuquí, Yaku Pata, Arias Uku, parte sur de la parroquia Miguel Egas (Peguiche).

El alimentador I2 tiene una longitud total de 19 km, presenta una potencia de 1,83 MVA, un factor de potencia de 0,91 y los conductores de fase de las líneas de distribución en la troncal son de Aluminio desnudo con alma de acero ACSR y el calibre de los conductores es 3/0, 1/0 y 2 AWG, dependiendo del tipo de circuito. Con posibilidad de realizar transferencia de carga con el alimentador A5, mediante el reconectador ubicado en la zona de Pinsaqui.



Fig. 2.4 Alimentador I2 SE San Vicente

Fuente: ArcGIS EMELNORTE

Alimentador I4

El Alimentador I4 ilustrado en la Fig. 2.5, comprende consumidores de la Parroquia Miguel Egas (Peguiche), La Compañía, Camuendo, Araque, San Pablo del Lago, Angla, Ugsha.

. El alimentador I4 tiene una longitud de 24 km, una potencia de 1,18 MVA, un factor de potencia de 0,94 y los conductores de fase de las líneas de distribución en la troncal son de Aluminio desnudo con alma de acero ACSR y el calibre de los conductores es 3/0, 1/0 y 2 AWG, dependiendo del tipo de circuito. Con posibilidad de realizar transferencia de carga con el circuito V2 de la subestación Otavalo.



Fig. 2.5 Alimentador I4 SE San Vicente

Fuente: ArcGIS EMELNORTE

Alimentador I5

El Alimentador I5, circuito presentado en la Fig. 2.6, es el alimentador más extenso) comprende consumidores de la Ciudadela los Lagos, Sector la Bolsa, Carabuella, Vía Selva Alegre, Vía Otavalo – Quiroga, Apuela, Plaza Gutiérrez, Cuellaje.

El alimentador I5, el cual tomó la carga del alimentador I3 en su troncal principal tiene una longitud total de 30 km en la actualidad presenta una potencia de 0,73 MVA, un factor de potencia de 0,86 y los conductores de fase de las líneas de distribución en la troncal son de Aluminio desnudo con alma de acero (ACSR) y el calibre de los conductores es 3/0, 1/0 y 2 AWG, dependiendo del tipo de circuito. El circuito I5 tiene la posibilidad de transferencia o asumir carga desde la subestación Cotacachi del circuito H3



Fig. 2.6 Alimentador I5 SE San Vicente

Fuente: ArcGIS EMELNORTE

2.2 Calidad de Servicio Técnico en los Alimentadores de la Subestación San Vicente

En esta sección se determina la calidad del servicio técnico en los alimentadores de la Subestación San Vicente perteneciente a la zona II de EMELNORTE S.A. los índices de calidad permiten determinar la confiabilidad del sistema. El Análisis se lo realiza con información de los años 2019, 2020 y 2021, mismos que son facilitados por el departamento de Planificación de la empresa.

2.2.1 Caracterización de Interrupciones

En la Tabla 2.1 se indica las características de interrupciones en los Sistemas de Distribución de la empresa, estableciendo datos del nivel de afectación de la interrupción, su origen y causa de la misma.

Tabla 2.1 Caracterización de interrupciones

Nivel de afectación de la interrupción	Origen de la interrupción	Causa de la Interrupción	Catálogo de interrupciones
Cabecera	INTERNA NO PROGRAMADA	Climáticas	Descargas atmosféricas (Rayos)
		Ambientales	Vegetación (sin incluir desbroce)
		Terceros	Daño o interferencia accidental por trabajos en vía pública o trabajos particulares. Choques de vehículos.
	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas para mantenimiento preventivo.
	EXTERNA PROGRAMADA	Transmisión/ Generación.	Por pedido de CELEC EP TRANSELECTRIC
Ramal Monofásico	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento.	Programadas por ampliaciones o mejoras en la red.
	INTERNA NO PROGRAMADA	Perturbaciones en la red.	Falla de equipamiento, materiales y accesorios.
		Climáticas.	Viento Fuerte, o materiales llevados por el viento.
		Ambientales.	Vegetación (sin incluir desbroce).
Ramal Trifásico	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas por ampliaciones o mejoras en las redes.
			Programadas para mantenimiento Preventivo / Predictivo
	INTERNA NO PROGRAMADA	Perturbaciones en la red.	Falla de equipamiento, materiales y accesorios.
		Climáticas	Viento Fuerte, o materiales llevados por el viento.
			Descargas Atmosféricas (Rayos)
		Ambientales	Vegetación (sin incluir desbroce)
			Desastres naturales (Erupción volcánica, inundaciones, terremotos, tsunami, derrumbe, deslave)
		Fauna	
Maniobra/ Operación.	Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de restablecimiento de servicio.		
Terceros	Daño o interferencia accidental por trabajos en vía pública o trabajos particulares.		

Fuente: EMELNORTE

EMELNORTE realiza el registro de todas las interrupciones que se presentan a diario en el Sistema Eléctrico, de acuerdo a la información obtenida por la empresa y acorde a la Tabla 2.1 se realizó un análisis para determinar las diferentes causas de los incidentes en los alimentadores de la Subestación San Vicente.

En la Fig. 2.7 se muestra el origen de las interrupciones ocurridas en los años 2019, 2020 y 2021, como se observa el 98% son eventos registrados originadas en el sistema de distribución, de las cuales el 89% de estas son de tipo no programadas mientras el 9% restante son interrupciones que corresponden a trabajos programados por la empresa.

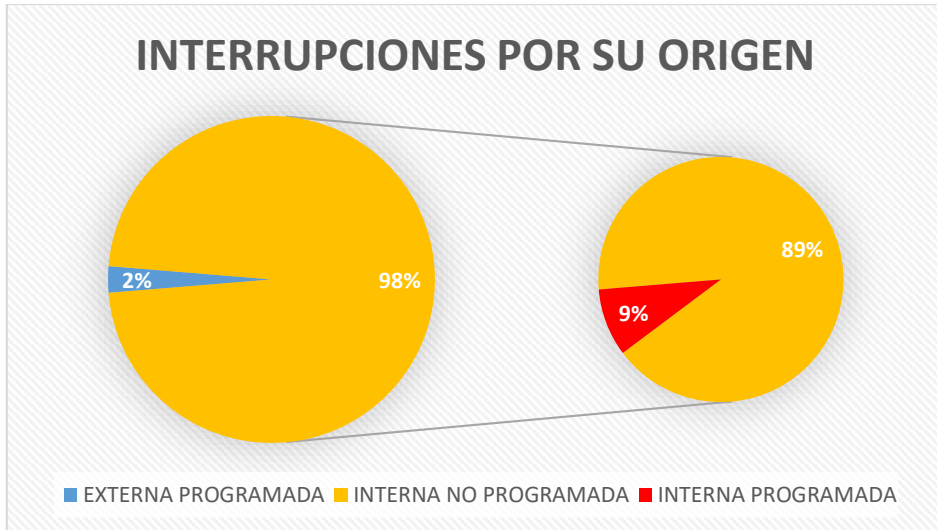


Fig. 2.7 Interrupciones por su origen

En la Fig. 2.8 se muestra las zonas más afectadas del alimentador, la caracterización se consideran los ramales monofásicos, ramales trifásicos y cabecera del alimentador, este último es cuando se dispara el interruptor principal del alimentador.

Como se indica en la Fig. 2.8 las interrupciones se producidas en en el ramal trifásico y ramal monofásico del alimentador representan más del 90%, siendo las derivaciones monofásicas las más afectadas.

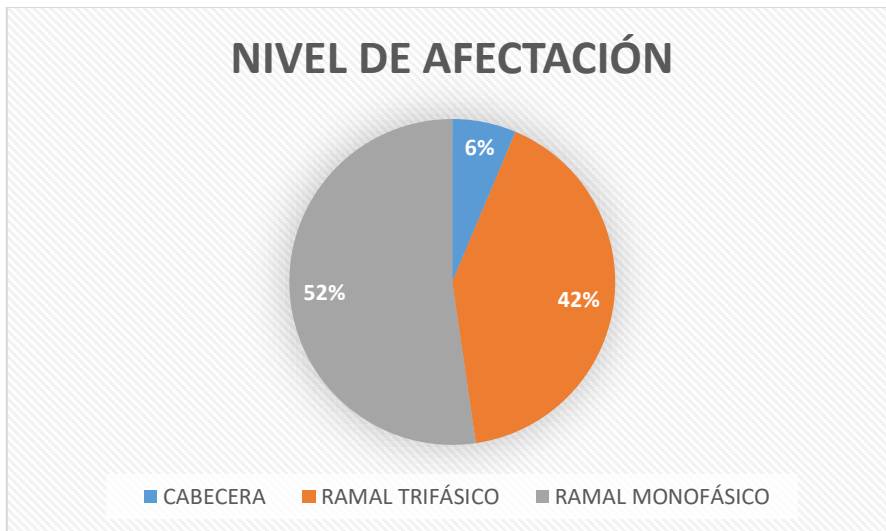


Fig. 2.8 Nivel de Afectación

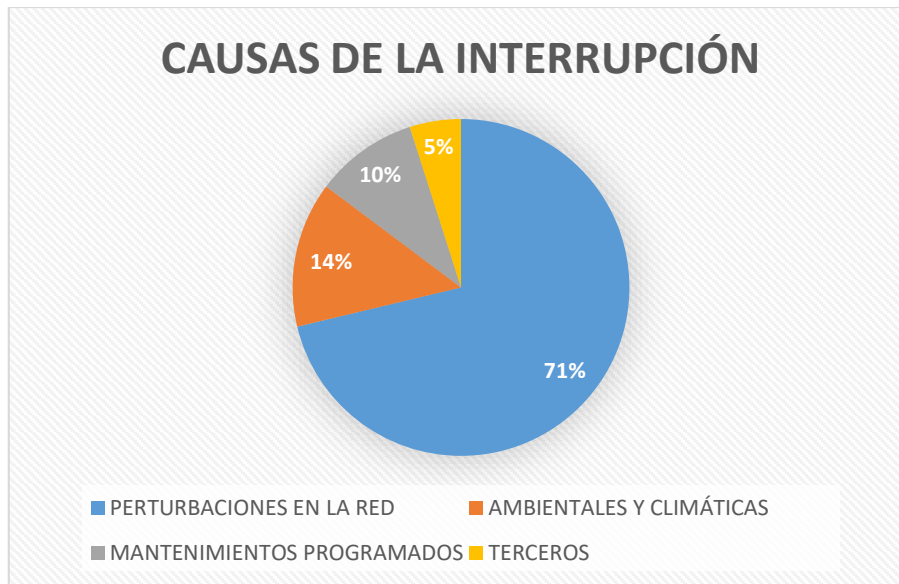


Fig. 2.9 Causas de la interrupción

Finalmente, en la Fig. 2.9 se indica las causas más frecuentes registradas en el sistema de distribución de la subestación San Vicente en los últimos años; las interrupciones ocasionadas por perturbaciones en la red lo que representa el 71% mientras que los incidentes ocasionados por condiciones ambientales, terceros y mantenimientos programados representan el porcentaje restante.

A razón que, en los últimos años, en su mayoría las interrupciones son ocasionadas por fallas de los equipos y elementos que conforman el sistema eléctrico de distribución, el personal a cargo de la Zona II ha tomado diferentes disposiciones, la ejecución de estas disposiciones, ha permitido mejorar el sistema de distribución y sus índices de calidad de una manera considerable.

2.2.2 Índices de Calidad de Servicio Técnico

En esta etapa se evalúan los índices de calidad de servicio técnico presentada en los últimos años en la subestación San Vicente, a partir de los datos registrados de eventos ocurridos durante ese tiempo.

Los valores máximos de los indicadores de calidad de servicio son de acuerdo al tipo de alimentador, los cuales pueden ser de baja densidad y alta densidad, de acuerdo a la regulación No. 02/2020 se considera alimentador de baja densidad a alimentadores de distribución con potencia nominal instalada menor o igual a 50 kVA/km, mientras los alimentadores con potencia nominal instalada mayor a 50 kVA/km son considerados alimentadores de alta densidad, los mismos que son determinados de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$TA = \frac{kVA_{inst j}}{km_j} \quad (1)$$

Donde:

TA = Tipo de alimentador [kVA/km].

$kVA_{inst j}$ = Potencia nominal instalada total de los transformadores de distribución del alimentador j , expresado en [kVA].

km_j = Sumatoria de longitud de línea monofásica, bifásica y trifásica del alimentador j , expresado en [km].

Aplicando la Ec. (1) se determina el tipo de alimentadores de la subestación San Vicente y se clasifican como se indica en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Tipo de Alimentadores Subestación San Vicente

Subestación	Alimentador	Etiqueta	Tipo de Alimentador [kVA/km]
San Vicente	San Vicente 1	I1	Alta densidad
	San Vicente 2	I2	Alta densidad
	San Vicente 4	I4	Alta densidad
	San Vicente 5	I5	Baja densidad

Como se indica en la Tabla 1.5 los límites de los índices globales de calidad de servicio técnico, conforme a lo que indica la regulación ARCERNR No 002/2020 es de 7.0 para FMIK y 10.0 para TTIK.

El cálculo de los índices de calidad se lo realizara de acuerdo a las siguientes expresiones:

a) FMIK

$$FMIK_i = \frac{kVA_i}{kVA_{Ti}} \quad (2)$$

$$FMIK = \sum_i FMIK_i$$

b) TTIK

$$TTIK_i = \frac{kVA_i * t_i}{kVA_{Ti}} \quad (3)$$

$$TTIK = \sum_i TTIK_i$$

Donde:

$FMIK_i$ = Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción.

$TTIK_i$ = Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción.

kVA_i = kVA nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción i .

kVA_{Ti} = kVA nominales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción i .

Ti = Tiempo de duración de la interrupción i , en horas.

Empleando la Ec. (2) y Ec. (3) y usando información proporcionada por la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A. la cual registra diariamente valores de los índices de calidad de servicio FMIK, TTIK, presentados en el Anexo 1, Anexo 2 y Anexo 3, se obtiene datos finales establecidos en la Tabla 2.3, en donde se puede observar que en ciertas ocasiones los alimentadores de la subestación San Vicente han superado los límites de índices establecidos en la regulación, afectando a la continuidad de servicio eléctrico a los usuarios.

Tabla 2.3 Índices de interrupciones Subestación San Vicente

Límites		Subestación San Vicente	Índices Año 2019		Índices Año 2020		Índices Año 2021	
FMIK	TTIK		FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
7.0	10.0	Alimentador I1	2.15	0.52	3.42	1.30	5.71	2.78
7.0	10.0	Alimentador I2	3.50	4.36	5.92	4.63	0.26	0.37
7.0	10.0	Alimentador I4	4.97	5.98	7.43	5.30	6.45	4.89
7.0	10.0	Alimentador I5	6.20	8.87	7.24	9.70	2.75	1.84

En la Fig. 2.10 se representa una comparación de los índices de calidad de los años 2019, 2020 y 2021 y se puede notar que existe una diferencia y mejoramiento de los índices.

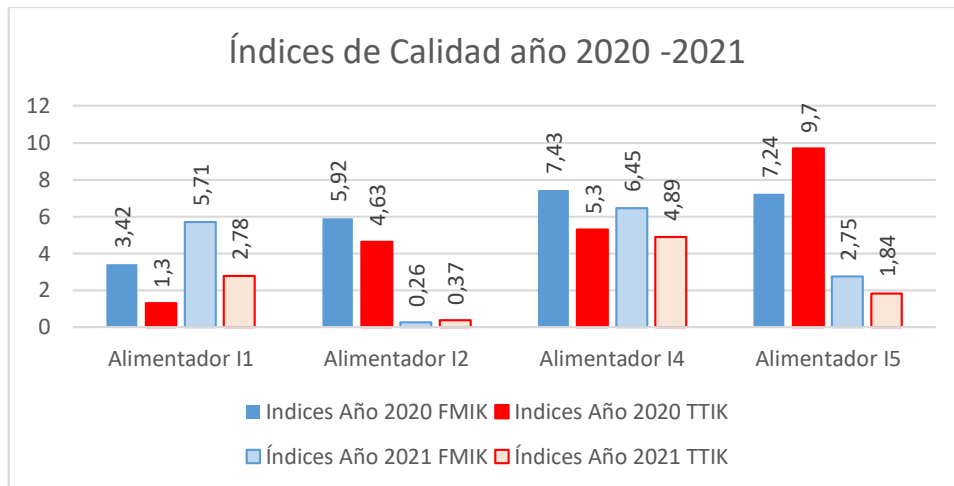


Fig. 2.10 Índices de calidad 2020 – 2021

Protecciones de alimentadores

La Subestación San Vicente en sus alimentadores poseen relés de sobrecorriente 50/51 de marca SCHNEIDER de tipo SEPAM, los ajustes de los relés fueron establecidos por la empresa bajo la norma IEC 60255-3 y presentan las características que se indican en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Características relés de alimentadores

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	V(kV)	MARCA	TIPO	LINEA	TIPO DE CURVA	TAP	DIAL
San Vicente	I1	13,8	SCHNEIDER	SEPAM	Fase	Ext Inv	3,92	0,6
					Neutro	Ext Inv	3	1
	I2	13,8	SCHNEIDER	SEPAM	Fase	Ext Inv	3,92	0,6
					Neutro	Ext Inv	3	1
	I4	13,8	SCHNEIDER	SEPAM	Fase	Ext Inv	3,92	0,6
					Neutro	Ext Inv	3	1
	I5	13,8	SCHNEIDER	SEPAM	Fase	Ext Inv	5	0,35
					Neutro	Ext Inv	3	1
	General	13,8	SCHNEIDER	SEPAM	Fase	Muy Inv	3,5	0,8
					Neutro	Muy Inv	2,5	1

Fuente: EMELNORTE

CAPÍTULO 3

En este capítulo se describe el procedimiento para el desarrollo del algoritmo, diseño e implementación de la aplicación para localizar la zona de ocurrencia de incidencias en el sistema de distribución de medio voltaje de la Subestación San Vicente de la empresa EMELNORTE.

