ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ANTE CORRIENTES EVOLUTIVAS DE CORTOCIRCUITO

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA ELÉCTRICA

ELIZABETH ESTHEFANIA AÑAZCO LUZÓN

DIRECTOR: Dr.-Ing. FABIAN ERNESTO PÉREZ YAULI

Quito, enero 2021

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Elizabeth Esthefanía Añazco Luzón, bajo mi supervisión.

Dr.-ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUDITORÍA

Yo, Elizabeth Esthefanía Añazco Luzón, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

ELIZABETH ESTHEFANÍA AÑAZCO LUZÓN

DEDICATORIA

A Dios, por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en momentos de debilidad.

A mis amados padres Hugo y Mercy, son ejemplo de perseverancia y lucha.

A mis bellas abuelitas: María Isabelina y Juanita que desde el cielo son mis guías.

A mi hijo André, el amor más sincero y puro que Dios puso en mi vida, TE AMO.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por todas las cosas maravillosas en mi vida, por ser mi luz y camino, permitiéndome continuar con mis objetivos.

A mis padres, gracias por su amor y apoyo incondicional.

A mis tíos: Patricia, Zulema y Miller, quienes confiaron en mí dentro de esta etapa académica que ahora culmino.

A mi hermanita Andrea gracias por tu motivación y compañía, eres la mejor.

Debo agradecer de manera especial y sincera al Dr. Fabián Pérez, por acompañarme a lo largo del presente trabajo de titulación, muchas gracias por su apoyo, confianza y maravillosa amistad.

Quiero expresar también mi más sincero agradecimiento al MSc. Fernando Chapi, por su amabilidad, disponibilidad y guía en el desarrollo del presente trabajo de titulación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL I
DECLARACIÓN DE AUDITORÍA II
DEDICATORIA III
AGRADECIMIENTO IV
RESUMEN IX
ABSTRACT X
1 INTRODUCCIÓN 1
1.1 OBJETIVOS 2
1.2 ALCANCE 3
1.3 MARCO TEÓRICO 4
1.3.1 ANORMALIDADES DENTRO DE UN SISTEMA DE POTENCIA 4
1.3.2 CORTOCIRCUITOS EN SISTEMAS DE POTENCIA 5
1.3.2.1. Tipos de cortocircuitos 5
1.3.2.2. Componentes simétricas 5
1.3.2.2.1. Relación entre las cantidades de secuencia y de fase 6
1.3.2.3. Redes de secuencia 7
1.3.3 FALLAS EVOLUTIVAS EN SISTEMAS DE POTENCIA 8
1.3.4 FASORES 8
1.3.5 PROTECCIONES ELÉCTRICAS 11
1.3.5.1. Componentes principales de un sistema de protecciones 11
1.3.5.2. Zonas de protección 12
1.3.5.2.1. Protección primaria 12
1.3.5.2.2. Protección de respaldo 13
1.3.5.3. Propiedades de los Sistemas de Protección 13
1.3.5.3.1. Sensibilidad 14
1.3.5.3.2. Selectividad 14
1.3.5.3.3. Rapidez 14
1.3.5.3.4. Confiabilidad 14
1.3.5.4. Clasificación de Relés de Protección 14
1.3.6 RELÉS DE SOBRECORRIENTE 15
1.3.6.1. Configuración del relé 16
1.3.6.2. Ecuación característica de tiempo-corriente de los relés de sobrecorriente .. 17

1.3.6.3. Clasificación de los relés de sobrecorriente según su sentido de detección de corriente 18
1.3.7 RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 18
1.3.8 UNIDAD DIRECCIONAL 20
1.3.8.1. Principio de Operación 20
1.3.8.2. Polarización de la corriente de cortocircuito 23
1.3.8.3. Unidad direccional de fase y de tierra 23
1.3.9 MÉTODOS DE POLARIZACIÓN 23
1.3.9.1 Métodos de Polarización de Unidad Direccional de Fase 23
1.3.9.1.1. Método de Polarización en cuadratura 23
1.3.9.2 Método de polarización de la Unidad Direccional de Tierra 24
1.3.9.2.1. Polarización con Voltaje de Secuencia Cero 25
1.3.9.2.2. Polarización con Voltaje de Secuencia Negativa 25
1.3.10 NORMA IEEE StdC37_111-1999 FORMATO COMTRADE 26
1.3.10.1. Archivo Header (*.hdr) 26
1.3.10.2. Archivo Information (*.inf) 26
1.3.10.3. Archivo Configuration (*.cfg) 27
1.3.10.4. Archivo Data (*.dat) 27
1.3.11 Software DIgSILENT PowerFactory 27
1.3.11.1. LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DE DIgSILENT 28
1.3.11.1.1. Estructura del DPL 28
2 HERRAMIENTA COMPUTACIONAL DESARROLLADA 30
2.1 SUBRUTINAS DE LA HERRAMIENTA DESARROLLADA 32
2.1.1 SUBRUTINA1: DATOS DE ENTRADA 32
2.1.1.1. Lectura y procesamiento de datos 32
2.1.1.2. Asignación de canales de corriente y voltaje 33
2.1.1.3. Ingreso de las características del relé direccional de sobrecorriente 35
2.1.2 SUBRUTINA 2: REPRESENTACIÓN GRÁFICA 36
2.1.2.1 Señales a graficar 36
2.1.2.2 Representación en el tiempo 36
2.1.2.3 Configuración de la vista de valores 37
2.1.3 SUBRUTINA 3: TIEMPOS DE OPERACIÓN 38
2.1.3.1 Algoritmo para calcular el tiempo de operación total del relé 40
2.1.4 SUBRUTINA 4: ZONAS DE OPERACIÓN 41
2.1.4.1 Selección de los métodos de polarización 42

2.1.4.1.1 Selección para la unidad direccional de fase 43
2.1.4.1.2 Selección para la unidad direccional de tierra 43
2.1.4.2 Ajustes de los Métodos de Polarización..... 43
3 RESULTADOS 45
3.1 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA 45
3.1.1 PARÁMETROS GENERALES DEL SISTEMA DE PRUEBA..... 46
3.2 SIMULACIÓN DE EVENTOS DE FALLAS EN POWERFACTORY PARA OBTENER ARCHIVOS COMTRADE..... 47
3.3 RESULTADOS DE LOS CASOS DE SIMULACIÓN 49
3.3.1 RESULTADOS DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN..... 50
3.3.1.1 Análisis de los tiempos de operación ante cortocircuitos convencionales..... 50
3.3.1.1.1 Falla trifásica 50
3.3.1.1.2 Falla monofásica..... 52
3.3.1.1.3 Falla bifásica 55
3.3.1.1.4 Falla bifásica a tierra 56
3.3.1.2 Análisis de los tiempos de operación ante cortocircuitos con corrientes evolutivas 59
3.3.1.2.1 Falla trifásica evolutiva..... 60
3.3.1.2.2 Falla monofásica evolutiva..... 62
3.3.1.2.3 Falla bifásica evolutiva 64
3.3.1.2.4Falla bifásica a tierra 65
3.3.2 RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS ZONAS DE OPERACIÓN 68
3.3.2.1. Unidad direccional de fase 68
3.3.2.1.1. Falla trifásica hacia adelante con método de polarización en cuadratura 68
3.3.2.1.2 Falla bifásica hacia atrás con método de polarización en cuadratura 70
3.3.2.2. Unidad direccional de tierra..... 70
3.3.2.2.1 Falla monofásica adelante con método de polarización con voltaje de secuencia cero. 71
3.3.2.2.2 Falla monofásica adelante con método de polarización con voltaje de secuencia negativa. 71
3.3.2.2.3Falla bifásica a tierra atrás con método de polarización con voltaje de secuencia cero..... 72
3.3.2.2.4 Falla bifásica a tierra atrás con método de polarización con voltaje de secuencia negativa. 73
3.3.3 RESULTADOS DE LOS CASOS REALES..... 75
3.3.3.1. CASO 1: Falla en la L/T DURÁN- CNEL 2 69 kV..... 75
3.3.3.2. CASO 2: Falla en la L/T Francisco de Orellana - ATQ 78

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 81
CONCLUSIONES 81
RECOMENDACIONES 82
5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 83
ANEXOS 85

RESUMEN

La literatura técnica señala que muchos de los fenómenos adversos que se presentan en los sistemas eléctricos son atribuidos generalmente al mal funcionamiento de los sistemas de protección. Sin embargo, cuando el personal del área de protecciones analiza los ajustes y la coordinación establecida, no determinan anomalías que impliquen un funcionamiento incorrecto. Con esto, hasta antes de la aparición de los relés numéricos, era común que no se realicen cambios en sus ajustes y el sistema continuaba operando bajo las mismas condiciones, con la salvedad que, cuando se presentaban otros eventos de cortocircuito en el mismo elemento o componente, estos mismos sistemas de protecciones presentan un correcto funcionamiento.

Con el desarrollo de la tecnología y la aparición de los relés numéricos, que tienen la capacidad de almacenar información de eventos de perturbación, se pudo identificar que no todos los cortocircuitos que ocurren en los sistemas eléctricos mantienen constante el valor eficaz de su corriente en estado estacionario. Este problema asociado con los relés de sobrecorriente de líneas de transmisión, ocasiona una operación inadecuada de los mismos.

Con la realización del presente trabajo de titulación se dispone de una herramienta computacional que facilita el análisis del comportamiento de las protecciones de sobrecorriente de líneas de transmisión, ya sea cuando se presenten fallas convencionales o cortocircuitos con corrientes evolutivas. De esta manera, esta herramienta puede evidenciar si la operación de las protecciones mencionadas fue incorrecta o si por el contrario dicha operación se mantuvo dentro del funcionamiento esperado, considerando su parametrización y ajuste.

Como un elemento adicional para el análisis, y considerando las características de las protecciones de sobrecorriente instaladas en líneas de transmisión, se desarrolló una rutina que permite visualizar la zona de operación direccional establecida con el método de polarización parametrizado en los relés.

PALABRAS CLAVE: Relé direccional, Falla evolutiva, COMTRADE, MATLAB, PowerFactory de DIgSILENT.

ABSTRACT

The technical literature points out that many of the adverse phenomena that occur in electrical systems are generally attributed to the malfunction of protective systems. However, when the protection area personnel analyze the adjustments and the established coordination, they do not determine anomalies that imply incorrect operation. With this, until the appearance of numerical relays, it was common that no changes were made to their settings and the system continued to operate under the same conditions, except that when other short circuit events occur in the same element or component, these same protection systems present a correct operation.

With the development of technology and the emergence of numerical relays, which have the ability to store information on disturbance events, it was possible to identify that not all short circuits that occur in electrical systems keep constant the rms value of its current in steady state. This problem associated with transmission line overcurrent relays causes them to operate improperly.

With the realization of this titling work, a computational tool is available that facilitates the analysis of the behavior of transmission line overcurrent protections, either when conventional faults or short circuits with evolving currents occur. In this way, this tool can show whether the operation of the mentioned protections was incorrect or if on the contrary such operation was within the expected operation, considering its parameterization and adjustment.

As an additional element for the analysis, and considering the characteristics of the overcurrent protections installed in transmission lines, a routine was developed that allows the visualization of the directional operation zone established with the polarization method parameterized in the relays.

KEYWORDS: Directional relay, evolutionary fault, COMTRADE, MATLAB, DIgSILENT PowerFactory.

1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad las empresas propietarias de las instalaciones eléctricas de generación, transmisión y distribución cuentan con procedimientos propios para el ajuste de las protecciones eléctricas, procedimientos que, a más de los criterios utilizados para coordinación, generalmente contemplan la ejecución de estudios de cortocircuito (fallas) realizados en programas computacionales con licencia y que proporcionan la información base para el ajuste. Las señales de voltaje y de corriente utilizadas para determinar el ajuste de los relés, son aquellas correspondientes al periodo estacionario en condiciones de cortocircuito (corriente de cortocircuito de estado estable).

Para el caso específico del ajuste de las protecciones de sobrecorriente, se emplea el valor eficaz de la componente alterna de la corriente de falla, la cual, en la mayoría de los eventos de cortocircuito que se presenta en un sistema eléctrico, permanece sin variaciones, es decir sin cambios en el valor eficaz a lo largo del tiempo mientras el cortocircuito se mantiene. Sin embargo, cuando esta característica de invariabilidad no se cumple en determinados eventos de cortocircuito, se presentan problemas de descoordinación de estas protecciones de sobrecorriente que a su vez provocan la desconexión innecesaria de un gran número de equipos del sistema y de grandes bloques de carga.

Lo mencionado anteriormente tiene un mayor impacto en el caso de líneas de transmisión y de distribución, componentes en los cuales se emplea con mucha frecuencia la protección de sobrecorriente, ya sea como protección primaria o como respaldo. Esta aseveración se fundamenta en los siguientes hechos:

- Las estadísticas señalan que los eventos de cortocircuito se presentan con mayor frecuencia en las líneas de transmisión y distribución, pues son los componentes más expuestos a condiciones externas y que cubren grandes longitudes.
- La protección de sobrecorriente es una de las protecciones más sensibles a los cambios topológicos en el sistema, entre los que se puede considerar las variaciones en la resistencia de falla.
- Las variaciones en la resistencia de falla ocasionan cambios en la magnitud de la corriente de cortocircuito de estado estable (lo que para el presente trabajo de titulación se denominarán como *corrientes evolutivas de cortocircuito*).
- Se han presentado fallas con corrientes evolutivas de cortocircuitos en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) ecuatoriano que han originado descoordinación de protecciones de sobrecorrientes, desconectando mayor cantidad de equipos al mínimo necesario.

En virtud a lo señalado, se presenta la necesidad de desarrollar una herramienta computacional que permita realizar el análisis del funcionamiento de las protecciones de sobrecorriente instaladas en líneas de transmisión, ante la presencia de corrientes evolutivas de cortocircuito, lo cual no se realiza en los programas comerciales pues no cuenta con un módulo dedicado para esto.

Adicionalmente, dado que las protecciones en líneas de transmisión cuentan con la propiedad de direccionalidad, es necesario que la herramienta a ser desarrollada permita verificar que las fallas analizadas hayan ocurrido en la dirección de supervisión de la protección de sobrecorriente. Esta herramienta puede ser de uso académico y de la industria.

En el presente trabajo de titulación se detalla el desarrollo de una herramienta computacional elaborada en el software MATLAB que permite calcular el tiempo de operación de un relé de sobrecorriente y representar la ubicación de una falla dentro de la zona de operación. Los fundamentos teóricos requeridos para el desarrollo de este trabajo de titulación y para las rutinas implementadas en la elaboración de la herramienta computacional, se encuentran dentro del capítulo 1. En el capítulo 2 se detalla la herramienta desarrollada en el entorno visual GUIDE de MATLAB.

La modelación de un sistema eléctrico de potencia de prueba en PowerFactory de DIgSILENT, en que se realizaron varias simulaciones para evaluar y analizar los resultados obtenidos al emplear la herramienta, es detallada en el capítulo 3. También se muestran los resultados obtenidos con fallas en eventos reales ocurridos en el Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano, para la validación de la herramienta implementada.

Por último, se presentan las conclusiones obtenidas con el desarrollo de este trabajo, y algunas recomendaciones que pueden ser consideradas en estudios subsiguientes o relacionados a éste, lo cual se detalla en el capítulo 4.

1.1 OBJETIVOS

El objetivo general de este Proyecto Técnico es:

- Desarrollar una herramienta computacional para el análisis del funcionamiento de la protección de sobrecorriente direccional de líneas de transmisión ante la presencia de corrientes evolutivas de cortocircuito, utilizando información almacenada en archivos de formato COMTRADE.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Recopilar información de las protecciones de sobrecorriente de líneas de transmisión, de los archivos en formato COMTRADE y de las corrientes evolutivas de cortocircuito para su posterior análisis y modelación.
- Desarrollar una rutina computacional en MATLAB que permita modelar relés direccionales de sobrecorriente y determinar sus tiempos de operación ante la presencia de corrientes evolutivas de cortocircuito almacenadas en archivos COMTRADE.
- Elaborar una rutina computacional en MATLAB que, considerando los métodos de polarización frecuentemente parametrizados en los relés de sobrecorriente de neutro de las líneas del SNT ecuatoriano, permita visualizar la zona de operación de los relés modelados.
- Probar la herramienta computacional desarrollada mediante la utilización de archivos COMTRADE generados en un sistema eléctrico de prueba modelado en PowerFactory de DIgSILENT.
- Validar la herramienta computacional desarrollada empleando información obtenida de fallas reales, de cortocircuitos convencionales y con corrientes evolutivas, ocurridas en el SNT ecuatoriano.

1.2 ALCANCE

Se realizará en primera instancia un relevamiento de información de la literatura técnica disponible en relación al funcionamiento, modelamiento y ajustes de la protección direccional de sobrecorriente para líneas de transmisión. Se buscará también información concerniente a los métodos de polarización típicamente utilizados en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) ecuatoriano, de modo que los mismos puedan ser modelados en la herramienta computacional a ser desarrollada. En lo que respecta a los archivos en formato COMTRADE y a las corrientes evolutivas de cortocircuito, se analizará la literatura técnica correspondiente en relación a su procesamiento y simulación.

La herramienta computacional que se desarrollará utilizando rutinas en el software MATLAB, permitirá la lectura y procesamiento de la información almacenada en archivos COMTRADE, y permitirá también modelar relés de sobrecorriente direccional, considerando sus ajustes en cuanto al tipo de curva, tap y dial, así como el método de polarización utilizado, lo que a su vez viabilizará analizar el comportamiento de esta protección ante diferentes corrientes de cortocircuito, entre las que se considerarán corriente convencionales y evolutivas.

Para desarrollar un análisis adecuado del comportamiento de la protección de sobrecorriente de líneas de transmisión, se elaborará una rutina que facilite obtener de forma gráfica la zona de operación direccional del relé de neutro modelado.

La herramienta computacional será puesta a prueba con el procesamiento de información de archivos COMTRADE generados a través de la simulación de cortocircuitos en una línea de transmisión perteneciente a un sistema eléctrico de prueba modelado en el programa PowerFactory de DIgSILENT.

Para la simulación de corrientes evolutivas se considerarán cortocircuitos monofásicos con variaciones en la resistencia de falla a ser modelada, lo cual hará posible obtener corrientes de cortocircuito en estado estable cuyo valor eficaz variará a lo largo de la simulación. Las corrientes de cortocircuitos convencionales, que serán utilizadas también para probar la herramienta, se obtendrán a través de la simulación tradicional de diferentes tipos de cortocircuito en PowerFactory.

Por último, la herramienta computacional será validada con la comparación de los resultados obtenidos a través de la misma, con aquellos arrojados por relés de sobrecorriente direccional de neutro instalados en líneas de transmisión, ante la ocurrencia de fallas reales (de cortocircuitos convencionales y con corrientes evolutivas) en el SNT ecuatoriano.

1.3 MARCO TEÓRICO

A continuación, se describen algunos de los conceptos y criterios importantes relacionados con el análisis del funcionamiento de las protecciones de sobrecorriente direccional de las líneas de transmisión ante la presencia de corrientes de cortocircuito (tradicionales y evolutivas), y el procesamiento de las señales almacenadas por las mismas en los denominados archivos en formato COMTRADE.

1.3.1 ANORMALIDADES DENTRO DE UN SISTEMA DE POTENCIA

La Figura 1.1 muestra las anormalidades que se pueden presentar en un sistema de potencia [1].

El trabajo de titulación está enfocado al análisis de fallas tipo cortocircuito (fallas tradicionales) y fallas evolutivas dentro de una línea de transmisión.

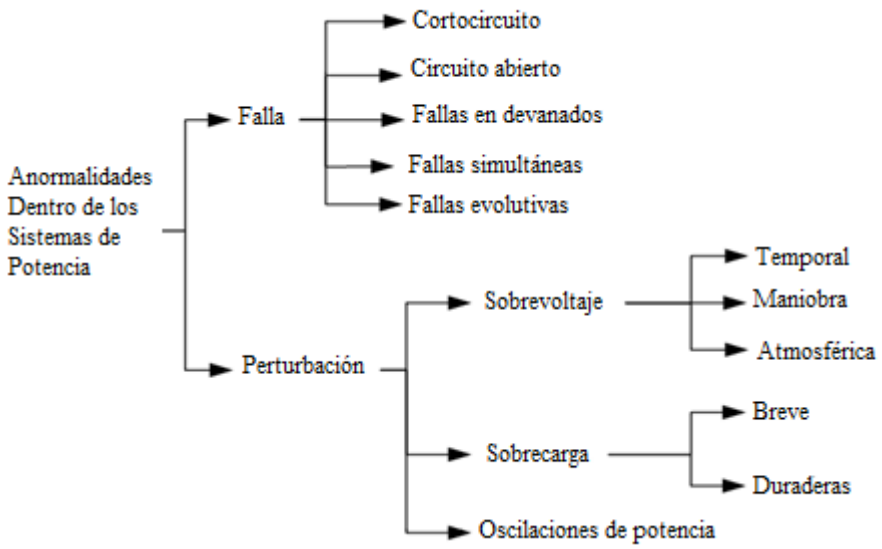


Figura 1.1 Anormalidades de un Sistema de Potencia [1]

1.3.2 CORTOCIRCUITOS EN SISTEMAS DE POTENCIA

Los cortocircuitos o también conocidos como fallas, son perturbaciones originadas por el contacto con una impedancia relativamente baja entre dos puntos de diferente potencial en un circuito.

En líneas aéreas, los cortocircuitos son más frecuentes y en la mayoría de los casos se generan por rupturas o contaminaciones de las cadenas de aisladores, contacto accidental de la línea con cuerpos extraños, cortadura de conductores, balanceo de los conductores por la acción de vientos, etc.

Las consecuencias de un cortocircuito se deben tanto a los efectos de la sobrecorriente como a las caídas de voltaje originadas por ésta. Las corrientes de cortocircuito alcanzan magnitudes mayores que los valores nominales en transformadores, generadores, líneas, etc. Si estas corrientes circulan por un periodo prolongado, pueden causar un serio daño térmico al equipo y problemas de estabilidad en el sistema eléctrico de potencia (SEP) [2].

1.3.2.1. Tipos de cortocircuitos

Las fallas pueden ser de dos tipos: asimétricas, cuando se produce un desbalance entre fases; y simétricas cuando no se produce un desbalance entre fases. Los cortocircuitos monofásicos, bifásicos aislados, bifásicos a tierra pertenecen al primer grupo y los cortocircuitos trifásicos corresponden al segundo grupo [3].

1.3.2.2. Componentes simétricas

Al ocurrir un desbalance en el sistema se aplica el método de las componentes simétricas desarrollado por Fortescue, este teorema establece una descomposición de un sistema trifásico desbalanceado en tres conjuntos del sistema simétrico: componente de secuencia positiva, negativa y cero [4].

Según se muestra en la Figura 1.2, rotan con la misma frecuencia del sistema trifásico inicial (ω) y en la dirección que se detalla a continuación:

La componente de secuencia positiva consiste en tres fasores desplazados 120° entre sí en orden abc en sentido horario. Las componentes de secuencia negativa consisten en tres fasores desplazados 120° entre sí en orden acb en sentido horario. Las componentes de secuencia cero consisten en tres fasores con la misma dirección [4].

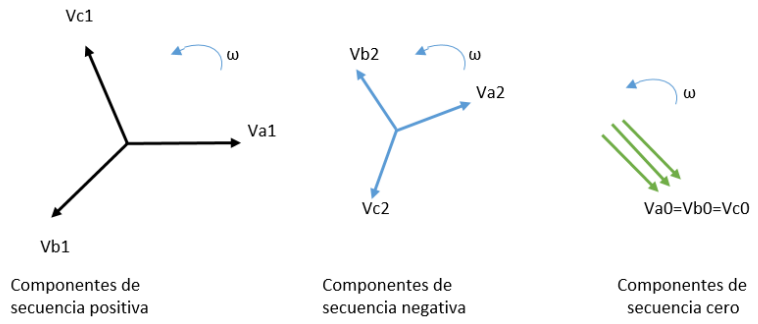


Figura 1.2. Componentes simétricas de secuencia [4]

Con la suma de las componentes de secuencia para cada fase se obtiene el sistema desbalanceado original como se muestra en la Figura 1.3.

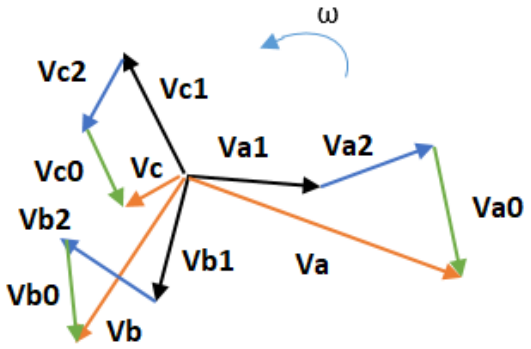


Figura 1.3. Combinación de componentes simétricas de secuencia [4]

1.3.2.2.1. Relación entre las cantidades de secuencia y de fase

Se usa el operador α para representar desfasamientos de 120° entre las cantidades simétricas, ya que al multiplicar este operador por un fasor, este último rota 120° adicionales

en sentido antihorario. Las ecuaciones que relacionan a las componentes de secuencia y de fase están dadas por las siguientes expresiones [3]:

$$Va = Va0 + Va1 + Va2 \qquad (1.1)$$

$$Vb = Vb0 + Vb1 + Vb2 = Va0 + a^2Va1 + aVa2 \qquad (1.2)$$

$$Vc = Vc0 + Vc1 + Vc2 = Va0 + aVa1 + a^2Va2 \qquad (1.3)$$

Por lo anterior, las formas matriciales de las ecuaciones se expresan como:

$$\begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Va0 \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} Va0 \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix} \qquad (1.4)$$

También,

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \qquad (1.5)$$

En seguida,

$$\begin{bmatrix} Va0 \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} = A^{-1} \begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} \qquad (1.6)$$

Por lo tanto,

$$3V0 = Va + Vb + Vc \qquad (1.7)$$

$$3V1 = Va + aVb + a^2Vc \qquad (1.8)$$

$$3V1 = Va + a^2Vb + aVc \qquad (1.9)$$

Para la relación con fasores de corriente también se utilizan las ecuaciones anteriores.

1.3.2.3. Redes de secuencia

Para el análisis de un sistema desbalanceado a través de componentes simétricas se hace uso de tres redes independientes, las cuales permiten el aparecimiento de las componentes de secuencia en una falla y se conectan entre sí en el punto en el que ocurre la falla, como se muestra en la Figura 1.4 [3].

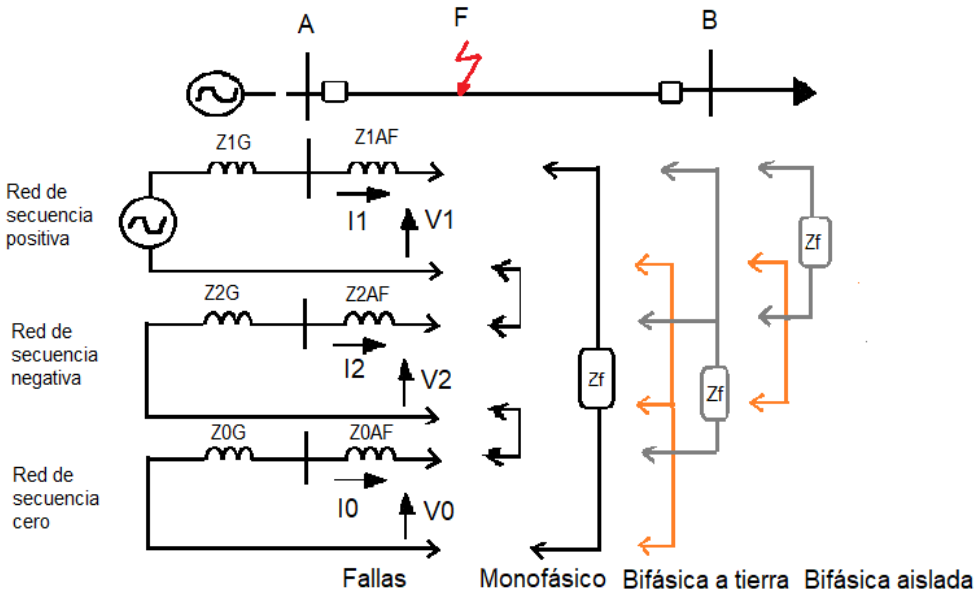


Figura 1.4. Conexión de redes de secuencia [3]

Observaciones:

- Las impedancias Z_1, Z_2, y Z_0 son secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente.
- La impedancia Z_f es la impedancia de falla entre los puntos de cortocircuito, normalmente resistiva.
- En las fallas monofásicas y bifásicas a tierra existe un camino de flujo de corriente por tierra por lo que aparecen las corrientes se secuencia cero; esto no sucede en fallas bifásicas aisladas y trifásicas [3].

1.3.3 FALLAS EVOLUTIVAS EN SISTEMAS DE POTENCIA

Las fallas evolutivas son fallas que cambian (en magnitud y/o tipo) durante el tiempo de ocurrencia de las mismas, éstas son causadas comúnmente por el alargamiento y posible propagación del arco eléctrico a otras fases y eventualmente a otros circuitos [1]. Dentro de la conceptualización de las fallas evolutivas, se considera la variación del valor eficaz de la señal de corriente durante el estado estable del cortocircuito, lo cual se produce debido al cambio de la resistencia que presenta el arco eléctrico, siendo este tipo de fallas evolutivas, las analizadas en este trabajo de titulación.

1.3.4 FASORES

Es la representación de una onda sinusoidal que no varía su amplitud ni su frecuencia en el tiempo. La función de una sinusoidal está dada por la ecuación (1.10) [5].

