



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE GUAYAQUIL**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**ANÁLISIS DE COMPORTAMIENTO DEL RELÉ SEL-421 EN UN SISTEMA DE  
TRANSMISIÓN EN PARALELO DE 500KV CON ACOPLAMIENTO MUTUO**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniero Eléctrico

**AUTORES:** Néstor David Maldonado Flores  
Diego Alexander Rojas Yanez

**TUTOR:** Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas, MSc

**Guayaquil – Ecuador**  
**2024**

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Néstor David Maldonado Flores con documento de identificación N° 0950112441 y Diego Alexander Rojas Yanez con documento de identificación N° 0942749029; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 18 de agosto del año 2024

Atentamente;



---

Néstor David Maldonado Flores

0950112441



---

Diego Alexander Rojas Yanez

0942749029

## CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Néstor David Maldonado Flores con documento de identificación No. 0950112441 y Diego Alexander Rojas Yanez con documento de identificación No. 0942749029, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de lo que somos autores del Proyecto Técnico: “Análisis de comportamiento del relé SEL-421 en un sistema de transmisión en paralelo de 500kV con acoplamiento mutuo”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en el formato digital a la biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 18 de agosto del año 2024

Atentamente;



---

Néstor David Maldonado Flores

0950112441



---

Diego Alexander Rojas Yanez

0942749029

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Ervin Geovanny Solano Villegas con documento de identificación N° 0923481915, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “ANÁLISIS DE COMPORTAMIENTO DEL RELÉ SEL-421 EN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN PARALELO DE 500KV CON ACOPLAMIENTO MUTUO”, realizado por Néstor David Maldonado Flores con documento de identificación N° 0950112441 y por Diego Alexander Rojas Yanez con documento de identificación N° 0942749029, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 18 de agosto del año 2024

Atentamente;



---

Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas, MSc

0923481915

## DEDICATORIA

A Dios, por ser la fuente de toda sabiduría y fortaleza en mi vida. Agradezco profundamente Su amor y protección, que me han guiado y sostenido en los momentos de duda. Sin su luz y dirección, este logro no habría sido posible.

A mis padres, Néstor Maldonado y Mayra Flores por su amor incondicional, sacrificios y dedicación. Sus enseñanzas sobre responsabilidad, honestidad y esfuerzo han sido fundamentales en mi camino. Su apoyo constante y sus palabras de aliento me han dado la fuerza para seguir adelante, y este logro es un reflejo de todo lo que me han enseñado y dado.

A mi querida esposa, Josselyn Quinto por ser mi compañera y apoyo constante. Tu paciencia y comprensión han sido esenciales para superar los desafíos, y tu amor ha sido mi mayor fuente de fortaleza. Este logro es también tuyo, ya que, sin ti, no habría sido posible. Además, dedico este trabajo a todas las personas que me han ofrecido apoyo y sabios consejos, pues su ayuda ha sido crucial en este viaje.

Néstor David Maldonado Flores

Dedico este proyecto a Dios, por haberme acompañado en este trayecto y darme fuerzas para no rendirme, cuya guía y fortaleza ha sido fundamental en este viaje. Gracias por mostrarme el camino a seguir y fuerza necesaria para superar las dificultades.

También dedico a mi madre Lourdes Yanez y a mi padrastro Max Anaguano, quienes han sido un pilar fundamental de apoyo y amor. Mamá, tu incondicional apoyo y sabias palabras me han sostenido en los momentos difíciles. Padrastro, tu comprensión y aliento han sido igualmente valiosos. Este logro es el resultado de su amor y dedicación, y se lo dedico a ambos con todo mi corazón.

Diego Alexander Rojas Yanez

## AGRADECIMIENTO

A Dios, fuente de toda sabiduría y fuerza, quien ha sido mi guía en cada paso de este camino. Agradezco su amor y protección infinitos, que me han sostenido en los momentos de duda y me han brindado la claridad necesaria para perseverar. Sin su luz, este logro no habría sido posible

A mis padres, Néstor Maldonado y Mayra Flores cuyos sacrificios, dedicación y amor incondicional me han permitido llegar a este momento. Gracias por inculcarme los valores de la responsabilidad, la honestidad y el esfuerzo constante. Su apoyo inquebrantable y sus palabras de aliento han sido el motor que me ha impulsado a seguir adelante, incluso cuando el camino se tornaba difícil. Ustedes son mi mayor ejemplo de integridad y fortaleza, y todo lo que soy se lo debo a ustedes.

A mi querida esposa, Josselyn Quinto compañera de vida y cómplice en cada uno de mis sueños. Gracias por tu paciencia, por comprender mis ausencias y por ser mi roca en los momentos de incertidumbre. Tu amor, tu apoyo incondicional y tu fe en mis capacidades me han dado la energía y la determinación para superar cada obstáculo en este viaje. Este logro también es tuyo, porque sin ti a mi lado, no habría sido posible.

Néstor David Maldonado Flores

Con profundo agradecimiento, quiero reconocer a Dios, cuyo amor y protección me han dado la claridad y el coraje para enfrentar y superar cada desafío. Su apoyo constante ha sido la base sobre la que he construido este logro, sin su guía, nada de esto habría sido posible.