3. DESARROLLO DE UNA APLICACIÓN PARA AGILITAR LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIO VOLTAJE DE LA SUBESTACIÓN SAN VICENTE

Previo al desarrollo del algoritmo se debe disponer de datos e información necesaria como corrientes de cortocircuito, número de poste, número de alimentador, mismos que serán ingresados en el software.

3.1 Simulación de corrientes de cortocircuito CYMDIST

3.1.1 Determinar corrientes de falla en distintas zonas del alimentador para diferentes tipos de fallas.

En el Ecuador por el manejo del Servicio de Normalización Ecuatoriano (INEN) se utiliza internamente la norma IEC 60909 para el cálculo de corrientes de cortocircuito, la cual se aplica a todas las redes, radiales o en anillo, hasta 230 kV.

En la Tabla 3.1, se indican los valores de las impedancias de cortocircuito equivalentes para la barra de 13,8 kV de la Subestación San Vicente.

Tabla 3.1 Impedancia equivalente Subestación San Vicente

IMPEDANCIA	R [Ω]	X [Ω]
Z1	0,24	2,24
Z2	0,22	2,24
Z0	0,2	1,4

Fuente: EMELNORTE

El software CYME CYMDIST fue utilizado para la correspondiente simulación y cálculo de corrientes de cortocircuito en los cuatro alimentadores de la subestación San Vicente, siguiendo los siguientes pasos:

- Al momento de ejecutar el programa CYMDIST se debe seleccionar los alimentadores en los cuales se va a trabajar, esto de acuerdo a su código, en esta ocasión el código para los cuatro alimentadores de la subestación San Vicente denominados I1, I2; I4 e I5 son: 1300040T01, 1300040T02, 1300040T04 y 1300040T05, respectivamente,

luego se procede a graficar el sistema eléctrico de distribución de la subestación San Vicente en la ventana principal como se indica en la Fig. 3.1

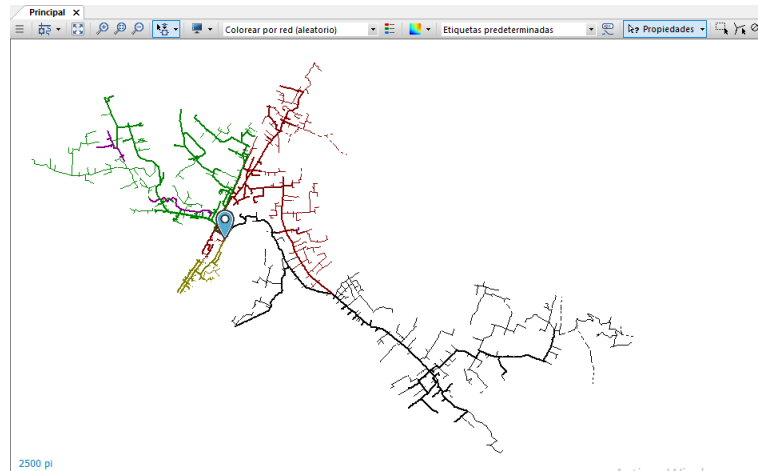


Fig. 3.1 Alimentadores en CYMDIST

- Cuando se complete la proyección de los alimentadores, seleccionar el nodo fuente, el mismo que se encuentra ubicado en la cabecera de cada alimentador, posteriormente se abre una nueva ventana denominada “Propiedades de la red”, en dónde se debe establecer los valores de 13,8kVLL en la Tensión Nominal, Fig. 3.2 y en Equivalente de la fuente; en la columna de Nivel alto de fallas ingresar los valores de impedancias de cortocircuito equivalentes R y X, mismos que se encuentran en la Tabla 3.1

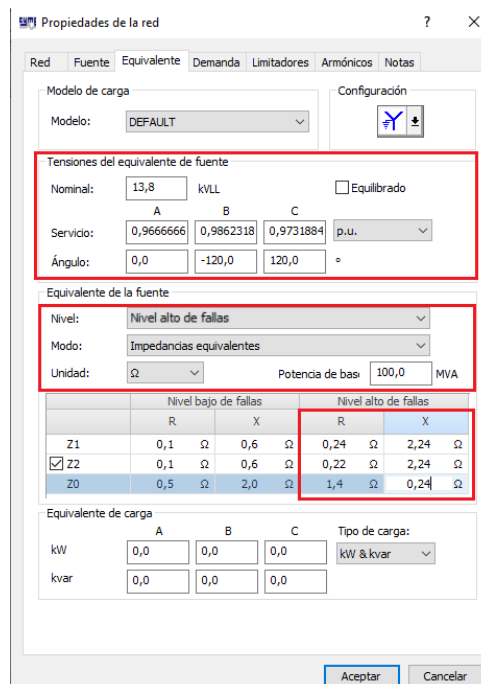


Fig. 3.2 Propiedades de la red

- Luego de modificar los datos, en la barra de simulación se selecciona la opción “Cortocircuito IEC 60909”, metodología utilizada por EMELNORTE para el cálculo de corrientes de cortocircuito, y se ejecuta el proceso de simulación y cálculo de las corrientes de cortocircuito en todo los nodos y barra del alimentador seleccionado.
- Posteriormente los resultados del cálculo realizado en el software se detallan en una nueva ventana, obteniendo los valores de corrientes de cortocircuito de LLL, LG, LL y LLG.
- Seleccionando la herramienta Análisis, se abre una nueva ventana denominada “Reporte de Análisis”, esta herramienta sirve para obtener el análisis detallado de los cálculos en todos los nodos del alimentador simulado, en la ventana se debe seleccionar la opción de “Cortocircuito IEC – Corrientes detalladas” como se indica en Fig. 3.3

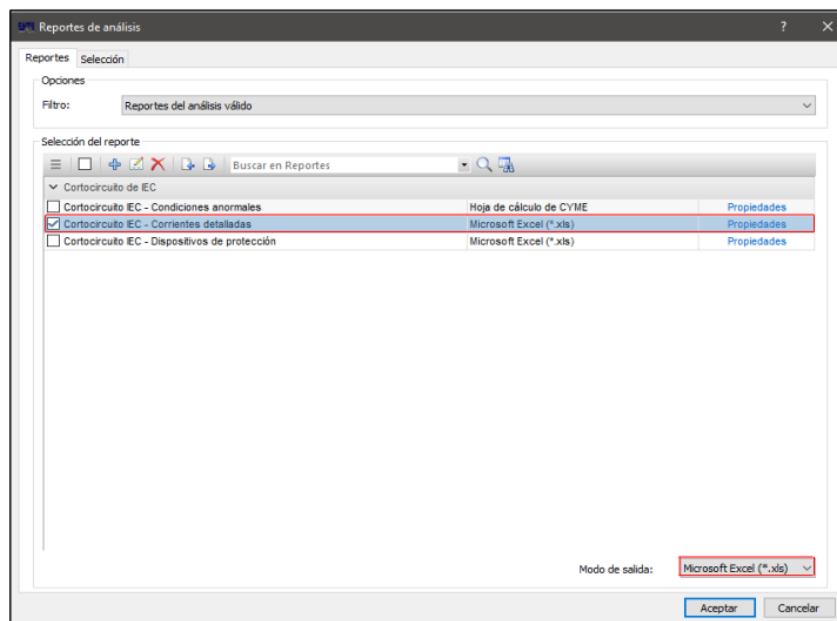


Fig. 3.3 Reportes de Análisis

- Luego se debe seleccionar los parámetros necesarios que serán exportados en formato .xls, en este caso se seleccionaron las propiedades de los nodos, voltaje, los diferentes tipos de corrientes de cortocircuito LLL, LLG, LL, LG, las coordenadas X y coordenadas Y como se muestra en la Fig. 3.4

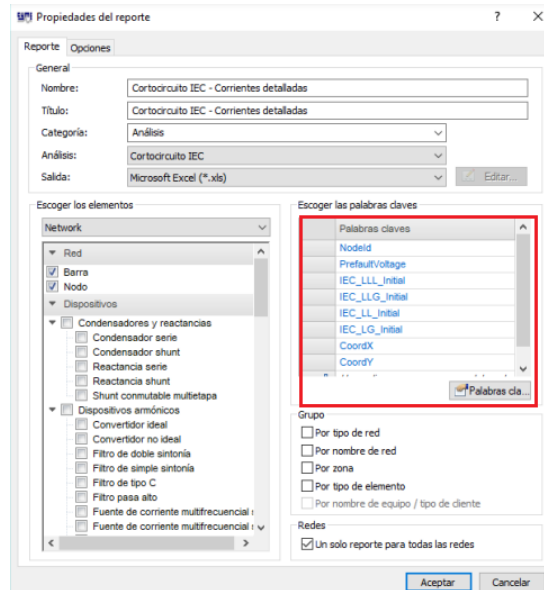


Fig. 3.4 Propiedades del reporte

- Por último, se obtiene una tabla en el archivo Excel con los filtros seleccionados en las propiedades del análisis.

Los valores de corriente de cortocircuito en el nodo de la cabecera de cada alimentador se indican en Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Icc nodos de la cabecera del Alimentador

Alimentador	ICC			
	LLL	LL	LLT	LT
San Vicente 1	3527 A	3935 A	3056 A	4030 A
San Vicente 2	3511 A	3895 A	3042 A	3995 A
San Vicente 4	3521 A	3900 A	3051 A	4020 A
San Vicente 5	3673 A	4071 A	3182 A	4220 A

3.1.2 Corrientes de Cortocircuito en el GIS

Una vez simuladas las corrientes de cortocircuito por el departamento de circuitos eléctricos, estos datos son enviados al Departamento del GIS el cuál es el encargado de cargar y actualizar esta información en la base de datos del ArcGIS de la empresa. Los datos de corrientes de cortocircuito se agrupan con la información del número de poste correspondiente.

En el Software del ArcGis estos datos se encuentran visibles en la ventana “**Atributtes**” junto a información relevante como se indica en la Fig. 3.5.

Poste	
LLL = 1072 A ; LL = 1029 A ; LLT = 927 A ; LT = 836 A	
Canton	OTAVALO
Parroquia	SAN JUAN DE ILUMÁN
Subtipo	Poste Hormigón
Propiedad	EMELNORTE
HIPERVINCULO	1071
Cimientos	Fundido Hormigon
Código Estructura	PHC11_500
ROTACIONSIMBOLO	<Null>
MIOID	67849
GLOBALID	{75A182D8-AF29-40BA-AE8F-C8009119D378}
COORD_X	808127,15775
COORD_Y	10031157,20625
ALIMENTADOR	ALIM-SAN VICENTE 2
TextoEtiqueta	LLL = 1072 A ; LL = 1029 A ; LLT = 927 A ; LT = 836 A
Observaciones	<Null>
Comentarios	ASP1785
MISUBTIPO	<Null>
MIGUID	<Null>
Tipo Uso Poste	Media Baja
TRANSFERENCIAACTIVO	<Null>
CODIGOELEMENTO	67849
Orden de trabajo	<Null>
ESTRUCTURAENPOSTE	1(4EP);1(3VPT)

Fig. 3.5 Corriente de cortocircuito ArcGIS

3.1.3 Identificación de falla y parámetros

Obtención de Archivos COMTRADE

Para poder interpretar una falla se debe extraer los registros de osciloperturbografía del relé post falla, la oscilografía básicamente es una señal en orden de los milisegundos en que el relé obtiene datos antes, durante y después de una falla, el tiempo total donde se obtiene la osciloperturbografía depende de la configuración en el relé.

Se procede a descargar los archivos de formato COMTRADE en particular archivos .CFG y archivos .DAT de los eventos registrados.

Archivos COMTRADE

Para la visualización de los eventos registrados en los relés SEPAM se usa el software SFT2841, en su página de inicio se debe realizar la conexión Easergy Sepam como se indica en la Fig. 3.6 , esto debido a que los alimentadores utilizan relés sepam serie 80.

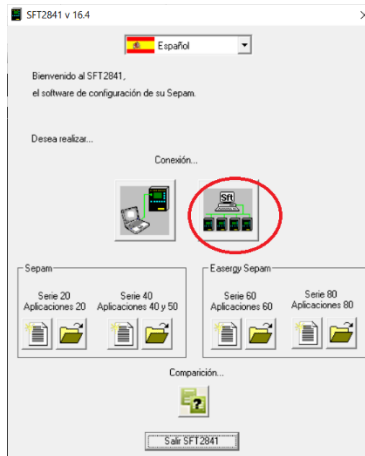


Fig. 3.6 Conexión de software a la Red

Fuente: EMELNORTE

Luego es en el menú es necesario seleccionar la dirección de la subestación a la cual requerimos ingresar y se procede a realizar la conexión Fig. 3.7.

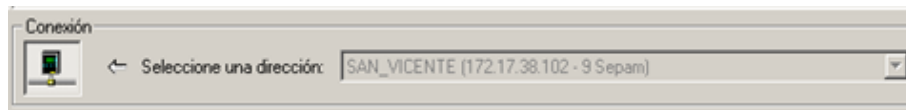


Fig. 3.7 Dirección de comunicación serial

Fuente: EMELNORTE

Posteriormente se indica y realiza la conexión del relé del alimentador Fig. 3.8

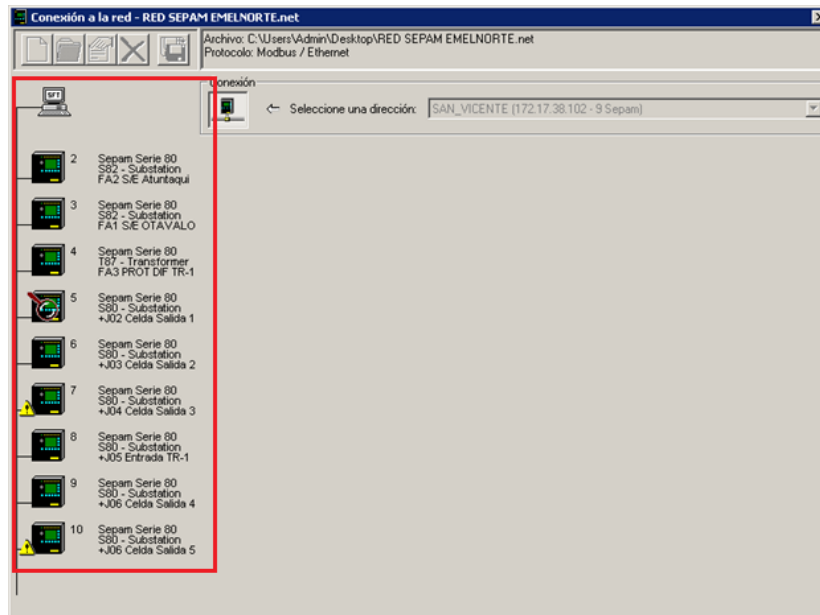


Fig. 3.8 Conexión relé alimentador

Fuente: EMELNORTE

Una vez realizada la conexión, en la barra de tareas que se indica en la ventana de conexión se debe dirigir al ícono de Oscilopertubografía Fig. 3.9.