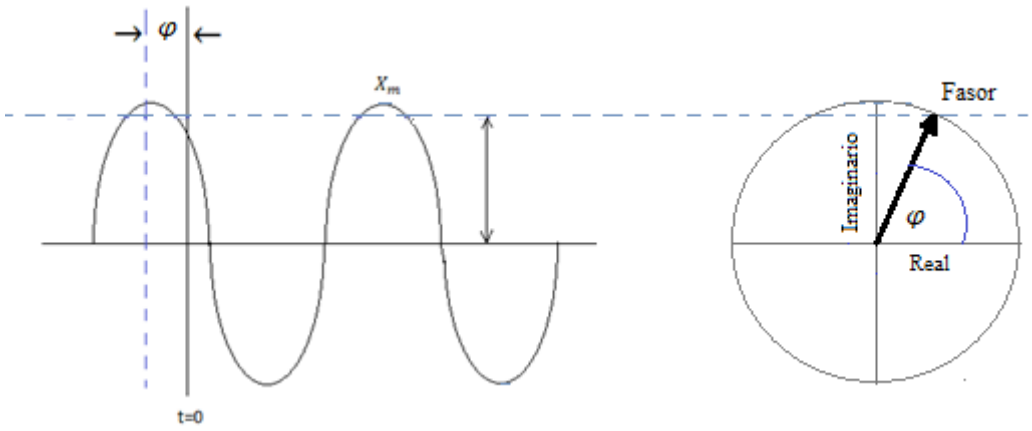


Figura 1.5. Función sinusoidal y su representación fasorial [5]

$$x(t) = X_m \cos(wt + \varphi) \qquad (1.10)$$

En donde:

X_m = Valor pico de la señal

w = Frecuencia angular de la señal [rad/s]

φ = Ángulo de fase [rad]

La ecuación (1.10) está representada por un número complejo que se puede expresar de la siguiente forma:

$$x(t) \leftrightarrow X = (\frac{X_m}{\sqrt{2}})e^{j\varphi} \qquad (1.11)$$

Así mismo,

$$X = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right)[\cos\varphi + jsen\varphi] \qquad (1.12)$$

Lo que indica que la magnitud del fasor X equivale al valor RMS de la señal, y el ángulo φ constituye un valor que depende de la escala de tiempo, donde t=0.

Una representación fasorial es posible cuando se considera una forma de onda sinusoidal pura, ya que no varía ni su magnitud ni su frecuencia en el tiempo, pero, generalmente esto no ocurre ya que la señal frecuentemente presenta perturbaciones. Si la señal no es una onda sinusoidal pura, se debe realizar una estimación fasorial en la que cual el fasor representa la componente de su frecuencia fundamental calculada sobre un lapso de tiempo.

Para la estimación de fasores durante eventos transitorios se puede utilizar diferentes métodos: cuadrado de errores mínimo, filtros Kalman, Transformada Discreta de Fourier (DFT), cruce por cero, etc. El presente trabajo de titulación utiliza la DFT.

A partir de muestras tomadas en instantes discretos en el tiempo de una señal de entrada, la DFT calcula la transformada de Fourier. Asumiendo que la señal es muestreada a una frecuencia de muestreo $F_s = Nf_o$, donde N es igual a las muestras por ciclo de la señal de entrada, la ecuación (1.10) se puede escribir de la siguiente manera (ecuación (1.13)):

$$x(t) = X_m \cos(2\pi f_o t + \varphi) \qquad (1.13)$$

Cada una de las muestras de entrada *N* está dada por:

$$X_n = X_m \cos(n\theta + \varphi) \qquad (1.14)$$

Donde θ es el ángulo de muestra y es igual $2\pi/N$.

"En condiciones transitorias se puede considerar que el fasor representa un estimado de la componente de la frecuencia fundamental de una señal vista a través de una ventana finita" [6], de modo que, para un periodo de la señal *x*(*t*) con *N* muestras x_n se tiene:

$$X = \frac{1}{\sqrt{2}}\frac{2}{N}\sum_{n=0}^{N-1} x_n\, e^{-jn\frac{2\pi}{N}} \qquad (1.15)$$

O en su forma compleja:

$$X = \frac{1}{\sqrt{2}}\frac{2}{N}\left\{\sum_{n=0}^{N-1} x_n \cos\left(n\frac{2\pi}{N}\right) - j\sum_{n=0}^{N-1} x_n \operatorname{sen}\left(n\frac{2\pi}{N}\right)\right. \qquad (1.16)$$

Cuando la N-ésima muestra ha sido tomada y el fasor ya ha sido estimado por la Ecuación (1.16), se debe tomar la nueva ventana que inicia en n=1 y termina en *N* como se observa en la Figura 1.6.

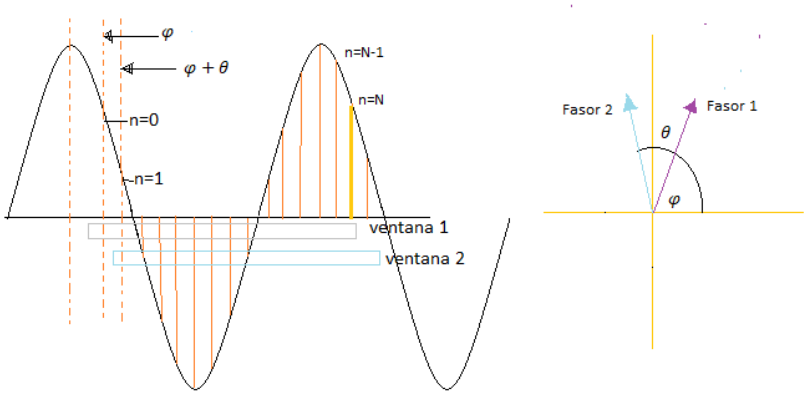


Figura 1.6. Actualización de ventana de datos para estimaciones fasoriales [5]

El fasor 1 y fasor 2 representan las estimaciones de las ventanas 1 y 2 respectivamente, para el caso de la ventana 1 se puede observar que la ventana está retrasando al pico de la señal en un ángulo φ, mientras que en el caso de la ventana 2 el ángulo es igual a $\varphi + \theta$, en donde θ es el ángulo entre las muestras.

1.3.5 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

El sistema de protecciones eléctricas se define como el conjunto de elementos, equipos y controles que asociados permiten proteger a un sistema eléctrico de posibles fallas o perturbaciones. Las protecciones desconectan un equipo o área del SEP antes de exista averías o inestabilidad [7].

1.3.5.1. Componentes principales de un sistema de protecciones

- *Transformadores de corriente y potencial*

Estos equipos se encargan de obtener señales de corriente y voltaje en puntos importantes del sistema. Los TC (transformadores de corriente) y TP (transformadores de potencial) permiten aislar el sistema de protecciones de los altos niveles de corrientes y voltajes. Las señales obtenidas pueden ser alimentadas a los relés [8].

- *Relés*

Son dispositivos que reciben información del sistema, y pueden discriminar condiciones normales y anormales de operación; básicamente un equipo que detecta cualquier tipo de falla.

Si el sistema empieza a operar de forma anormal se define un punto de arranque del relé a partir del cual envían las señales de apertura de disyuntores u otros equipos de seccionamiento.

- *Interruptores de potencia*

Los disyuntores tienen la capacidad de abrir o cerrar los circuitos en condiciones de carga. Estos dispositivos actúan para aislar equipos o zonas en caso de fallas o para mantenimientos.

- *Circuitos de control*

Son dispositivos que interconectan los tres componentes anteriores como los son los alambrados de tecnología PLC, dispositivos auxiliares como alarmas, relés auxiliares, lámparas indicadoras.

También engloba al sistema de alimentación del sistema de protección. En la Figura 1.7 se muestra los componentes de un sistema de protección.

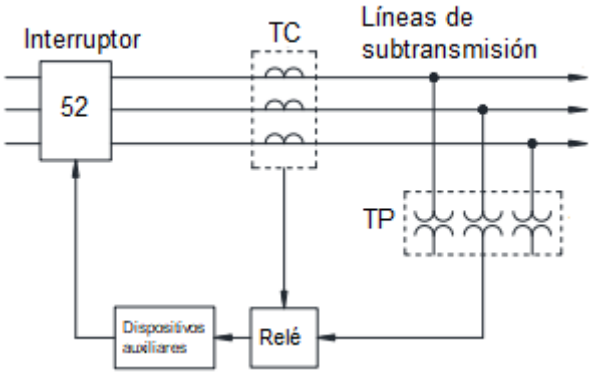


Figura 1.7 Componentes de un sistema de protecciones [8]

1.3.5.2. Zonas de protección

La aplicación de protecciones, divide el SEP en zonas de operación que pueden ser protegidas adecuadamente con la mínima cantidad de equipos desconectados frente a la ocurrencia de una falla. Considerando el equipo de protección contra cortocircuitos, existen dos grupos: protecciones primarias o principales y protecciones de respaldo [1].

Al ocurrir una falla ambas protecciones inician su operación, pero la principal, por tener menor tiempo de operación cumple su función como primera línea de defensa.

1.3.5.2.1. Protección primaria

Es la primera línea de protección que debe operar inmediatamente después de que uno de sus elementos detecte un cortocircuito para minimizar el impacto del mismo.

En la Figura 1.8 se observa que los componentes o grupos de componentes considerados como zonas de protección son:

1. Generador
2. Transformador
3. Barra de Subestaciones
4. Líneas de transmisión
5. Cargas

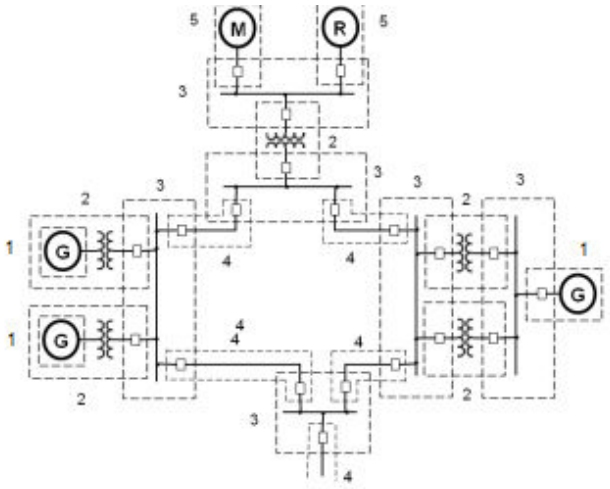


Figura 1.8. Zonas de protección en un SEP [9]

Tres características importantes de la división de una SEP en zonas de protección son:

1. Los interruptores están ubicados en el punto de conexión de cada componente del sistema.
2. Las zonas de protección circunscriben a estos componentes o unidades.
3. Las zonas adyacentes se traslapan alrededor de los interruptores comunes.

1.3.5.2.2. Protección de respaldo

Tiene como objetivo aislar o eliminar la falla cuando la protección primaria no lo hace.

Ambas protecciones inician su funcionamiento de forma simultánea, pero la protección de respaldo siempre deberá tener un mayor tiempo de operación que la protección primaria, para ordenar el disparo del disyuntor.

Esta protección se emplea únicamente para protecciones de cortocircuito, debido a que son el tipo predominante de falla en un sistema de potencia y generalmente el más dañino.

La protección de respaldo también es utilizada para proporcionar protección primaria, cuando el equipo que debería ocuparse de esto se encuentre fuera de servicio por reparación o mantenimiento [10].

La protección de respaldo puede ser remota o local. La protección de respaldo remota se encuentra en zonas adyacentes y solo dispara disyuntores en su zona. La protección de respaldo local se encuentra dentro de la zona en la que se produce la falla y dispara el disyuntor principal o los disyuntores en zonas adyacentes [11].

1.3.5.3. Propiedades de los Sistemas de Protección

Todas las protecciones que cubren un sistema eléctrico, deben cumplir una serie de características, para que, en conjunto, cada esquema de protección trabaje asociado al resto, con el objetivo de despejar fallas y/o perturbaciones. Estas características o propiedades se describen a continuación [11]:

1.3.5.3.1. Sensibilidad

El sistema de protecciones debe operar frente a una falla por mínima que ésta sea. Una desviación de las condiciones de operación de un sistema de energía eléctrica, respecto de las condiciones normales, implica que el sistema de protecciones debe operar [4].

1.3.5.3.2. Selectividad

Permite discriminar la ubicación del elemento o equipo del sistema de energía eléctrica afectado y, por consiguiente, actuar de modo de aislarlo del resto del sistema, el que debe seguir en operación normal [11].

1.3.5.3.3. Rapidez

Operación en el tiempo mínimo posible luego de la ocurrencia de una falla o condición anormal. Las ventajas de contar con una rapidez en la operación y aislamiento de falla, son las siguientes [8], [10]:

- Evita la inestabilidad del sistema.
- Acorta el tiempo durante el cual el voltaje disminuye.
- Aumenta la efectividad de la reconexión automática, si aplica.
- Disminuye el daño de los equipos, entre otros.

1.3.5.3.4. Confiabilidad

Se define como la probabilidad de que dicho sistema funcione correctamente cuando se requiere que actué. La confiabilidad tiene dos aspectos:

1. El sistema debe obtenerse de funcionar, innecesariamente, en caso de fallas fuera de su zona de protección.
2. El sistema debe funcionar en presencia de una falla que esté dentro de su zona de protección [10].

1.3.5.4. Clasificación de Relés de Protección

Los relés de protección pueden ser clasificados por diferentes criterios, por ejemplo, en base al principio de operación o construcción, tecnología, función general, señal de entrada, tipo de protección, entre otros.

En el presente capítulo únicamente se mencionan las diferentes clases de relés de acuerdo a su tecnología y función general, por ser la más adecuada para la introducción a los conceptos de direccionalidad.

- *Según su tecnología:*

A lo largo de los años, los relés han cambiado su tecnología de fabricación, en todas sus formas han sido renovadas progresivamente en la reducción de tamaño y mejoras de funcionalidad.

Según este criterio, los relés pueden clasificarse en electromecánicos, estado sólido o estáticos, digitales, numéricos [12].

- *Según su función general:*

El Instituto Americano de Estándares Nacionales (ANSI, por sus siglas en inglés), ha estandarizado los relés de protección de acuerdo con su función general a través del código ANSI, como se muestra en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Resumen del Código ANSI para relés de protección [13]

Dispositivo	**Código ANSI**
Relé de distancia	21
Relé de bajo voltaje	27
Relé de potencia inversa	32
Relé de sobrecorriente de secuencia negativa	46
Relé de sobrecorriente instantánea	50
Relé de sobrecorriente temporizado	51
Relé de sobrecorriente direccional	67
Relé de teleprotección	85
Relé diferencial	87

1.3.6 RELÉS DE SOBRECORRIENTE

El aumento de corriente puede ser uno de los fenómenos que ocurren durante las anormalidades y en particular, durante la ocurrencia de cortocircuitos, sobrepasando los valores normales de operación. La protección de sobrecorriente permite discriminar la ocurrencia de fallas y por consiguiente se emplea ampliamente en sistemas eléctricos, ya sea como protección principal o de respaldo [8].

Para una correcta aplicación de los relés de sobrecorriente, es necesario considerar dos variables fundamentales en términos de selectividad y velocidad:

1. Niveles de corriente mínima de operación.
2. Características de tiempos de operación.

La corriente mínima de operación (generalmente se la denomina corriente de arranque, tap o pick-up) es la referencia ajustada en el relé que limita el cambio de estado de no operación a operación; es decir, si la corriente de entrada al relé supera la corriente pick-up, el relé empieza su estado de operación [8].

Las características de tiempos de operación de los relés de sobrecorriente, de acuerdo a las curvas características de operación, son variadas y se pueden observar en la Figura 1.9.

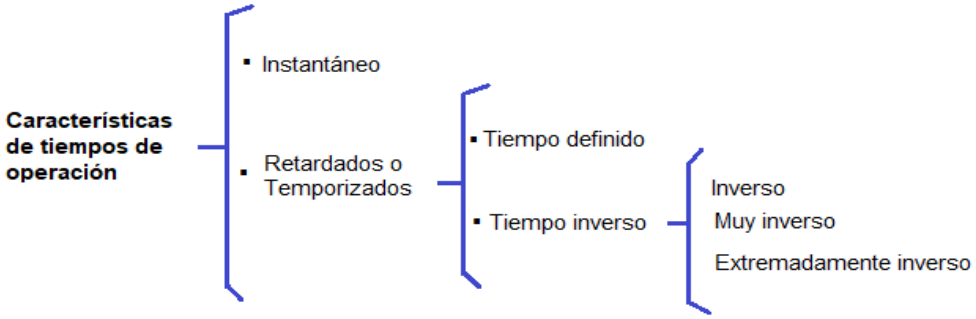


Figura 1.9. Característica de tiempo de relés de sobrecorriente [8].

1.3.6.1. Configuración del relé

El relé se configura a través de la selección y modificación de las características tiempo-corriente (Figura 1.10); estas modificaciones se desarrollan sobre la corriente I_{TAP}, el dial y tipo de curva.

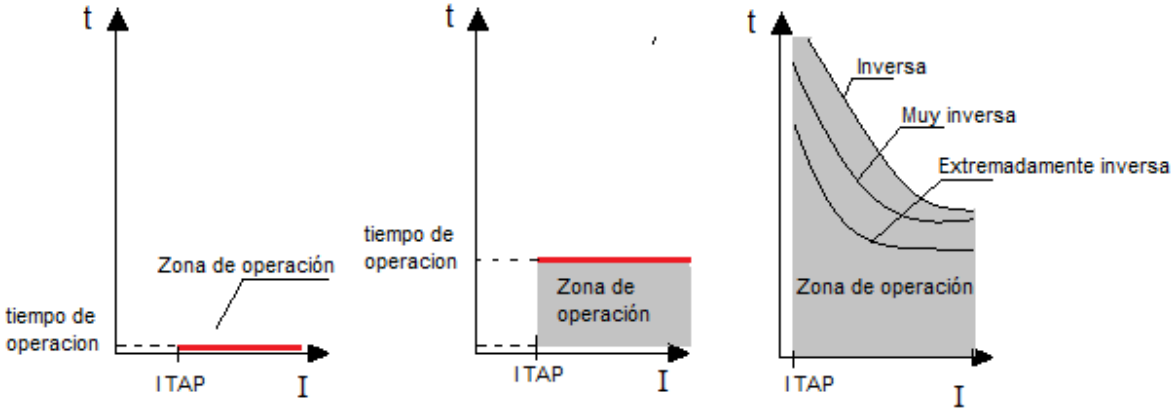


Figura 1.10. Curvas características tiempo-corriente de un relé de sobrecorriente [9]

- *La I_{TAP} :*

Es un parámetro que fija el límite sobre el cual el relé puede arrancar y su configuración es un desplazamiento horizontal de la curva.

- *El Dial:*

Para relés temporizados es el desplazamiento en tiempo (vertical) de las curvas características.

- *Tipo de curva:*

Generalmente se modelan mediante ecuaciones exponenciales, existiendo tipo de curva: inversa, muy inversa o extremadamente inversa [8].

1.3.6.2. Ecuación característica de tiempo-corriente de los relés de sobrecorriente

Las características de operación según la norma IEC 60255-3 y la norma ANSI/IEEE Std. C37.112.1996 se modelan mediante la ecuación [15]:

$$t = dial \times \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^{\propto} - 1} + C \right) \qquad (1.17)$$

Donde

t = Tiempo de operación del relé en [s].

I = Corriente de operación del relé en [A].

K, α = parámetros que definen la curva característica de operación, representan un parámetro de diseño de relé.

I_s = corriente de arranque del relé (tap o pick-up).

dial = ajuste multiplicativo de tiempo, es un factor que permite obtener diferentes tiempos de operación para un mismo tipo de curva.

C = parámetro que define la curva característica de operación y representa el tiempo de operación ante altas corrientes que producen la saturación de la bobina del relé.

Las constantes *α, K, C* determinan el grado de característica inversa del relé y sus valores normalizados se muestran en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Constantes para la ecuación exponencial- características de operación inversa de los relés de sobrecorriente.

Curva característica		IEC [16]			ANSI/IEEE [17]		
		A	*K*	*C*	*A*	*K*	*C*
Tiempo definido		-	0	1	-	-	-
Normalmente Inversa	NI	0,02	0,14	0	2,0938	8,9341	0,17966
Muy Inversa	VI	1	13,5	0	2	3,922	0,0982
Extremadamente Inversa	EI	2	80	0	2	5,64	0,02434
Inversa de Largo Tiempo	LI	1	120	0	1	5,6143	2,18592

1.3.6.3. Clasificación de los relés de sobrecorriente según su sentido de detección de corriente

Los relés de sobrecorriente se pueden clasificar en dos tipos de acuerdo al sentido de detección de la corriente [16]:

- No direccional: Opera para sobrecorrientes que circulan en ambos lados de su ubicación. Ejecuta su función sin importar el sentido en que circula la corriente. En las normas ANSI / IEEE Std. C37-2-2008 [19] se designan por los números 50 y 51. Normalmente son utilizados en sistemas radiales.

- Direccional: Solo opera cuando verifica que la corriente sobrepasa el valor de arranque, y que además circula en el sentido de ajustes asignado, dentro de su zona protegida, este relé se designa por el número 67.

1.3.7 RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El elemento más susceptible de fallas en una red eléctrica es la línea de transmisión, ya que está expuesta en toda su longitud a condiciones climatológicas, ambientales y externas al control de su operación.

La protección de líneas con relés de sobrecorriente es más económica y sencilla, pero la más difícil de aplicar por los problemas de coordinación y selectividad que se presentan. Sin embargo, utilizando la amplia gama de características de tiempo de operación que existe y las restricciones de tipo de direccional, se logra superar estos problemas [18].

Los relés de sobrecorriente direccional están constituidos por dos unidades, una que mide la magnitud de la corriente (unidad de sobrecorriente), y otra que determina la dirección del flujo de potencia en el elemento del sistema asociado (unidad direccional).

El disparo del interruptor asociado solo se produce cuando la corriente es mayor al valor pick-up prestablecido y la dirección del flujo concuerda con la ajustada en el relé. Sí, solamente la corriente supera el valor del pick-up, y el sentido del flujo no coincide con el configurado, no hay orden de apertura [14], [17].

En la Figura 1.11 se observa este funcionamiento, considerando la corriente en términos fasoriales para la discriminación. En ambos casos se asume que la falla ha superado el valor pick-up de la protección, de modo que el relé ha detectado la falla, a pesar de que la operación se produce solo para el sentido de flujo considerado [10].

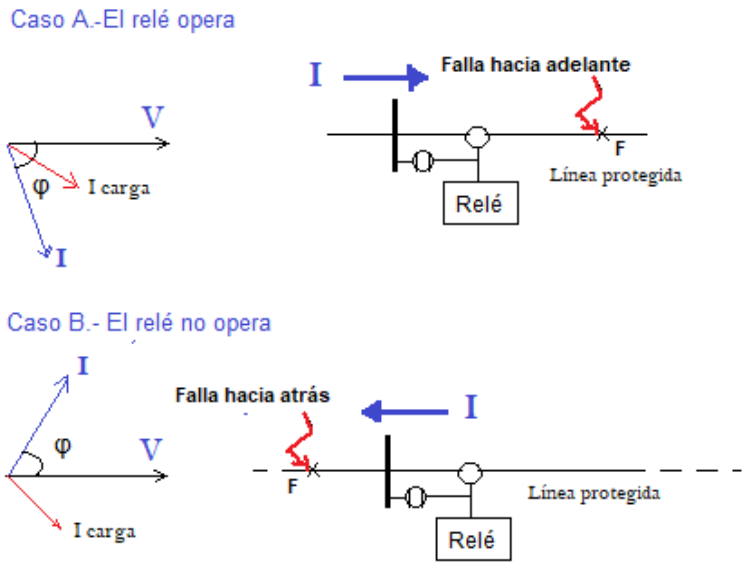


Figura 1.11. Funcionamiento básico de la protección de sobrecorriente direccional [10].

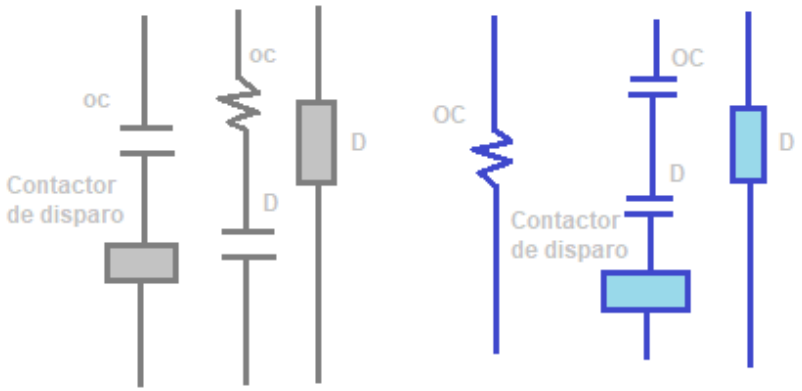
Existen dos maneras en las que el elemento direccional actúa sobre el elemento de sobrecorriente para obtener la dirección del flujo de potencia:

- Control direccional: Los contactos del relé direccional y de sobrecorriente se combinan de tal manera que, mientras no opere la unidad direccional, tampoco se habilitará la unidad de sobrecorriente. El circuito de disparo del interruptor solo incluye contactos del relé de sobrecorriente, ya que el elemento direccional debe operar previamente.

- Supervisión direccional: Los contactos del relé direccional y de sobrecorriente se conectan en serie con el contactor de disparo: donde deben operar los dos elementos

(cerrando sus contactos) para cerrar el circuito y permitir que el interruptor de potencia se abra.

Los dos casos se muestran en la Figura 1.12, donde D indica la unidad direccional y OC la unidad de sobrecorriente [14].



a) b)

Figura 1.12. Métodos para obtener la dirección del flujo de potencia [14]: a) Por control, b) Por supervisión [20]

1.3.8 UNIDAD DIRECCIONAL

1.3.8.1. Principio de Operación

En la Figura 1.13 se observa un relé con entradas de corriente y de voltaje que se conectan a la salida de los TCs y TPs. El paso de una corriente sinusoidal *I* por la bobina 1 origina un flujo magnético variable $\emptyset_1$. Por otro lado, el paso de una corriente I_v por la bobina 2, producto de haber conectado un voltaje sinusoidal *V* a través del circuito desfasador indicado, provoca un flujo magnético variable $\emptyset_v$. Estos flujos están dados por las ecuaciones (1.18) y (1.19); estos se hallan desfasados entre sí en un ángulo δ. En la Figura 1.14 se puede observar las direcciones de dichos flujos en un instante en el que ambos cruzan el disco perpendicularmente en la dirección indicada con magnitud positiva [19].

$$\emptyset_I = \emptyset_I \sin(wt + \delta) \qquad (1.18)$$

$$\emptyset_v = \emptyset_v \sin(wt) \qquad (1.19)$$

Donde:

$\emptyset_I$= Magnitud del flujo $\emptyset_I$ por la bobina 1 (bobina de corriente).

$\emptyset_V$= Magnitud del flujo $\emptyset_V$ por la bobina 1 (bobina de voltaje).

w= Frecuencia angular del sistema.

Los flujos $\emptyset_I$ y $\emptyset_V$ provocan corrientes de Foucault en el disco giratorio $i_{\emptyset I}$ e $i_{\emptyset V}$ respectivamente [6], las mismas que están dadas por las ecuaciones (1.20) y (1.21) y además se muestran en la Figura 1.14.

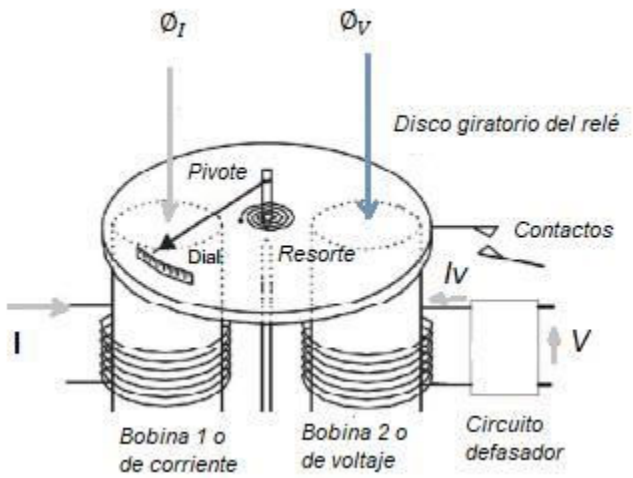


Figura 1.13. Generación de flujos magnéticos en un relé electromecánico tipo disco [20]

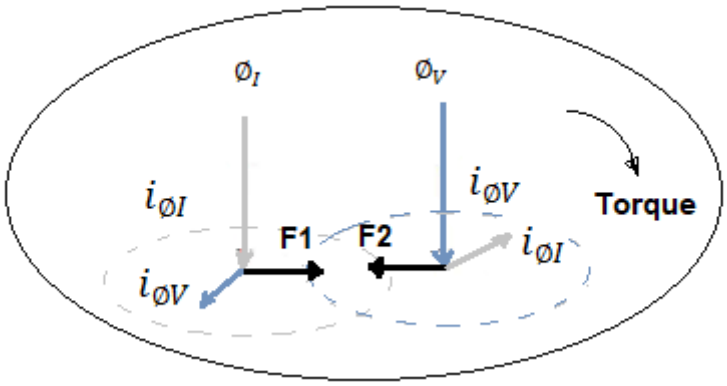


Figura 1.14. Generación de torque en un relé electromecánico direccional tipo disco [20]

$$i_{\emptyset;}\alpha\frac{d_{\emptyset l}}{dt}\alpha\emptyset_l\cos(wt+\delta) \qquad (1.20)$$

$$i_{\emptyset V}\alpha\frac{d_{\emptyset V}}{dt}\alpha\emptyset_V\cos(wt) \qquad (1.21)$$

Como se observa en la Figura 1.14, al considerar que el elemento en el que fluyen las corrientes de Foucault es el disco giratorio, la interacción entre $i_{\emptyset l}$ e $i_{\emptyset V}$ produce la fuerza F2 en el disco. Las fuerzas producidas son opuestas entre sí, según la ecuación (1.22) [8]:

$$F=(F1-F2)\alpha(\emptyset_I\ x\ i_{\emptyset V}-\emptyset_V\ x\ i_{\emptyset I}) \qquad (1.22)$$

Remplazando las ecuaciones (1.18) a (1.21) en la ecuación (1.22) se genera la ecuación (1.23) del torque de giro en el disco [8]

$$T = K\emptyset_V\, \emptyset_I \sin(\delta) \qquad (1.23)$$

La ecuación (1.23) se puede expresar en función del voltaje y la corriente de entrada al considerar la Figura 1.15, donde se aprecia las cantidades fasoriales de las variables implicadas. Donde se obtiene las ecuaciones (1.24) y (1.25).