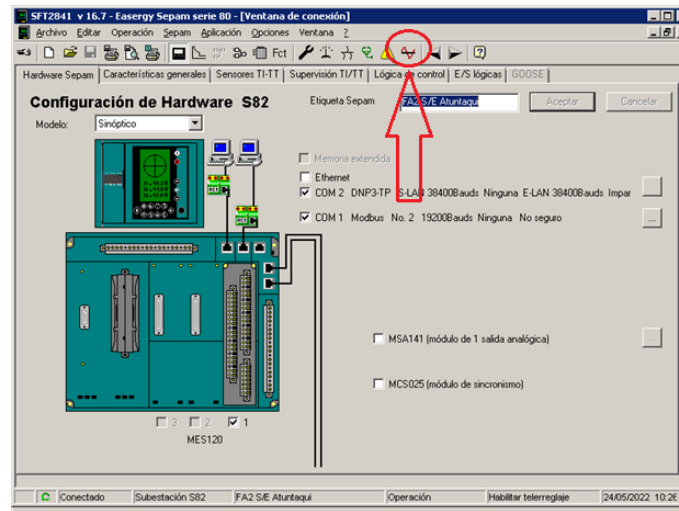


Fig. 3.9 Ventana de Conexión

Fuente: EMELNORTE

En la ventana de Oscilopertubografía se muestran los registros de eventos disponibles y sus fechas en las que fueron grabadas Fig. 3.10

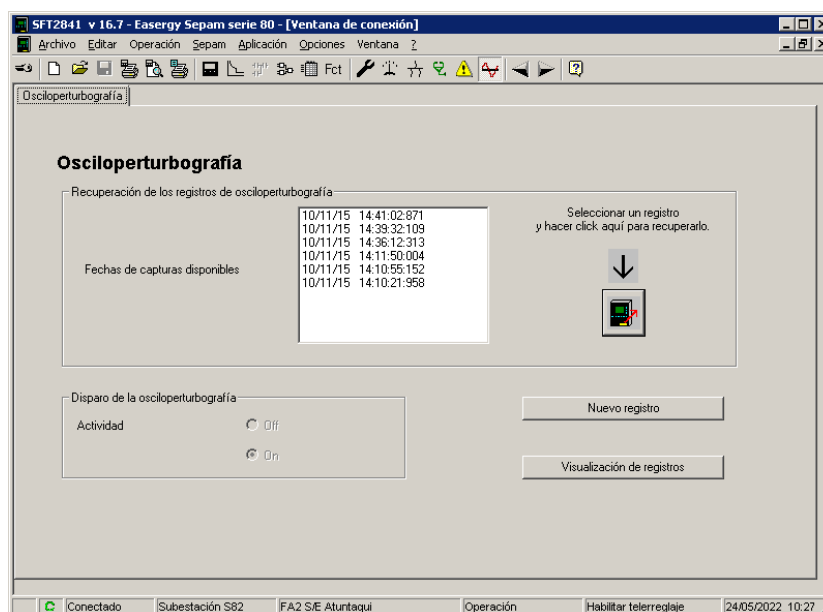


Fig. 3.10 Registro de Oscilopertubografía

Fuente: EMELNORTE

Finalmente se debe seleccionar el registro del evento que se necesite y posteriormente descargarlo, la información descargada se guarda en el ordenador como archivos COMTRADE con sus extensiones .CFG y .DAT.

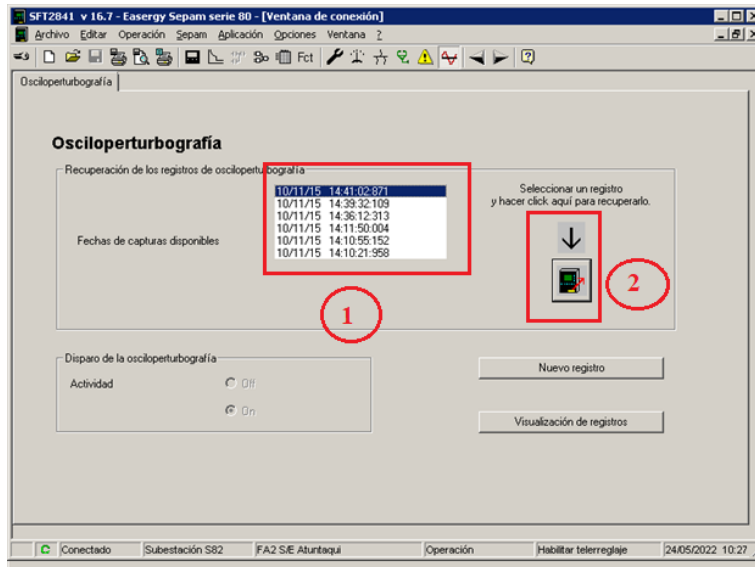


Fig. 3.11 Recuperar registro de evento

Fuente: EMELNORTE

Al momento de suscitarse una falla el departamento del centro de control, en su sistema SCADA tiene una señal de alarma del circuito interrumpido, en ese momento se obtienen los valores de corriente.

3.1.4 Oscilografías

Se realizó el análisis rápido de las osciloperturbografías en el software Wavewin ABB para luego proceder hacer una comparación con el registro realizado por el departamento de planificación.

Este análisis de osciloperturbografías se lo realiza en el software Wavewin ABB en donde se carga el archivo comtrade extraído.

Al abrir el archivo con extensión .CFG se indica el nombre de alimentador además datos del día, mes, año y hora que se presentó la falla, Fig. 3.12.

```

-----
08/04/2022,08:48:34.916000
08/04/2022,08:48:35.516000
BINARY
-----

```

Fig. 3.12 Datos archivo .CFG

El archivo con extensión .DAT al momento de subirlo al software Wavewin ABB se puede evidenciar en Fig. 3.13 las señales sinusoidales de corriente, como se puede observar es muy notable que existe una perturbación en la línea 2.

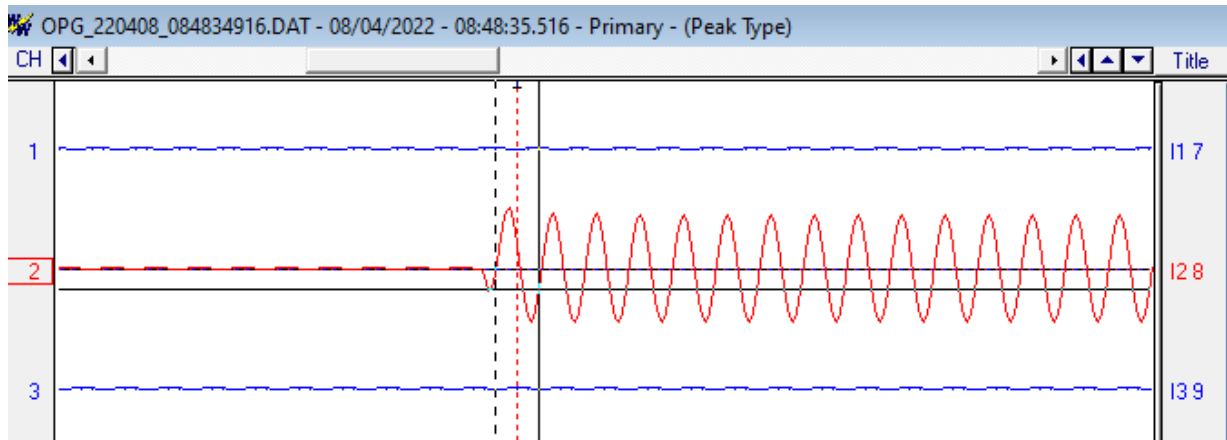


Fig. 3.13 Perturbaciones oscilatorias de corriente

Fuente: Autor

A demás de las ondas oscilatorias el software se indica valores rms de corrientes. En la Fig. 3.14 se encuentra marcado el valor rms de la corriente máxima de cortocircuito al momento del evento.

Title	RMS	InstPeak	Phase	InstVal	RefVal	Un
I1 7	19,938	28,000	143,424°	21,000	-18,900	A
I2 8	894,514	-1161,611	0,000°	-461,702	-11,210	A
I3 9	18,587	-27,236	-78,984°	-27,236	27,934	A

Fig. 3.14 Valores de corriente de la línea 2

Fuente: Autor

El departamento de planificación de EMELNORTE realiza el registro de los reportes que se presentan a diario. De acuerdo con la Fig. 3.12 se indica la fecha en la que ocurrió la falla en el alimentador I2 de la Subestación San Vicente. En el Anexo 4, se indica los reportes realizados en aquel día donde se puede constatar que existen varias desconexiones en el alimentador I2, de acuerdo con el reporte se detalla un aislador estallado en el poste 67849.

Con esta información se procede a buscar el número de poste en el software ArcGIS, en el cual se encuentra establecidos datos relevantes en cada elemento, en este caso para el poste 67849, en la ventana “**Atributtes**” se puede observar las corrientes de cortocircuito determinada. Fig. 3.15

Canton	OTAVALO
Parroquia	SAN JUAN DE ILUMÁN
Subtipo	Poste Hormigón
Propiedad	EMELNORTE
HIPERVINCULO	1071
Cimiento	Fundido Hormigon
Codigo Estructura	PHC11_500
ROTACIONSIMBOLO	<Null>
MIOID	67849
GLOBALID	{75A182D8-AF29-40BA-AE8F-C8009119D378}
COORD_X	808127,15775
COORD_Y	10031157,20625
ALIMENTADOR	ALIM-SAN VICENTE 2
TextoEtiqueta	LLL = 1072 A ; LL = 1029 A ; LLT = 927 A ; LT = 836 A

Fig. 3.15 Corrientes de cortocircuito del Poste

Fuente: Autor

Con los datos obtenidos en la Fig. 3.14 la corriente de falla máxima es de 894,514 A, mientras que en la Fig. 3.15 se observa que la corriente de cortocircuito línea tierra establecida es de 836 A. Por tanto, se deduce que el reporte con los datos de la oscilopertubografía se asemeja con los datos ingresados en el sistema ArcGIS lo cual indica una falla monofásica a tierra, en este caso del alimentador I2.

3.2 Desarrollo de aplicación

3.2.1 Software Matlab

El Software Matlab utilizado en el presente proyecto es de la versión R2020a, el mismo que muestra el entorno gráfico representado en la Fig. 3.16 , el cual contiene diferentes pestañas y herramientas que cumplen funciones específicas.

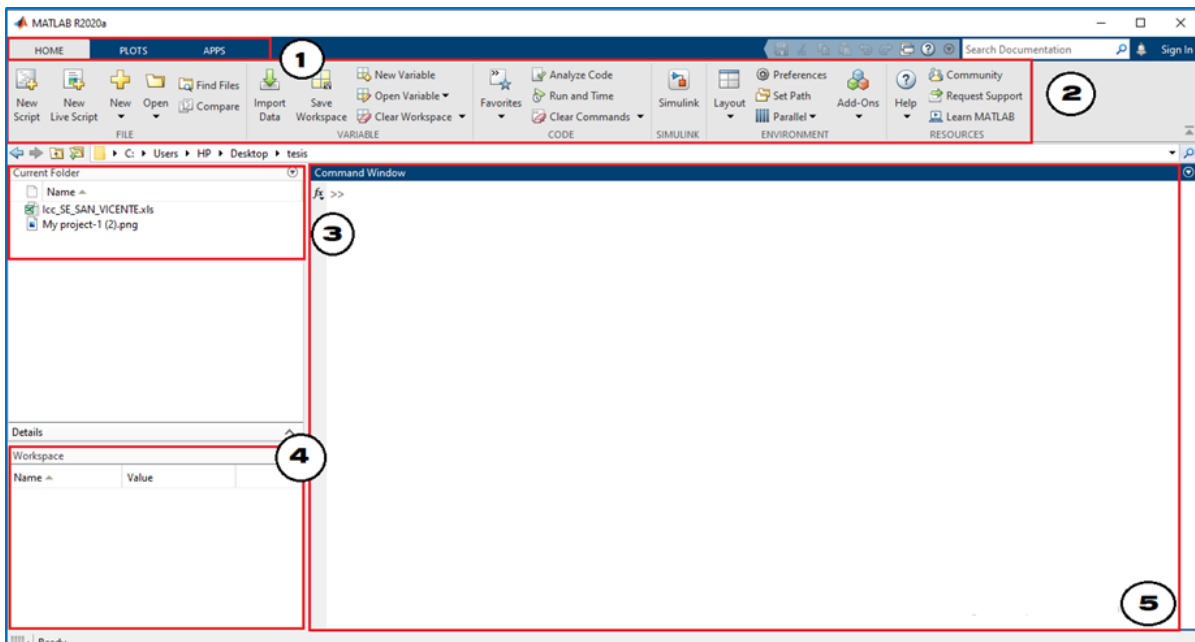


Fig. 3.16 Entorno gráfico de trabajo Matlab

3.2.2 App Designer

App Designer es una extensión de Matlab que permite crear aplicaciones, en versiones anteriores del software las interfaces gráficas eran realizadas con la extensión de programación Guide, sin embargo, App Designer proporciona una versión totalmente integrada el cual simplifica el proceso de diseño, contiene un gran número de componentes interactivos, ofrece un administrador de diseño de cuadrículas para organizar la interfaz del usuario y lo más destacado, permite compartir las aplicaciones desarrolladas como archivos ejecutables (exe.) lo cual es de gran importancia para la realización del presente proyecto.

3.2.3 Desarrollo de la aplicación en App Designer

El desarrollo de la aplicación se realizó siguiendo ordenadamente varios ítems importantes que fueron de gran ayuda para lograr cumplir con el objetivo planteado.

Tablas de Icc de la Subestación San Vicente

Para iniciar el diseño de la interfaz gráfica previamente se realizó la exportación de los datos de las corrientes de falla máxima determinadas para cada poste, los mismos que se encuentran registradas en el software ArcGIS, estos datos son exportados en archivo Excel.

Las corrientes de cortocircuito registradas en el software son obtenidas mediante simulaciones del sistema eléctrico de EMELNORTE, la información se encuentra disponible en la base de datos del sistema GIS.

En el archivo exportado desde el software ArgGIS se obtuvieron varios datos, sin embargo, los más importantes para el desarrollo de la aplicación son los ítems que indican la provincia, cantón, parroquia, tipos de fallas y el número de poste como se indica en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Datos de corriente de cortocircuito

PROVINCIA	CANTON	PARROQUIA	LLL	LL	LLT	LT	Nro. Poste
IMBABURA	OTAVALO	DR. MIGUEL EGAS CABEZAS	1816	1711	1572	1495	41265

Estos datos fueron exportados como se indica en el Anexo 5 y modificados en Excel con la herramienta Power Query en dónde se dividieron en diferentes páginas, nombradas específicamente por el número de alimentador, finalmente se obtuvieron una totalidad de 331 datos para el alimentador San Vicente 1, 1196 datos para el alimentador San Vicente 2, 1766 datos para el alimentador San Vicente 4 y 1514 datos para el alimentador San Vicente 5. Adicional para el análisis, se exportaron datos de la subestación Cotacachi, Otavalo, Atuntaqui.

Pantalla

Para iniciar con el diseño de la interfaz es importante tener en cuenta que el archivo Excel que contiene la información de los datos de las corrientes de cortocircuito debe ser agregado a la ventana de Current folder del espacio de trabajo de Matlab. Posteriormente en la ventana de command window se debe ingresar el comando “appdesigner” como se indica en la Fig. 3.17 . la cual permite abrir la extensión App designer en donde se va a realizar el desarrollo de la interfaz.

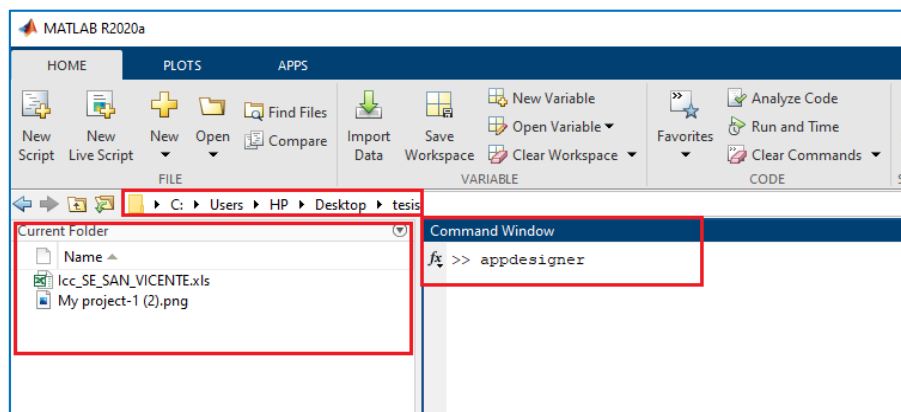


Fig. 3.17 Abrir la extensión App Designer

Una vez ejecutado el comando se abre el espacio de trabajo de la extensión App Designer, se hace el uso del componente Tab Group el cual permite agrupar y administrar componentes en diferentes pestañas como se observa en la Fig. 3.18.



Fig. 3.18 Componente Tab Group

En la Fig. 3.18 se observa las dos pestañas que fueron agregadas para el diseño de la aplicación, una de ellas presenta la carátula de la aplicación mientras que en la otra pestaña es destinada para la interfaz, en la cual se agregaron los siguientes componentes:

- **Edit Field (Text)**
- **Edit Field (Numeric)**
- **Button**
- **Drop Down**
- **Table**
- **Radio Button Group**

Los componentes mencionados fueron organizados en la plantilla de la interfaz y modificados a conveniencia para tener una buena presentación y correcto funcionamiento de la interfaz.

Desarrollo de la programación de la interfaz

Una vez ubicados los componentes en la plantilla se procede a modificar y desarrollar el algoritmo para el funcionamiento de la interfaz, en este caso los textos únicamente se editan sin darles una función específica.