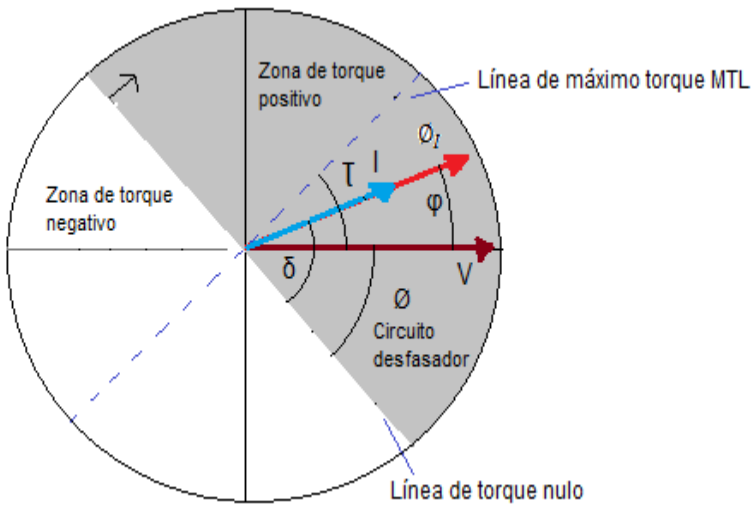


Figura 1.15. Diagrama fasorial de la generación de torque en un relé direccional [21]

$$T = K\, VI \sin(\delta) \qquad (1.24)$$

$$T = K\, VI \cos(\tau - \varphi) \qquad (1.25)$$

El término $\tau - \varphi$ es el Ángulo de Torque del relé, del cual depende el torque de giro. El máximo torque se produce cuando la corriente tiene un desfasamiento con respecto al voltaje (φ) igual a τ. Por lo que el ángulo τ se denominaba antiguamente como Ángulo de máximo torque (MTA) o Ángulo Característico del Relé (RCA).

Una corriente con desfasamiento de $\tau \pm 90^{\circ}$ no genera ningún torque, lo que define a la Línea de Torque nulo.

A pesar de que variables como MTL (Línea de máximo torque, Figura 1.15), RCA o ángulo de torque no existen físicamente en un relé numérico, los términos son usados para describir el mismo principio en estos dispositivos numéricos.

El acto de separar en dos partes el diagrama fasorial para definir que una posición corresponde a una falla hacia adelante y en una falla hacia atrás, es una convención; la

cual debe concordar con la dirección real de una falla a través de una división adecuada de este diagrama para que así exista congruencia. El ángulo RCA es ajustable en varios relés actuales y permite posicionar a la zona de operación de forma apropiada considerando los posibles desfasamientos entre el voltaje de referencia y la corriente de falla [22].

Por otro lado, el Ángulo de Operación del Relé (ROA) permite incrementar o reducir el área de la zona de operación y mantiene una simetría entre la separación angular de la MTL con los límites de dirección superior e inferior [29].

1.3.8.2. Polarización de la corriente de cortocircuito

Se conoce como polarización de la corriente de cortocircuito a la diferenciación de la dirección de una falla. Se conocen varias formas de polarizar la corriente; todas estas formas se conocen como Métodos de Polarización. La diferencia entre un método de otro, es la cantidad de polarización o de operación, la misma que define la dirección de una falla. Es usual denominar a la corriente como Cantidad de Operación y a la señal de referencia como Cantidad de Polarización; las dos se conocen como Variables de Comparación [23].

1.3.8.3. Unidad direccional de fase y de tierra

Cuando un relé de sobrecorriente de fase y tierra se adiciona con una unidad direccional, se especifica una protección de sobrecorriente direccional de fase (ANSI 67) y de tierra (ANSI 67N). Las cantidades de polarización y operación utilizadas por cada unidad son diferentes. La unidad de fase emplea corrientes de fase o combinación de ellas para cantidades de operación y voltajes de fase o una combinación de ellos para las cantidades de polarización. La unidad de tierra utiliza cantidades de secuencia cero o negativas [19].

1.3.9 MÉTODOS DE POLARIZACIÓN

Los métodos que se describen en este apartado, son los empleados en el trabajo de titulación por ser los métodos de polarización típicamente utilizados en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) ecuatoriano.

1.3.9.1 Métodos de Polarización de Unidad Direccional de Fase

Los métodos de polarización de la unidad de fase se constituyen de variaciones de las cantidades de polarización (Cpol) y operación (Cop) utilizadas para definir la dirección de una falla.

1.3.9.1.1. Método de Polarización en cuadratura

Éste es el método de polarización más utilizado actualmente [21]. Su nombre proviene de que el voltaje de polarización se encuentra en cuadratura o ángulo recto con respecto a la corriente cuando existe un factor de potencia unitario.

Este método polariza a la corriente de fase con los voltajes de línea que no involucran a la respectiva fase, como se muestra en la Figura 1.16, la zona de operación definida en la unidad direccional de la fase A. En este método el RCA típico es de 30° en sentido antihorario con respecto al voltaje de polarización; de modo que una corriente con un desfasamiento entre -60° y 120° con respecto al voltaje de polarización puede provocar el arranque del relé [21].

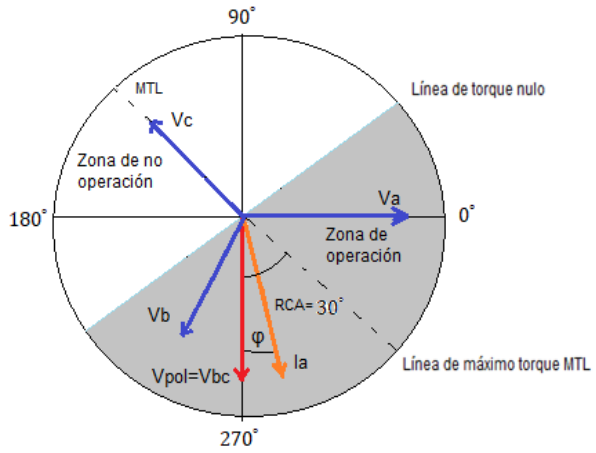


Figura 1.16. Diagrama fasorial del método de polarización en cuadratura [21]

La corriente de fase *Ia* es polarizada por el voltaje *Vbc*, la corriente *Ib* se polariza por el voltaje *Vca* y la corriente *Ic* por el voltaje *Vab* [21].

1.3.9.2 Método de polarización de la Unidad Direccional de Tierra

Los métodos de polarización de esta unidad se caracterizan porque usan cantidades de secuencia como cantidades de polarización y operación**.** Según se observa en la Figura 1.17, el empleo de estas cantidades mantiene la misma lógica para discriminar la dirección de una falla hacia adelante o hacia atrás [21].

Dado que el ángulo entre el voltaje y la corriente de secuencia cero o negativa es prácticamente constante, la unidad de tierra es más precisa para determinar la dirección de una falla que la unidad de fase [24].

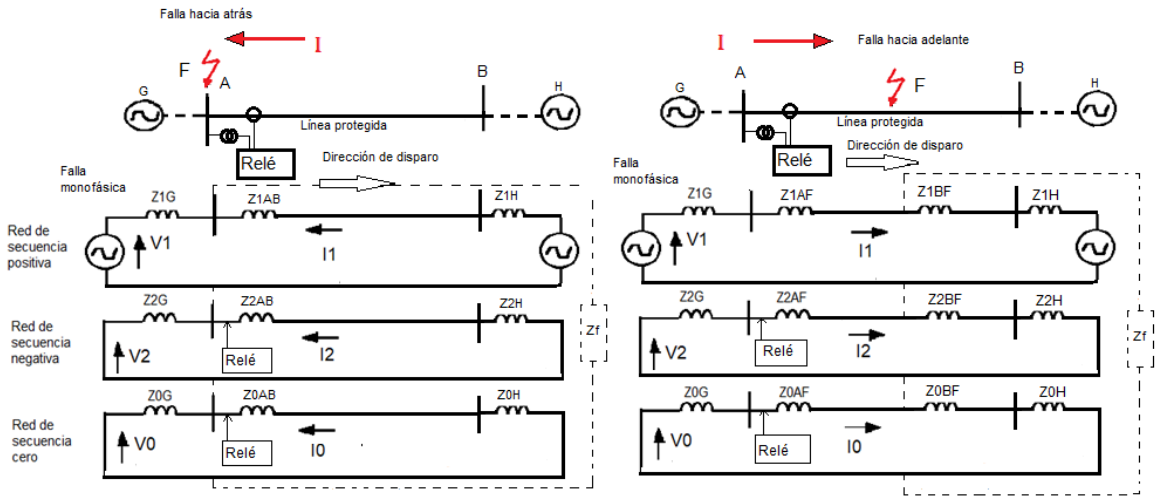


Figura 1.17. Redes de secuencia ante fallas hacia adelante y hacia atrás [21]

1.3.9.2.1. Polarización con Voltaje de Secuencia Cero

La empresa transmisora en el país utiliza esta polarización en gran parte de sus instalaciones. Dicha polarización emplea la corriente de secuencia cero como cantidad de operación y el voltaje de secuencia cero como la cantidad de polarización [21], como se observa en la Figura 1.18.

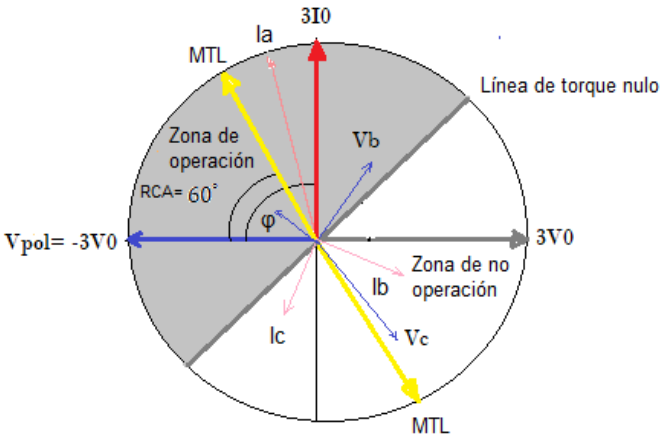


Figura 1.18. Diagrama fasorial del método de polarización con voltaje de secuencia cero

Es un método preciso para definir la dirección de una falla [21], puede tener problemas cuando el voltaje de polarización que aparece como producto de una falla es muy reducido [23].

1.3.9.2.2. Polarización con Voltaje de Secuencia Negativa

Este método usa la corriente de secuencia negativa como cantidad de operación y el voltaje de secuencia negativa como cantidad de polarización.

En la Figura 1.19 se muestra que, para polarizar a la corriente, es necesario el uso del voltaje invertido –3V2. Tanto en la polarización con voltaje de secuencia cero, como en esta polarización, el ángulo RCA típico es de 60° con respecto al voltaje de polarización en sentido horario, así que una corriente entre 150° y 30° con respecto al voltaje de polarización es capaz de provocar la operación de un relé [23].

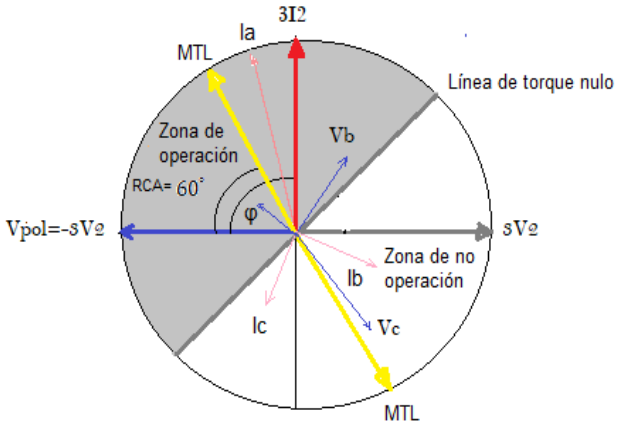


Figura 1.19. Diagrama fasorial del método de polarización con voltaje de secuencia negativa.

Una vez descrito los conceptos básicos relacionados con los sistemas de protección, conviene describir algo relacionado con los archivos en formato COMTRADE y la programación en Powerfactory, que se utilizaron en el presente trabajo de titulación.

1.3.10 NORMA IEEE StdC37_111-1999 FORMATO COMTRADE

La norma IEEE Std C37.11-1999 define al archivo COMTRADE (Common format for Transient Data Exchange for power systems) con el propósito de estandarizar un formato común para el intercambio o manipulación de datos de los eventos transitorios que se producen en un Sistema Eléctrico de Potencia.

Un registro COMTRADE cuenta con 4 archivos asociados (Header, Configuration, Data, Information), que poseen información de distinta naturaleza y se diferencian por la extensión ya que tienen el mismo nombre [25].

1.3.10.1. Archivo Header (*.hdr)

Es un archivo de texto en formato ASCII, usado para almacenar cualquier tipo de información adicional de las condiciones del registro del transitorio y en cualquier, destinado ser leídos por el usuario [25].

1.3.10.2. Archivo Information (*.inf)

Es un archivo opcional con información adicional a la mínima necesaria para la manipulación de los datos, contiene información pública para cualquier usuario o información confidencial que solo puede ser leída por un usuario o usuarios específicos [25].

1.3.10.3. Archivo Configuration (*.cfg)

Es un documento de texto en formato ASCII, destinado a ser leído por un programa computacional, ya que el formato de este archivo es predeterminado y estandarizado.

Contiene información necesaria para interpretar adecuadamente oscilografías del registro como frecuencia de muestreo, frecuencia de la red, información de la red, información de canales analógicos y digitales, entre otros [25].

El detalle de cada uno de sus componentes, se encuentra en el Anexo A.

1.3.10.4. Archivo Data (*.dat)

Contiene valores de señales de entrada en formato ASCII o binario, el valor almacenado para cada muestra se encuentra a una escala dada por el equipo encargado del muestreo de los registros [25].

Un archivo en formato ASCII se divide en filas y columnas, cada registro de muestra de datos comprende números enteros dispuestos de la siguiente manera:

n, timestamp, A1, A2, …, Ak, D1, D2,…Dm

Donde:

n Número de muestra

timestamp Instante de tiempo de la muestra (Unidad base de tiempo [μs])

(A1, A2, …, Ak) Vectores de datos asociados a los canales analógicos

(D1, D2, …, Dm) Vectores de datos asociados a los canales digitales

1.3.11 Software DIgSILENT PowerFactory

Powerfactory de DIgSILENT es una herramienta computacional avanzada de diseño, utilizado en ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

Este software permite realizar simulaciones digitales de los Sistemas Eléctricos de Potencia, y facilita modelar sistemas de prueba para estudios de flujos de potencia,

cortocircuitos, estudios de transitorios electromagnéticos y coordinación de protecciones [26].

También ofrece una interfaz gráfica que es capaz de trabajar con tres tipos de gráficos: diagramas unifilares, diagramas de bloques y graficas de resultados. Tiene una pantalla principal con una ventana de salida *Output Window* que muestra resultados de cálculos, reportes generales, mensajes de error, advertencias, etc. [26].

Este software posee los siguientes tipos de lenguaje: el lenguaje de programación DPL y el lenguaje de simulación DSL quienes brindan flexibilidad para las diferentes tareas y requerimientos de los usuarios. Los elementos afines al área de protecciones, tales como transformadores de medida o relés, se pueden modelar en este software a través de DSL, el cual permite efectuar estudios de cortocircuitos en estado estable o con simulaciones dinámicas de tipo RMS y EMT [26].

El Módulo de Transitorios Electromagnéticos (EMT) se utiliza para simular eventos de cortocircuito en líneas de transmisión del SEP, con el propósito de obtener registros del comportamiento de los voltajes y corrientes ante diferentes tipos de cortocircuitos y exportar estas variables en archivos en formato COMTRADE [27].

1.3.11.1. LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DE DIgSILENT

DIgSILENT Programming Language (DPL) ofrece una interfaz para realizar tareas automáticas en el programa PowerFactory. Se distinguen los siguientes aspectos del grupo de comandos de trabajo:

- Brinda decisiones y comandos de flujo.
- Permite especificar al usuario sus propias variables.
- Posee una interfaz flexible para entrada- salida y acceso de objetos.
- Brinda la facilidad del planteamiento de expresiones matemáticas.

DPL permite la creación de nuevas funciones de cálculo. El usuario puede definir los comandos de cálculo, programar sus funciones que podrán ser usadas en todas las áreas de análisis del sistema de potencia como: análisis de estabilidad, análisis de contingencias, coordinación de protecciones, optimización, dimensionamiento de cables, etc. [28].

1.3.11.1.1. Estructura del DPL

DPL trabaja con comandos ComDpl (Figura 1.20) donde se almacena el programa, conectando parámetros de entrada y asignación de objetos internos que manejan el

programa durante la ejecución, para mostrar los resultados en la ventana de salida, ya sea en forma tabular o gráfica [28].

Permite definir como entradas: parámetros de entrada, objetos externos (elementos) y una selección general. En la sección Script se definen variables y objetos internos y el propio código del programa, y como salida proporciona parámetros de resultados y datos que son enviados a la ventana de resultados [28].

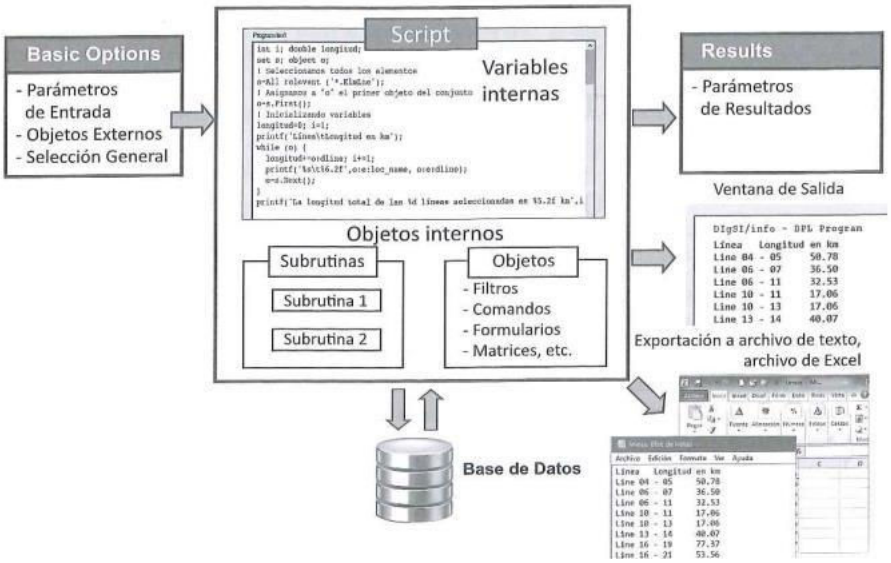


Figura 1.20. Estructura de un comando DPL [28]

2 HERRAMIENTA COMPUTACIONAL DESARROLLADA

En este capítulo se describe la herramienta computacional desarrollada, la cual permite realizar el análisis del funcionamiento de las protecciones de sobrecorriente instaladas en líneas de transmisión, ante la presencia de corrientes convencionales y evolutivas de cortocircuito.

Se describen las rutinas computacionales desarrolladas en MATLAB que permiten: la lectura y procesamiento de la información contenida en archivos COMTRADE, el modelamiento de relés direccionales de sobrecorriente a través de ecuaciones algebraicas (donde se considera el tipo de curva, el tap y el dial), y la representación gráfica de la zona direccional de operación de los métodos de polarización utilizados en la protección de sobrecorriente de neutro en las líneas del SNT ecuatoriano.

La herramienta desarrollada cuenta con una interfaz gráfica en el entorno GUIDE para que la sea más amigable con el usuario, como se muestra en la Figura 2.1.

En la parte superior de la interfaz, se presenta el botón principal donde se cargan y se muestran las funciones del programa, en el resto de esta interfaz se muestran paneles de resultados, cursor, paneles gráficos, que son manipulados por botones.

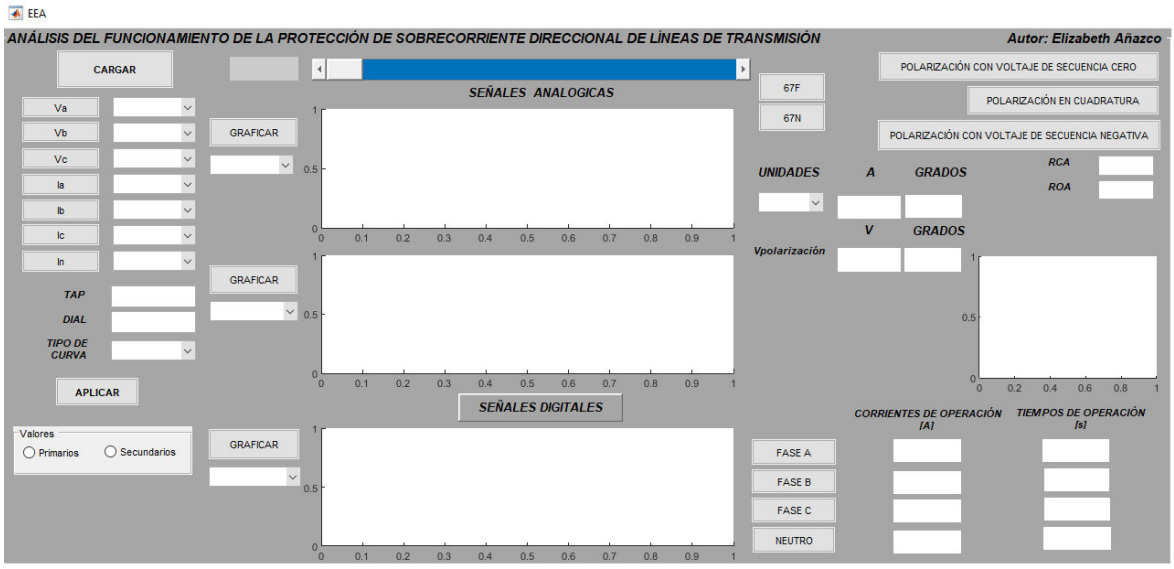


Figura 2.1. Interfaz gráfica de la herramienta desarrollada

Para la descripción de la rutina de programación, a la herramienta desarrollada se la divide en 4 subrutinas, clasificadas en datos de entrada, representación gráfica, zonas de operación y tiempos de operación, como se puede observar en el diagrama general de la Figura 2.2.

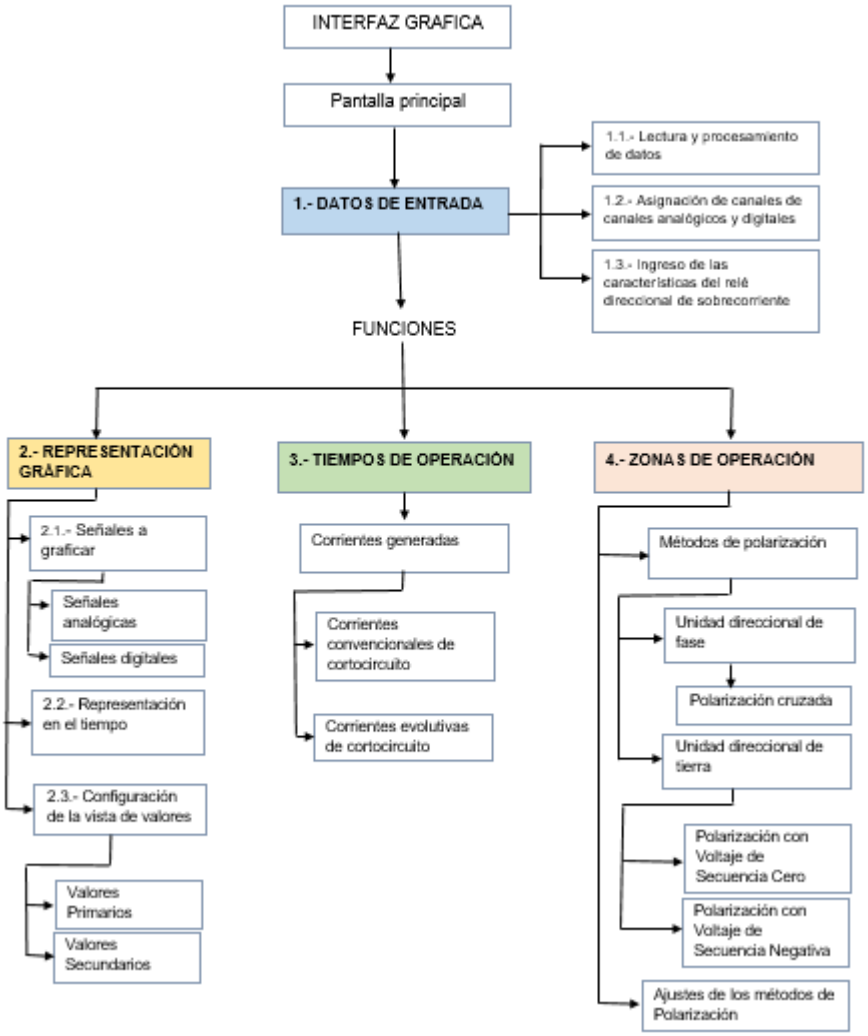


Figura 2.2. Funciones de la interfaz gráfica de la herramienta desarrollada

En la subrutina de datos de entrada se encuentran las funciones que permiten seleccionar y leer la información que se requiere analizar.

La subrutina de representación gráfica permite seleccionar las señales analógicas y digitales a graficar, y la representación en el tiempo, permite también transformar las corrientes y voltajes a valores primarios o secundarios.

La subrutina de tiempos de operación permite el análisis de los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente modelados, ante las corrientes de cortocircuito obtenidas en la simulación, de modo que se pueda determinar fundamentalmente el comportamiento de los relés ante las corrientes de fallas convencionales y evolutivas.

Finalmente, la subrutina de zonas de operación permite visualizar la zona de operación direccional establecida con los métodos de polarización tradicionalmente utilizados en las líneas de transmisión del Ecuador.

2.1 SUBRUTINAS DE LA HERRAMIENTA DESARROLLADA

La herramienta desarrollada contiene 4 subrutinas de programación las cuales se describen con mayor detalle a continuación.

2.1.1 SUBRUTINA1: DATOS DE ENTRADA

La subrutina datos iniciales o de entrada, permite cargar a la herramienta computacional la información base que se encuentra archivada en formato COMTRADE.

2.1.1.1. Lectura y procesamiento de datos

En la Figura 2.3 se muestra el procedimiento de lectura de datos almacenados en el archivo COMTRADE; inmediatamente y posterior a la lectura de datos, permite el ingreso de las características del relé direccional de sobrecorriente: tap, dial y tipo de curva normalizada.

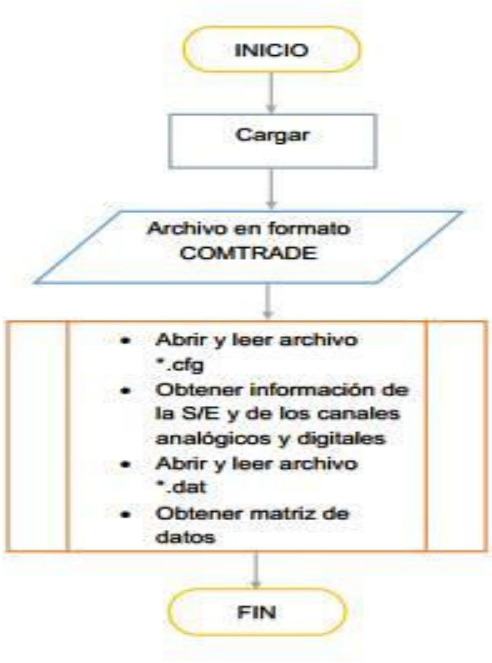


Figura 2.3. Algoritmo para cargar y procesamiento de datos

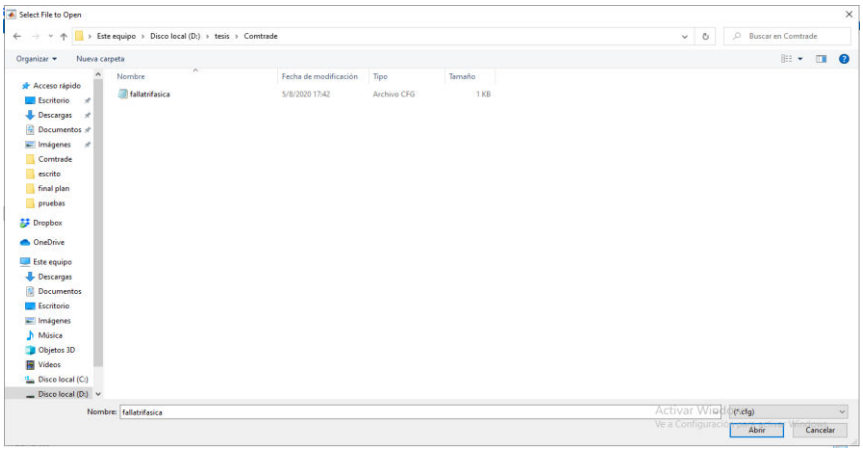


Figura 2.4 Abrir archivo .CFG

Como se muestra en la Figura 2.4 la ventana de búsqueda permite visualizar los archivos de extensión ".cfg", que son los archivos CONFIGURATION.

Después, usando el nombre almacenado, el programa busca el archivo DATA con la extensión ".dat" y también lo carga. Del archivo CONFIGURATION se almacenan los datos de la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Información obtenida del archivo *cfg.

Nombre de la subestación
Versión (Año de la versión)
Número total de canales
Número de canales analógicos
Número de canales digitales
Nombre de cada canal analógico
Nombre de cada canal digital
Unidad de cada canal digital
Relación de transformación de corriente o voltaje del lado primario
Relación de transformación de corriente o voltaje del lado secundario
Factores a y b de escalamiento de cada canal analógico
Frecuencia de línea
Número total de muestras
Frecuencia de muestreo
Fecha y hora de inicio y fin del registro

Del archivo *.dat se obtiene la matriz de datos con los que se trabaja.

2.1.1.2. Asignación de canales de corriente y voltaje

Todas las muestras registradas de los canales analógicos y digitales se encuentran en el archivo *.dat DATA. Los datos de este registro están ordenados por columnas, donde la primera representa el número de muestras, la segunda columna muestra el tiempo de la muestra, en las demás columnas se tienen los datos registrados de los canales analógicos

y digitales, iniciando por el primer canal analógico hasta el último canal digital, en el mismo orden que se tiene en el archivo *.cfg CONFIGURATION.

Para la identificación de los canales analógicos y su uso, el programa permite asignar los canales que serán voltajes, corrientes y sus respectivas fases y neutro como se observa en la Figura 2.5. A partir de aquí se usan los nuevos nombres asignados a los canales analógicos para las demás funciones analógicas.

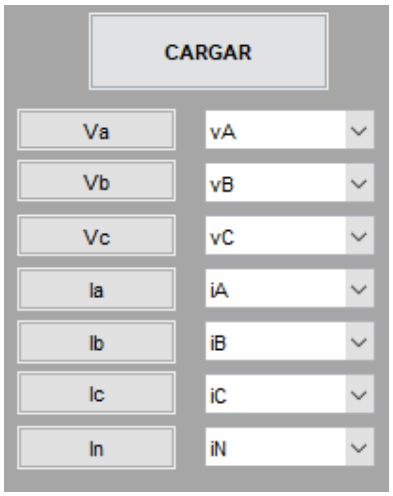


Figura 2.5 Asignación de voltajes y corrientes

Por otro lado, existe la asignación de los canales digitales que son todas aquellas entradas que tienen una función lógica binaria, ésta puede ser un cambio de estado (cierre o apertura) de un contactor auxiliar asociado a un interruptor automático, una operación de desconexión del interruptor, actuación de: circuitos de control, relés, relés auxiliares, relés de bloqueo y señales de comunicación de protección. Es importante comentar que, en el caso de no encontrarse información de canales digitales en el archivo COMTRADE, el programa reflejará automáticamente un mensaje de aviso “No existen datos digitales” como se observa en la Figura 2.6.

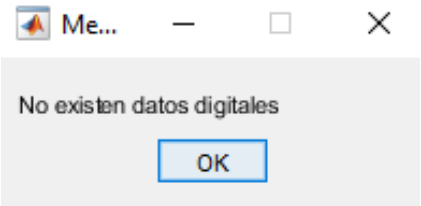


Figura 2.6 Mensaje de aviso al no existir información de canales digitales en el archivo COMTRADE

En la Figura 2.7 se detalla el diagrama de flujo para la selección de canales analógicos y digitales, los mismos que son extraídos del archivo COMTRADE cargado.

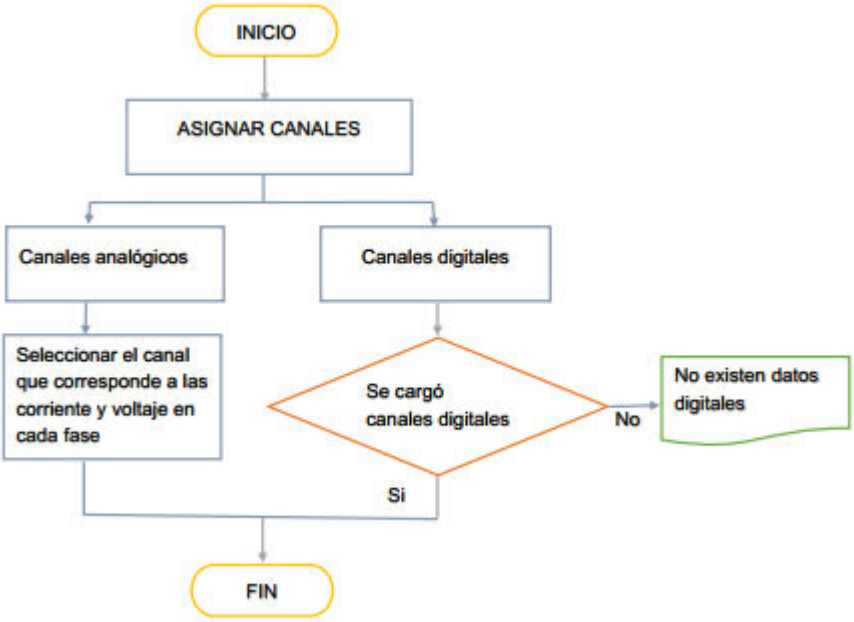


Figura 2.7 Algoritmo para asignación de canales

2.1.1.3. Ingreso de las características del relé direccional de sobrecorriente

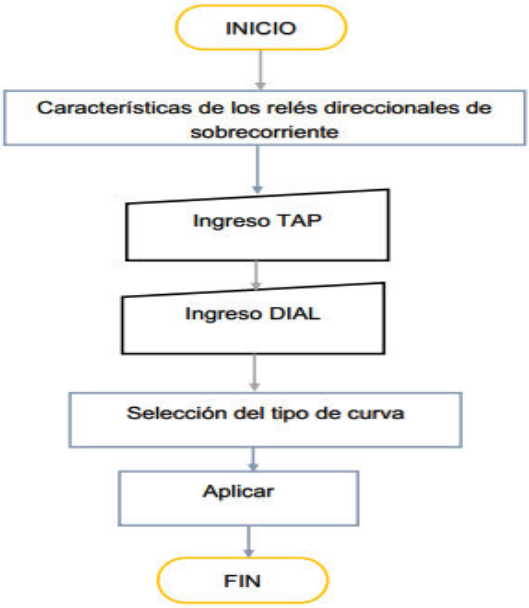


Figura 2.8 Algoritmo para el ingreso de las características de los relés direccionales de sobrecorriente

Para el modelamiento de los relés direccionales de sobrecorriente a través de ecuaciones algebraicas, se considera el ingreso de los ajustes en cuanto al tap, dial y tipo de curvas

normalizadas como se observa en la Figura 2.8. Para el modelamiento de los relés direccionales de sobrecorriente a ser analizados, la herramienta computacional considera las expresiones matemáticas analizadas en el Marco Teórico de este documento.

2.1.2 SUBRUTINA 2: REPRESENTACIÓN GRÁFICA

Esta subrutina permite la representación gráfica de las señales analógicas y digitales almacenadas en los archivos COMTRADE y cargadas en la herramienta desarrollada, lo cual es posible con la utilización de los paneles gráficos de la interfaz principal que se observa en la Figura 2.1.

La Figura 2.9 permite explicar el algoritmo que emplea la herramienta para mostrar las señales analógicas y digitales en forma gráfica.

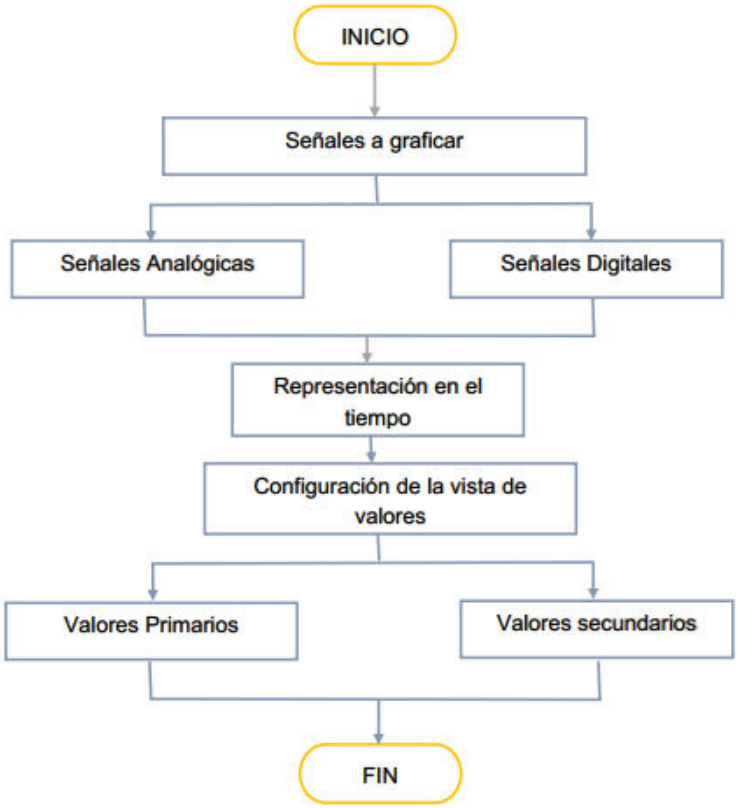


Figura 2.9 Algoritmo para graficar señales

2.1.2.1 Señales a graficar

Se debe seleccionar la señal que se desea visualizar en los paneles gráficos, enseguida se da clic en GRAFICAR y se muestran las señales graficas tanto analógicas como digitales inicialmente seleccionadas.

2.1.2.2 Representación en el tiempo

Con los valores reales de cada una de las señales, el vector tiempo y la frecuencia de muestreo, obtenidos del archivo COMTRADE, se muestra la representación gráfica.

En la Figura 2.10 se observa una señal digital representada en el tiempo.

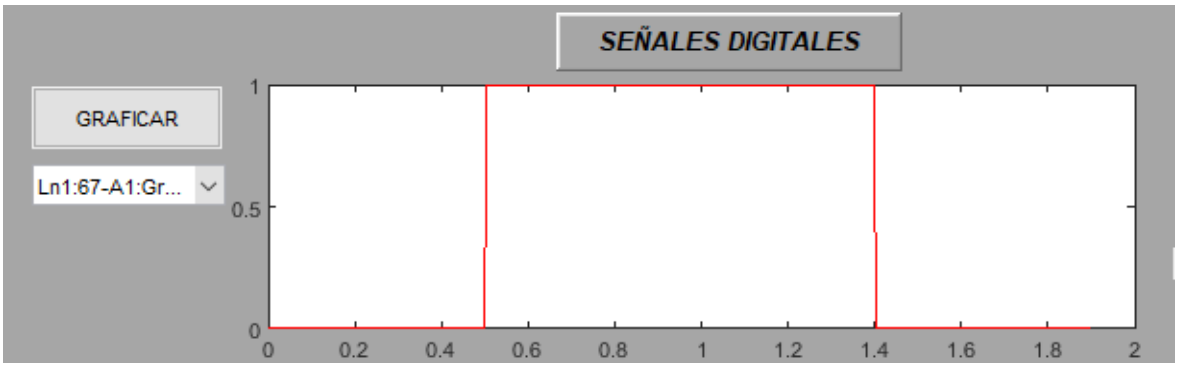


Figura 2.10. Representación en el tiempo dentro de los paneles gráficos

2.1.2.3 Configuración de la vista de valores

Según la norma que detalla el formato COMTRADE, los datos de los canales analógicos que se almacenan en el archivo DATA no representan los datos reales del evento registrado (son datos escalados), el tiempo viene dado en microsegundos por lo que es necesario transformarlo a segundos y para los canales digitales no se realiza ninguna conversión ya que solo se registran valores entre 0 y 1.

Los datos de voltaje y corriente tomados en cada muestra deben de ser tratados con los factores de conversión entregados en el archivo CONFIGURATION para cada canal analógico existente en el registro.

Los factores son:

- **a** factor multiplicativo.
- **b** valor de offset de la señal o valor que se suma a la señal.

Siendo **x** un punto de la señal en el tiempo**,** se aplica la ecuación (2.1) para conseguir el valor real de la señal [25].

$$x_{real} = a \cdot x + b \qquad (2.1)$$

También dentro del archivo CONFIGURATION se puede obtener el identificador de escalamiento del primario y secundario, éste puede ser una *P*, *p* o *S*, *s*, que especifica si los valores obtenidos se encuentran referidos al lado primario o secundario de los

elementos de medición. El usuario puede disponer si desea visualizar los valores primarios o secundarios como se puede observar en la Figura 2.11.

Para la conversión se utiliza las relaciones de transformación de cada uno de los lados como se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Transformación de valores primarios a secundarios y viceversa [25].

Valor requerido	Configuración de la relación de transformación	
	P (Valor proporcional del primario)	S (Valor proporcional del secundario)
Primario	Usar valor	Multiplica por el valor primario y dividirlo para el valor secundario
Secundario	Dividir para el valor primario y multiplicarlo por el valor secundario	Usar valor

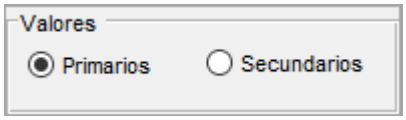


Figura 2.11 Seleccionar el lado de referencia de los valores

2.1.3 SUBRUTINA 3: TIEMPOS DE OPERACIÓN

Se determina y analiza los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente modelados ante las diversas corrientes analizadas, tales como: corrientes de cortocircuito convencionales y evolutivas obtenidas en la simulación (Ver Figura 2.12).

Dentro de las corrientes de cortocircuito convencionales, se simularon fallas: monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas, con resistencia de falla constante de cero ohmios.

Para las corrientes evolutivas de cortocircuito, se desarrolló mediante lenguaje de programación DIgSILENT (DPL) un programa que permite simular fallas: monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas, con resistencia de falla que varía conforme transcurre el tiempo, como se observa en la Figura 2.13.

La metodología planteada para este trabajo de titulación, establece que los cortocircuitos se simulan en la línea protegida (L1), al 80% desde la barra donde se ubica el relé.

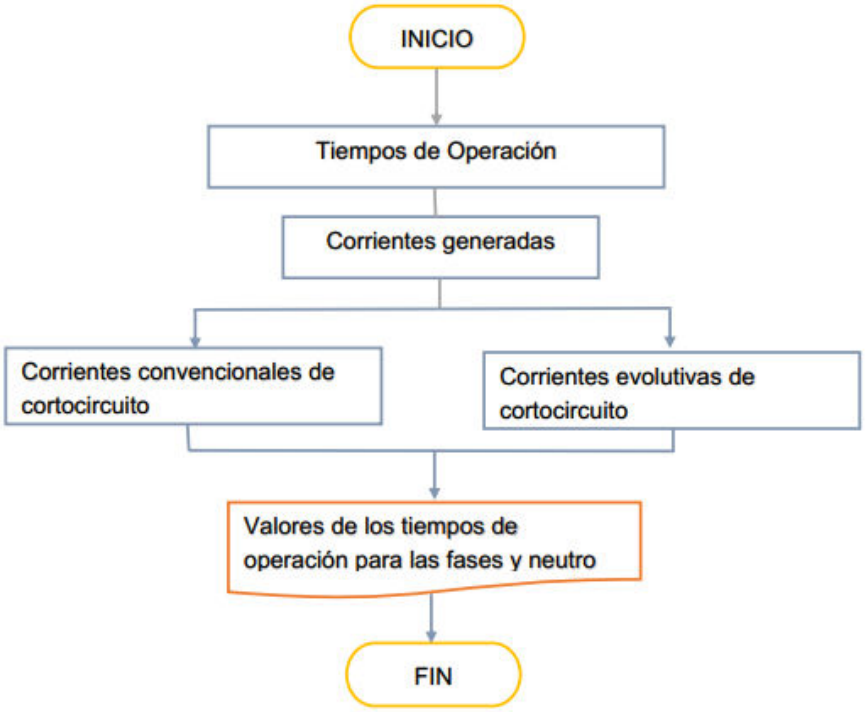
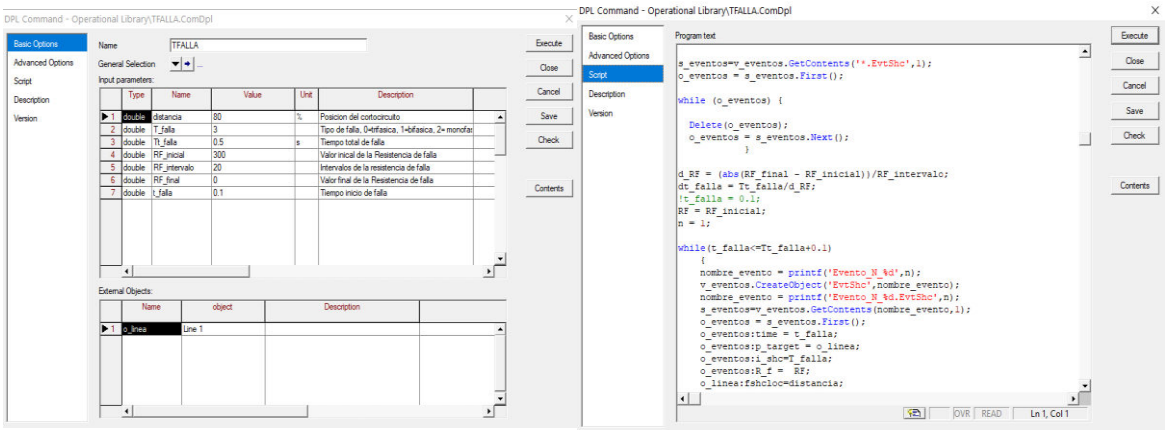


Figura 2.12. Algoritmo para el cálculo de los tiempos de operación



a) Parámetros internos u objetos externos b) Código del programa

Figura 2.13. Declaración de variables en el comando DPL

Una vez cargada la información obtenida del archivo COMTRADE, ya sea de corrientes de fallas convencionales o evolutivas, en la herramienta computacional, se debe ingresar los ajustes de la unidad de protección de sobrecorriente: tap, dial y el tipo de curva; con ello se determinan los tiempos de operación que constituyen la base para el análisis de funcionamiento del relé.

Para el cálculo del tiempo de operación se considera la ecuación (1.17).

2.1.3.1 Algoritmo para calcular el tiempo de operación total del relé

La ecuación (1.17) permite determinar el tiempo de operación de la protección de sobrecorriente con una característica de tiempo inverso considerando que la magnitud de corriente se mantiene constante durante la falla; sin embargo, se debe tener presente que en una falla la corriente puede cambiar en magnitud y ángulo.

Considerando que la corriente se mantiene constante durante el intervalo de tiempo entre cada muestra (Δt_n), se realiza una evaluación del tiempo de operación de la protección de sobrecorriente (t_n). Esta corriente durante el intervalo de tiempo Δt_n permite calcular el avance (considerando un relé de disco de inducción) hacia la operación del relé (X_n) a través de la ecuación (2.2).

$$X_n = \frac{\Delta t_n \, x \, 100}{t_n} \qquad (2.2)$$

Donde:

X_n = Porcentaje de avance del disco en el intervalo Δt_n, para la corriente eficaz calculada para ese intervalo.

Δt_n = Intervalo de tiempo entre cada muestra (833 ms).

t_n = Tiempo de operación para la corriente eficaz calculada en la muestra *n.*

El tiempo de operación de la protección de sobrecorriente se determina cuando X_{nTotal} es mayor o igual al 100.

Como se observa en la Figura 2.14, $\Delta t_0, \Delta t_1 \ldots . \Delta t_n$, son intervalos de tiempo entre cada muestra, en cada Δt_n se tiene un valor de corriente diferente que originan tiempos de operación t_n diferentes.

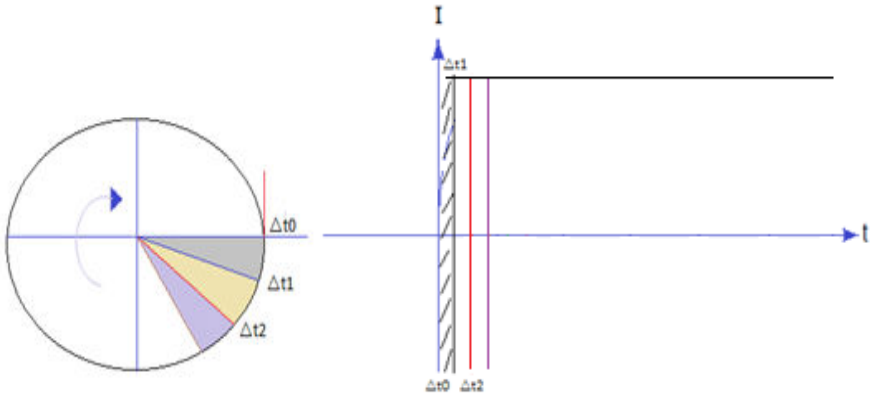


Figura 2.14. Representación gráfica del tiempo de operación del relé

Con la ecuación (2.3) se calcula el porcentaje total de avance del disco.

$$X_{nTotal} = X_n + X_{n1} + X_{n2} + \ldots\ldots + X_{nn} \quad (2.3)$$

X_{nTotal} = Porcentaje total de avance del disco[1] (si éste llegó a moverse por completo pegará los contactos de disparo; es decir, $X_{nTotal} \geq 100$).

2.1.4 SUBRUTINA 4: ZONAS DE OPERACIÓN

Esta subrutina entrega resultados gráficos y textuales de las zonas direccionales de operación considerando los métodos de polarización típicamente utilizados en el Sistema Nacional de transmisión (SNT) ecuatoriano. En la Figura 2.15 se muestra el diagrama de flujo para la representación de la zona direccional de operación del relé.

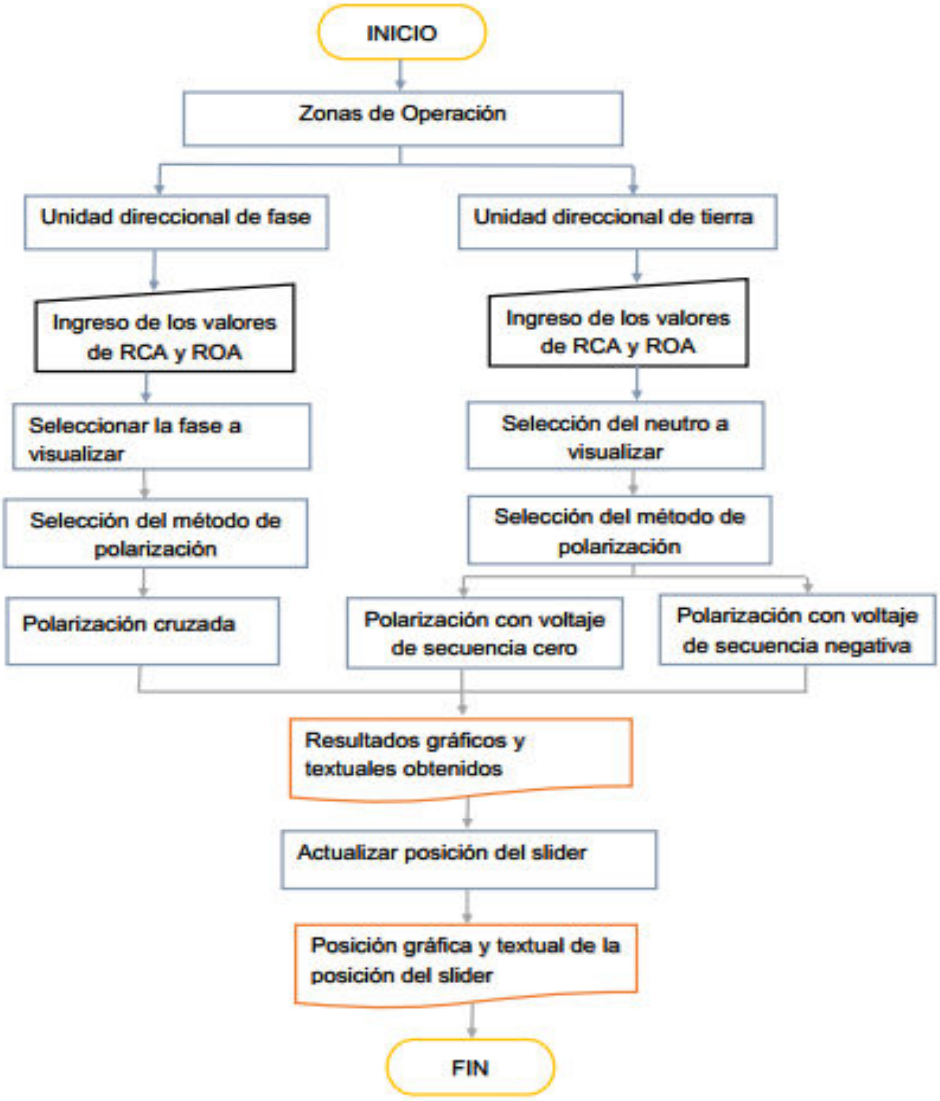


Figura 2.15. Algoritmo para la representación gráfica de las zonas de protección de sobrecorriente direccional

[1] Se hace referencia a la operación de un relé electromecánico de sobrecorriente tipo disco.

2.1.4.1 Selección de los métodos de polarización

Las variables que caracterizan a cada método son: cantidad de polarización (Cpol) y operación (Cop), ángulo de torque y dirección definida. Para la protección de tierra se incluye la corriente de secuencia cero.

En la Figura 2.16 se observan las características de un método con sus elementos en forma genérica. La nomenclatura se describe en la Tabla 2.3.

Es usual que el ángulo de la corriente se exprese con respecto a la MTL (ángulo de torque) y que los ángulos RCA, α y β se midan con referencia al voltaje de polarización [19].

La zona de operación se define con la cantidad de polarización de cada método, lo cual permite apreciar que todas las fallas hacia adelante y hacia atrás se sitúan consistentemente en sus respectivas zonas de operación y no operación [23].

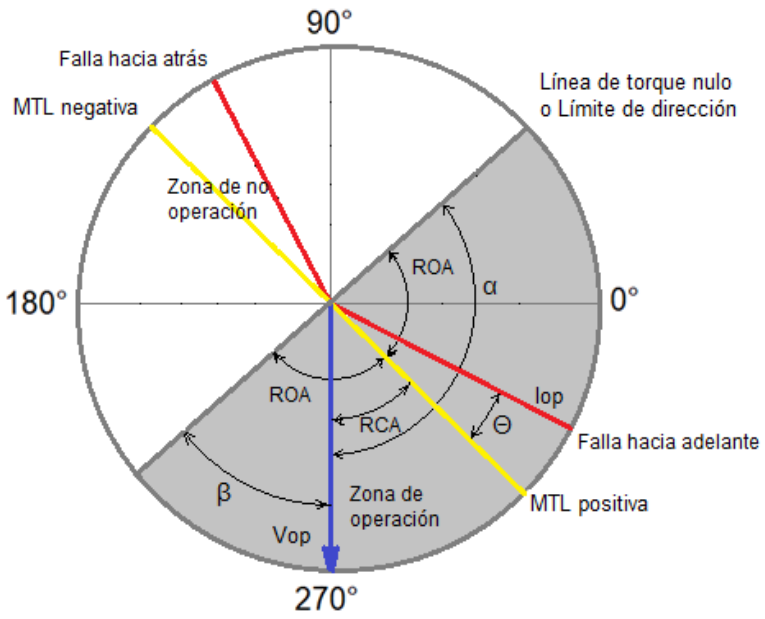


Figura 2.16. Ajuste de un método de polarización a través del ángulo RCA [21]

La cantidad de operación (Iop) muestra la magnitud y dirección de la corriente de operación en función de la posición del cortocircuito y la cantidad de polarización (Vpol) observa la magnitud del voltaje de polarización en función de la posición del cortocircuito. Al escoger el método de polarización con menor desviación estándar, permite establecer un acercamiento más efectivo del fasor a las MTLs con un ajuste apropiado del ángulo RCA [21].

Tabla 2.3. Descripción de elementos de un diagrama tipo característica direccional [21]

Elemento	Descripción
MTL	Línea de máximo torque: Positiva si se encuentra dentro de la zona de operación Negativa si se encuentra fuera de la zona de operación
RCA o MTA	Ángulo característico del relé o de máximo torque
ROA	Ángulo de operación del relé
α	Ángulo del límite de dirección superior
β	Ángulo del límite de dirección inferior
Límite direccional o de dirección	Frontera entre la zona de operación y no operación
Θ	Ángulo de torque o ángulo de la corriente con respecto a la MTL.
Zona de operación	Región en la que la unidad direccional opera (Forward).
Zona de no operación	Región en la que la unidad direccional no opera (Reverse)
Iop (o también Cop)	Cantidad o corriente de operación
Vpol (o también Cpol)	Cantidad o voltaje de polarización

2.1.4.1.1 Selección para la unidad direccional de fase

En el caso de la unidad de fase, la empresa transmisora en el SNT ecuatoriano, utiliza el método de polarización en cuadratura, por ser el método con mejor funcionamiento y baja desviación estándar en todo tipo de falla generada [21].

2.1.4.1.2 Selección para la unidad direccional de tierra

En relación a la unidad de tierra se utilizan los métodos de polarización con voltaje de secuencia cero y polarización con voltaje de secuencia negativa, usados típicamente en relés actuales por su mayor sensibilidad.

Una vez que se seleccionan los métodos de polarización para fase o tierra, se procede a establecer sus ajustes.

2.1.4.2 Ajustes de los Métodos de Polarización

Para analizar el funcionamiento de los relés direccionales de sobrecorriente, se deben ingresar los datos de los ángulos RCA y ROA según se detalla en la Tabla 2.4 [21].

Tabla 2.4. Datos de los métodos de polarización de la unidad direccional de fase y neutro.

Método de Polarización	Unidad direccional	RCA	ROA	Fase A		Fase B		Fase C		Tierra	
				Cpol	Cop	Cpol	Cop	Cpol	Cop	Cpol	Cop
En cuadratura	FASE	30°	80°	V_{bc}	I_a	V_{ca}	I_b	V_{ab}	I_c		

Voltaje en secuencia cero	TIERRA	-60°	72°							-3V0	3I0
Voltaje en secuencia negativa	TIEERA	-60°	72°							-3V2	3I2

Con el ingreso de los valores de RCA y ROA, deben ser calculados los ángulos de los límites de dirección α y β según las ecuaciones (2.4) y (2.5), con esto se obtiene una zona de operación simétrica [14].

$$\alpha = RCA + ROA \qquad (2.4)$$

$$\beta = RCA - ROA \qquad (2.5)$$

La guía del manejo de cada uno de los componentes y principales funciones de la interfaz gráfica desarrollada, se detalla en el Anexo B del presente trabajo.

3 RESULTADOS

En este capítulo se muestran los resultados que permiten evidenciar el correcto funcionamiento la herramienta desarrollada, en primera instancia se utiliza información obtenida de simulaciones, para luego validar la herramienta utilizando los archivos COMTRADE de dos eventos de fallas reales ocurridos en el Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano.

Para esto, primero se detalla la modelación del sistema de prueba en el software PowerFactory de DIgSILENT y la forma de conseguir los registros de falla en archivos de formato COMTRADE desde simulaciones de eventos de cortocircuito. Luego, los resultados presentados se dividen en tres secciones: resultados de los tiempos de operación, resultados gráficos de las zonas de operación y resultados de los casos reales.

3.1 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA

El sistema eléctrico modelado “Nine Bus System” se tomó de la carpeta Additional Example de la base de datos de PowerFactory. El diagrama unifilar del sistema de prueba se muestra en la Figura 3.1.

El sistema utilizado pretende simular en una línea de transmisión varias fallas de cortocircuito (convencional y evolutivas).