Se agregó un Drop Down el cual permite seleccionar el tipo de alimentador. Fig. 3.19

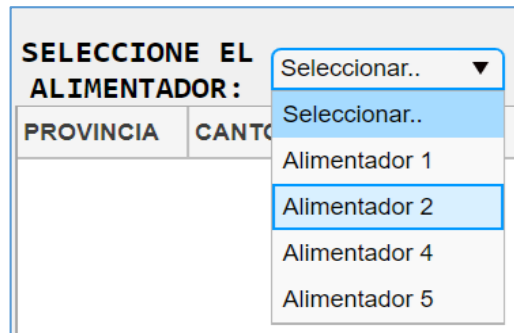


Fig. 3.19 Drop Down

Además, se agregó el siguiente código de programación el cual permite importar la hoja de datos de Excel en la tabla principal Fig. 3.20 de la interfaz dependiendo de la selección que se realice. En donde para importar la tabla se usa el comando **readtable** seguido del nombre del archivo “.xls” y el nombre de la página.

```
function alimentadoresValueChanged(app, event)
    global aux
    value = app.alimentadores.Value;
    app.titulo2.Text = value;

    if value == 'Alimentador 1'
        t1 = readtable('Icc_SE_SAN_VICENTE.xls', "Sheet", "SAN VICENTE 1");
        app.tabla1.Data= t1;
        app.tabla2.Data = t1(:, [8,4]);
        aux = 1;
        ventana(app);
    elseif value == 'Alimentador 2'
        t1 = readtable('Icc_SE_SAN_VICENTE.xls', "Sheet", "SAN VICENTE 2");
        app.tabla1.Data= t1;
        app.tabla2.Data = t1(:, [8,5]);
        aux = 1;
        ventana(app);
    elseif value == 'Alimentador 4'
        t1 = readtable('Icc_SE_SAN_VICENTE.xls', "Sheet", "SAN VICENTE 4");
        app.tabla1.Data= t1;
        app.tabla2.Data = t1(:, [8,6]);
        aux = 1;
        ventana(app);
    elseif value == 'Alimentador 5'
        t1 = readtable('Icc_SE_SAN_VICENTE.xls', "Sheet", "SAN VICENTE 5");
        app.tabla1.Data= t1;
        app.tabla2.Data = t1(:, [8,7]);
        aux = 1;
        ventana(app);
    else
        app.tabla1.Data = [];
        aux = 0;
    end
end
```

SELECCIONE EL ALIMENTADOR:		Alimentador 2						Alimentador 2	SAIR
PROVINCIA	CANTON	PARROQUIA	LLL	LL	LLT	LT	Nro_Poste		
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL		3511		3895	3042	3995	40509
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL		3502		3875	3034	3977	40510
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL		3444		3742	2984	3854	40511
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL		3439		3732	2980	3845	40512
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL		3427		3706	2969	3820	40514
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL		3421		3693	2964	3807	40513
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL		3415		3679	2958	3793	40515
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL		3396		3641	2942	3756	40602
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL		3383		3613	2931	3729	40516
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL		3362		3572	2913	3688	40610
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL		3355		3557	2906	3673	40517

Fig. 3.20 tabla principal de la interfaz

De igual manera se agregó un radio button group en dónde se debe seleccionar el tipo de falla que se desee importar de la tabla principal, estos datos se muestran en la tabla inferior al componente, únicamente con los valores de número de poste y su correspondiente lcc. Fig. 3.21

POSTES CON TIPO DE FALLA

TIPO DE FALLA:

LLL
 LL
 LLT
 LT

Nro. POSTE	ICC DE FALLA
40509	3995
40510	3977
40511	3854
40512	3845
40514	3820
40513	3807

Fig. 3.21 Button group

El código de programación para el button group es el siguiente:

```
function fallasSelectionChanged(app, event)
    global aux
    global aux1
    f_lll = app.LLL.Value;
    f_ll = app.LL.Value;
    f_llt = app.LLT.Value;
    f_lt = app.LT.Value;

    if f_lll == 1 & aux == 1
        t2 = app.tabla1.Data;
        app.tabla2.Data = t2(:, [8,4]);
        aux1 = 1;
    elseif f_ll == 1 & aux == 1
        t2 = app.tabla1.Data;
        app.tabla2.Data = t2(:, [8,5]);
        aux1 = 1;
    elseif f_llt == 1 & aux == 1
```

```

t2 = app.tabla1.Data;
app.tabla2.Data = t2(:, [8,6]);
aux1 = 1;
elseif f_lt == 1 & aux == 1
t2 = app.tabla1.Data;
app.tabla2.Data = t2(:, [8,7]);
aux1 = 1;
else
aux1 = 0;
end

```

Se agregó un edit field (numeric) en dónde se ingresa un valor numérico, seguidamente se agregó un botón el cual tiene la propiedad de buscar las coincidencias de valores ingresados en el edit field (numeric), los resultados se indican en la tabla inferior. Fig. 3.22

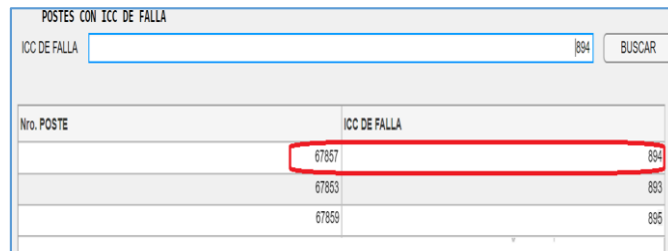


Fig. 3.22 Edit field (Numeric)

El algoritmo del botón “Buscar” para que realice su función es el siguiente:

```

function buscarButtonPushed(app, event)
global aux
global aux1
num_falla = app.icc.Value;
t3 = app.tabla2.Data;

if aux == 1
f_icc = find((t3(:,2)) == (num_falla));
a = t3(f_icc,1);
b = t3(f_icc,2);
t4 = [a,b];

f_icc = find((t3(:,2)) < (num_falla));
a1 = t3(f_icc,1);
b1 = t3(f_icc,2);
t5 = [a1,b1];
f_icc_men = find((t5(:,2)) == (t5{1,2}));
a11 = t5(f_icc_men,1);
b11 = t5(f_icc_men,2);
t55 = [a11,b11];
t4 = [t4;t55];

f_icc = find((t3(:,2)) > (num_falla));
a3 = t3(f_icc,1);

```

```

b3 = t3(f_icc,2);
t5 = [a3,b3];
t6 = sortrows (t5,2,"ascend");

f_icc_may = find((t6{:,2}) == (t6{1,2}));
a33 = t6(f_icc_may,1);
b33 = t6(f_icc_may,2);
t77 = [a33,b33];
t4 = [t4;t77];

app.tabla3.Data = t4;
end

```

Finalmente se insertó el botón “Salir” el cual cumple la función de cerrar la aplicación en cualquier momento.



Fig. 3.23 Botón salir

```

function salirButtonPushed(app, event)
    close(app.UIFigure);

```

Toda la programación de los componentes se la realiza de forma independiente, esta es la ventaja de trabajar con la extensión App Designer ya que por defecto se encarga de desarrollar el resto del algoritmo, el algoritmo completo se encuentra en el Anexo 6.

Creación del archivo ejecutable (.exe)

Luego de realizar la correcta programación correspondiente a cada uno de los componentes de la interfaz gráfica, lo siguiente es la creación del archivo ejecutable (.exe) con la finalidad que la aplicación se pueda ejecutar en cualquier ordenador computacional sin la necesidad de tener instalado obligatoriamente el software Matlab.

Proceso para crear el archivo ejecutable:

- 1) Acceder a la pestaña Designer, desplegar la herramienta Share y elegir la opción “Standalone Desktop App” como se muestra en la Fig. 3.24

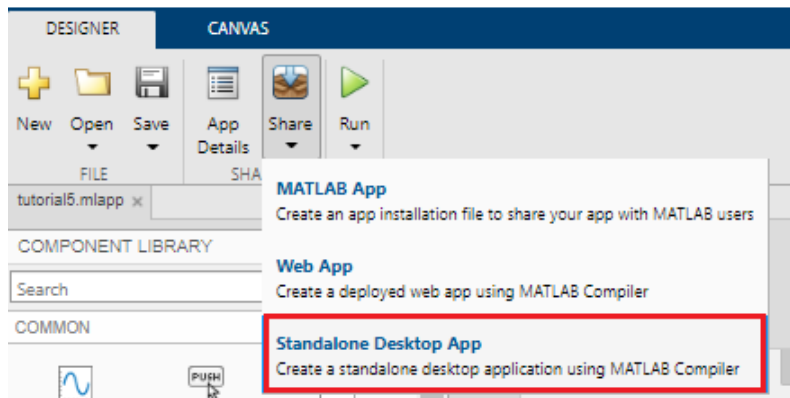


Fig. 3.24 Standalone Desktop App

Luego se abre la ventana que se observa en la Fig. 3.25 en donde se permite ingresar los diferentes datos informativos de la aplicación, como el nombre del archivo, la versión, breve descripción de la aplicación, además insertar un ícono de imagen que aparecerá en el inicio mientras se ejecuta la aplicación.

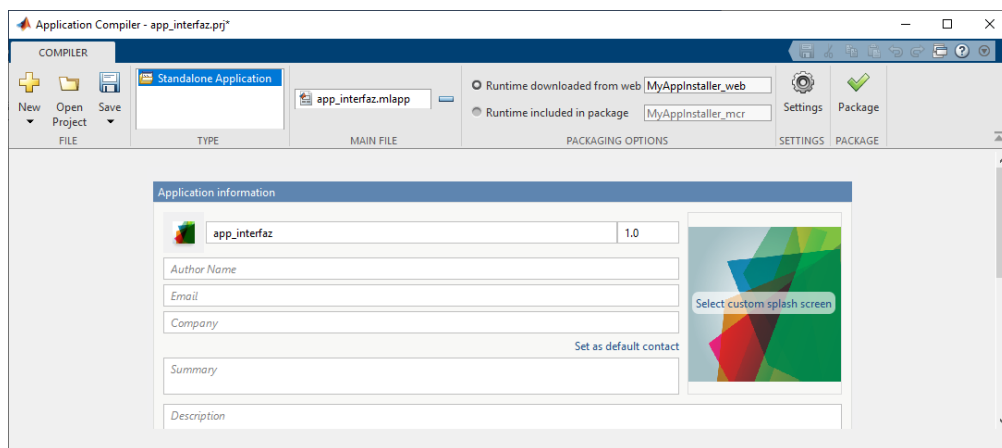


Fig. 3.25 Aplicacion Compiler

Fuente: Autor

Luego de llenar todos los datos correspondientes se procede a elegir la selección runtime downloaded from web y seguidamente de esto en la opción Package como se indica en la Fig. 3.26

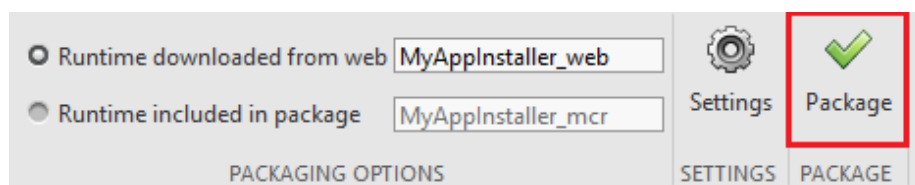


Fig. 3.26 Runtime y Package

Fuente: Autor

Una vez seleccionado la opción Package se abre una nueva ventana en donde indica el proceso de descarga de la aplicación ejecutable en el ordenador, como se observa en la Fig. 3.27

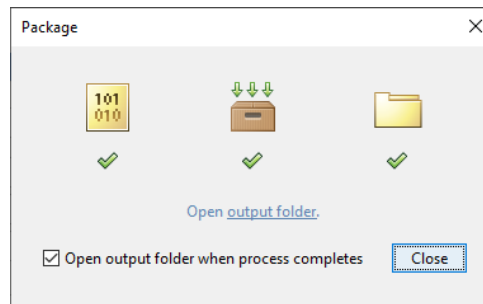


Fig. 3.27 Proceso de descarga del archivo (.exe)

Una vez que se realice la descarga completa, automáticamente se abre la ubicación de la carpeta donde se descargó el archivo ejecutable (.exe)

Nombre	Fecha de modificación	Tipo	Tamaño
for_redistribution	20/01/2023 15:44	Carpeta de archivos	
for_redistribution_files_only	20/01/2023 15:44	Carpeta de archivos	
for_testing	20/01/2023 15:42	Carpeta de archivos	
PackagingLog	20/01/2023 15:44	Chrome HTML Do...	1 KB

Fig. 3.28 Ubicación del archivo ejecutable

Por lo tanto, luego de realizar el análisis de la lcc en la Oscilografía, obtener el valor de corriente de falla y determinar el tipo de falla, se procede a realizar la búsqueda en la aplicación siguiendo el procedimiento correspondientes que se indica en el Anexo 7, el cual da como resultado el número de poste que se aproxima a la lcc obtenida, este número de poste indica la región (zona) en la que se produjo el evento, el mismo que puede ser consultado en la base de datos del software ArcGIS o a su vez en el Geo Portal que se encuentra disponible en la página web de la empresa.

3.3 Determinación y ubicación tentativa de falla.

Metodología de la aplicación

La aplicación de parámetros post falla obtenidos de los relés de protecciones instalados en la subestación San Vicente tanto en el relé general como en los alimentadores, tiene el objetivo de obtener la ubicación de la falla a lo largo del recorrido del alimentador principal.

La identificación de la falla en el troncal principal de un alimentador es posible determinarla mediante la aplicación de datos post falla de los relés ubicados en las salidas principales de la subestación San Vicente, con la aplicación de un procedimiento basado en el conocimiento

y experticia de los profesionales que realizan el trabajo de operación a nivel de alimentadores en troncales principales.

El proceso obedece a un procedimiento que corresponde a:

1. Identificación clara del circuito en falla con su codificación correspondiente.
2. Identificación plena del tipo de falla.
3. Solicitar parámetros post falla, corriente de falla, tipo de operación de falla.
4. Ubicación de la corriente de falla en el sistema ArcGIS con referencia cercana con la corriente de falla simulada.
5. Búsqueda de corriente de falla simulada con referencia de la corriente de falla real de la información del relé.
6. Ubicación de la falla en las zonas de operación.

La experiencia de los técnicos está basada en un proceso de etapas que consideran los aspectos técnicos determinados en la Fig. 3.29.

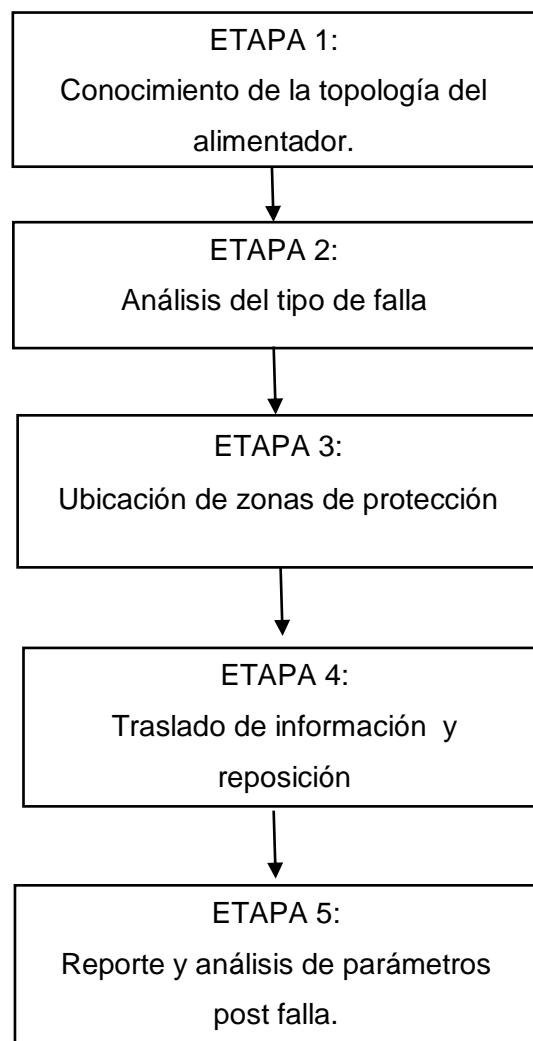


Fig. 3.29 Etapas de localización de fallas

ETAPA 1: Conocimiento pleno de la topología del alimentador

Este conocimiento pleno de la topología del alimentador está basado en obtener las características técnicas de todos los elementos y equipos instalados en el recorrido del alimentador con sus diferentes consideraciones de operación, lo cual se obtiene de los alimentadores de la subestación San Vicente de los datos técnicos como: resistencia, impedancia, capacitancia, cuya información está descrita en el sistema ArcGIS.

La ubicación geográfica es otro parámetro que se considera en el caso de los alimentadores ya que esto determina la ruta o recorrido del mismo, instalación de protecciones, bajo coordinación debido que hay un alto porcentaje de fallas por motivo de descargas atmosféricas, lo cual son producto de zonas de alto nivel isoceraunico, altitud (msnm), zonas boscosas entre otros aspectos a ser considerados.

ETAPA 2: Análisis del tipo de falla

Para este criterio se considera los tipos de fallas trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica a tierra.