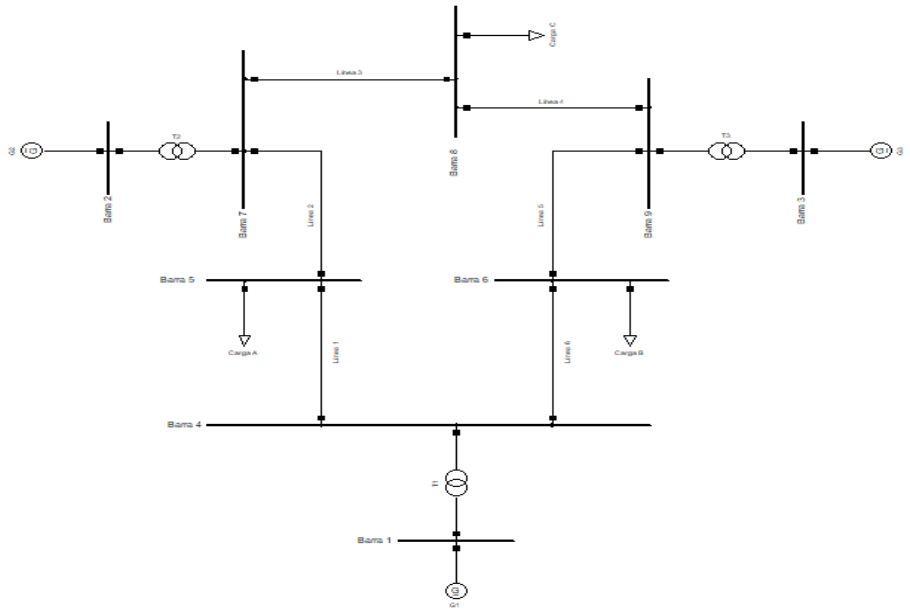


Figura 3.1. Esquema del Sistema de Prueba “Nine Bus System” de PowerFactory - DIgSILENT

3.1.1 PARÁMETROS GENERALES DEL SISTEMA DE PRUEBA

El sistema de prueba cuenta con los siguientes elementos:

- 9 Barras (B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, B8, B9).
- Generadores (G1, G2, G3).
- 3 Transformadores (T1, T2, T3).
- Líneas de Transmisión (L1, L2, L3, L4, L5, L6).
- 3 Cargas (Carga A, Carga B y Carga C)

Es un sistema propio de PowerFactory válido para simular fallas en una línea de transmisión considerando cortocircuitos convencionales y de corriente evolutiva. Las características de las barras, generadores, cargas, transformadores y líneas de transmisión, se muestran en las Tabla 3.1, Tabla 3.2, Tabla 3.3 y Tabla 3.4.

Tabla 3.1. Especificaciones técnicas de barras, generadores y cargas del sistema de prueba

Barras	***Tipo***	P_G**[MW]**	Q_G **[MVAR]**	P_C**[MW]**	Q_C**[MVAR]**	***V*** **[p.u]**	θ**[deg]**
B1	Vθ	-	-	0	0	1,050	0,00
B2	PV	163	-	0	0	1,025	-
B3	PV	85	-	0	0	1,025	-
B4	PQ	0	0	0	0	-	-
B5	PQ	0	0	125	50	-	-
B6	PQ	0	0	90	30	-	-
B7	PQ	0	0	0	0	-	
B8	PQ	0	0	100	35	-	-
B9	PQ	0	0	0	0	-	-

Tabla 3.2. Especificaciones técnicas de los generadores

Generadores	V_n	S_n	x_d	x_q	x'_d	x''_d	x_0	x_2
	kV	**MVA**	**[p.u]**	**[p.u]**	**[p.u]**	**[p.u]**	**[p.u]**	**[p.u]**
G1	16,5	247,5	0,36	0,24	0,15	0,2	0,1	0,2
G2	18,0	192,0	1,72	1,66	0,23	0,2	0,1	0,2
G3	13,8	128,0	1,68	1,61	0,23	0,2	0,1	0,2

Tabla 3.3. Especificaciones técnicas de transformadores

Transformador	S_n	x_1	x_2	x_0
	MVA	**[p.u]**	**[p.u]**	**[p.u]**
T1	250	0,144	0,144	0,144
T2	200	0,125	0,125	0,125
T3	150	0,0879	0,0879	0,0879

Para el cálculo de la secuencia cero en los trasformadores, se usa la relación (3.1) [30], [32]:

$$x_1 = x_0 \qquad (3.1)$$

Tabla 3.4. Especificaciones técnicas de L1, L2, L3, L4, L5 y L6.

Líneas	V_n	Longitud	Z_1	Z_2	Z_0
	kV	[Km]	[Ohm/Km]	[Ohm/Km]	[Ohm/Km]
L1	230	1	5,29+44,965j	5,29+44,965j	22,482+134,895j
L2	230	1	16,928+85,169j	16,928+85,169j	42,584+255.507j
L3	230	1	4,4965+38.088j	4,4965+38,088j	19,044+114,264j
L4	230	1	6,2952+53,3232j	6,2952+53,3232j	26,661+159,969j
L5	230	1	20,631+89,93j	20,631+89,93j	44,965+269,79j
L6	230	1	8,993+48,668j	8,993+48,668j	24,334+146,004j

Para el cálculo de la secuencia cero en las líneas de transmisión, se usa la ecuación (3.2) [30], [31], [32]:

$$3Z_1 = Z_0 \qquad (3.2)$$

3.2 SIMULACIÓN DE EVENTOS DE FALLAS EN POWERFACTORY PARA OBTENER ARCHIVOS COMTRADE

Se modela el sistema eléctrico y se genera eventos de cortocircuito en la línea de transmisión L1 al 80% desde la barra 4, como se observa en la Figura 3.2, con el fin de obtener los registros de fallas en un archivo COMTRADE.

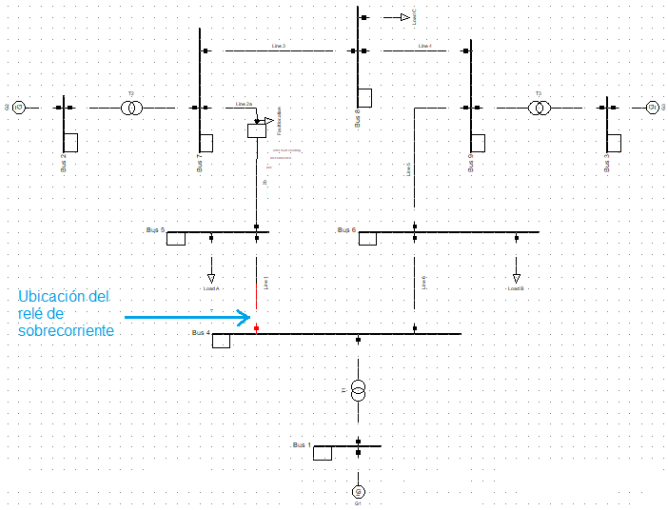


Figura 3.2. Sistema de prueba en PowerFactory para simulaciones en la L1 (línea protegida)

Los tipos de fallas simuladas son:

1. Falla trifásica.
2. Falla bifásica.
3. Falla bifásica – tierra.
4. Falla monofásica.

Para el análisis del funcionamiento de la protección de sobrecorriente direccional (ubicada en la barra 4 de la Figura 3.2), se debe considerar los ajustes en cuanto al tipo de curva, tap y dial tanto en fase como en tierra, como se muestra en la Figura 3.3.

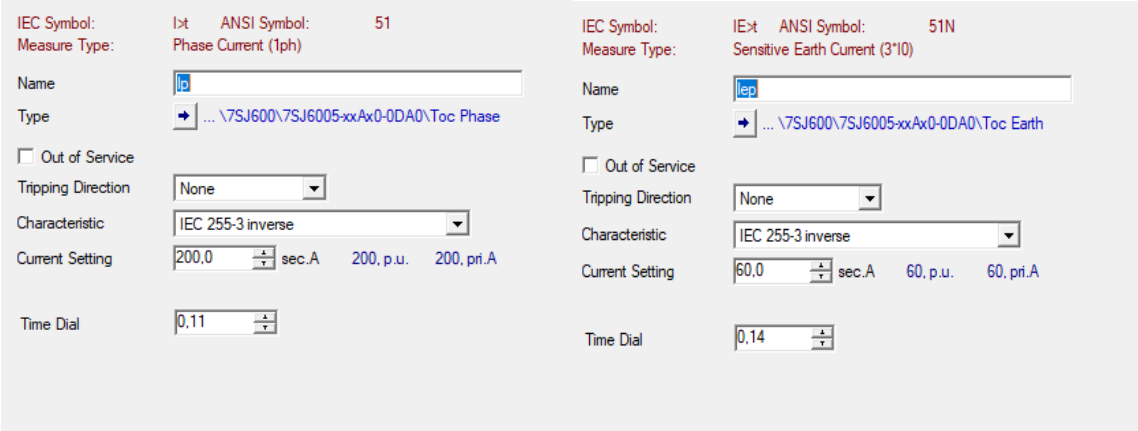


Figura 3.3. Ajustes de los relés de sobrecorriente de fase y tierra.

Es necesario configurar las variables que se van a registrar y exportar al archivo COMTRADE; es decir, para cada una de las barras de la línea en falla, se selecciona la corriente y el voltaje fase-neutro de cada una de las fases, como se observa en la Tabla 3.5 para la línea L1.

Tabla 3.5. Variables seleccionadas para generar el archivo COMTRADE.

Barras	Señal	Variable	Elemento	Unidad
Barra 4	Corriente Fase A	I:bus1:A	Bus4	kA
	Corriente Fase B	I:bus1:B	Bus4	kA
	Corriente Fase C	I:bus1:C	Bus4	kA
	Voltaje Fase-Neutro A	UIn:bus1:A	Bus4	kV
	Voltaje Fase-Neutro B	UIn:bus1:B	Bus4	kV
	Voltaje Fase-Neutro C	UIn:bus1:C	Bus4	kV
	Corriente de Tierra	I0x3:bus1	Bus4	kA
Barra 5	Corriente Fase A	I:bus2:A	Bus5	kA
	Corriente Fase B	I:bus2:B	Bus5	kA
	Corriente Fase C	I:bus2:C	Bus5	kA
	Voltaje Fase-Neutro A	UIn:bus2:A	Bus5	kV
	Voltaje Fase-Neutro B	UIn:bus2:B	Bus5	kV
	Voltaje Fase-Neutro C	UIn:bus2:C	Bus5	kV
	Corriente de Tierra	I0x3:bus2	Bus5	kA

Los valores instantáneos de estas variables son almacenados en “All calculation” archivo de resultados, y son graficados en un panel grafico virtual como se muestra en la Figura 3.4.

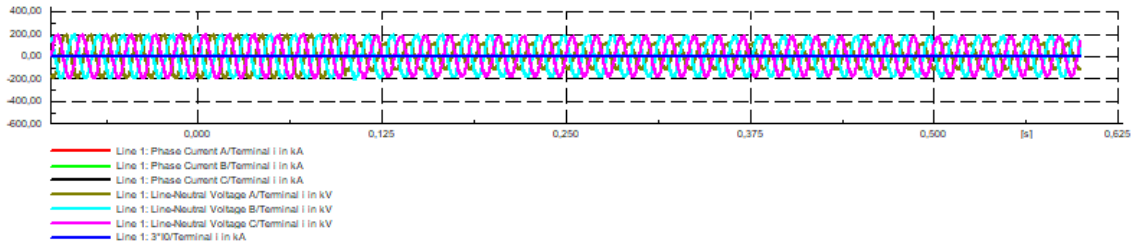


Figura 3.4. Señales de voltaje y corriente

Las señales de la Figura 3.4 muestran los voltajes y corrientes de la falla en la línea L1 medidos en la Barra 4, las cuales se van a exportar a un archivo de formato COMTRADE, como se observa en la Figura 3.5.

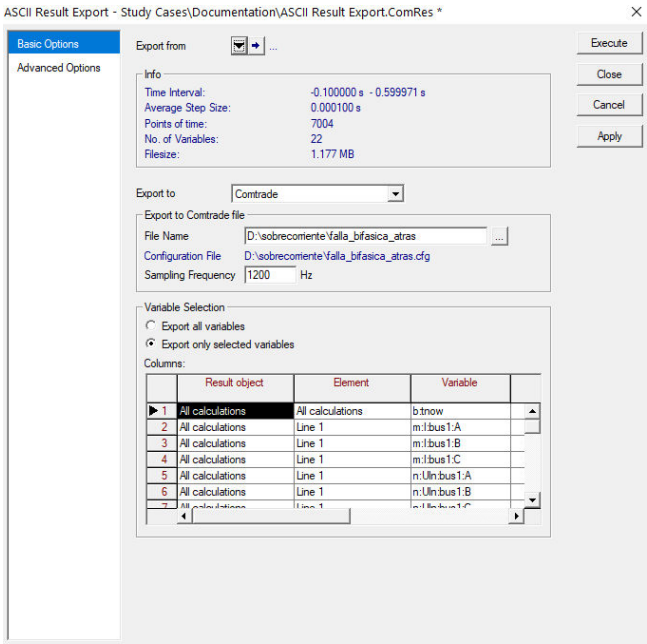


Figura 3.5. Configuración del archivo de formato COMTRADE a exportar

Se selecciona una frecuencia de muestreo de 1200 Hz ya que es una frecuencia a la que los relés de protección registran los eventos de falla.

3.3 RESULTADOS DE LOS CASOS DE SIMULACIÓN

Para el análisis del funcionamiento de la protección de sobrecorriente direccional en líneas de transmisión, se presentan tres casos de estudio.

3.3.1 RESULTADOS DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN

Con la rutina generada para el modelamiento en MATLAB del relé de sobrecorriente, se analiza los tiempos de operación de esta protección ante corrientes convencionales y evolutivas de cortocircuitos.

3.3.1.1 Análisis de los tiempos de operación ante cortocircuitos convencionales

Para eventos de cortocircuitos con corrientes convencionales, ya sean fallas trifásicas, fallas monofásicas, fallas bifásicas y fallas bifásicas a tierra, se especifica lo siguiente:

- Tiempo de ejecución del cortocircuito.
- Elemento de la red en el que se produce el evento.
- Tipo de falla.
- Fases falladas.
- Valores de resistencia y reactancia (cero en todos los casos) de la falla, como se muestra en la Figura 3.6.

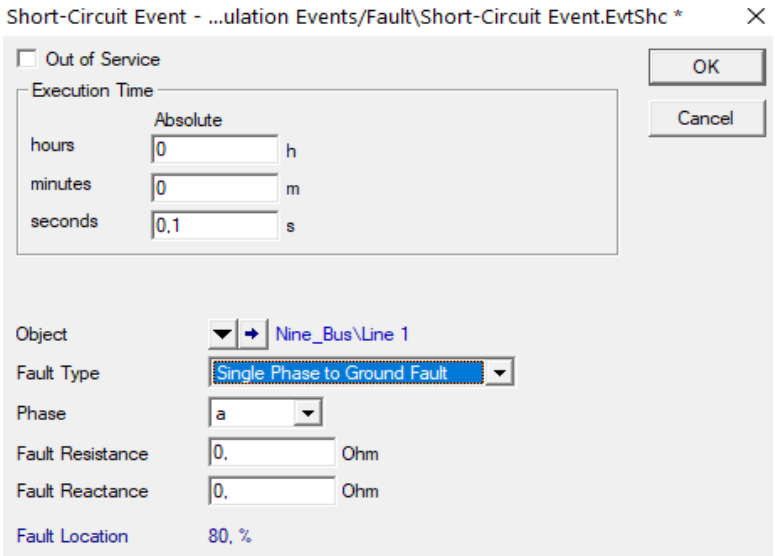


Figura 3.6. Parámetros de simulación de un evento de cortocircuito

3.3.1.1.1 Falla trifásica

Al ejecutar una falla trifásica en la línea de transmisión dentro de PowerFactory, se generan los datos mostrados en la Tabla 3.6.

En la Figura 3.7 se observan la corriente RMS y el tiempo de operación del relé cuando se genera una falla trifásica en la línea de transmisión simulada.

Tabla 3.6. Resultados de PowerFactory de la simulación de falla trifásica en la L/T

Línea	Tipo de falla	Posición [km]	Rf [Ohm]	Tiempo desde el inicio del evento [s]	Tiempo en el que ocurre la falla [s]	Tiempo de operación del relé [s]
L1	Trifásica	0,8	0	0,491	0,101	0,390

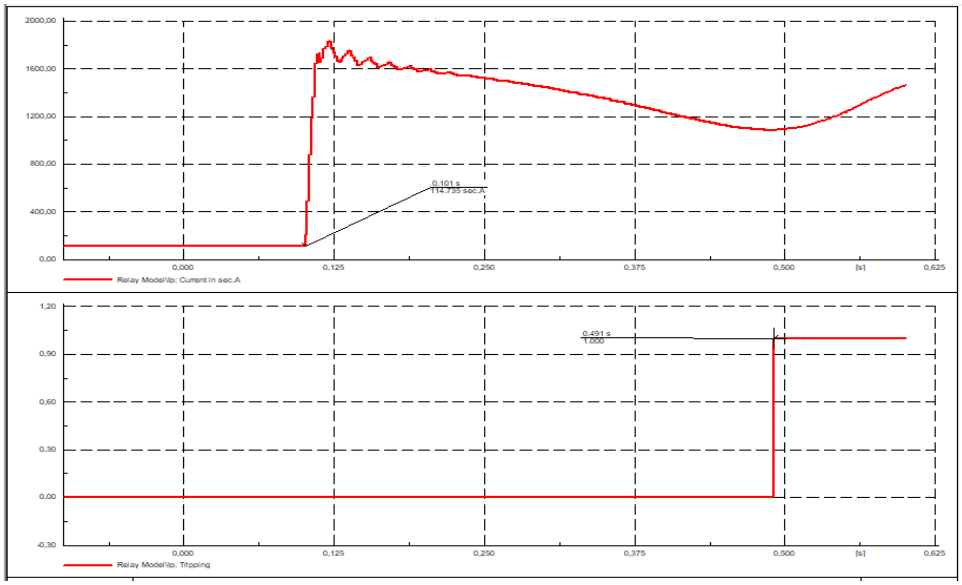


Figura 3.7. Corriente RMS y tiempo de operación del relé en una falla trifásica convencional

Se carga el archivo generado en formato COMTRADE y se realiza la asignación respectiva de los voltajes y corrientes de cada fase, permitiendo el ingreso de los ajustes del relé; TAP, DIAL y tipo de curva como se muestra en la Figura 3.8. Además, los datos que se grafican y visualizan están referidos al lado primario de los TCs y TPs.

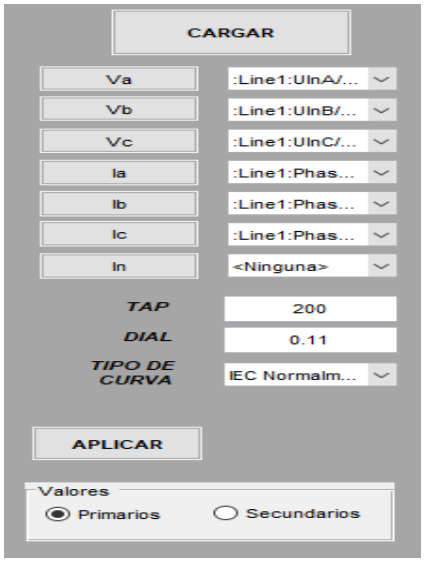


Figura 3.8. Asignación de canales analógicos e ingreso de ajustes del relé.

En la Figura 3.9 se visualizan las formas de onda de los voltajes y corrientes registrados durante el evento de cortocircuito dentro de PowerFactory y de la herramienta computacional desarrollada en MATLAB. Como se muestra en el visor de la herramienta computacional (imagen derecha de la Figura 3.9), existe una variación de corriente y voltaje de la fase A al ocurrir la falla, esto ocurre para las 3 fases falladas.

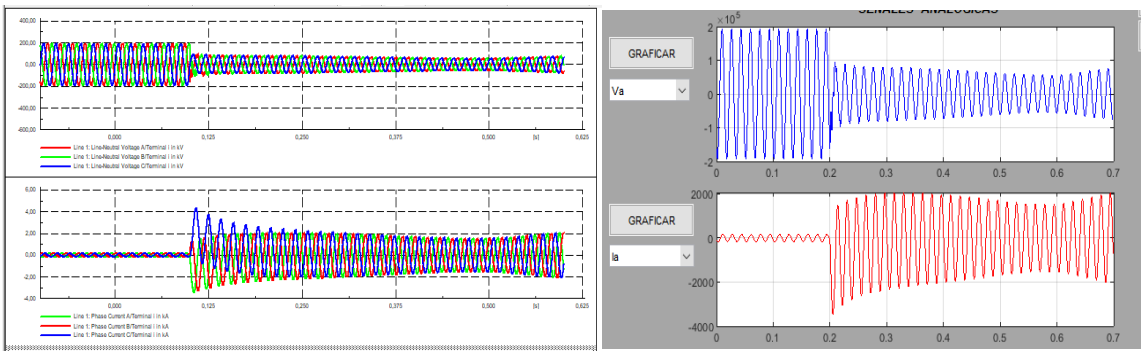


Figura 3.9. Formas de onda de voltaje y corriente en una falla trifásica convencional

En la Figura 3.10 se observa los tiempos de operación del relé en cada fase obtenido con la herramienta desarrollada.

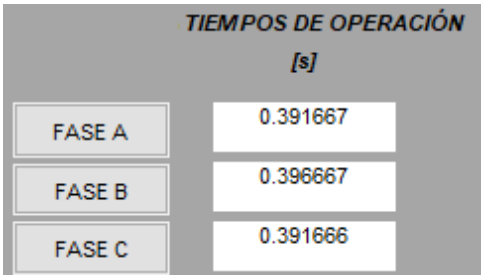


Figura 3.10. Tiempos de operación frente a una falla trifásica convencional

3.3.1.1.2 Falla monofásica

Al simular una falla monofásica en la línea de transmisión dentro de PowerFactory, se generan los datos mostrados en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Resultados de PowerFactory de la simulación de falla monofásica en la L/T

Línea	Tipo de falla	Posición [km]	Rf [Ohm]	Relé	Tiempo desde el inicio del evento [s]	Tiempo en el que ocurre la falla [s]	Tiempo de operación del relé [s]
L1	Monofásica	0,8	0	FASE	0,499	0,101	0,398
				TIERRA	0,418	0,101	0,317

En la Figura 3.11 y Figura 3.12 se observan las corrientes RMS y el tiempo de operación (registrado en PowerFactory) de los relés de fase y tierra cuando se presenta una falla monofásica en la línea de transmisión.

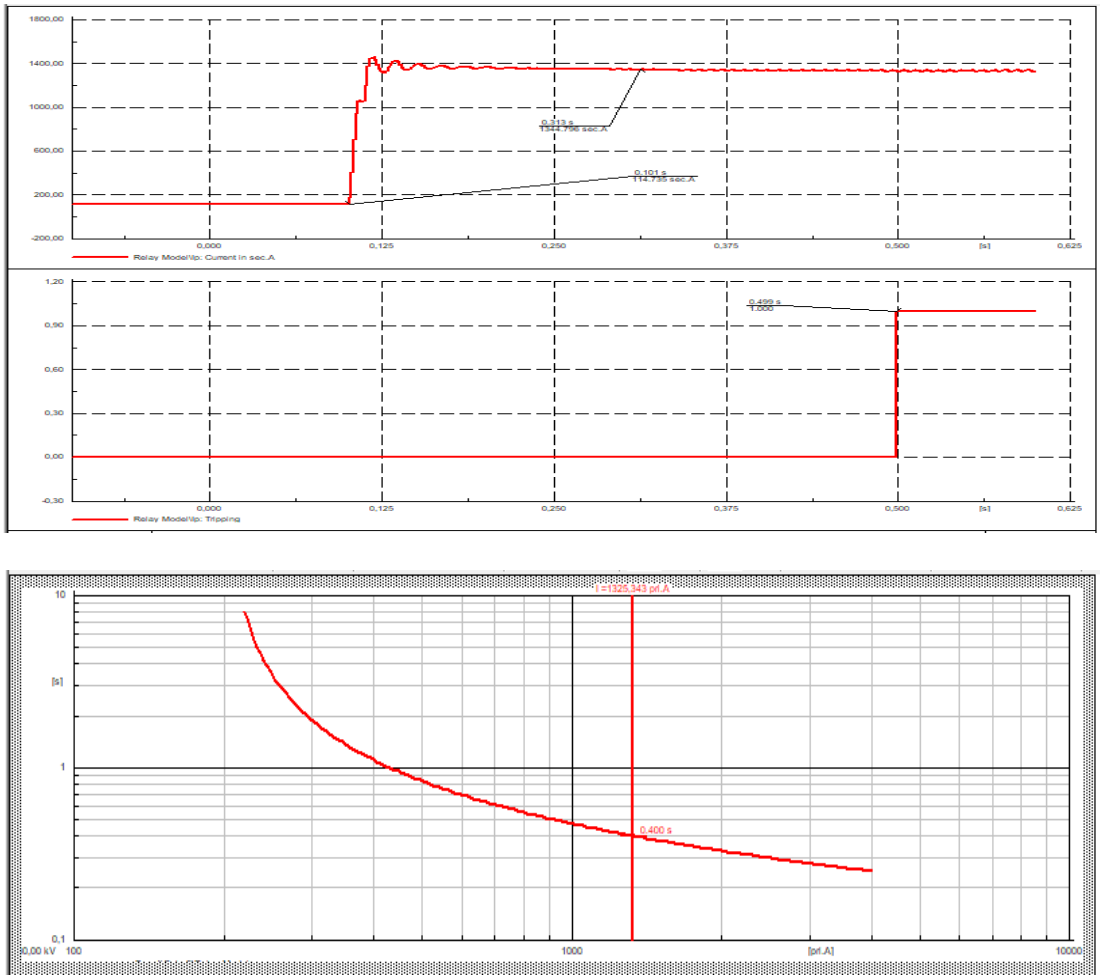


Figura 3.11. Corriente RMS y tiempo de operación del relé de fase en una falla monofásica convencional

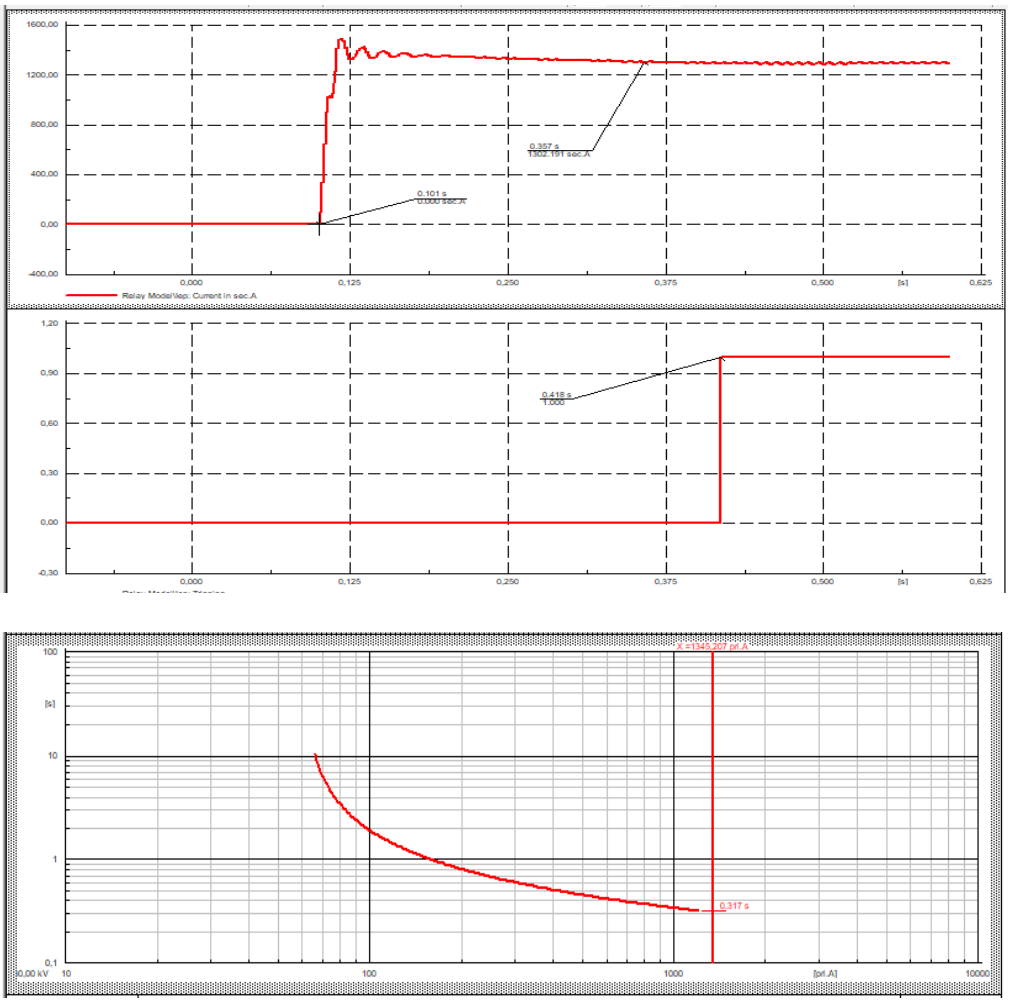


Figura 3.12. Corriente RMS y tiempo de operación del relé de tierra en una falla monofásica convencional

En la Figura 3.13 se visualizan las formas de onda de los voltajes y corrientes registrados durante el evento de cortocircuito monofásico dentro del PowerFactory y de la herramienta computacional desarrollada en MATLAB.

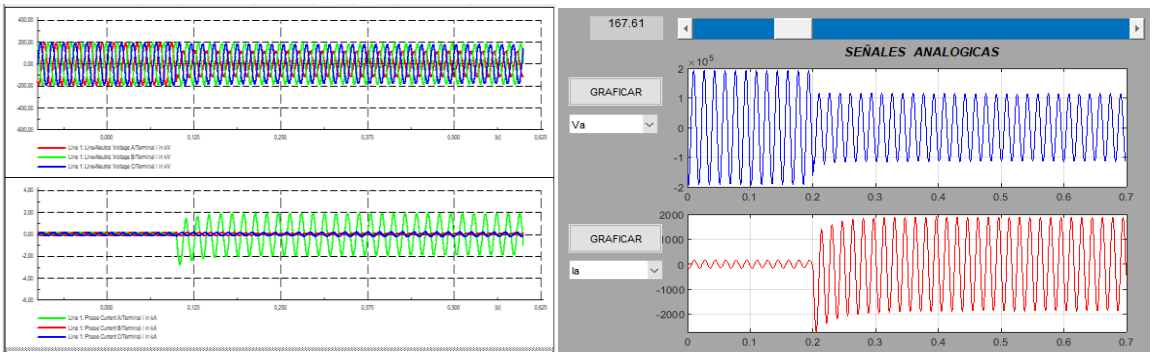


Figura 3.13. Formas de onda de voltaje y corriente en una falla monofásica convencional

En la Figura 3.14 se observan los tiempos de operación del relé de fase y tierra, tiempos obtenidos con la herramienta desarrollada.