La empresa eléctrica cuenta con 4 subestaciones que a través de sus alimentadores se encargan de distribuir la energía eléctrica a todos los sectores que contemplan la Zona II (Antonio Ante, Cotacachi, Otavalo). Cada subestación cuenta con relés que se encargan de proteger el sistema eléctrico de distribución, además permiten registrar datos de las fallas y perturbaciones presentadas.

Las subestaciones Otavalo, Cotacachi y Atuntaqui, en sus alimentadores implementa relés de sobrecorriente 50/51 de marca ABB de modelo REF 615, la subestación San Vicente es la única que utiliza relé SCHNEIDER de tipo SEPAM, este tipo de relé almacena las Osciloperturbografía de los eventos registrados, sin embargo, los conjuntos de registros ya grabados se borran al momento de modificar alguno de los siguientes parámetros: número de registro y duración de registro, además, las diferentes interfaces de comunicación para de realizar la conexión y descarga de los archivos se realiza de manera tardía. La información registrada en los relés ABB se almacena en una memoria no volátil con capacidad de almacenar hasta 50 registros de incidencia, cada registro incluye los valores de corriente, voltaje, hora del registro, entre otros. El REF 615 permite acceder rápidamente a la información, de manera local o remotamente, utilizando la interfaz de usuario haciendo el uso del navegador web.

Fallas Trifásicas

Cuando ocurre una falla en el circuito eléctrico, se presenta un desequilibrio de las ondas sinusoidales de la corriente y voltaje, creando un cambio en los valores de magnitud y ángulo. Los relés se encuentran configurados para almacenar los eventos con una duración de 0.8 segundos de registro Fig. 3.30.

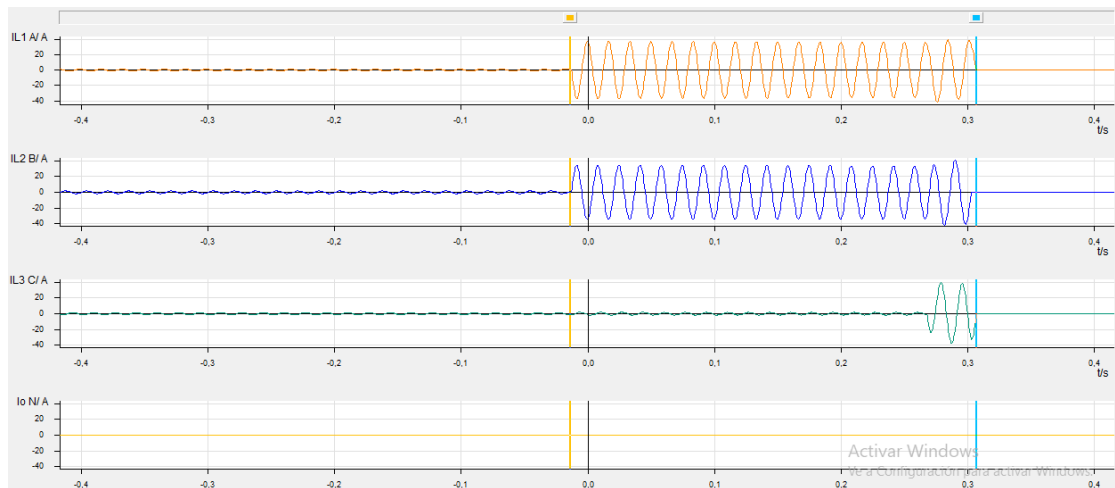


Fig. 3.30 Osciloperturbografía falla trifásica

En la Fig. 3.30 se observa una oscilografía de falla que empieza de forma bifásica entre las fases A y B, finalmente termina en forma trifásica. En este caso es importante mencionar que las fallas pueden evolucionar de una monofásica a trifásica en el tiempo de milisegundos, esto debido a que en el punto de falla se puede presentar un arco eléctrico que alcanzan las otras fases lo cual se convierte en una evolución en cadena de las tres fases convirtiéndose en un cortocircuito trifásico.

En este caso las fases A, B y C alcanzaron un valor RMS de corriente de cortocircuito de 1706,39 A, 1750,51 A y 1672,49 A respectivamente, la falla tuvo una duración de 320 ms aproximadamente hasta que opere el sistema de protección y se abra por completo el alimentador. Al ser una falla trifásica aislada, es una falla simétrica por lo tanto el elemento de secuencia cero no aparece ya que no hay una conexión de las fases a tierra.

Fallas Bifásicas fase- fase

Para el caso de las fallas bifásicas se toma como ejemplo el evento registrado el día 27/03/2022 el cual en su archivo COMTRADE, obtenido del relé, presenta la siguiente osciloperturbografía Fig. 3.31.

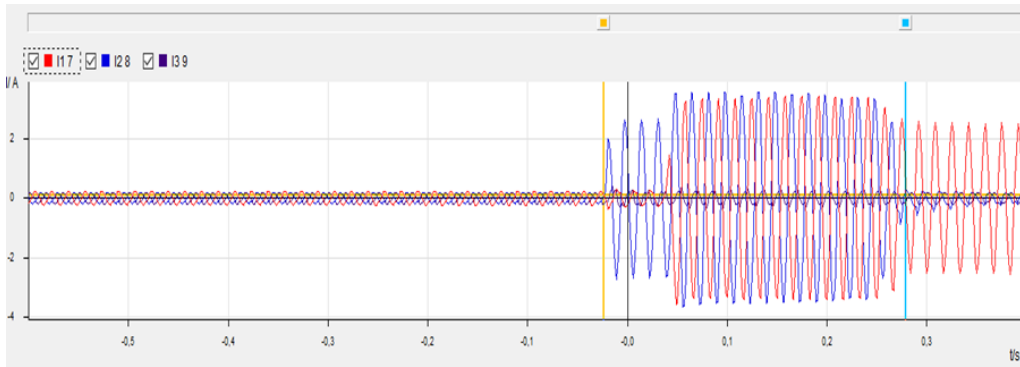


Fig. 3.31 Osciloperturbografía falla bifásica

Visualmente en la Fig. 3.31 se puede determinar que se trata de una falla bifásica, debido a que las corrientes de la fase A y B tienen un gran incremento, llegando a obtener un máximo valor RMS de 754,63 A y 799,77A respectivamente, además la duración de la falla es de aproximadamente 300 ms hasta que opere el dispositivo de protección, estos valores son determinados en el software de análisis de fallas, el cual permite extraer los datos de corrientes, tiempo, voltajes.

En el caso de ser una falla bifásica a tierra, aparece la componente de secuencia cero, similar al caso de la Fig. 3.32

Fallas Monofásicas a tierra

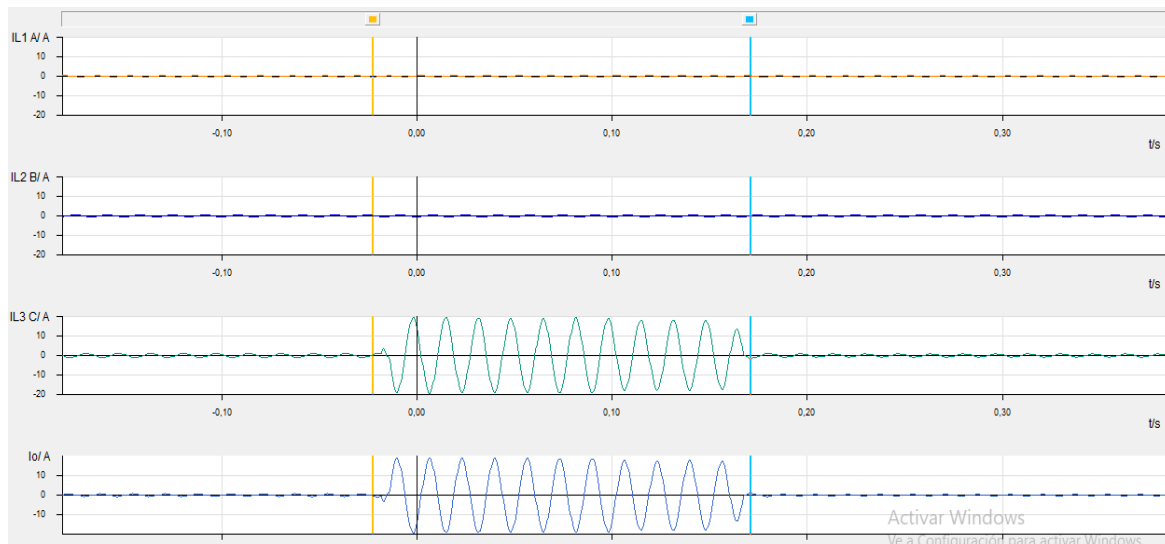


Fig. 3.32 Osciloperturbografía falla monofásica

En la Fig. 3.32 se interpreta una oscilografía de falla monofásica a tierra, en este caso se puede observar que la onda sinusoidal de la corriente de la fase C se incrementa hasta tener un valor rms de 809,29 A, a su vez al ser una falla monofásica a tierra se presenta una componente de secuencia cero y la misma que tiene una corriente con valor de 792,74 A, la

sobrecarga tiene una duración de 190 ms, este tipo de fallas son las que se presentan continuamente en el sistema eléctrico.

ETAPA 3: Ubicación de zonas de protección a través de puntos de referencia determinados por los operadores.

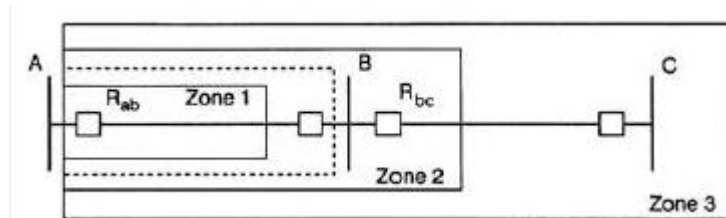


Fig. 3.33 Referencia zonas de protección

El Sistema Eléctrico de Distribución de los alimentadores de subestación San Vicente basado en la experiencia y conocimiento de sus recorridos, se determina puntos de referencia o zonas de protección Fig. 3.33, que para los técnicos operativos se denominan puntos de operación para condiciones de post falla y que son ubicados en sitios de fácil acceso y operación para correcciones correctivas de falla. Esta facilidad de ubicación de referencia y zonificación es determinada por los técnicos linieros operativos en función de la experticia y considerando parámetros eléctricos en la topología de CYMDIST que se acerquen a la consideración técnica de un $\frac{1}{4}$ de circuito $\frac{2}{4}$ de circuito $\frac{3}{4}$ de circuito en alimentadores inferiores a 20km, para alimentadores mayores a 20 km determinados extensos se consideran hasta 8 fraccionamientos, particiones o zonas de protección. En varios de estos casos estas subzonas o puntos de referencia se subdividen en dos o tres puntos adicionales para operación en búsqueda y localización de la falla.

ETAPA 4: Traslado de información al personal operativo y reposición de servicio.

El paso de cruce de información entre el área de ingeniería y operativa se lo realiza basado en los puntos de referencia que determinan zonas de protección y operación que son códigos de operación para las dos áreas que interactúan en el proceso de identificación de la falla.

La ejecución de la corrección corresponde al área operativa, jefe de grupo y personal operativo de campo cuya ejecución lo realizan obedeciendo al proceso de zonificaciones y cierres del alimentador en pasos definidos por los puntos de referencia.

ETAPA 5.- Reporte y análisis de parámetros post falla

Una vez realizadas las correcciones y cierres de los alimentadores el personal operativo debe realizar validaciones de corrientes de carga contrastando con los históricos de las

corrientes de demanda en días anteriores o similares. Estas comparaciones se realizan discriminando corrientes de carga fría, corrientes de Inrush, desbalance de cargas, que son características propias de cada alimentador.

3.4 Determinación de la distancia aproximada de falla

Para la determinación de la distancia de falla se obtuvieron ecuaciones exponenciales que permiten calcular el valor aproximado de dicha distancia, mediante la corriente de cortocircuito. Para esto se toman los valores de corriente de cortocircuito y distancia a lo largo del alimentador del sistema ArcGIS en cada punto, de acuerdo a los fraccionamientos de las zonas de protección, dependiendo de cada alimentador.

Alimentador I1

Para el circuito de la troncal del alimentador 1 se establecieron las zonas de protección en los sectores de Monserrat Bajo, Sector el Colibrí, Copacabana, debido a que el alimentador no es muy extenso se tomaron más valores para lograr obtener la gráfica de la curva y determinar la siguientes ecuaciones indicadas en la Tabla 3.4 dónde:

y = resultado de la distancia calculada en km.

x = valor de corriente de cortocircuito.

Tabla 3.4 Ecuaciones exponenciales I1

Alimentador	ICC			
	LLL	LL	LLT	LT
I1	$y = 26.535e^{-0.0014x}$	$y = 14.53e^{-0.001x}$	$y = 24.087e^{-0.0015x}$	$y = 9.6794e^{-0.001x}$

Aplicando las ecuaciones indicadas en la Tabla 3.4; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** con cada uno de valores de corriente de cortocircuito independientemente del tipo de falla, se obtuvieron resultados que son muy próximos a los valores obtenidos del ArcGIS. Con los valores obtenidos se determina el error porcentual entre el valor aproximado y el valor real, aplicando la siguiente fórmula:

$$\%e = \frac{|valor\ aproximado - valor\ real|}{valor\ real}$$

Donde:

%e = porcentaje de error

Valor aproximado = valor calculado con la ecuación exponencial

Valor real = valor determinado en el software ArcGIS.

Tabla 3.5 Error porcentual I1

Alimentador	ICC			
	LLL	LL	LLT	LT
I1	2.95%	2.49%	3.03%	2.84%

Alimentador I2

En el alimentador I2 las zonas de protección determinadas son la cabecera del alimentador, Colegio Agropecuario, Estadio de Otavalo, Iluman, Reconector de Pinsaqui. Para este alimentador se obtuvieron las ecuaciones representadas en Tabla 3.6

Tabla 3.6 Ecuaciones exponenciales I2

Alimentador	ICC			
	LLL	LL	LLT	LT
I2	$y = 27.858e^{-0.0013x}$	$y = 24.093e^{-0.0012x}$	$y = 31.976e^{-0.0016x}$	$y = 16.493e^{-0.0011x}$

De igual manera se determinaron las distancias mediante las ecuaciones y se obtuvieron los siguientes errores porcentuales:

Tabla 3.7 Error porcentual I2

Alimentador	ICC			
	LLL	LL	LLT	LT
I2	2.95%	3.36%	3.40%	2.36%

Alimentador 4

En el alimentador 4 que corresponde un área entre Otavalo San Pablo y Agato se toma como puntos de referencia el ingreso a la cascada de Peguche, Agato, sector el Molino, Chilco, Reconector de Cusipamba y Angla.

Las ecuaciones determinadas para cada tipo de falla se indican en la Tabla 3.8

Tabla 3.8 Ecuaciones exponenciales I4

Alimentador	ICC			
	LLL	LL	LLT	LT
I4	$y = 43.088e^{-0.0015x}$	$y = 33.26e^{-0.0014x}$	$y = 43.272e^{-0.0017x}$	$y = 23.602e^{-0.0013x}$

De igual manera se realizó el cálculo de las distancias en cada punto y el valor del error longitudinal no sobrepasa el 4%.

Tabla 3.9 Error porcentual I4

Alimentador	ICC			
	LLL	LL	LLT	LT
I4	2.70%	3.54%	3.06%	3.44%

Alimentador 5

Para este alimentador las zonas de operación están constituidas en la panamericana E35, Selva Alegre, San Martín, Quiroga, Achupalla, Nangulví y García Moreno.

Con los valores Obtenidos del ArcGIS se obtuvieron las ecuaciones de la Tabla 3.10

Tabla 3.10 Ecuación Exponencial I5

Alimentador	ICC			
	LLL	LL	LLT	LT
I5	$y = 57.288e^{-0.0015x}$	$y = 54.875e^{-0.0016x}$	$y = 57.576e^{-0.0016x}$	$y = 50.843e^{-0.0016x}$

EL alimentador 5 es el más extenso y las fallas se presentan en su mayoría en el sector de Intag, de acuerdo a las ecuaciones y corrientes de cortocircuito determinadas en cada punto se obtuvo el error porcentual expresado en la Tabla 3.11

Tabla 3.11 Error porcentual I5

Alimentador	ICC			
	LLL	LL	LLT	LT
I5	3.57%	3.79%	2.97%	3.17%

De acuerdo a los resultados obtenidos, aplicando las diferentes ecuaciones exponenciales para cada tipo de falla en cada alimentador, y obteniendo un error porcentual que varía del 2% y 3% entre la distancia real y la distancia calculada, se puede determinar que las ecuaciones exponenciales determinan un valor aceptable.

El análisis de las oscilografías permite determinar el tipo y datos de la corriente de falla registrados en el relé de protección, al momento de realizar la comparación entre valores obtenidos del análisis de oscilografías con los datos ingresados en un reporte post falla, se pudo constatar que la localización del lugar de la falla no excede una zona mayor a 1km, esto debido a que el jefe de grupo de trabajo en el reporte ingresa el número de poste donde se encuentra el seccionamiento de la red, por otra parte la determinación de la distancia aproximada del punto de falla en cada uno de los alimentadores de la subestación mediante las ecuaciones exponenciales también es un proceso considerable sin embargo es de suma

importancia que el grupo de trabajo tenga pleno conocimiento de la ubicación de las zonas de protección a través de puntos de referencia, esto ayuda a localizar de manera rápida el lugar de la falla y a su vez poder realizar el trabajo correspondiente para la reposición de servicio.