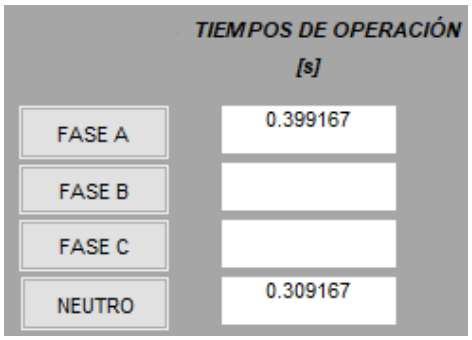


Figura 3.14. Tiempos de operación frente a una falla monofásica convencional

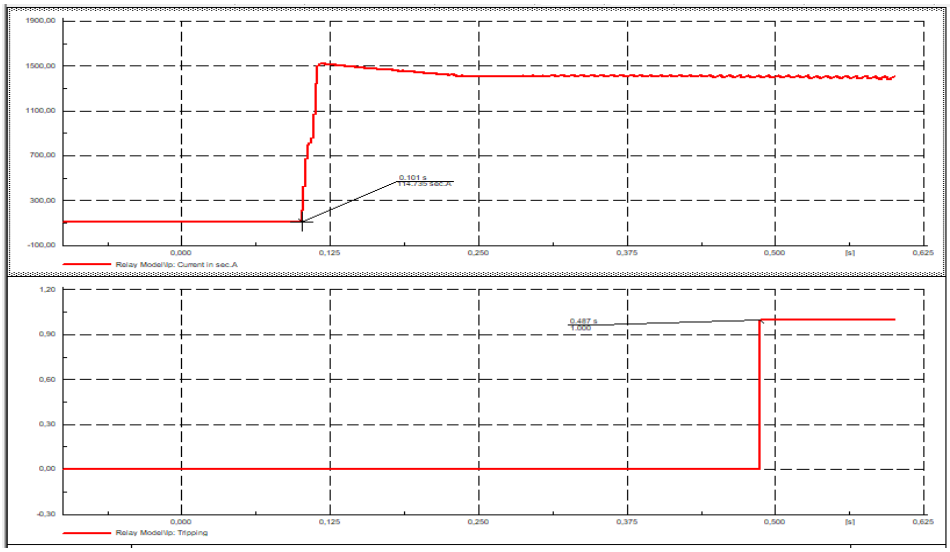
3.3.1.1.3 Falla bifásica

Al ejecutar una falla bifásica en la línea de transmisión, dentro de PowerFactory se generan los datos mostrados en la Tabla 3.8

Tabla 3.8. Resultados de PowerFactory de la simulación de falla bifásica en la L/T

Línea	Tipo de falla	Posición [km]	Rf [Ohm]	Relé	Tiempo desde el inicio del evento [s]	Tiempo en el que ocurre la falla [s]	Tiempo de operación del relé [s]
L1	Bifásica	0,8	0	Fase	0,487	0,101	0,386

En la Figura 3.15 se observan las corrientes RMS y el tiempo de operación del relé (obtenido en PowerFactory) cuando se generará una falla bifásica en la línea de transmisión.



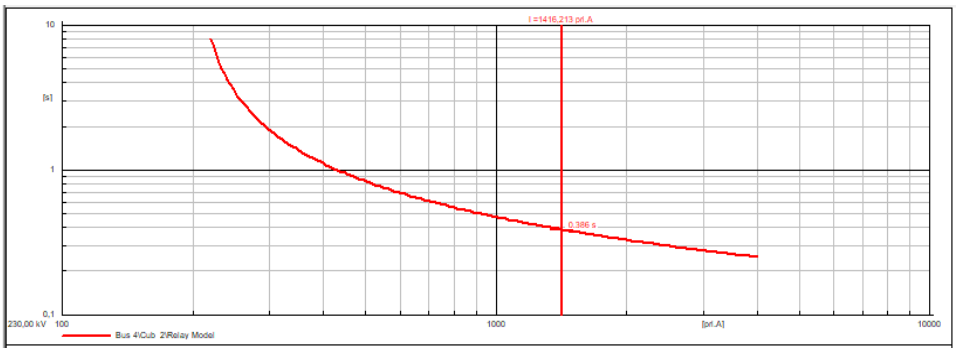


Figura 3.15. Corriente RMS y tiempo de operación del relé frente a una falla bifásica convencional

En la Figura 3.16 se visualizan las formas de onda de los voltajes y corrientes registrados durante el evento de cortocircuito dentro del PowerFactory y de la herramienta computacional desarrollada en MATLAB.

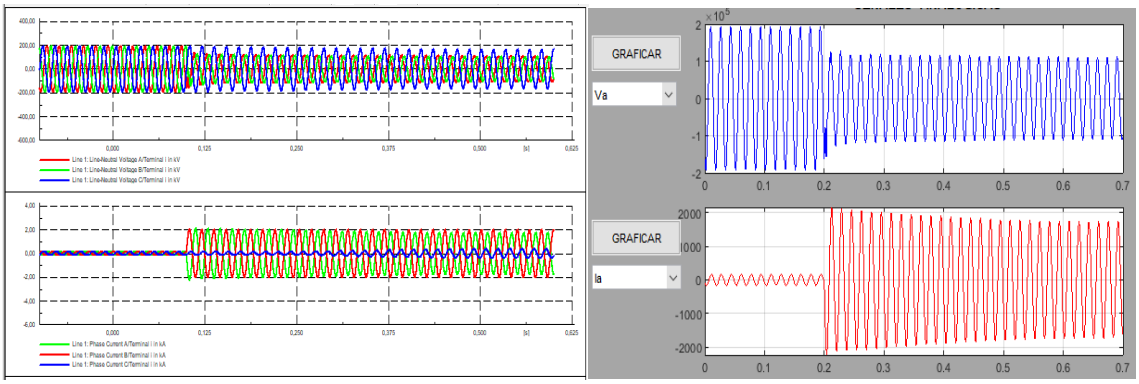


Figura 3.16. Formas de onda de voltaje y corriente en una falla bifásica convencional

En la Figura 3.17 se observa los tiempos de operación del relé de fase obtenidos con la herramienta desarrollada.

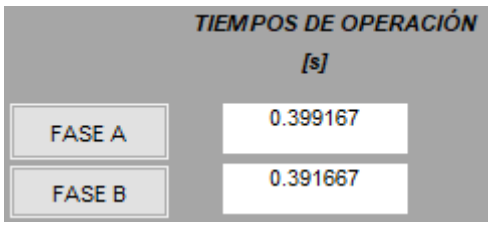


Figura 3.17. Tiempos de operación frente a una falla bifásica convencional

3.3.1.1.4 Falla bifásica a tierra

Al generar una falla bifásica a tierra en la línea de transmisión, dentro de PowerFactory se generan los datos mostrados en la Tabla 3.9

Tabla 3.9. Resultados de PowerFactory de la simulación de falla bifásica a tierra en la L/T

Línea	Tipo de falla	Posición [km]	Rf [Ohm]	Relé	Tiempo desde el inicio del evento [s]	Tiempo en el que ocurre la falla [s]	Tiempo de operación del relé [s]
L1	Bifásica a tierra	0,8	0	FASE	0,480	0,101	0,379
				TIERRA	0,441	0,101	0,340

En las Figura 3.18 y Figura 3.19 se observan las corrientes RMS y el tiempo de operación de los relés de fase y tierra cuando ocurre una falla monofásica en la línea de transmisión L1.

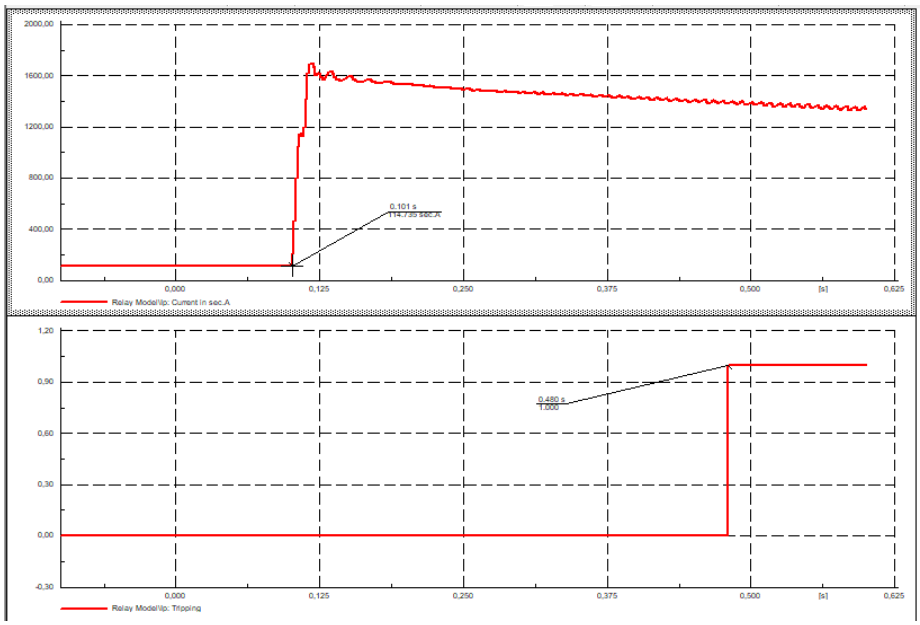


Figura 3.18. Corriente RMS y tiempo de operación del relé de fase frente a una falla bifásica a tierra convencional

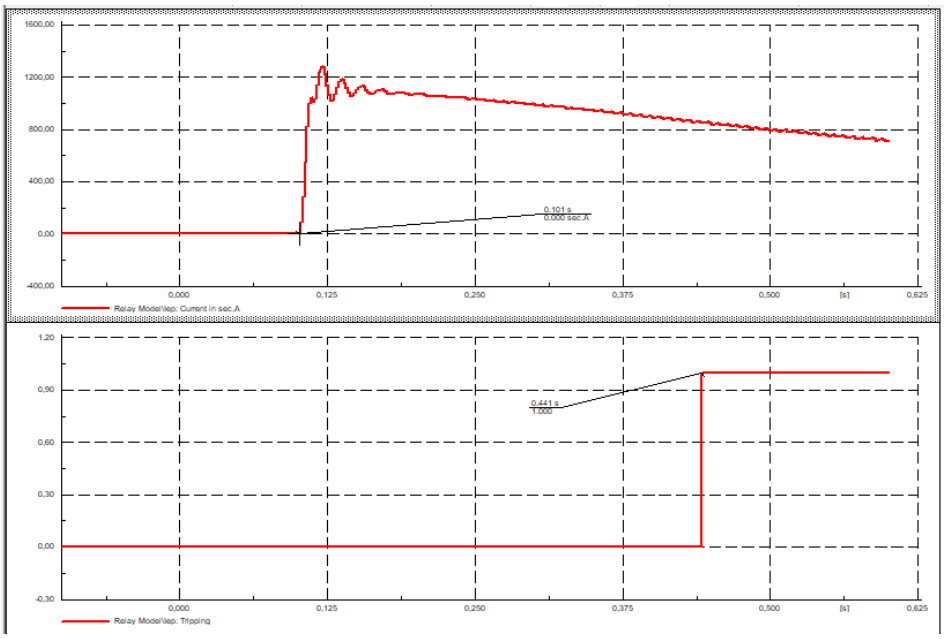


Figura 3.19. Corriente RMS y tiempo de operación del relé de tierra frente a una falla bifásica a tierra convencional

En la Figura 3.20 se visualizan las formas de onda de los voltajes y corrientes registrados durante el evento de cortocircuito dentro del PowerFactory y de la herramienta computacional desarrollada en MATLAB.

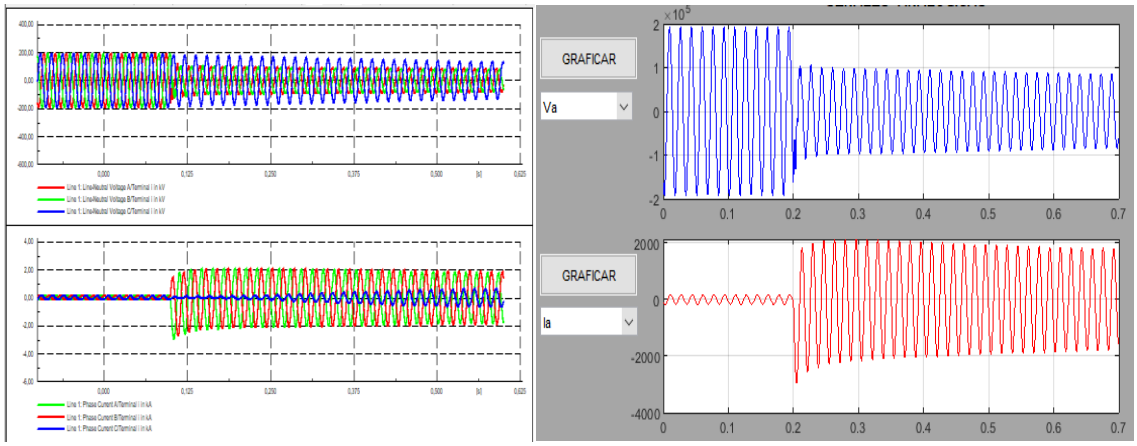


Figura 3.20. Formas de onda de voltaje y corriente en una falla bifásica a tierra convencional

En la Figura 3.21 se observan los tiempos de operación del relé de fase y tierra obtenidos con la herramienta computacional desarrollada.

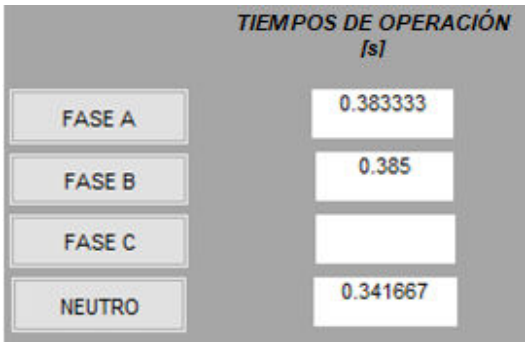


Figura 3.21. Tiempo de operación frente a una falla bifásica a tierra convencional

La comparación de los resultados obtenidos en relación a los tiempos de operación del relé de sobrecorriente direccional analizado, ante los diferentes tipos de cortocircuitos convencionales, se detalla en la Tabla 3.10.

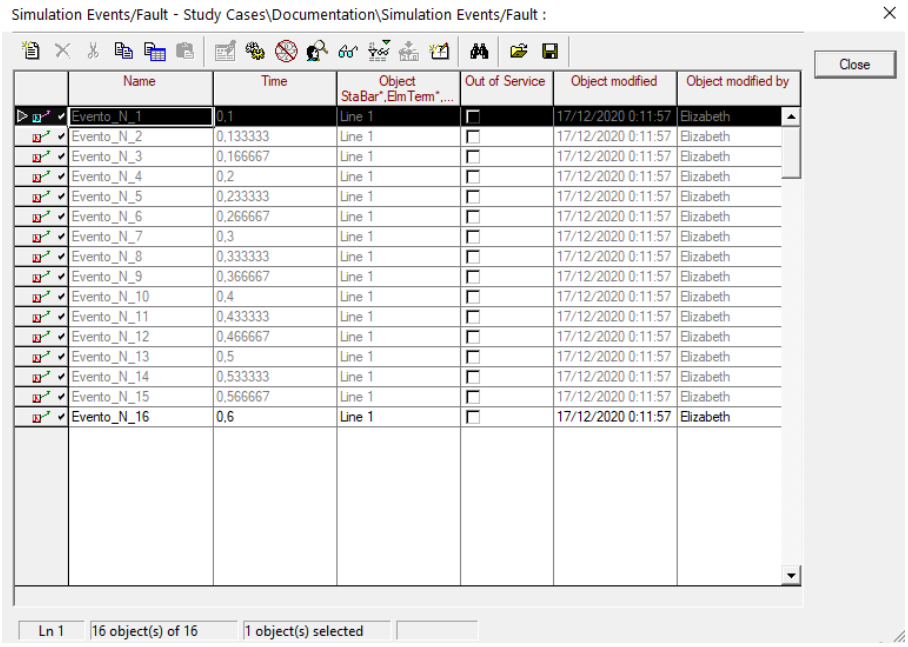
Tabla 3.10. Comparación de tiempos de operación obtenidos ante fallas convencionales.

Tipo de cortocircuito	Relés	Tiempo de operación obtenido en PowerFactory (s)	Tiempo de operación calculado con la herramienta de MATLAB (s)	Error (%)
Falla Trifásica	FASE	0,390	0,396	1,538
Falla Monofásica	FASE	0,398	0,399	0,251
	TIERRA	0,317	0,309	-2,524
Falla Bifásica	FASE	0,386	0,391	1,295
Falla Bifásica a tierra	FASE	0,379	0,383	1,055
	TIERRA	0,340	0,341	0,294

Se observa que el máximo error absoluto obtenido, considerando que la referencia (valor real) es el tiempo de operación obtenido en PowerFactory, es del -2,524%, el cual constituye una diferencia aceptable que prueba un desempeño adecuado de la herramienta computacional desarrollada.

3.3.1.2 Análisis de los tiempos de operación ante cortocircuitos con corrientes evolutivas

Mediante el lenguaje de programación DPL se implementó un código de un programa que ejecuta automáticamente cortocircuitos con corrientes evolutivas dentro de una línea de transmisión, donde se considera la variación de la resistencia de falla para cada iteración, como se detalla en la Figura 3.22.



Name	Time	Object StaBar*,ElmTerm*,...	Out of Service	Object modified	Object modified by
Evento_N_1	0,1	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_2	0,133333	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_3	0,166667	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_4	0,2	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_5	0,233333	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_6	0,266667	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_7	0,3	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_8	0,333333	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_9	0,366667	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_10	0,4	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_11	0,433333	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_12	0,466667	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_13	0,5	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_14	0,533333	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_15	0,566667	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth
Evento_N_16	0,6	Line 1		17/12/2020 0:11:57	Elizabeth

Figura 3.22. Parámetros para la ejecución de cortocircuitos con corrientes evolutivas

Las variaciones en la resistencia de falla van desde 0 ohm a 300 ohm en el rango de tiempo de 0,1 segundos a 0,6 segundos, ocasionando cambios en la magnitud de la corriente de cortocircuito.

3.3.1.2.1 Falla trifásica evolutiva

Al generar una falla trifásica evolutiva en la línea de transmisión L1, dentro de PowerFactory se generan los datos mostrados en la Tabla 3.11.

En la Figura 3.23 se observa la variación de las corrientes RMS y el tiempo de operación del relé cuando se genera una falla trifásica evolutiva en la línea de transmisión.

Tabla 3.11. Resultados de PowerFactory de la simulación de falla trifásica evolutiva

Línea	Tipo de falla	Posición [km]	Rf Inicial [Ohm]	Rf final [Ohm]	Relé	Tiempo desde el inicio del evento [s]	Tiempo en el que ocurre la falla [s]	Tiempo de operación del relé [s]
L1	Trifásica	0,8	300	0	Fase	0,546	0,101	0,445

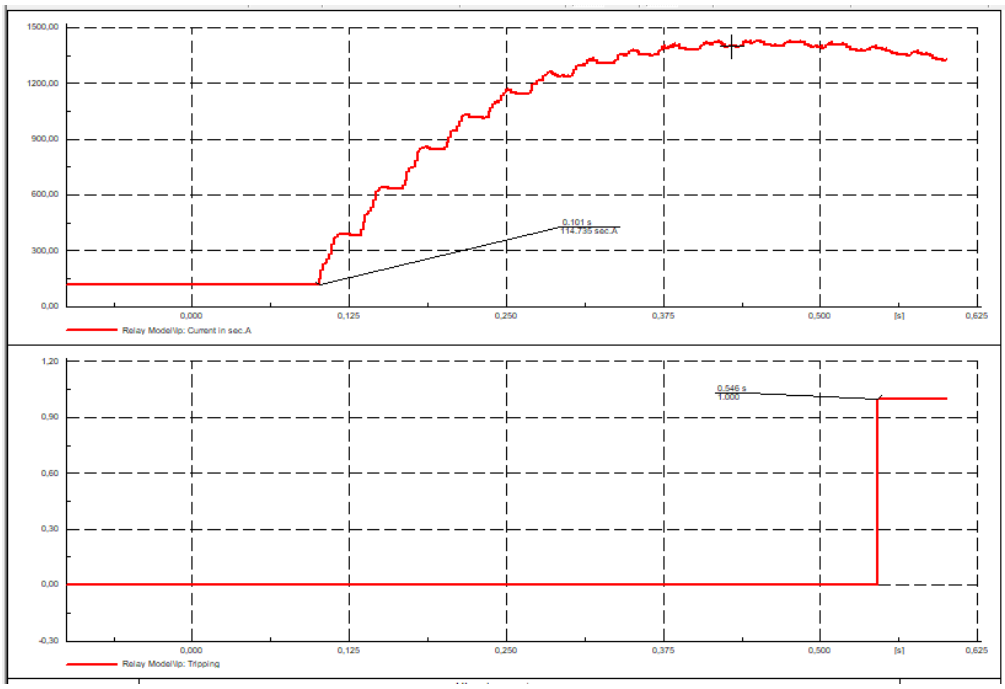


Figura 3.23. Corriente RMS y tiempo de operación del relé frente a una falla trifásica evolutiva

En la Figura 3.24 se visualizan las formas de onda de los voltajes y corrientes registrados durante el evento de cortocircuito dentro del PowerFactory (imagen de la izquierda) y de la herramienta computacional desarrollada en MATLAB (imagen de la derecha).

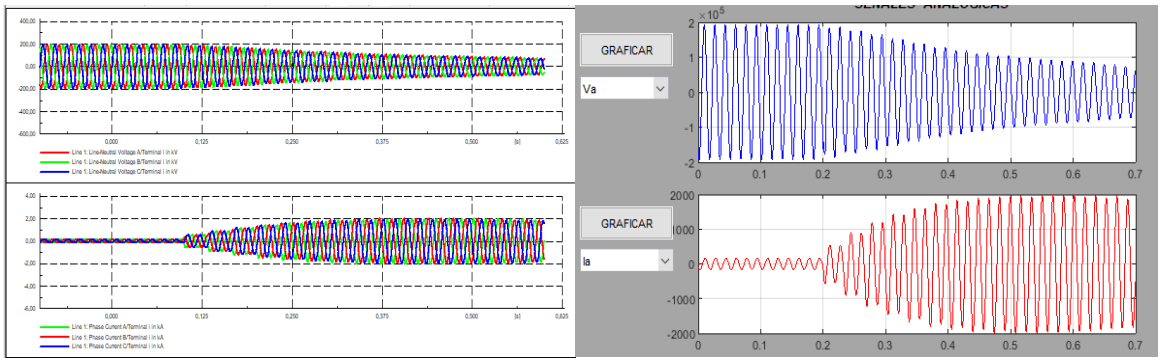


Figura 3.24. Formas de onda de voltaje y corriente en una falla trifásica evolutiva

En la Figura 3.25 se observa el tiempo de operación del relé en cada fase, tiempo obtenido con la herramienta desarrollada.

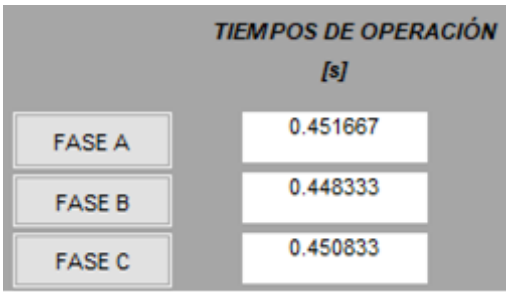


Figura 3.25. Tiempo de operación frente a una falla trifásica evolutiva

3.3.1.2.2 Falla monofásica evolutiva

Al generar una falla monofásica evolutiva en la línea de transmisión, dentro de PowerFactory se generan los datos mostrados en la Tabla 3.12

Tabla 3.12. Resultados de PowerFactory de la simulación de falla monofásica evolutiva

Línea	Tipo de falla	Posición [km]	Rf Inicial [Ohm]	Rf final [Ohm]	Relé	Tiempo desde el inicio del evento [s]	Tiempo en el que ocurre la falla [s]	Tiempo de operación del relé [s]
L1	Monofásica	0,8	300	0	Fase	0,563	0,101	0,462
					Tierra	0,456	0,101	0,355

En las Figura 3.26 y Figura 3.27 se observa la variación de las corrientes RMS y el tiempo de operación de los relés de fase y tierra cuando ocurre una falla monofásica evolutiva en la línea de transmisión L1.

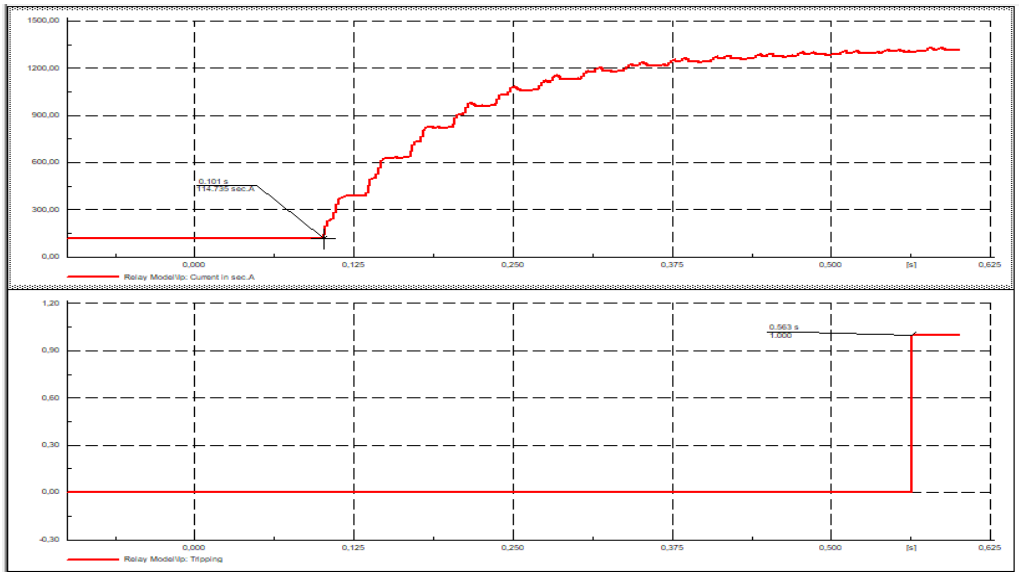


Figura 3.26. Corriente RMS y tiempo de operación del relé de fase frente a una falla monofásica evolutiva

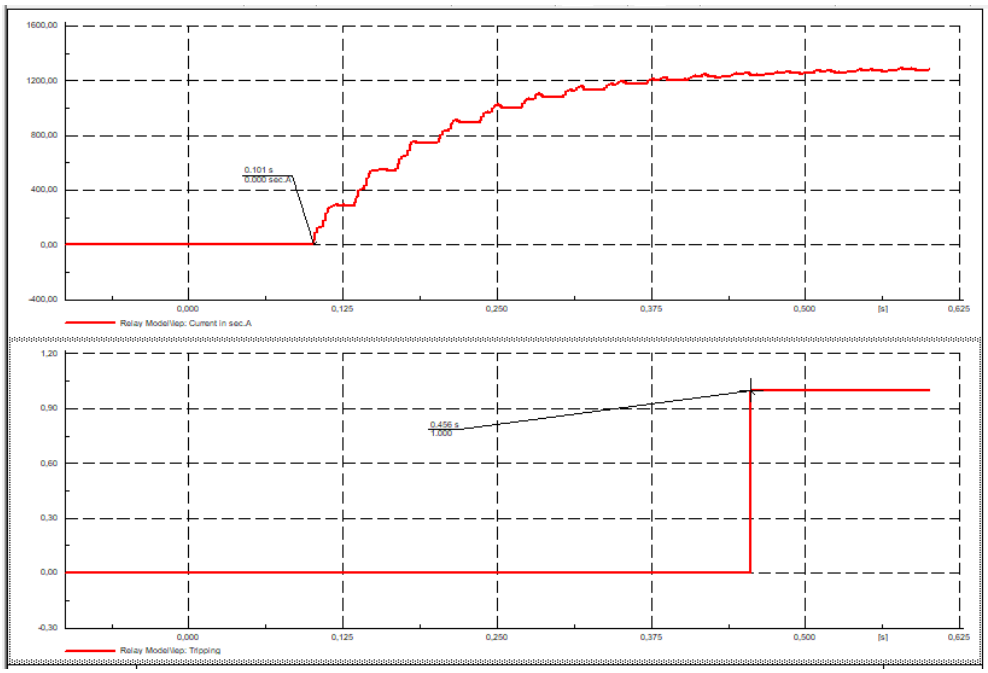


Figura 3.27. Corriente RMS y tiempo de operación del relé de tierra frente a una falla monofásica evolutiva

En la Figura 3.28 se visualizan las formas de onda de los voltajes y corrientes registrados durante el evento de cortocircuito dentro del PowerFactory y de la herramienta computacional desarrollada en MATLAB.

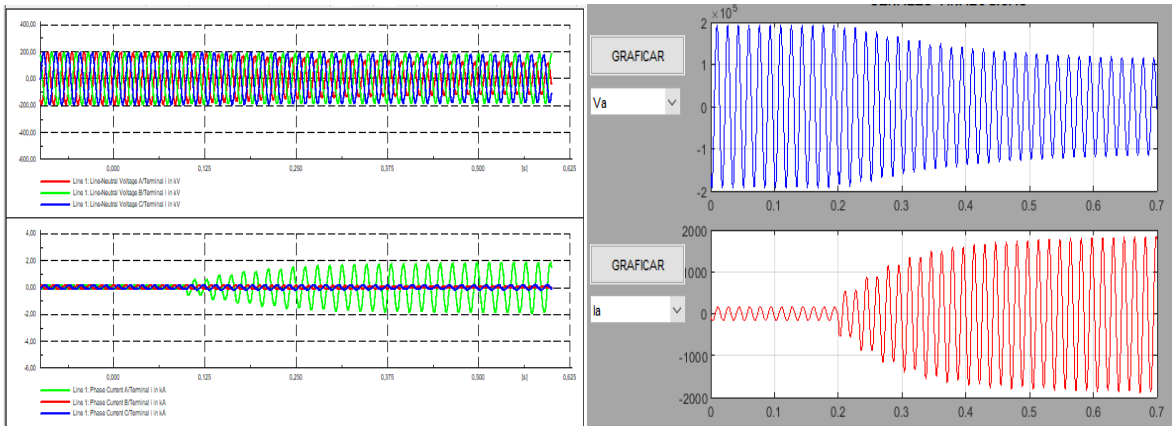


Figura 3.28. Formas de onda de voltaje y corriente en una falla monofásica evolutiva

En la Figura 3.25 se observa el tiempo de operación del relé en fase y tierra obtenido con la herramienta computacional.