Conclusiones

- La investigación bibliográfica de los Sistema de distribución eléctrica permitió profundizar conceptos acerca de los componentes que conforman dicho sistema, los diferentes tipos de topologías y los distintos tipos de falla que se presentan en los sistemas de Distribución de energía eléctrica, fallas que pueden ser de naturaleza transitoria o permanente, siendo las permanentes con menos ocurrencia pero con mayor duración, causando la apertura del sistema eléctrico, las fallas de naturaleza permanente son consideradas en la regulación ARCERNNR No. 002/2020 para el control de calidad servicio eléctrico de distribución de la empresa.
- El análisis y estudio del Sistema de Distribución de la Subestación San Vicente en alimentadores primarios mediante la información de interrupciones registradas en años anteriores y evaluando los índices globales de calidad de servicio técnico acorde a lo que establece la regulación ARCERNNR No 002/2020 se logró determinar que los Alimentadores I1, I2, I4, I5, exceden los límites de 7.0 y 10.0 de los índices FMIK y TTIK respectivamente, establecidos en la regulación, esto debido a que al momento de una interrupción se tomaba mucho tiempo en localizar el lugar de la falla, de acuerdo al análisis, el ramal monofásico es el que mayor porcentaje tiene en nivel de afectación por interrupciones y estas son causadas en su mayoría por perturbaciones en la red.
- Al desarrollar la metodología se hizo el uso de la información almacenada en la base de datos de la empresa, para el cálculo de la corriente de cortocircuito la empresa eléctrica aplica la norma IEC 60909 en las simulaciones realizadas en el software CYMDIST. La implementación de localización de falla usando la metodología basada en el conocimiento, permite reducir los tiempos, que en determinadas ocasiones tardaban incluso horas, para ubicar la zona en donde se registra el evento, y posteriormente realizar los trabajos correspondientes de reposición del servicio eléctrico por parte del grupo operativo, logrando obtener una continuidad de servicio eléctrico a demás evitar las sanciones e incumplimiento de los índices de calidad establecidos por la ARCERNNR.

Recomendaciones

- De acuerdo con los resultados obtenidos en los índices de calidad de servicio técnico de la subestación San Vicente se recomienda realizar mantenimiento periódico en la infraestructura de las redes de medio voltaje, además ubicar seccionadores tipo fusible en todas las derivaciones de la troncal con la finalidad de delimitar las zonas seguras de trabajo, y realizar el desbroce de ramas que se encuentran cerca de las líneas del sistema de distribución.
- Se sugiere llevar a cabo proyectos similares utilizando tecnologías y herramientas de software más avanzadas o a su vez implementando el lenguaje de programación Python, con la finalidad de automatizar y agilizar el tiempo de respuesta del programa ante los posibles eventos de falla en el Sistema de Distribución y sobre todo considerando la implementación de nuevas técnicas que permitan integrar el algoritmo en el sistema SCADA de la empresa eléctrica.

4 REFERENCIAS

- Acuña, D. (Junio de 2017). *UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA*. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/14294/6/UPS-KT01379.pdf>
- Aman Muñoz, L. A. (marzo de 2018). *Cálculo del índice sectorizado de pérdidas en la Empresa Eléctrica Quito. Implementación de una aplicación computacional en Matlab, y comparación de la metodología actual para el cálculo de pérdidas utilizada por la EEQ ante una nueva alternativa.*[Tesis]. Obtenido de Repositorio Digital EPN.
- ARCERNNR. (2020). *Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*. Quito.
- Boldrini, N. (19 de noviembre de 2021). *Sistemas Expertos*. Obtenido de Innovación Digital 360: <https://www.innovaciondigital360.com/i-a/sistemas-expertos-que-son-su-clasificacion-como-funcionan-y-para-que-se-utilizan/>
- Calero Camacho, F. J. (febrero de 2019). *Localización de Fallas en el Sistema de Distribución de Energía Eléctrica usando Generación Distribuida Basado en el Método de Ratan Das*. [Trabajo Titulación Ingeniería Eléctrica, UPS]. Obtenido de Repositorio UPS: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/16921/1/UPS-ST003936.pdf>
- Camacho Vera, R. M. (febrero de 2017). *Localización de fallas en redes de distribución eléctrica por sensado comprimido (Compressive Sensing).*[Tesis Ingeniería Eléctrica, UPS]. Obtenido de Repositorio UPS: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/13585>
- Chanatasig Guanoluisa, L. E. (20 de mayo de 2016). *Coordinación de protecciones de los alimentadores primarios a 13,8 kV de la S/E Pujilí para la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi*. [Tesis de Ingeniería Eléctrica, EPN]. Obtenido de Repositorio digital EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/16315>
- Cruz, L., Carrión, D., & Riofrio, A. (2014). Localización de Fallas Mediante la Transformada Wavelet en Líneas de Transmisión. *Revista Técnica "energía"*, 79-89.
- Cuasapaz Escobar, D. A. (14 de diciembre de 2016). *Estudio de coordinación de protecciones para los cinco alimentadores primarios de la subestación San Vicente, de la empresa eléctrica regional norte (EMELNORTE)*. [Tesis Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico, UTN]. Obtenido de Repositorio Digital UTN: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/5772>
- Das, R. (2000). A fault locator for radial subtransmission and distribution lines. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting* , 443-448.

- Doñez Gutiérrez, C. M. (noviembre de 2015). *Selección y análisis de equipo de protección en los sistemas de distribución (23 kv) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas*[Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México]. Obtenido de Repositorio de tesis UNAM: <https://repositorio.unam.mx/contenidos/321693>
- Estévez Martínez, X. A. (9 de julio de 2019). *Estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores primarios de la subestación Cotacachi, considerando la nueva filosofía de protecciones de Emelnorte S.A* [Tesis Ingeniería Eléctrica, EPN]. Obtenido de Repositorio Digital EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20351>
- Fernando, L. C., & Vélez tenemaza, N. A. (septiembre de 2016). *Estudio para la Implementación de Pararrayos en Sistemas de Distribución de Media Tensión*. [Tesis de Ingeniería Eléctrica, UPS]. Obtenido de Repositorio UPS: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/12782/1/UPS-CT006635>
- Fouly, & Abbey, C. (2009). On the compatibility of fault location approaches and distributed generation. *Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*, 1-5.
- Gómez Silva, N. A., & Valarezo Vargas, E. S. (6 de febrero de 2017). *Planificación del Sistema de Distribución del sector Mirador Quito*. [Tesis de Ingeniería Eléctrica, EPN]. Obtenido de Repositorio Digital EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17048>
- Gönen, T. (2014). *Electric Power Distribution Engineering 3rd Edition*. New York: CRC Press.
- Juárez Cervantes, J. D. (1995). *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*. México DF: Universidad Autónoma Metropolitana, AZCAPOTZALCO.
- León Paternina, T. S. (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* [Tesis de Maestría UTB]. Obtenido de Repositorio Universidad Técnica de Bolívar: <http://biblioteca.utb.edu.co/notas/tesis/0068194.pdf>
- León Paternina, T. S. (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*. Obtenido de Biblioteca UTB: <https://biblioteca.utb.edu.co/notas/tesis/0068194.pdf>
- López Cadena, M. D. (2018). *Ubicación de fallas en redes de distribución eléctrica basado en sensado comprimido*. [Tesis de Grado, UPS]. Obtenido de Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana.

- Mora Flores, J. J. (2006). *Localización de Faltas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica usando Métodos Basados en el Modelo y Métodos Basados en el Conocimiento*. [Tesis Doctoral, UDG]. Obtenido de Universidad de Girona: <https://www.tdx.cat/bitstream/handle/10803/7735/tjjmf.pdf?sequence=4>
- Mora Flores, J., Meléndez, J., & Carrillo Caicedo, G. (2008). Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 657-666.
- Morón, J. A. (2009). *Sistemas Eléctricos de Distribución*. Barcelona, España: REVERTÉ.
- Navas Lechón, R. D. (2017). *Estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores primarios de la subestación San Agustín y creación de un manual de procedimientos empleando la metodología aplicada en EMELNORTE*. [Tesis de Ingeniería Eléctrica, EPN]. Obtenido de Repositorio Digital EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18978>
- Pareja Espinoza, J. Y. (enero de 2017). *Localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución con generación distribuida usando máquinas de soporte vectorial*. [Trabajo Titulación Ingeniería Eléctrica, UPS]. Obtenido de Repositorio UPS: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/13563>
- Quintero Crespo, E. (2010). *Desarrollo de un modelo para la localización de fallas en sistemas de transmisión de energía eléctrica utilizando técnicas de inteligencia artificial*. [Tesis de Maestría]. Obtenido de Repositorio institucional Universidad Nacional de Colombia: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/69910>
- Ramírez Castaño, S. (2003). *Protección de sistemas eléctricos*. Universidad Nacional de Colombia - Sede Manizales. Obtenido de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/7094>
- Ramirez Castaño, S. (2004). *Redes de Distribución de Energía*. Colombia: Universidad de Colombia.
- Reyes Erazo, T. X. (2006). *Estudio de planificación de la nueva red de distribución subterránea del centro de la ciudad de Ibarra*. [Tesis Ingeniería Eléctrica, EPN]. Obtenido de Repositorio digital EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2554>
- Rosales, A. (2020). *Informe Ejecutivo Rendición de Cuentas 2020*. Ibarra.

- Torres Breffe, O. E. (2012). Regímenes Normales de Sistemas de Distribución. *Protecciones de los Sistemas Eléctricos de Distribución. Conferencia 2* (pág. 18). Guayaquil: Ecuador, 2012.
- Ugsha Chusin, N. G. (febrero de 2020). *Análisis de las fallas en redes de distribución eléctrica causado por fauna en la Empresa Eléctrica Quito. [Tesis Ingeniería ELéctrica, UTC]*. Obtenido de Repositorio UTC: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/7462>
- Valderrama, G. (2002). *Proteccion y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribucion*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/354389772/PhD-German-Valderrama-Proteccion-y-Coordinacion-BookSee-org-pdf>
- Vásquez Villarruel, R. M. (19 de julio de 2019). *Rediseño óptimo de redes radiales de distribución eléctrica en bajo voltaje considerando las restricciones de la infraestructura eléctrica y urbana existente. (Tesis Maestría en Ingeniería Eléctrica, EPN)*. Obtenido de Repositorio Digital EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20393>
- Villarroel Moreno, M. (2008). *Protecciones de Sistemas Eléctricos*. Obtenido de FDocuments: <https://fdocuments.ec/document/apuntes-protecciones.html>
- Willis, L. (2011). *Power Distribution planning Reference Book*. New York: BASEL: Marcel Dekker.

ANEXOS

Anexo 1 Índices de Calidad de Servicio Técnico 2019

ALIMENTADOR	ene-19		feb-19		mar-19		abr-19		may-19		jun-19		jul-19		ago-19		sep-19		oct-19		nov-19		dic-19		ACUMULADO		
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	
Alimentador I1	0.00	0.00	0.08	0.19	1.00	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.06	1.04	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.15	0.52
Alimentador I2	0.37	1.04	1.01	0.15	0.16	0.67	0.01	0.02	0.00	0.01	0.03	0.07	0.06	0.11	1.47	1.72	0.10	0.20	0.25	0.32	0.03	0.05	0.01	0.01	3.50	4.36	
Alimentador I5	0.44	0.40	0.08	0.27	0.56	1.03	0.04	0.18	0.28	0.26	0.43	0.64	0.31	0.31	1.11	0.22	0.84	1.34	0.70	0.63	0.98	1.75	0.43	1.83	6.20	8.87	
Alimentador I4	0.96	2.04	0.00	0.01	0.02	0.07	0.78	0.73	0.10	0.25	0.04	0.09	0.04	0.09	2.15	1.39	0.27	0.33	0.04	0.09	0.46	0.62	0.11	0.28	4.97	5.98	

Anexo 2 Índices de Calidad de Servicio Técnico 2020

ALIMENTADOR	ene-20		feb-20		mar-20		abr-20		may-20		jun-20		jul-20		ago-20		sep-20		oct-20		nov-20		dic-20		Acumulado	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
Alimentador I1	0.00	0.00	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.03	2.00	0.14	0.00	0.00	0.11	0.08	0.07	0.05	1.19	0.95	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	3.42	1.30
Alimentador I2	0.02	0.01	0.06	0.14	0.03	0.06	0.00	0.00	2.75	0.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.38	1.66	0.91	0.11	0.15	0.83	2.18	0.16	0.02	5.92	4.63
Alimentador I5	0.29	3.42	0.06	0.41	0.07	0.48	0.02	0.18	3.30	3.08	0.00	0.02	1.18	0.33	0.05	0.07	1.02	1.00	0.02	0.07	1.20	0.25	0.04	0.39	7.24	9.70
Alimentador I4	0.02	0.03	0.02	0.05	0.28	0.44	1.35	1.03	2.16	0.36	0.23	0.20	0.96	0.24	0.02	0.04	2.24	2.72	0.00	0.00	0.02	0.02	0.14	0.18	7.43	5.31


Anexo 3 Índices de Calidad de Servicio Técnico 2021

ALIMENTADOR	ene-21		feb-21		mar-21		abr-21		may-21		jun-21		jul-21		ago-21		sep-21		oct-21		nov-21		dic-21		Acumulado	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
Alimentador I1	0.02	0.01	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.43	0.66	0.17	0.32	0.99	0.64	1.40	0.44	0.00	0.00	1.70	0.72	0.00	0.00	5.71	2.78
Alimentador I2	0.00	0.00	0.00	0.01	0.16	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02	0.03	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.04	0.14	0.26	0.37
Alimentador I5	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.25	0.67	0.03	0.07	1.90	1.06	0.01	0.00	1.82	0.40	0.26	1.09	0.27	0.54	0.89	1.05	6.45	4.89
Alimentador I4	0.04	0.01	0.00	0.00	0.43	0.13	0.12	0.18	0.01	0.02	0.25	0.33	1.84	1.09	0.00	0.00	0.01	0.01	0.04	0.04	0.00	0.00	0.01	0.02	2.75	1.84

Anexo 4 Registro de reportes del día 8 de abril del 2022

CANTON	DIRECCION DEL DOMICILIO	DAÑO REPORTADO	HORA DE REPORTE	ARREGLO REALIZADO Y/O GESTION REALIZADA	MOTIVO	HORA DE ARREGLO	NIVEL DE VOLTAJE BT, MT, AT
OTAVALO	SUBESTACION SAN VICENTE	SE DISPARA EL ALIMENTADOR I2	7:48:32	SE CIERRA EL ALIMENTADOR PERO SE ABRE EL RECONECTADOR UBICADO EN EL POSTE 40827		7:50:11	
OTAVALO	RECONECTADOR ALIMENTADOR I2	RECONECTADOR ABIERTO PARA SECCIONAR EL ALIMENTADOR Y PODER CERRAR DESDE LA CABECERA	7H50	SE CIERRA EL RECONECTADOR PERO SE DISPARA EL ALIMENTADOR	SOBRECORRIENTE EN LA FASE B	8H12	MV
OTAVALO	SAN LUIS DE AGUALONGO CALLE INCAÑAN MAS ARRIBA DEL CEMENTERIO	VARIAS CASAS SIN SERVICIO	07H55	CORRESPONDE A LA APERTURA DEL I2			
OTAVALO	SAN PABLO SECTOR LA COMPAÑIA A UNA CUADRA DE LA CASA COMUNAL	SECTOR SIN SERVICIO	08H15	CORRESPONDE A LA APERTURA DEL I2			
OTAVALO	SUBESTACION SAN VICENTE	SE DISPARA EL ALIMENTADOR I2	8:12:43	SE CIERRA DESDE LA CABECERA SEGUNDO INTENTO DE RESTABLECER EL SERVICIO		8:13:35	
OTAVALO	RECONECTADOR ALIMENTADOR I2	RECONECTADOR ABIERTO PARA SECCIONAR EL ALIMENTADOR Y PODER CERRAR DESDE LA CABECERA	8H13	SE CIERRA EL RECONECTADOR PERO SE DISPARA EL ALIMENTADOR		8H47	
OTAVALO	SUBESTACION SAN VICENTE	SE DISPARA EL ALIMENTADOR I2	8:48:45	SE CIERRA EL ALIMENTADOR PERO SE ABRE EL RECONECTADOR UBICADO EN EL POSTE 40827		8:56:36	
OTAVALO	RECONECTADOR ALIMENTADOR I2	RECONECTADOR ABIERTO PARA SECCIONAR EL ALIMENTADOR Y PODER CERRAR DESDE LA CABECERA	8H56	SE CIERRA EL RECONECTADOR Y SE ABRE MAS ADELANTE SECCIONADORES TRIFASICOS		9H18	
OTAVALO	OTAVALO SECTOR PEGUCHE	ABRE SECCIONADOR PARA REVISION DEL ALIMENTADOR	9H18	SE CIERRA EL SECCIONADOR TRIFASICO LUEGO DE CAMBIAR UN AISLADOR ESTALLADO POR DESCARGAS ADMOSFERICAS EN LA FASE B	AISLADOR ESTALLADO EN EL POSTE 67849	10H28	MV

Para la obtención de los datos de las corrientes de cortocircuito de los alimentadores se debe seguir el siguiente proceso:

Al ejecutar el software ArcGIS se indica todo el sistema eléctrico, en la ventana de tabla de contenidos, en la capa “Postes” se debe seleccionar [propiedades ], se abre una ventana donde se puede modificar las propiedades, en este caso en la pestaña “Fields” elegir los campos que serán visibles como se muestra en la Fig.1

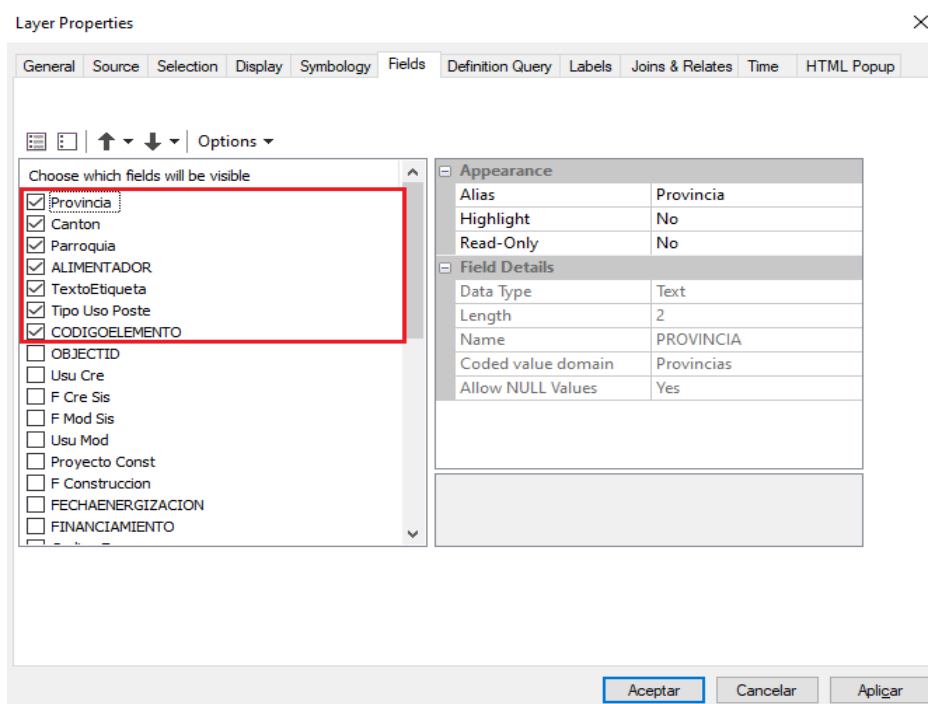




Fig. 0.1 Visibilidad de Campos

Luego de aplicar las modificaciones, elegir la opción de [abrir tabla de atributos, ], se abre una nueva ventana donde se despliega una tabla completa con los datos de todo el sistema eléctrico. En la parte superior izquierda de la ventana se debe elegir el ícono [Select By Attributes ], esta nueva ventana permite seleccionar de la tabla general, los datos de atributos que son necesarios, en este caso se seleccionaron los postes de tipo medio voltaje, el “Texto Etiqueta” en dónde se encuentran las corrientes de cortocircuito, y los alimentadores de la subestación como se muestra en la Fig.0.2

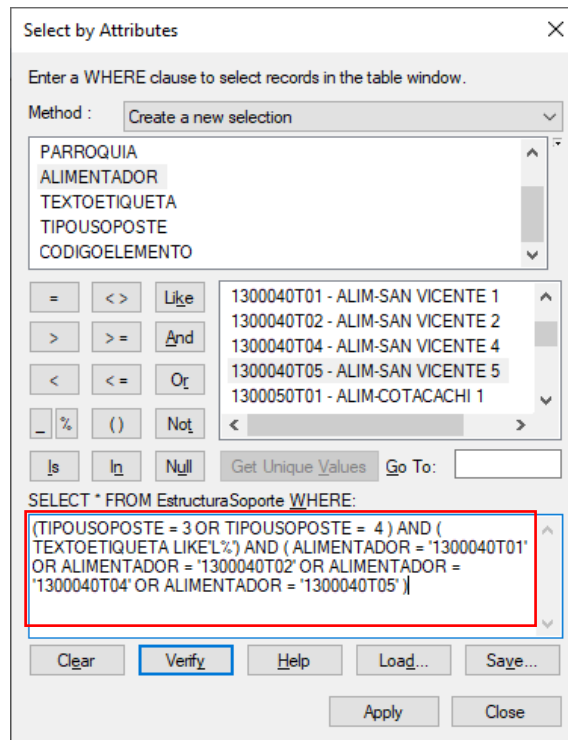


Fig.0.2 Selección de atributos

Una vez seleccionado los atributos correspondientes, se despliega una nueva tabla únicamente con los datos seleccionados, Fig.0.3

Provincia	Canton	Parroquia	ALIMENTADOR	TextoEtiquetas	Tipo Uso Poste	CODIGOELEMENTO
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1807 A ; LL = 1811 A ; LLT = 1850 A ; LT = 1812 A	Media Baja	40193
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1886 A ; LL = 1773 A ; LLT = 1816 A ; LT = 1871 A	Media Baja	40255
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1786 A ; LL = 1679 A ; LLT = 1828 A ; LT = 1470 A	Media Baja	40188
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1761 A ; LL = 1875 A ; LLT = 1824 A ; LT = 1486 A	Media Baja	40145
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1751 A ; LL = 1665 A ; LLT = 1816 A ; LT = 1456 A	Media Baja	40144
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1751 A ; LL = 1885 A ; LLT = 1816 A ; LT = 1456 A	Media Baja	40143
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1742 A ; LL = 1857 A ; LLT = 1807 A ; LT = 1447 A	Media Baja	40142
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1736 A ; LL = 1853 A ; LLT = 1804 A ; LT = 1443 A	Media Baja	40154
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1431 A	Media Baja	40141
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1410 A	Media Baja	40140
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1408 A	Media Baja	40139
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1438 A	Media Baja	40192
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1438 A	Media Baja	40180
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1425 A	Media Baja	40159
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1428 A	Media Baja	40196
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1434 A	Media Baja	40195
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1423 A	Media Baja	40183
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1412 A	Media Baja	40152
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1403 A	Media Baja	40151
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1868 A	Media Baja	40404
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 1858 A	Media Baja	40407
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 2183 A ; LL = 2073 A ; LLT = 1890 A ; LT = 1910 A	Media Baja	40436
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 2189 A ; LL = 2099 A ; LLT = 1904 A ; LT = 1928 A	Media Baja	40404
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 2197 A ; LL = 2087 A ; LLT = 1902 A ; LT = 1926 A	Media Baja	40386
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 2198 A ; LL = 2088 A ; LLT = 1903 A ; LT = 1927 A	Media Baja	40433
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 2181 A ; LL = 2071 A ; LLT = 1888 A ; LT = 1907 A	Media Baja	40432
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 2232 A ; LL = 2129 A ; LLT = 1932 A ; LT = 1959 A	Media Baja	40427
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 2237 A ; LL = 2198 A ; LLT = 1988 A ; LT = 2041 A	Media Baja	40382
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 2238 A ; LL = 2199 A ; LLT = 1989 A ; LT = 2042 A	Media Baja	40391
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 2220 A ; LL = 2224 A ; LLT = 2008 A ; LT = 2008 A	Media Baja	40387
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 2341 A ; LL = 2248 A ; LLT = 2027 A ; LT = 2093 A	Media Baja	40388
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 2301 A ; LL = 2271 A ; LLT = 2044 A ; LT = 2117 A	Media Baja	40385
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1805 A ; LL = 1716 A ; LLT = 1862 A ; LT = 1810 A	Media Baja	40095
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1777 A ; LL = 1890 A ; LLT = 1838 A ; LT = 1481 A	Media Baja	40089
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1782 A ; LL = 1871 A ; LLT = 1820 A ; LT = 1482 A	Media Baja	40091
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1788 A ; LL = 1847 A ; LLT = 1703 A ; LT = 1471 A	Media Baja	40082
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1847 A ; LL = 1756 A ; LLT = 1899 A ; LT = 1852 A	Media Baja	40219
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1848 A ; LL = 1756 A ; LLT = 1899 A ; LT = 1852 A	Media Baja	40219
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1854 A ; LL = 1762 A ; LLT = 1805 A ; LT = 1859 A	Media Baja	40217
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1874 A ; LL = 1781 A ; LLT = 1822 A ; LT = 1878 A	Media Baja	40208
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1884 A ; LL = 1771 A ; LLT = 1814 A ; LT = 1869 A	Media Baja	40207
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1893 A ; LL = 1780 A ; LLT = 1803 A ; LT = 1857 A	Media Baja	40183
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 0 A ; LL = 0 A ; LLT = 0 A ; LT = 2138 A	Media Baja	40380
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1822 A ; LL = 1732 A ; LLT = 1877 A ; LT = 1826 A	Media Baja	40180
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1799 A ; LL = 1710 A ; LLT = 1857 A ; LT = 1803 A	Media Baja	40121
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1799 A ; LL = 1710 A ; LLT = 1857 A ; LT = 1803 A	Media Baja	40122
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1716 A ; LL = 1832 A ; LLT = 1485 A ; LT = 1421 A	Media Baja	40134
IMBABURA	OTAVALO	OTAVALO, CABECERA CANTONAL	ALIM-SAN VICENTE	LLL = 1716 A ; LL = 1833 A ; LLT = 1485 A ; LT = 1422 A	Media Baja	40135

Fig.0.3 Tabla a exportar

Finalmente se selecciona la opción de "Export", se elige la opción de "Export : Selected records" y se procede a exportar la tabla. Fig. 0.4

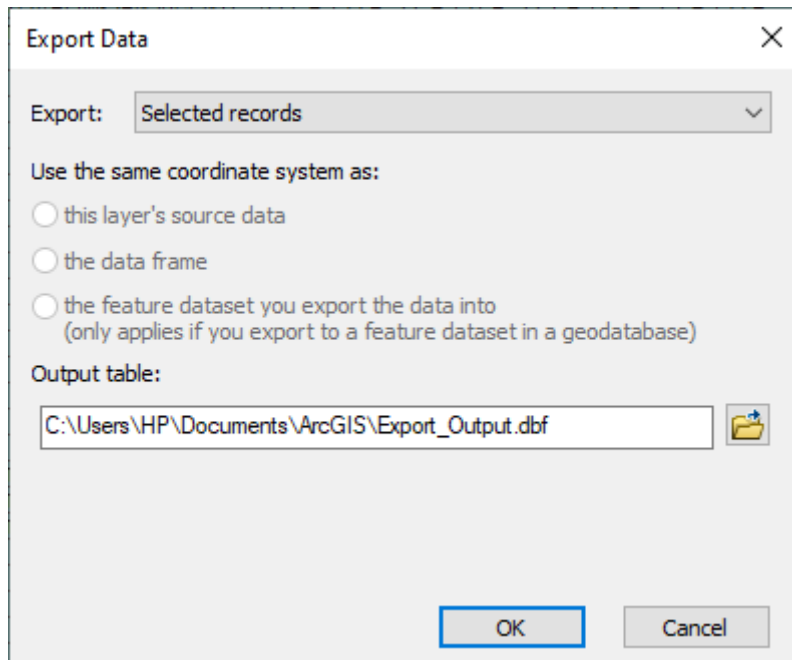


Fig. 0.4 Exportar Datos

```

classdef app_interfaz < matlab.apps.AppBase
classdef aplicacion_fallas_01 < matlab.apps.AppBase
% Properties that correspond to app components
properties (Access = public)
    UIFigure          matlab.ui.Figure
    TabGroup           matlab.ui.container.TabGroup
    CARATULATab       matlab.ui.container.Tab
    Image              matlab.ui.control.Image
    INTERFAZTab       matlab.ui.container.Tab
    titulo1            matlab.ui.control.Label
    buscar             matlab.ui.control.Button
    tabla1             matlab.ui.control.Table
    titulo2            matlab.ui.control.Label
    fallas             matlab.ui.container.ButtonGroup
    LLL                matlab.ui.control.RadioButton
    LL                 matlab.ui.control.RadioButton
    LLT                matlab.ui.control.RadioButton
    LT                 matlab.ui.control.RadioButton
    tabla2             matlab.ui.control.Table
    titulo3            matlab.ui.control.Label
    titulo4            matlab.ui.control.Label
    tabla3             matlab.ui.control.Table
    salir              matlab.ui.control.Button
    SELECCIONEELALIMENTADORLabel matlab.ui.control.Label
    alimentadores      matlab.ui.control.DropDown
    ICCDEFALLAEditFieldLabel matlab.ui.control.Label
    icc                 matlab.ui.control.NumericEditField
end

methods (Access = private)
function ventana(app);
    uiprogressdlg(app.UIFigure, 'Title', 'Un Momento', ...
        'Message', 'Cargando Tabla');
    pause (1.0)
end
end

% Callbacks that handle component events
methods (Access = private)
% Code that executes after component creation
function startupFcn(app)
    app.UIFigure.Name = 'Localizacion fallas';
    global aux
    global aux1
    t = readtable('Icc_SE_SAN_VICENTE.xls');
    names = t.Properties.VariableNames;
    app.tabla1.ColumnName = names;
    app.tabla2.ColumnName = {'Nro. POSTE', 'ICC DE FALLA'};
    app.tabla3.ColumnName = {'Nro. POSTE', 'ICC DE FALLA'};
    aux = 0;
aux1= 0;
end

% Value changed function: alimentadores
function alimentadoresValueChanged(app, event)
global aux
value = app.alimentadores.Value;
app.titulo2.Text = value;

```

```

if value == 'Alimentador 1'
t1 = readtable('Icc_SE_SAN_VICENTE.xls', "Sheet", "SAN VICENTE 1");
app.tabla1.Data= t1;
app.tabla2.Data = t1(:,[8,4]);
aux = 1;
ventana(app);
elseif value == 'Alimentador 2'
t1 = readtable('Icc_SE_SAN_VICENTE.xls', "Sheet", "SAN VICENTE 2");
app.tabla1.Data= t1;
app.tabla2.Data = t1(:,[8,5]);
aux = 1;
ventana(app);
elseif value == 'Alimentador 4'
t1 = readtable('Icc_SE_SAN_VICENTE.xls', "Sheet", "SAN VICENTE 4");
app.tabla1.Data= t1;
app.tabla2.Data = t1(:,[8,6]);
aux = 1;
ventana(app);
elseif value == 'Alimentador 5'
t1 = readtable('Icc_SE_SAN_VICENTE.xls', "Sheet", "SAN VICENTE 5");
app.tabla1.Data= t1;
app.tabla2.Data = t1(:,[8,7]);
aux = 1;
ventana(app);
else
app.tabla1.Data = [];
aux = 0;
end
end

```

```

% Selection changed function: fallas
function fallasSelectionChanged(app, event)
global aux
global aux1
f_III = app.LLL.Value;
f_II = app.LL.Value;
f_II_t = app.LLT.Value;
f_It = app.LT.Value;
if f_III == 1 & aux == 1
t2 = app.tabla1.Data;
t3 = t2(:,[8,4]);
t4 = sortrows (t3,["LLL"], "descend");
app.tabla2.Data = t4;
aux1 = 1;
elseif f_II == 1 & aux == 1
t2 = app.tabla1.Data;
t3 = t2(:,[8,5]);
t4 = sortrows (t3,["LL"], "descend");
app.tabla2.Data = t4;
aux1 = 1;
elseif f_II_t == 1 & aux == 1
t2 = app.tabla1.Data;
t3 = t2(:,[8,6]);
t4 = sortrows (t3,["LLT"], "descend");
app.tabla2.Data = t4;
aux1 = 1;
elseif f_It == 1 & aux == 1
t2 = app.tabla1.Data;
t3 = t2(:,[8,7]);
t4 = sortrows (t3,["LT"], "descend");
app.tabla2.Data = t4;

```



```

aux1 = 1;
else
aux1 = 0;
end
end

```

```

% Button pushed function: buscar
function buscarButtonPushed(app, event)
global aux
global aux1
num_falla = app.icc.Value;
t3 = app.tabla2.Data;
if aux == 1
f_icc = find((t3{:,2}) == (num_falla));
a = t3(f_icc,1);
b = t3(f_icc,2);
t4 = [a,b];
f_icc = find((t3{:,2}) < (num_falla));
a1 = t3(f_icc,1);
b1 = t3(f_icc,2);
t5 = [a1,b1];
f_icc_men = find((t5{:,2}) == (t5{1,2}));
a11 = t5(f_icc_men,1);
b11 = t5(f_icc_men,2);
t55 = [a11,b11];
t4 = [t4;t55];
f_icc = find((t3{:,2}) > (num_falla));
a3 = t3(f_icc,1);
b3 = t3(f_icc,2);
t5 = [a3,b3];
t6 = sortrows (t5,2,"ascend");
f_icc_may = find((t6{:,2}) == (t6{1,2}));
a33 = t6(f_icc_may,1);
b33 = t6(f_icc_may,2);
t77 = [a33,b33];
t4 = [t4;t77];
app.tabla3.Data = t4;
end
end