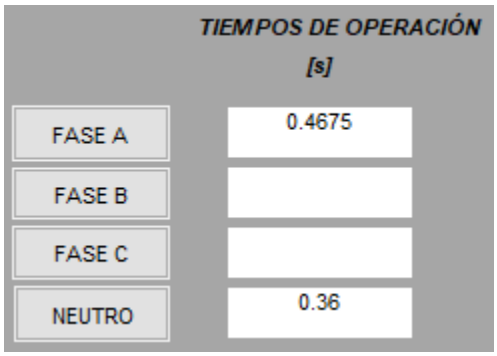


Figura 3.29. Tiempo de operación frente a una falla monofásica evolutiva

3.3.1.2.3 Falla bifásica evolutiva

Al simular una falla bifásica evolutiva en la línea de transmisión L1, dentro de PowerFactory se generan los datos mostrados en la Tabla 3.13

Tabla 3.13. Resultados de PowerFactory de la simulación de falla bifásica evolutiva

Línea	Tipo de falla	Posición [km]	Rf Inicial [Ohm]	Rf final [Ohm]	Relé	Tiempo desde el inicio del evento [s]	Tiempo en el que ocurre la falla [s]	Tiempo de operación del relé [s]
L1	Bifásica	0,8	300	0	Fase	0,530	0,101	0,429

En la Figura 3.30 se observa la variación de las corrientes RMS y el tiempo de operación del relé cuando se genera una falla bifásica evolutiva en la línea de transmisión.

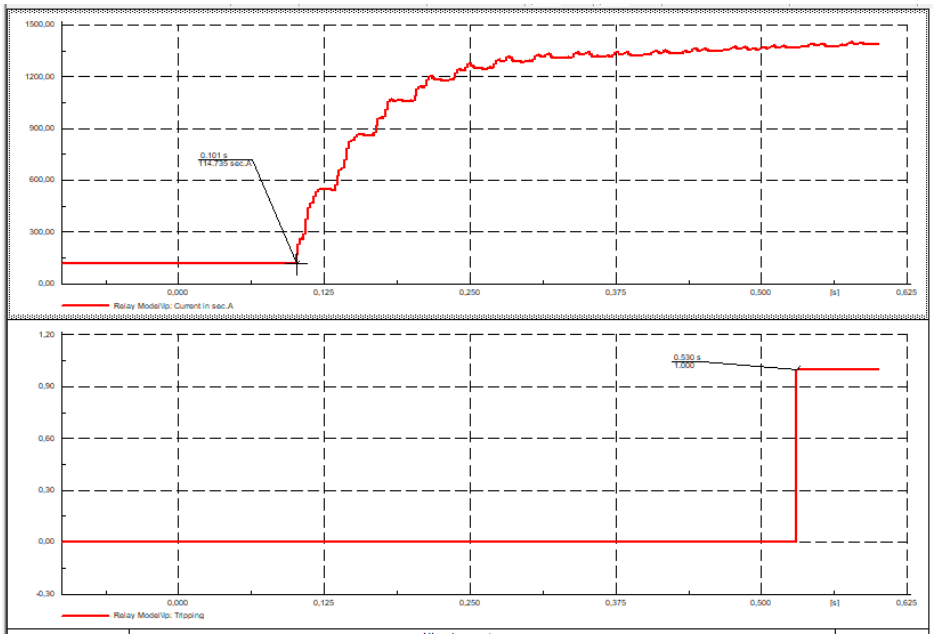


Figura 3.30. Corriente RMS y tiempo de operación del relé frente a una falla bifásica evolutiva

En la Figura 3.31 se visualizan las formas de onda de los voltajes y corrientes registrados durante el evento de cortocircuito dentro del PowerFactory y de la herramienta computacional desarrollada en MATLAB.

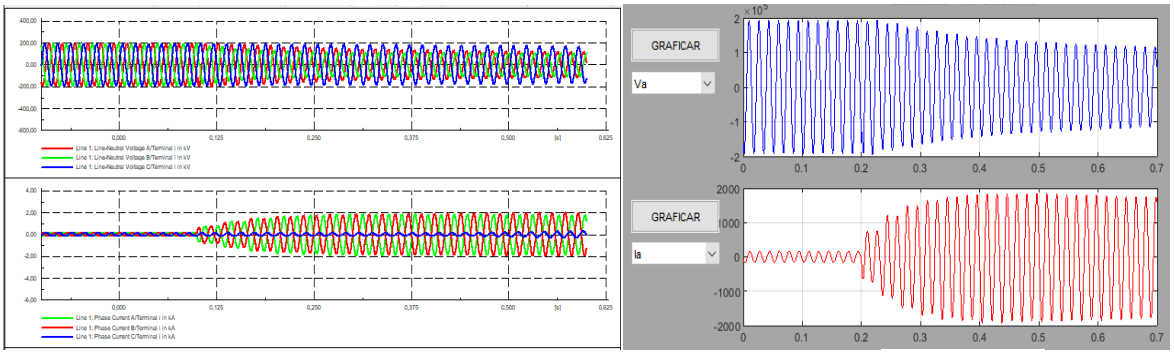


Figura 3.31. Formas de onda de voltaje y corriente en una falla bifásica evolutiva.

En la Figura 3.32 se observa el tiempo de operación del relé en cada fase ante una falla bifásica evolutiva, tiempo obtenido con la herramienta desarrollada.

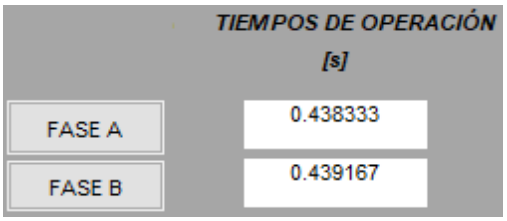


Figura 3.32. Tiempo de operación frente a una falla bifásica evolutiva

3.3.1.2.4Falla bifásica a tierra

Al ejecutar una falla bifásica a tierra evolutiva en la línea de transmisión L1 del sistema eléctrico de prueba, dentro de PowerFactory se generan los datos mostrados en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14. Resultados de PowerFactory de la simulación de falla bifásica a tierra evolutiva

Línea	Tipo de falla	Posición [km]	Rf Inicial [Ohm]	Rf final [Ohm]	Relé	Tiempo desde el inicio del evento [s]	Tiempo en el que ocurre la falla [s]	Tiempo de operación del relé [s]
L1	Bifásica a tierra	0,8	300	0	Fase	0,546	0,101	0,445
					Tierra	0,475	0,101	0,374

En las Figura 3.33 y Figura 3.34 se observa la variación de las corrientes RMS y el tiempo de operación de los relés de fase y tierra cuando se presenta una falla bifásica a tierra en la línea de transmisión L1.

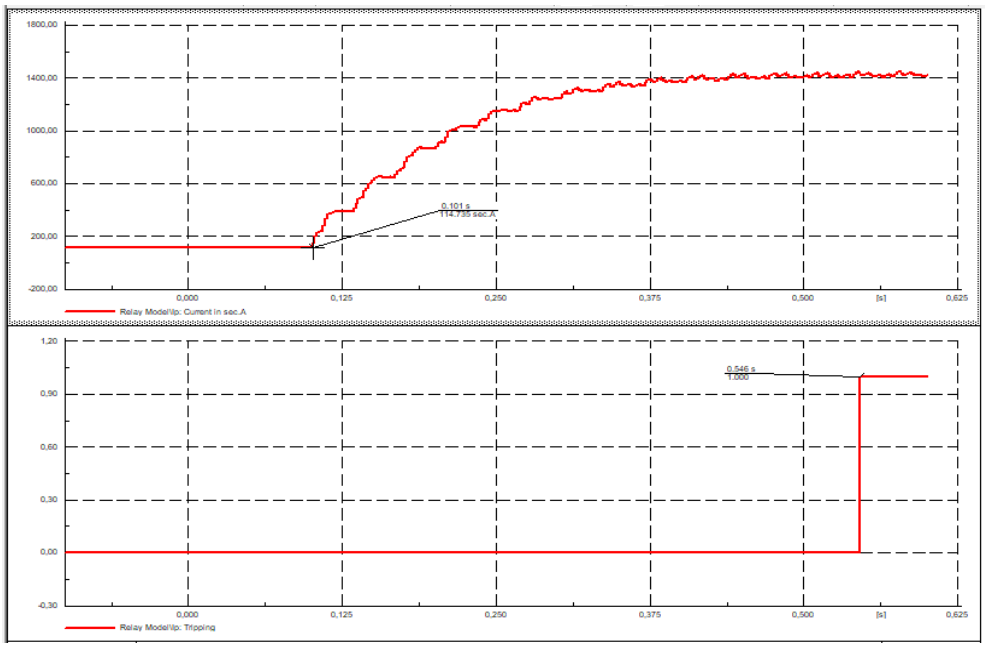


Figura 3.33. Corriente RMS y tiempo de operación del relé de fase frente a una falla bifásica a tierra evolutiva

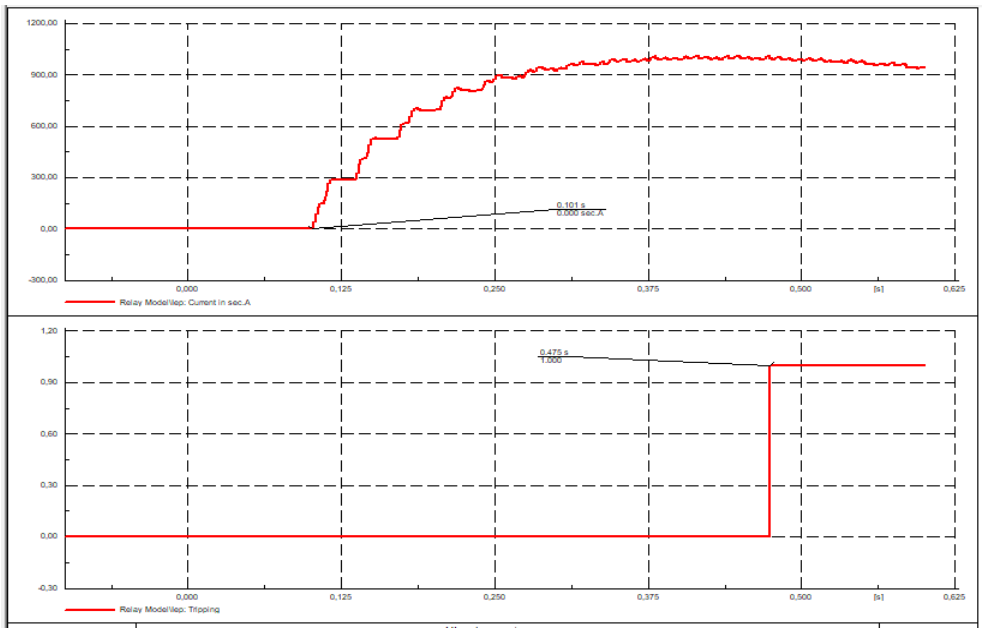


Figura 3.34. Corriente RMS y tiempo de operación del relé de tierra frente a una falla bifásica a tierra evolutiva

En la Figura 3.35 se visualiza las formas de onda de los voltajes y corrientes registrados durante el evento de cortocircuito dentro del PowerFactory y de la herramienta computacional desarrollada en MATLAB.

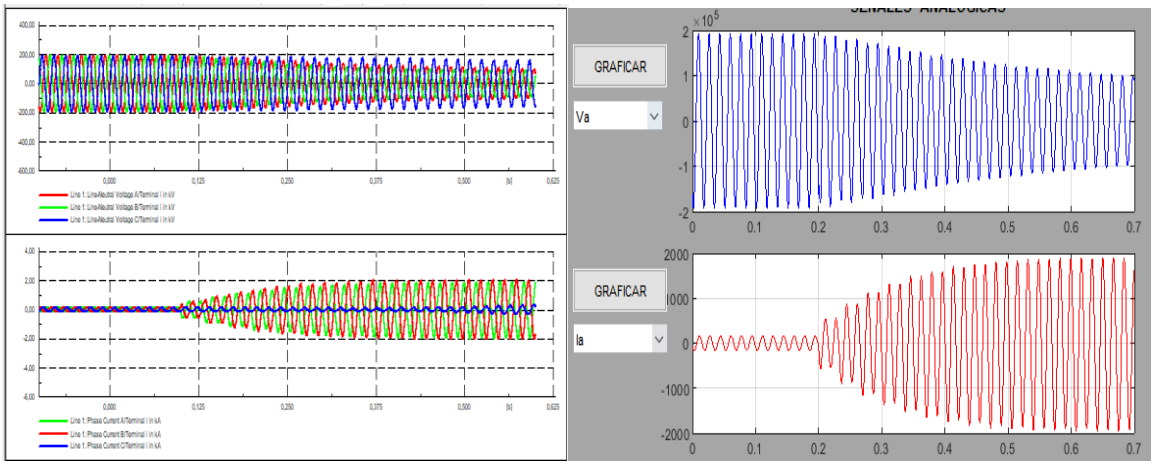


Figura 3.35. Formas de onda de voltaje y corriente en una falla bifásica a tierra evolutiva

En la Figura 3.36 se observa el tiempo de operación del relé en fase y tierra ante una fase bifásica a tierra evolutiva, tiempos obtenidos con la herramienta desarrollada.

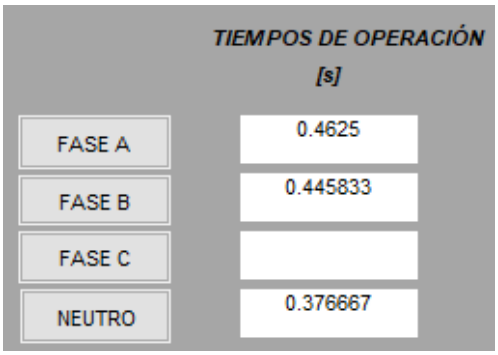


Figura 3.36. Tiempo de operación frente a una falla bifásica a tierra evolutiva

La comparación de los resultados obtenidos en relación a los tiempos de operación del relé de sobrecorriente direccional analizado, ante los diferentes tipos de cortocircuitos simulados con corrientes evolutivas, se detalla en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15. Comparación de tiempos de operación obtenidos ante fallas evolutivas.

Tipo de cortocircuito	FASES	Tiempo de operación simulado en PowerFactory (s)	Tiempo de operación calculado con la herramienta de MATLAB (s)	Error (%)
Falla trifásica	FASE	0,445	0,45	1,124
Falla Monofásica	FASE	0,462	0,477	3,247
	TIERRA	0,355	0,36	1,408
Falla Bifásica	FASE	0,429	0,438	2,098
Falla Bifásica a tierra	FASE	0,445	0,446	0,225
	TIERRA	0,374	0,376	0,535

De manera similar al caso de fallas convencionales, para las fallas evolutivas simuladas se observa que la herramienta arroja resultados muy aceptables, con un error absoluto máximo del 3,247% en cuanto a los tiempos de operación del relé se refiere.

3.3.2 RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS ZONAS DE OPERACIÓN

El archivo COMTRADE recopila todas las señales de corriente y voltaje, así como las señales digitales requeridas, resultado de los diferentes cortocircuitos simulados. Dichas perturbaciones fueron ejecutadas a lo largo de las líneas de transmisión:

- Línea protegida por el relé (falla hacia adelante).
- Línea anterior al relé (falla hacia atrás).

Esta información fue utilizada para el análisis del funcionamiento de los relés modelados y sus zonas de operación de forma gráfica, las cuales corresponden a los métodos de polarización típicamente utilizados en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) ecuatoriano.

Los métodos de polarización para la protección direccional de fases y tierra permiten identificar la dirección de la ocurrencia del cortocircuito, tomando como referencia la ubicación de la protección. De esta manera, se verifica si el cortocircuito ocurrió delante de la posición del relé al graficarse dentro de la zona de operación definida por los métodos y, de haber ocurrido cortocircuitos detrás se grafica fuera de la zona de operación.

3.3.2.1. Unidad direccional de fase

Para el análisis de la direccionalidad se trabajó con los siguientes eventos de cortocircuito convencionales, que le corresponden a la unidad direccional de fase:

- Falla trifásica hacia adelante.
- Falla bifásica hacia atrás.

La protección de fase tiene su propia unidad direccional con sus respectivas cantidades de polarización y operación, utilizadas para identificar la dirección de la falla.

Para el análisis de la operación de la unidad direccional de fase se utiliza el método de polarización en cuadratura, el funcionamiento del mismo se detalló en los capítulos anteriores.

3.3.2.1.1. Falla trifásica hacia adelante con método de polarización en cuadratura

Se simula una falla trifásica en la línea L1 al 80% distancia desde la barra 4 modelada en PowerFactory, como se indica en la Figura 3.37.

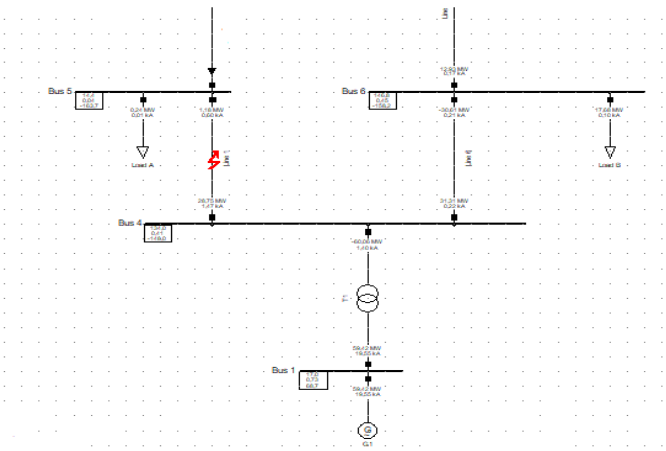


Figura 3.37. Sistema de prueba- Falla trifásica hacia adelante

Una vez seleccionada la unidad direccional de fase (67F), se ingresan los valores del ángulo característico del relé (RCA) y del ángulo de operación del relé (ROA), los mismos que permiten establecer y graficar la dirección de la corriente *I* y el ángulo de torque como se observa en la Figura 3.38 y, a su vez, se visualiza que el cortocircuito trifásico ocurrido en la línea L1, se localiza dentro de la zona de operación de la protección de sobrecorriente direccional.

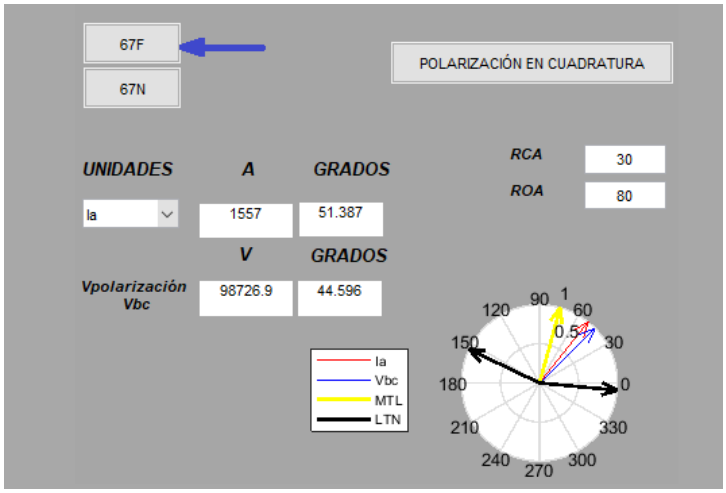


Figura 3.38. Zona de operación de la unidad de fase – Ubicación del fasor de corriente de la falla trifásica hacia adelante.

Los resultados mostrados en la Figura 3.38 son: la corriente de cortocircuito de la fase A (magnitud de la corriente y dirección definida por el método de polarización) y el voltaje de polarización.

El deslizador (Slider) permite movilizar al fasor de la corriente a lo largo del tiempo registrado en el archivo COMTRADE y permite también conocer su magnitud en cualquier instante de tiempo una vez producida la falla.

3.3.2.1.2 Falla bifásica hacia atrás con método de polarización en cuadratura

Se simula una falla bifásica en la línea L6 al 50% de la barra 4 modelada en PowerFactory, como se indica en la Figura 3.39.

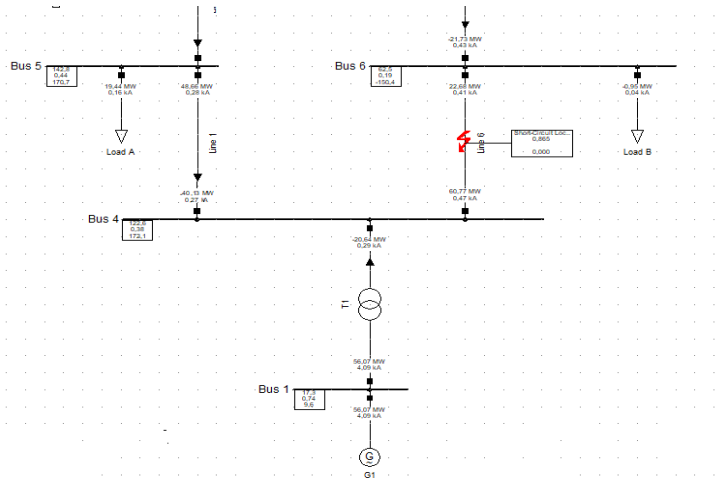


Figura 3.39. Sistema de prueba- Falla hacia atrás

El mismo procedimiento anterior se aplicó para analizar el funcionamiento del relé direccional de fase ante este tipo de falla.

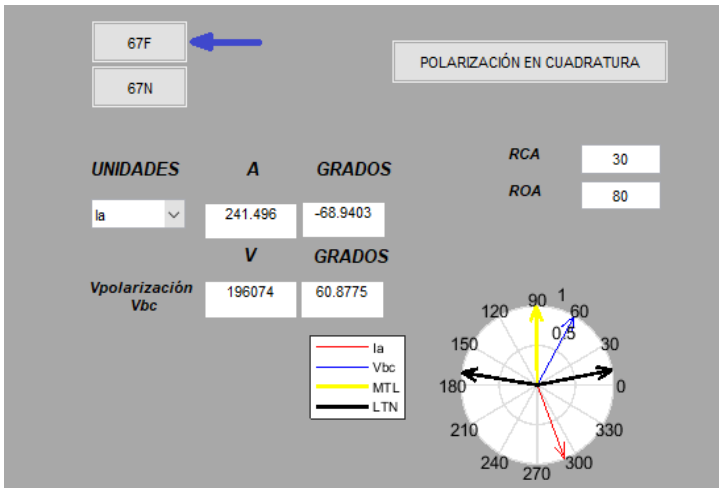


Figura 3.40. Ubicación del fasor de corriente de la falla bifásica hacia atrás.

En la Figura 3.40 se muestra que la falla bifásica ocurrida en la línea L6, se localiza fuera de la zona de operación de la protección de sobrecorriente direccional.

3.3.2.2. Unidad direccional de tierra

Para la protección de sobrecorriente direccional de tierra se consideró los métodos de polarización con voltaje de secuencia cero y polarización con voltaje de secuencia negativa, descritos en los capítulos anteriores. Para analizar el funcionamiento de la unidad direccional de tierra, se consideraron las siguientes fallas correspondientes a esta unidad:

- Falla monofásica en la línea L1 (hacia adelante).
- Falla bifásica a tierra en la línea L6 (hacia atrás).

3.3.2.2.1 Falla monofásica adelante con método de polarización con voltaje de secuencia cero.

Se selecciona la unidad direccional de tierra (67N), se ingresa los valores del ángulo característico del relé (RCA) y del ángulo de operación del relé (ROA), los mismos que permiten establecer y graficar la dirección de la corriente *I* y el ángulo de torque por el método de polarización con voltaje de secuencia cero, como se muestra en la Figura 3.41.

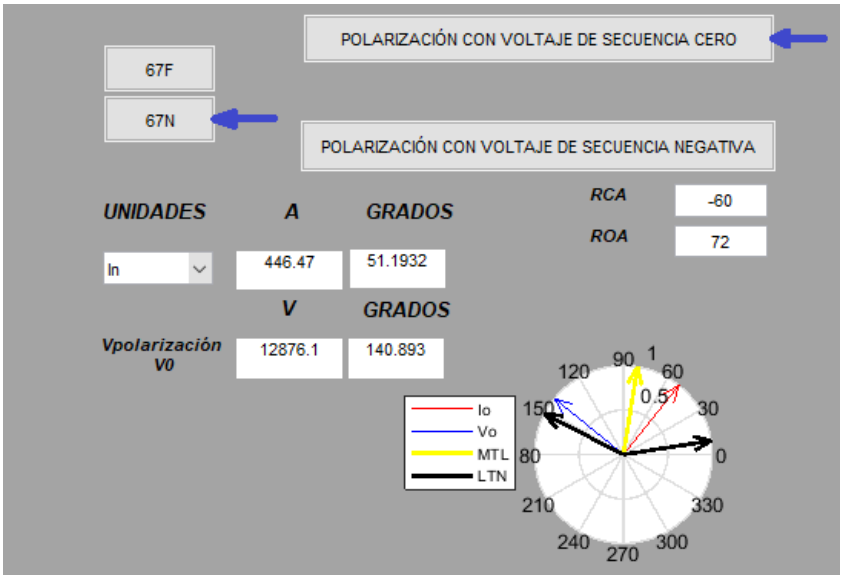


Figura 3.41. Ubicación del fasor de corriente de la falla monofásica hacia adelante - Polarización por secuencia cero.

Como se puede observar la corriente se ubica dentro de la zona de protección de la unidad direccional de tierra, por lo que la falla es detectada por el relé.

3.3.2.2.2 Falla monofásica adelante con método de polarización con voltaje de secuencia negativa.

Al analizar la ubicación grafica de la falla por el método de polarización con voltaje de secuencia negativa, se puede observar que el fasor de corriente se localiza dentro de la zona de protección (ver Figura 3.42).

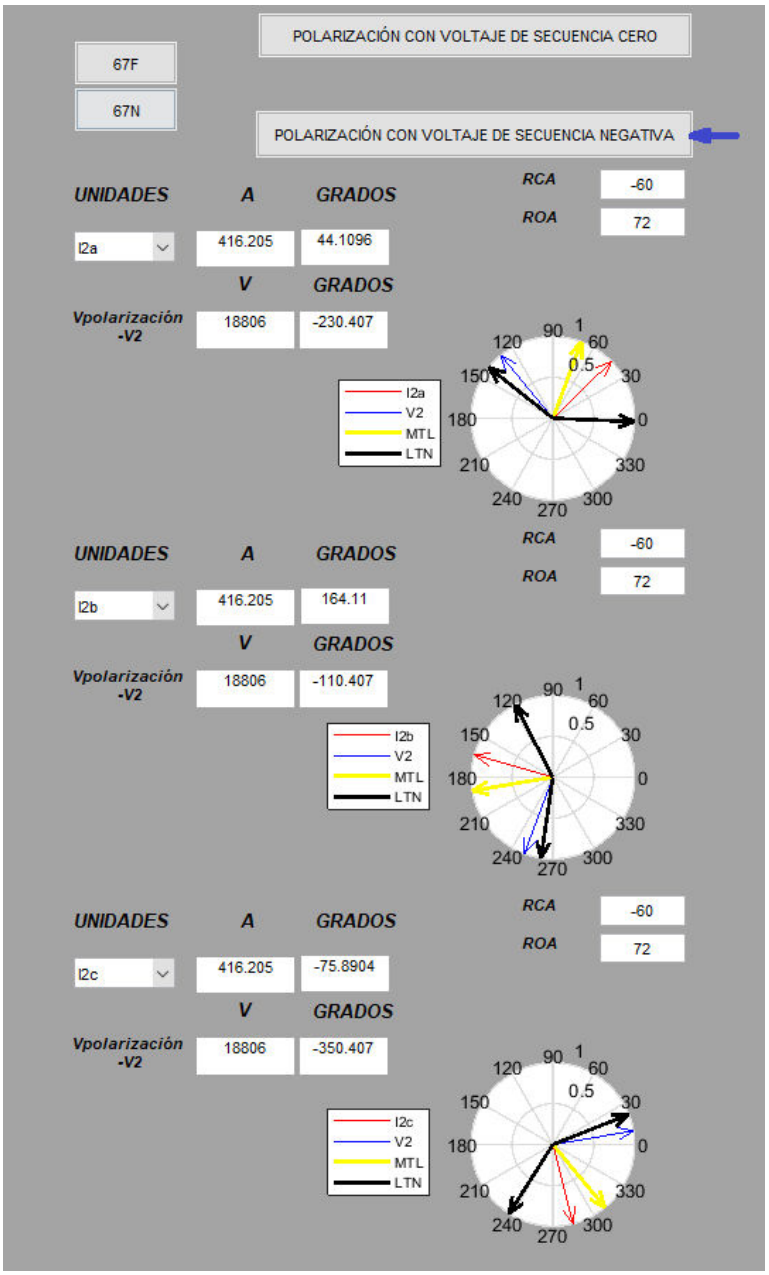


Figura 3.42. Ubicación del fasor de corriente de la falla monofásica hacia adelante - Polarización con voltaje de secuencia negativa.

3.3.2.2.3Falla bifásica a tierra atrás con método de polarización con voltaje de secuencia cero.

Al producirse una falla bifásica a tierra en la línea L6 y al ser analizada de forma gráfica la ubicación de la misma, se observa que, de forma correcta, la falla se encuentra fuera de la zona de protección (ver Figura 3.43).

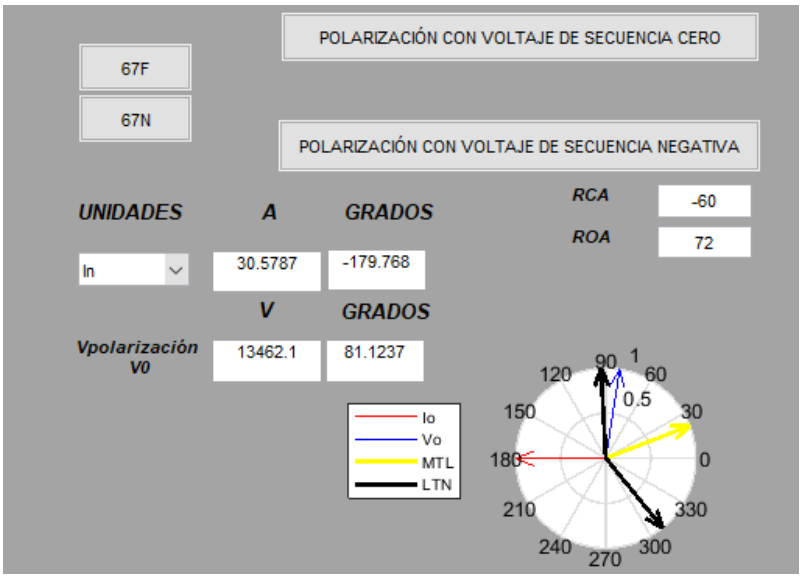


Figura 3.43. Ubicación del fasor de corriente de la falla bifásica a tierra hacia atrás - Polarización por secuencia cero.