```

```

% Button pushed function: salir
function salirButtonPushed(app, event)
close(app.UIFigure);
end

```

```

% Value changed function: icc
function iccValueChanged(app, event)
value = app.icc.Value;
end
end

```

```

% Component initialization
methods (Access = private)
% Create UIFigure and components
function createComponents(app)
% Create UIFigure and hide until all components are created
app.UIFigure = uifigure('Visible', 'off');
app.UIFigure.Color = [0.8 0.8 0.8];

```

```

app.UIFigure.Position = [100 100 648 511];
app.UIFigure.Name = 'MATLAB App';
% Create TabGroup
app.TabGroup = uitabgroup(app.UIFigure);
app.TabGroup.Position = [1 1 648 511];
% Create CARATULATab
app.CARATULATab = uitab(app.TabGroup);
app.CARATULATab.Title = 'CARATULA';
% Create Image
app.Image = uiimage(app.CARATULATab);
app.Image.ScaleMethod = 'stretch';
app.Image.Position = [1 1 647 485];
app.Image.ImageSource = 'My project-1 (2).png';
% Create INTERFAZTab
app.INTERFAZTab = uitab(app.TabGroup);
app.INTERFAZTab.Title = 'INTERFAZ';
% Create titulo1
app.titulo1 = uilabel(app.INTERFAZTab);
app.titulo1.HorizontalAlignment = 'center';
app.titulo1.FontName = 'Consolas';
app.titulo1.FontSize = 20;
app.titulo1.FontWeight = 'bold';
app.titulo1.FontColor = [1 0 0];
app.titulo1.Position = [0 453 648 25];
app.titulo1.Text = 'LOCALIZACIÓN DE FALLAS DE ALIMENTADORES SAN VICENTE';
% Create buscar
app.buscar = uibutton(app.INTERFAZTab, 'push');
app.buscar.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @buscarButtonPushed, true);
app.buscar.FontName = 'Copperplate Gothic Bold';
app.buscar.Position = [539 154 100 22];
app.buscar.Text = 'BUSCAR';
% Create tabla1
app.tabla1 = uitable(app.INTERFAZTab);
app.tabla1.ColumnName = {'Column 1'; 'Column 2'; 'Column 3'; 'Column 4'};
app.tabla1.RowName = {};
app.tabla1.Position = [8 199 619 198];
% Create titulo2
app.titulo2 = uilabel(app.INTERFAZTab);
app.titulo2.HorizontalAlignment = 'center';
app.titulo2.FontName = 'Consolas';
app.titulo2.FontSize = 18;
app.titulo2.FontWeight = 'bold';
app.titulo2.FontColor = [0 0 1];
app.titulo2.Position = [261 404 243 24];
app.titulo2.Text = 'ALIMENTADOR';
% Create fallas
app.fallas = uibuttongroup(app.INTERFAZTab);
app.fallas.SelectionChangedFcn = createCallbackFcn(app, @fallasSelectionChanged, true);
app.fallas.ForegroundColor = [1 1 1];
app.fallas.TitlePosition = 'centertop';
app.fallas.Title = 'TIPO DE FALLA:';
app.fallas.BackgroundColor = [0.302 0.7451 0.9333];
app.fallas.FontName = 'Consolas';
app.fallas.FontWeight = 'bold';
app.fallas.Scrollable = 'on';
app.fallas.FontSize = 14;
app.fallas.Position = [8 129 267 53];
% Create LLL
app.LLL = uiradiobutton(app.fallas);
app.LLL.Text = 'LLL';
app.LLL.FontName = 'Consolas';
app.LLL.FontSize = 14;

```

```

app.LLL.FontWeight = 'bold';
app.LLL.Position = [11 4 58 22];
app.LLL.Value = true;
% Create LL
app.LL = uiradiobutton(app.fallas);
app.LL.Text = 'LL';
app.LL.FontName = 'Consolas';
app.LL.FontSize = 14;
app.LL.FontWeight = 'bold';
app.LL.Position = [68 4 65 22];
% Create LLT
app.LLT = uiradiobutton(app.fallas);
app.LLT.Text = 'LLT';
app.LLT.FontName = 'Consolas';
app.LLT.FontSize = 14;
app.LLT.FontWeight = 'bold';
app.LLT.Position = [119 4 65 22];
% Create LT
app.LT = uiradiobutton(app.fallas);
app.LT.Text = 'LT';
app.LT.FontName = 'Consolas';
app.LT.FontSize = 14;
app.LT.FontWeight = 'bold';
app.LT.Position = [171 4 37 22];
% Create tabla2
app.tabla2 = uitable(app.INTERFAZTab);
app.tabla2.ColumnName = {'Column 1'; 'Column 2'};
app.tabla2.RowName = {};
app.tabla2.Position = [14 0 275 124];
% Create titulo3
app.titulo3 = uilabel(app.INTERFAZTab);
app.titulo3.FontName = 'Consolas';
app.titulo3.FontSize = 14;
app.titulo3.FontWeight = 'bold';
app.titulo3.Position = [359 178 183 22];
app.titulo3.Text = 'POSTES CON ICC DE FALLA';
% Create titulo4
app.titulo4 = uilabel(app.INTERFAZTab);
app.titulo4.HorizontalAlignment = 'center';
app.titulo4.FontName = 'Consolas';
app.titulo4.FontSize = 14;
app.titulo4.FontWeight = 'bold';
app.titulo4.Position = [20 178 191 22];
app.titulo4.Text = 'POSTES CON TIPO DE FALLA';
% Create tabla3
app.tabla3 = uitable(app.INTERFAZTab);
app.tabla3.ColumnName = {'Column 1'; 'Column 2'};
app.tabla3.RowName = {};
app.tabla3.Position = [324 0 303 124];
% Create salir
app.salir = uibutton(app.INTERFAZTab, 'push');
app.salir.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @salirButtonPushed, true);
app.salir.IconAlignment = 'center';
app.salir.BackgroundColor = [0.9804 0.1255 0.1255];
app.salir.FontName = 'Cooper Black';
app.salir.FontColor = [1 1 1];
app.salir.Position = [516 405 100 22];
app.salir.Text = 'SALIR';
% Create SELECCIONEELALIMENTADORLabel
app.SELECCIONEELALIMENTADORLabel = uilabel(app.INTERFAZTab);
app.SELECCIONEELALIMENTADORLabel.HorizontalAlignment = 'center';
app.SELECCIONEELALIMENTADORLabel.FontName = 'Consolas';

```

```

app.SELECCIONEELALIMENTADORLabel.FontSize = 16;
app.SELECCIONEELALIMENTADORLabel.FontWeight = 'bold';
app.SELECCIONEELALIMENTADORLabel.Position = [8 396 120 38];
app.SELECCIONEELALIMENTADORLabel.Text = {'SELECCIONE EL'; 'ALIMENTADOR:'};
% Create alimentadores
app.alimentadores = uidropdown(app.INTERFAZTab);
app.alimentadores.Items = {'Seleccionar..', 'Alimentador 1', 'Alimentador 2', 'Alimentador 4',
'Alimentador 5'};
app.alimentadores.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, @alimentadoresValueChanged,
true);
app.alimentadores.Position = [133 405 115 22];
app.alimentadores.Value = 'Seleccionar..';
% Create ICCDEFALLAEditFieldLabel
app.ICCDEFALLAEditFieldLabel = uilabel(app.INTERFAZTab);
app.ICCDEFALLAEditFieldLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.ICCDEFALLAEditFieldLabel.Position = [324 154 86 22];
app.ICCDEFALLAEditFieldLabel.Text = 'ICC DE FALLA';
% Create icc
app.icc = uieditfield(app.INTERFAZTab, 'numeric');
app.icc.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, @iccValueChanged, true);
app.icc.Position = [425 154 100 22];
% Show the figure after all components are created
app.UIFigure.Visible = 'on';
end
end

```

```

% App creation and deletion
methods (Access = public)
% Construct app
function app = aplicacion_fallas_01
% Create UIFigure and components
createComponents(app)
% Register the app with App Designer
registerApp(app, app.UIFigure)
% Execute the startup function
runStartupFcn(app, @startupFcn)
if nargin == 0
clear app
end
end
end

```

```

% Code that executes before app deletion
function delete(app)
% Delete UIFigure when app is deleted
delete(app.UIFigure)
end
end
end

```

En esta sección se indica paso a paso el uso correcto de la aplicación, al ejecutar la aplicación en la ventana de inicio se muestra la carátula por defecto, en la parte superior izquierda existen las pestañas nombradas “carátula” e “interfaz”. Fig. 1.



Fig. 1 Ventana de Inicio

Fuente: Autor

Una vez seleccionada la pestaña “Interfaz” se muestra la ventana con los diferentes componentes.

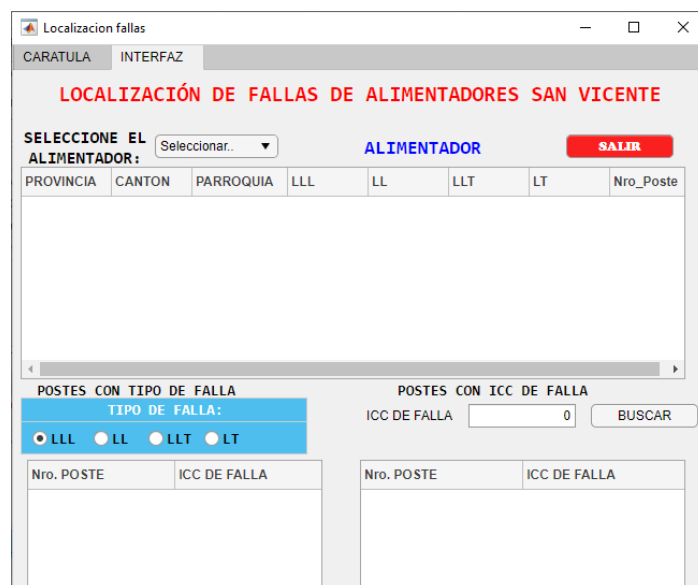


Fig. 2 Ventana Interfaz

Fuente: Autor

El siguiente paso es dirigirse a la opción de “Seleccionar Alimentador” en donde se desplegará una lista con los cuatro alimentadores y se procede a seleccionar el que se desee. Fig. 3.

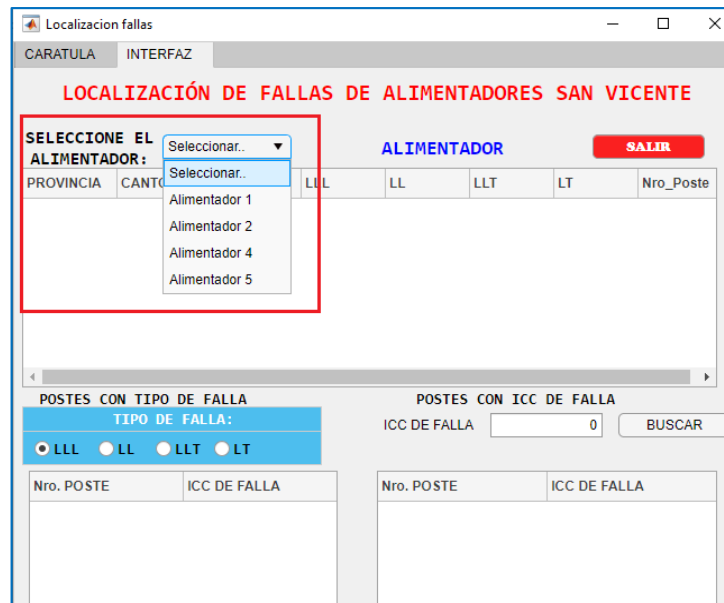


Fig. 3 Seleccionar Alimentador

Fuente: Autor

Una vez seleccionado el alimentador se importarán los datos en la tabla principal, en este caso se hizo la selección del alimentador 2, como se indica en la Fig. 4, son importados todos los datos con la información de la provincia, cantón, parroquia, y tipo de falla.

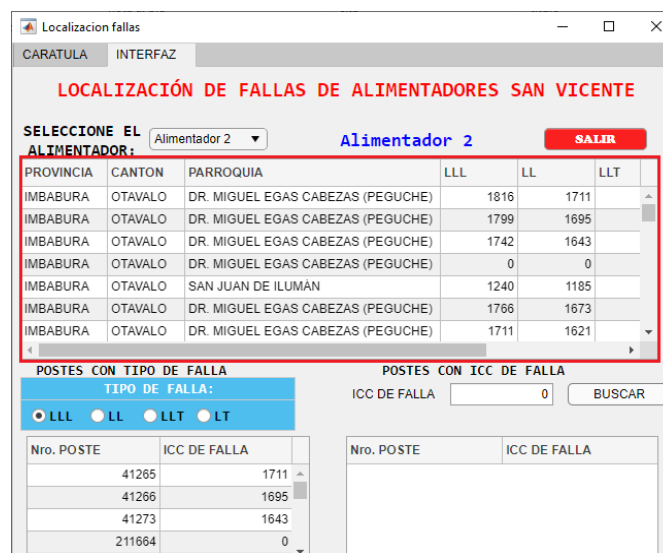


Fig. 4 Tabla principal

Fuente: Autor

Luego se debe seleccionar el tipo de falla con la que se busca trabajar, y se importan los datos en la tabla inferior Fig.5, en este caso se trabaja con las fallas monofásicas a tierra (LT) en la tabla se indica el número de poste y la corriente de cortocircuito correspondiente que se encuentra registrada en el sistema.

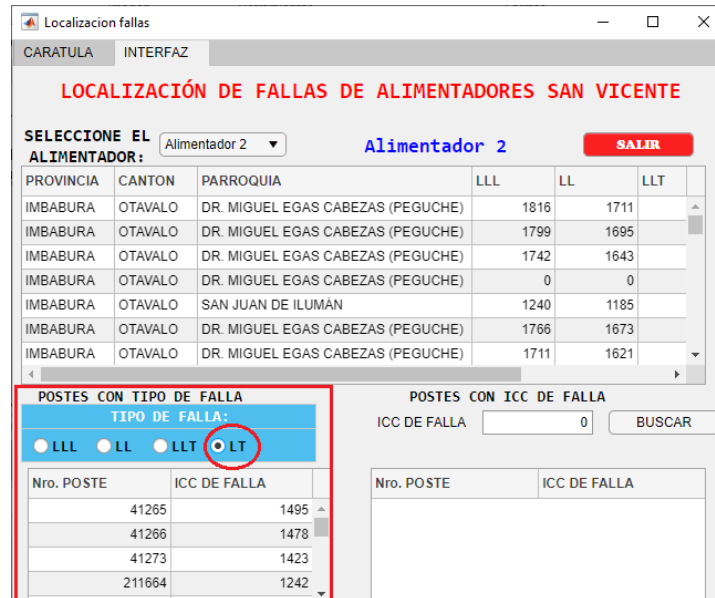


Fig.5 Tipo de falla

Luego de seleccionar el tipo de falla se debe ingresar el valor numérico de la corriente de falla brindada por el operador de turno, después se debe seleccionar en el botón “Buscar” y en la tabla inferior se indica las coincidencias de la corriente de falla máxima con su correspondiente número de poste. Fig.6.



Fig. 6 Resultado de la búsqueda

Adicionalmente se encuentra disponible el botón “Salir” el cual en cualquier momento que sea seleccionado, cumple con la función de cerrar la aplicación.

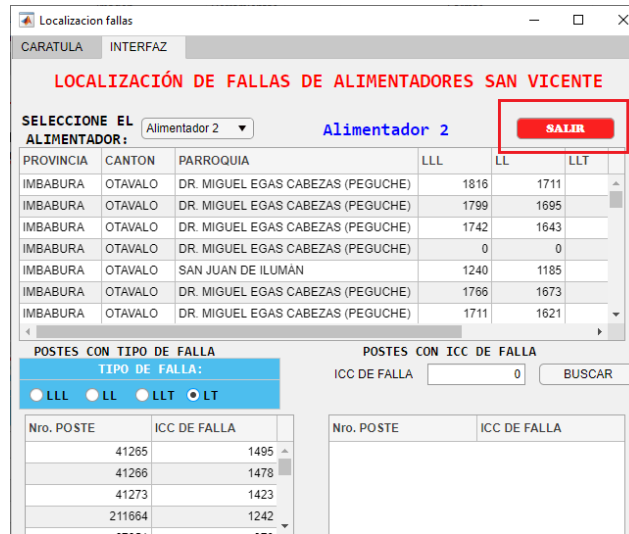


Fig. 7 Salir