3.3.2.2.4 Falla bifásica a tierra atrás con método de polarización con voltaje de secuencia negativa.

Utilizando el método de polarización con voltaje de secuencia negativa se observa que la falla se encuentra fuera de la zona de protección de la unidad direccional de tierra 67N, por lo que no provoca la operación del relé (Figura 3.43).

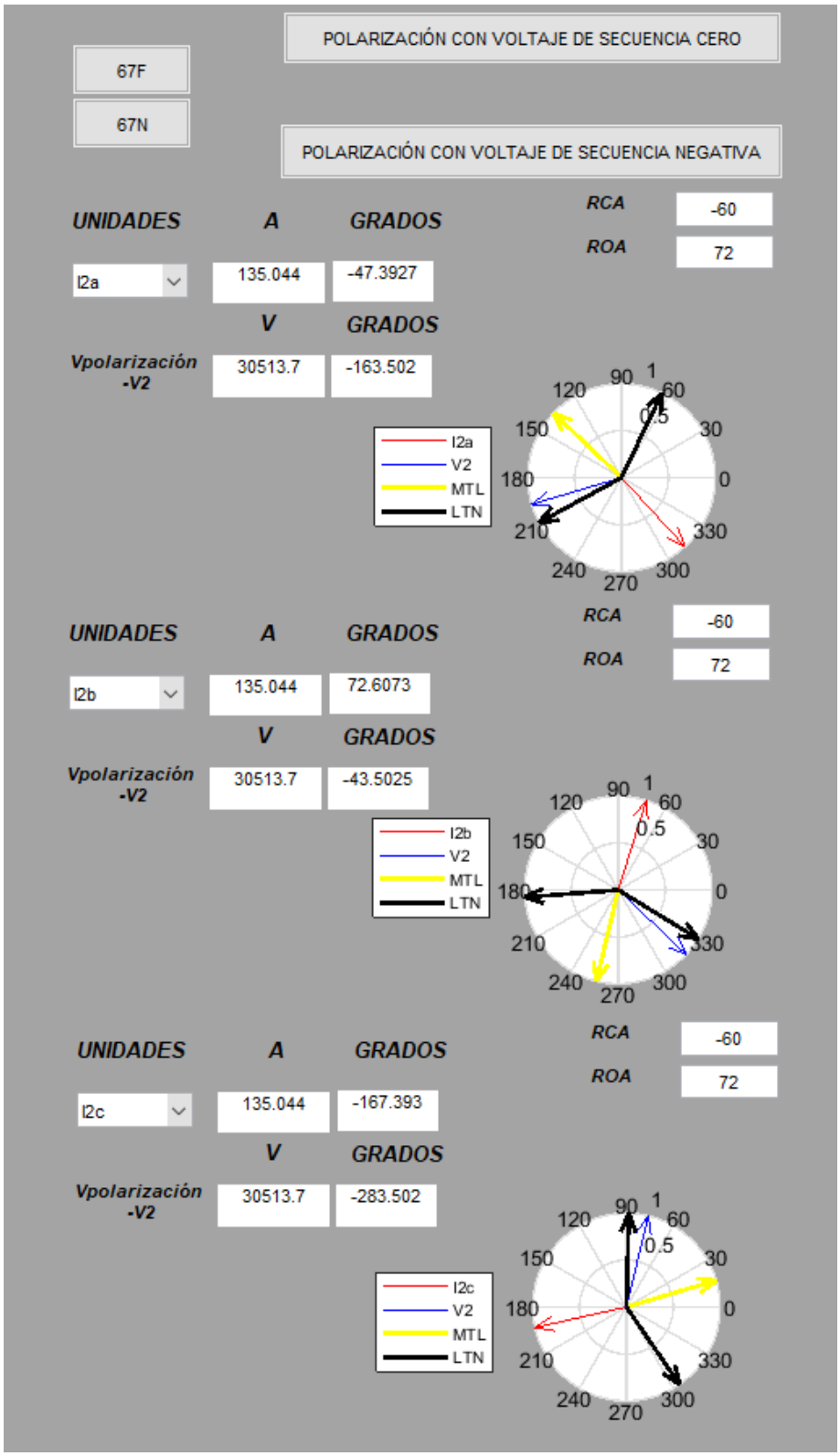


Figura 3.44. Ubicación de los fasores de las corrientes *I2a, I2b, I2c* de la falla bifásica a tierra hacia atrás - Polarización por secuencia negativa.

En el caso de la falla bifásica a tierra existe un mayor deslizamiento de la corriente.

3.3.3 RESULTADOS DE LOS CASOS REALES

Para validar la herramienta computacional desarrollada, se analizan dos casos reales de fallas con corrientes evolutivas ocurridas en el Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano.

3.3.3.1. CASO 1: Falla en la L/T DURÁN- CNEL 2 69 kV

Este caso de falla bifásica provocó el disparo del interruptor 52-002 de la bahía CNEL 2 69 kV de la subestación (S/E) Durán de CELEC EP – TRANSELECTRIC.

Tabla 3.16. Ajustes y tiempo operación del relé de sobrecorriente direccional de la bahía CNEL 2 69 kV.

S/E	Bahía	Voltaje [kV]	RTC	Fabricante	Modelo	Función	Tipo de curva	TAP		DIAL
								[A] PRIM	[A] SEC	
DURÁN	CNEL 2	69	800/5	SIEMENS	75A612	67-TOC	1_IEC Standard Inverse	880	5,5	0,15
Tiempo de operación de la protección real registrado por el relé [s]										0,84

Esta falla tuvo lugar el día martes 3 de noviembre de 2020. La Tabla 3.16 muestra la información necesaria para el análisis del funcionamiento del relé.

A continuación, en la Tabla 3.17, se detallan los datos del archivo COMTRADE generado por la protección ante el evento de falla.

Tabla 3.17. Datos relevantes del archivo COMTRADE - Registro de la S/E DURÁN

Subestación	DURAN
Versión	1999
Canales Analógicos	11
Canales Digitales	23
Frecuencia	60
Frecuencia de Muestreo	1200
Fecha de inicio	3/11/2020
Hora de inicio	14:19:09.665670
Fecha de fin	3/11/2020
Hora de fin	14:19:10.165699

Una vez cargado el archivo en la herramienta desarrollada, se asignaron los canales analógicos (corriente y voltajes) y canales digitales. También se requiere el ingreso de los ajustes del relé de sobrecorriente, como se muestra en la Figura 3.45.

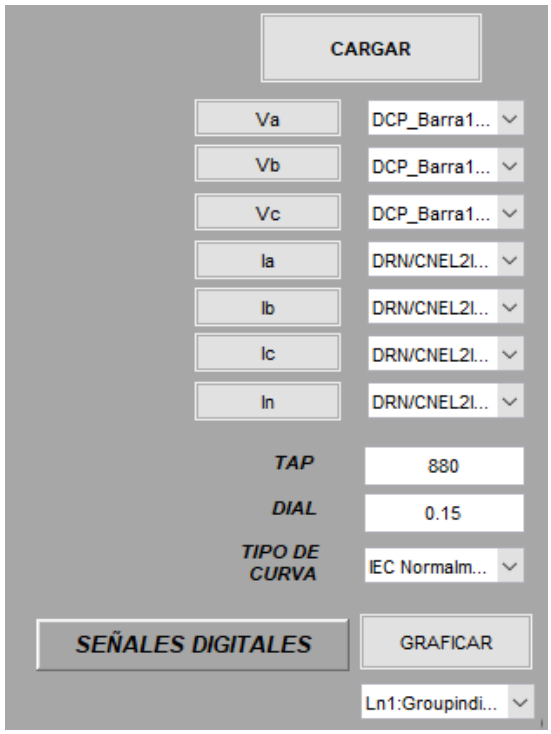


Figura 3.45. Asignación de canales e ingreso de ajustes del relé de sobrecorriente

En la Figura 3.46 se muestra las oscilografías de las corrientes *Ia* e *Ib* registradas, las cuales corresponden a una falla evolutiva.

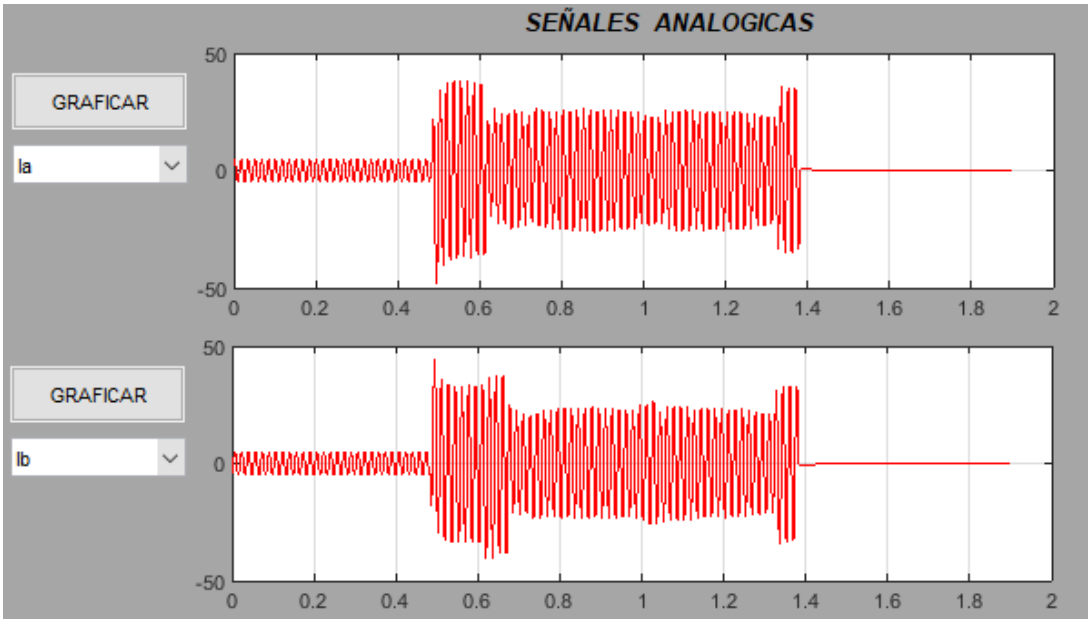


Figura 3.46. Señal de corriente *Ia* e *Ib* registrada en la subestación Durán

La Figura 3.47 muestra las señales binarias (arranque y disparo del relé) y los tiempos de operación calculados por la herramienta.

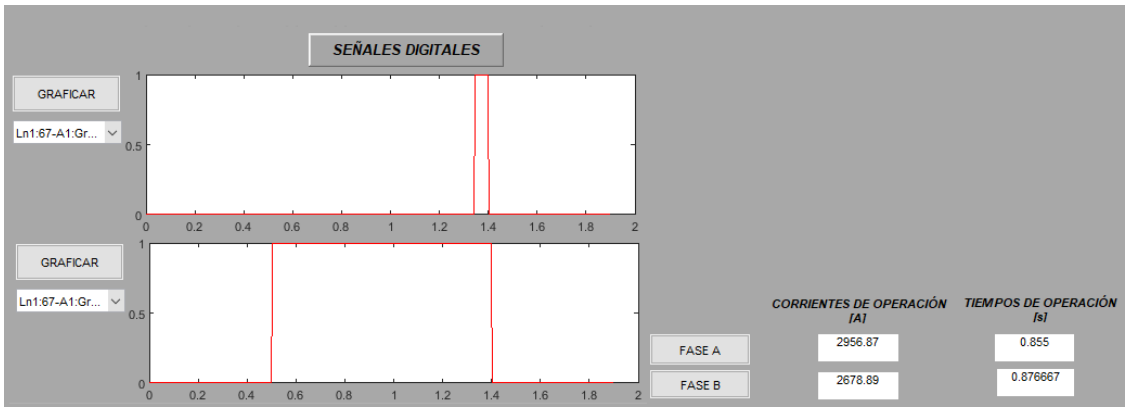


Figura 3.47. Señales binarias y tiempo de operación calculado

En la Tabla 3.18 se muestra la comparación del tiempo de operación real (que se verifica en la representación gráfica de la señal binaria) con el tiempo de operación calculado por la herramienta desarrollada, frente a la falla presentada.

Tabla 3.18. Comparación de tiempos de operación de la protección

Disparo del Relé [s]	Arranque del Relé [s]	Tiempo real de operación del relé gráficamente [s]	Corriente de operación [A]	Tiempo de operación calculado con la subrutina implementada [s]	Error [%]
1,34	0,5	0,84	2956.87	0,85	1,19

En la Figura 3.48 se visualiza que el cortocircuito bifásico ocurrido en L/T DURÁN- CNEL 2 69 kV se localiza dentro de la zona de operación de la protección de sobrecorriente direccional.

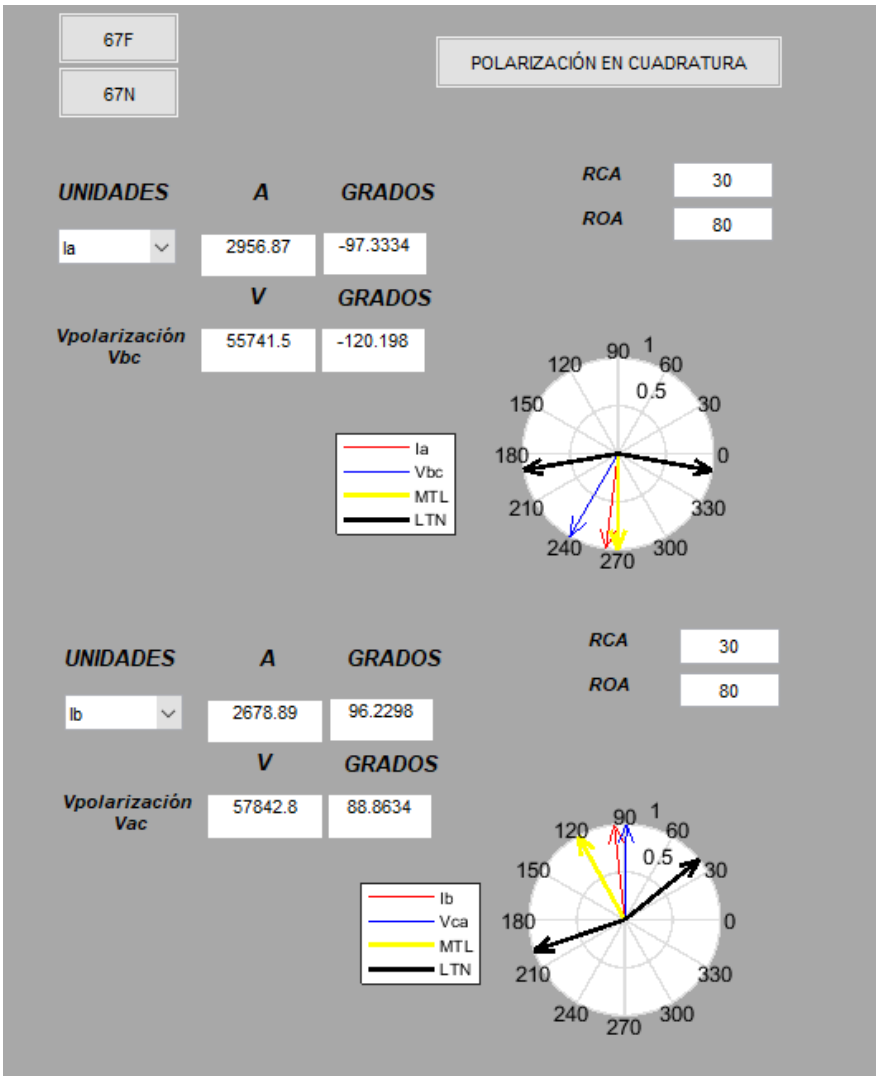


Figura 3.48. Zona de operación de la unidad de fase – Ubicación de los fasores de las corrientes *Ia, Ib* de la falla bifásica hacia adelante.

El error del 1,19% obtenido al comparar los tiempos de operación (real y calculado), validan todo lo desarrollado con la herramienta elaborada en este trabajo de titulación.

3.3.3.2. CASO 2: Falla en la L/T Francisco de Orellana - ATQ

La falla monofásica con corriente evolutiva, provocó el disparo del interruptor de la bahía ATQ 138 kV de la subestación Francisco de Orellana. En este caso, se analiza la operación de un relé de sobrecorriente no direccional, razón por la cual no se muestran las zonas de operación direccionales.

La información necesaria para el análisis del funcionamiento del relé, se detalla en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19. Ajustes y tiempo operación del relé de la bahía ATQ 138 kV.

S/E	Bahía	Voltaje [kV]	RTC	Fabricante	Modelo	Función	Tipo de curva	TAP		DIAL
								[A] PRIM	[A] SEC	
FRANSCISCO DE ORELLANA	ATQ	138	200/5	SIEMENS	7SJ602	51N-112	ANSI_MODERADAMENTE INVERSA	92	2,3	2
Tiempo de operación de la protección real registrado por el relé [s]										0,80

A continuación, en la Tabla 3.20, se detallan los datos del archivo COMTRADE generado por la protección durante el evento.

Tabla 3.20. Datos relevantes del archivo COMTRADE - Registro en la S/E Francisco de Orellana

Subestación	S/E ORELLANA
Versión	1999
Canales Analógicos	4
Canales Digitales	21
Frecuencia	60
Frecuencia de Muestreo	1200
Fecha de inicio	24/04/1995
Hora de inicio	23:21:23.300000
Fecha de fin	24/04/1995
Hora de fin	23:21:23.399960

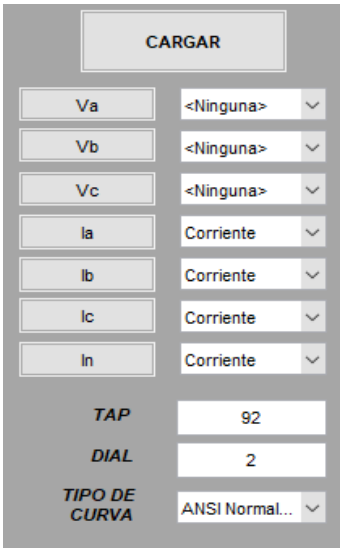


Figura 3.49. Asignación de canales e ingreso de ajustes del relé de sobrecorriente

Una vez cargado el archivo en la herramienta desarrollada, se asignan los canales analógicos (corrientes, no voltajes pues se trata de una protección no direccional) y canales digitales. También se requiere el ingreso de los ajustes del relé de sobrecorriente, como se muestra en la Figura 3.49.

En la Figura 3.50 se muestra la oscilografía de la corriente de neutro *In* de la subestación Francisco de Orellana, la cual evidencia que se trata de una corriente evolutiva.

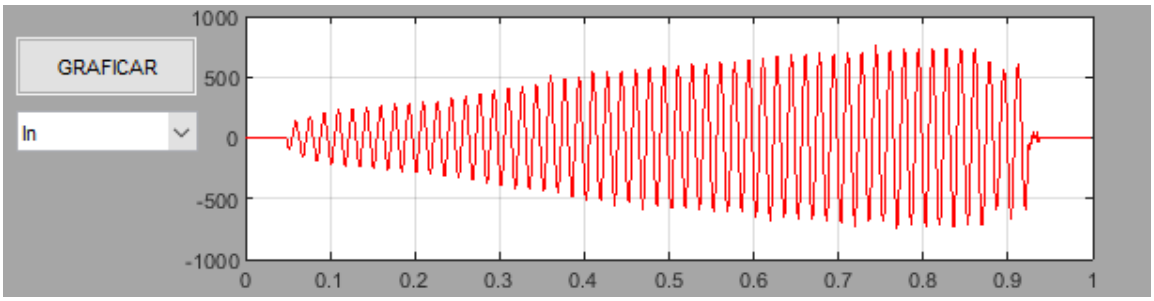


Figura 3.50. Señal de corriente de neutro registrada en la S/E Francisco de Orellana

La Figura 3.51 presenta las señales binarias (arranque y disparo del relé) y el tiempo de operación calculado por la herramienta.

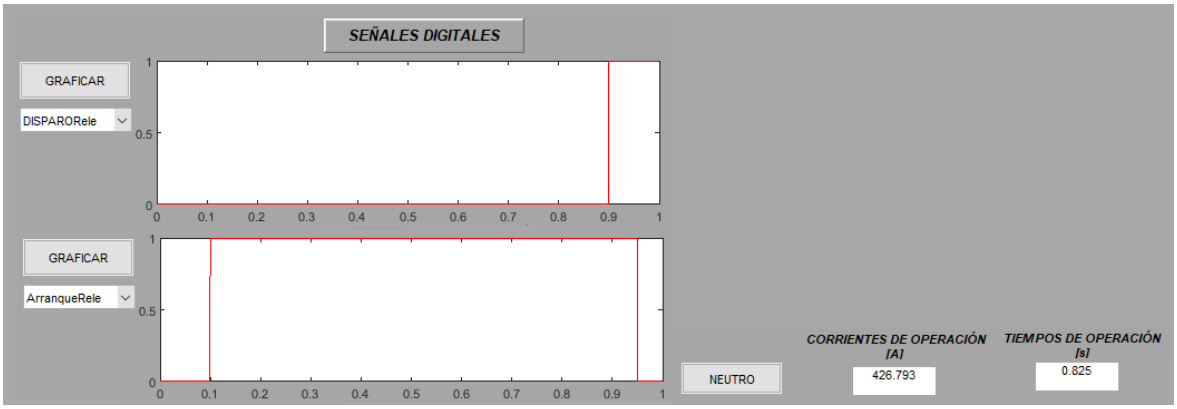


Figura 3.51. Señales binarias y tiempo de operación calculado

En la Tabla 3.21 se muestra la comparación del tiempo de operación real (que se verifica en la representación gráfica de la señal binaria) con el tiempo de operación calculado por la herramienta desarrollada, frente a la falla presentada.

Tabla 3.21. Comparación de tiempos de operación de la protección

Disparo del Relé [s]	Arranque del Relé [s]	Tiempo real de operación del relé gráficamente [s]	Corriente de operación [A]	Tiempo de operación calculado con la subrutina implementada [s]	Error [%]
0,9	0,1	0,80	426,79	0,82	2,5

De forma similar que el caso 1, el error absoluto del 2,5% obtenido al comparar los tiempos de operación (real y calculado), validan lo desarrollado con la herramienta elaborada en este trabajo de titulación.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- La herramienta computacional desarrollada en el entorno de GUIDE de MATLAB permite el análisis del funcionamiento de la protección de sobrecorriente direccional en líneas de transmisión ante fallas convencionales y fallas evolutivas.
- La herramienta computacional permite extraer y procesar información de las protecciones de sobrecorriente en las líneas de transmisión almacenada en archivos COMTRADE.
- La interfaz gráfica desarrollada permite visualizar el comportamiento de las señales de voltaje y corriente antes, durante y después de ocurrir los cortocircuitos en la línea de transmisión.
- El desarrollo de la rutina computacional en MATLAB permite modelar los relés direccionales de sobrecorriente de forma gráfica, permitiendo identificar la dirección de la ocurrencia del cortocircuito, tomando como referencia la ubicación de la protección, utilizando los métodos de polarización típicamente utilizados en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) ecuatoriano.
- Se desarrolló un algoritmo para el cálculo de los tiempos de operación de la protección de sobrecorriente frente a fallas evolutivas (variación de la magnitud).
- La herramienta computacional, mediante el algoritmo empleado, permite procesar y graficar señales digitales, las mismas que pueden ser usadas para el análisis y comparación de los tiempos de operación obtenidos dentro de la interfaz.
- Se probó la herramienta computacional con el procesamiento de archivos COMTRADE generados en un sistema eléctrico de prueba modelado en PowerFactory de DIgSILENT, donde se presentan resultados acertados en cuanto a los tiempos de operación de los relés de sobrecorriente.
- Al comparar los tiempos de operación reales y calculados, cuando se procesaron los archivos COMTRADE de dos casos reales de fallas evolutivas ocurridas en el SNT ecuatoriano, la diferencia mínima obtenida, validó la herramienta computacional desarrollada.
- De igual manera, tanto los resultados obtenidos por simulación, así como aquellos conseguidos con datos reales, mostraron un funcionamiento adecuado de la herramienta desarrollada en cuanto al establecimiento de las zonas de operación direccional de los diferentes métodos de polarización modelados.

RECOMENDACIONES

- La herramienta desarrollada cuenta con varias subrutinas, las cuales son de libre modificación a la necesidad del usuario, para mejorar el programa en lo que se considere oportuno.
- Se puede incluir dentro de la herramienta otros métodos de polarización tanto para fase y tierra, que permitirán un mayor análisis de direccionalidad del relé, así como la mejora gráfica de los diagramas que permitan identificar fácilmente la o las fases falladas.
- En la aplicación de la herramienta computacional desarrollada, el deslizador (Slider) debe encontrarse en una posición diferente de cero, caso contrario provocará errores en el desarrollo de las funciones generadas en la interfaz.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Francisco M. Gonzales-Longatt, *"Anormalidades en Sistemas de Potencia,"* Sistemas de Potencia I, ELC-30514.

[2] IEEE, The Institute of Electrical and Electronics Engineering*, IEEE 100 The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms*, Seventh Edition ed., New York: Standardas Information Network IEEE Press, 2000.

[3] J.J. Grainger and W. D. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*, McGraw-Hill, 2000.

[4] C. L. Fortescue, *"Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks,"* Transaction of the American Institute of Electrical Engineers, vol. XXXVII, no 2, pp. 1027-1140, 1918.

[5] G. Tuza, *"Análisis del cálculo de sincrofasores durante transitorios en las unidades de medición fasorial,"* Escuela Politécnica Nacional, 2020.

[6] H. Paucar, *"Desarrollo de una herramienta computacional para el procedimiento de señales almacenadas en archivos de formato COMTRADE para análisis del Sistema de Potencia y Sistema de Protecciones,"* Escuela Politécnica Nacional, 2019.

[7] P. M. Anderson, Power System Protection, New York: IEEE Power Engineering Society, 1999.

[8] L. Band y J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos. Santiago de Chile, 1976.

[9] *"IEEE Gide for Protective Relay Applications to Transmission Lines,"* IEEE Std C37.113-2015 (Revision of IEEE Std C37.113-1999), PP. 1-141,2016.

[10] R. C. Mason, *The Art And Science Of Protective Relaying*, 3.a ed. New York, U.S.A: John Wiley and Sons Ltd, 1967.

[11] Carlos Latorre Valladares, *Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Usach 2012.

[12] Network Protection and Automation Guide. ALSTOM GRID, 2011.

[13] IEEE Power and Energy Society, IEEE Std C37.2: *IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers*, Acronyms, and Contact Designations, New York: IEEE Standards, 2008.

[14]S. Ramírez Castaño*, Protecciones de Sistemas Eléctricos*, 1. A ed. Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2003.

[15] IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays, IEEE Std C37112-1996, pp.i-, 1997.

[16] M. Bedoya y F. Cadavid*, Coordinación de Relés de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución con penetración de Generación Distribuida*, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira 2015.

[17] R. Saavedra Cossio, *Protección de Sistemas Eléctricos*, 2009.

[18] C. Romero y R. Stephens, *Protecciones de Sistemas de Protección*, Universidad de los Andes, Venezuela, 01-jun-2002.

[19] J. L. Blackbum*, Protective Relaying*, Boca Raton: CRC Press, 2014

[20] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, Nonpilot Overcurrent Protection of Transmission Lines, in Power System Relaying, Baldock, John Wiley and Sons Ltd, 2014, pp. 80-95.

[21] E. S. Vaca, *"Desarrollo de una herramienta computacional para la simulación de métodos de polarización de la protección de sobrecorrientes direccionales de líneas de transmisión,"* Escuela Politécnica Nacional, 2019.

[22] C. Warrington, *"Overcurrent Protection," in Protective Relays* – THEIR THEORY AND PRACTICE, Stafford, Chapman & Hall, 1968, pp. 167-175.

[23] L. P. S. Working Group D-3. *"Considerations in Choosing Directional Polarizing Methods for Ground Overcurrent Elements in Line Protection Applications"*, IEEE, College Station – TX, 2014.

[24] J. Jaramillo Serna and J.M. López Leama, *"An Alternative Method for Obtaining the Optimal Directional Characteristic Angle of Directional Overcurrent Relay y Transmission Networks,".* Contemporary Engineering Sciences, vol. 11, no 4, pp. 149-164, 2018.

[25] D. Díaz, *"Localización de fallas en líneas aéreas de transmisión. Aplicación de un algoritmo digital para líneas paralelas.,"* Escuela Politécnica Nacional, 2014.

[26] IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations, IEEE Std C372-2008 Revis. IEEE Std C372-1996, pp, 1-48, oct. 2008.

[27] F.A. Lema Chiliquinga, D. J Viscarra Calero and F.E. Pérez Yauli, *"Modelamiento de relés genéricos de sobrecorriente y de distancia utilizando lenguaje de simulación de DIgSILENT-DSL en programa computacional PowerFactory,"* Quito: Escuela Politécnica Nacional.

[28] F. Higa Uchima, Programando en DPL con PowerFactory 2017, DIgSILENT Programming Language, Jr. Raymundo Carcano N. 927-Lima –Lima-La Victoria, November 2017.

[29] ABB*, "Line differential protection RED670 Version 2.2 IEC - Technical manual,"* RELION 670 SERIES, 2018.

[30] Bureau of Indian Standard, Power Transformers, Part 8 Application guide, IEC 60076-8, Section 4.2 page 12, New Delhi 110002, March 2009.

[31] S. Herraiz, J Meléndez, V. Barrera, J Sanchez, M. Castro*, "Estimation of the Zero-Sequence Impedance of Undergrounds Cables for Single-Phase Fault Location in Distribution Systems"*, Section 4, Institute of Informatics and Applications, University of Girona, Girona Spain.

[32]Benolt de METZ-NOBLAT, "*Análisis de las redes trifásicas en régimen perturbado con la ayuda de las componentes simétricas*," página 19, Schneider Electric, marzo 2000.

ANEXOS

A continuación, se presentan los siguientes anexos

Anexo A. Estructura del archivo “Configuration”, norma IEEE.

Anexo B. Manual de usuario de la herramienta computacional.