También deseo expresar mi gratitud a mi madre Lourdes Yanez, por su amor incondicional y todos los sacrificios que ha hecho por mí. Su apoyo inquebrantable y las lecciones de perseverancia y honestidad que me ha inculcado han sido fundamentales en mi vida. A mi padrastro Max Anaguano, le agradezco su constante apoyo y comprensión, así como los sabios consejos que han sido esenciales en mi desarrollo y éxito. Ambos han jugado un papel crucial en mi vida, y estoy profundamente agradecido por todo lo que han hecho por mí.

Diego Alexander Rojas Yanez

## ÍNDICE

<b>PORTADA .....</b>	<b>i</b>
<b>CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN .....</b>	<b>ii</b>
<b>CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR.....</b>	<b>iii</b>
<b>CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN.....</b>	<b>iv</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTO.....</b>	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE.....</b>	<b>vii</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>x</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>xiii</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>xiv</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>xv</b>
<b>Capítulo I.....</b>	<b>1</b>
1.1. Título .....	1
1.2. Introducción.....	1
1.3. Planteamiento del problema .....	2
1.4. Justificación .....	3
1.5. Delimitación del problema .....	4
1.6. Beneficiarios del análisis de estudio .....	5
1.7. Objetivos.....	5
1.7.1. Objetivo general: .....	5
1.7.2. Objetivos específicos:.....	6
1.8. Metodología y equipos .....	6
<b>Capítulo II.....</b>	<b>7</b>
2.1. Fundamentación teórica.....	7
2.2. Líneas de transmisión .....	7
2.3. Tipos de fallas.....	7
2.3.1. Falla simétrica .....	8
2.3.1.1. Falla trifásica .....	8
2.3.2. Fallas asimétricas.....	9
2.3.2.1. Falla monofásica de línea a tierra .....	9
2.3.2.2. Falla de línea a línea .....	10
2.3.2.3. Falla de línea a línea y tierra.....	10
2.3.3. Fallas de conductor abierto.....	11
2.4. Diseño de barras .....	11

2.4.1.	Diagrama de bus simple seccionada .....	12
2.4.2.	Diagrama de bus principal y transferencia.....	13
2.4.3.	Diagrama de doble bus .....	14
2.4.4.	Diagrama de doble bus con dos disyuntores.....	15
2.4.5.	Diagrama de doble bus con disyuntor y medio.....	16
2.4.6.	Diagrama en anillo.....	17
2.4.7.	Sistema de protección en líneas de transmisión.....	17
2.5.	Equipos de cierre y apertura .....	18
2.5.1.	Interruptor de potencia.....	18
2.5.2.	Seccionadores .....	18
2.5.3.	Reconectador .....	19
2.6.	Equipos de medición.....	20
2.6.1.	Transformador de tensión o de potencia.....	20
2.6.2.	Transformador de corriente .....	21
2.7.	Relevadores de protección .....	22
2.7.1.	Características operativas del relé.....	22
2.7.1.1.	Fiabilidad .....	23
2.7.1.2.	Selectividad .....	23
2.7.1.3.	Sensibilidad .....	24
2.7.1.4.	Rapidez.....	24
2.7.1.5.	Economía y simplicidad .....	24
2.7.2.	Tipos de protección de los relevadores.....	25
2.7.2.1.	Protección de sobrecorriente.....	25
2.7.2.2.	Protección diferencial .....	32
2.7.2.3.	Protección de distancia .....	32
2.7.2.3.1.	Tipos de protección de distancia .....	33
2.7.2.3.1.1.	Característica de impedancia.....	33
2.7.2.3.1.2.	Característica de admitancia o Mho .....	33
2.7.2.3.1.3.	Característica Lenticular.....	34
2.7.2.3.1.4.	Característica cuadrilateral .....	35
2.7.2.3.1.5.	Característica de reactancia.....	35
2.7.2.4.	Relevador direccional .....	36
2.8.	Equipo de pruebas de relé.....	36
2.8.1.	OMICRON CMC 356 .....	37
2.8.1.1.	Características del equipo OMICRON CMC 356.....	37
<b>Capítulo III.....</b>		<b>39</b>
3.	Análisis de coordinación de protección de distancia .....	39
3.1.	Consideraciones generales.....	39
3.2.	Ejemplo de estudio .....	39

3.3.	Configuración global .....	41
3.3.1.	Selección de fuente de corriente y voltaje .....	41
3.4.	Configuración de línea.....	42
3.4.1.	Configuración de la línea en Digsilent .....	42
3.4.2.	Configuración de la línea en Relé SEL-421 .....	46
3.5.	Configuración del relé .....	47
3.5.1.	Configuración de relé en Digsilent .....	47
3.5.1.1.	Zona 1 - Alcance del elemento de distancia de fase .....	47
3.5.1.2.	Zona 2 - Alcance del elemento de distancia de fase .....	48
3.5.1.3.	Zona 3 - Alcance del elemento de distancia de fase .....	48
3.5.1.4.	Zona 1 - Alcance del elemento de distancia a tierra (Mho) .....	48
3.5.1.5.	Zona 2 - Alcance del elemento de distancia a tierra (Mho) .....	49
3.5.1.6.	Zona 3 - Alcance del elemento de distancia a tierra (Mho) .....	49
3.5.2.	Configuración de las zonas de protección en relé SEL-421 .....	55
<b>Capítulo IV</b>	<b>.....</b>	<b>58</b>
4.	Análisis y resultados .....	58
4.1.	Escenarios propuestos.....	58
4.1.1.	Simulación - Cortocircuito trifásico .....	58
4.1.2.	Simulación - cortocircuito monofásico a tierra sin factor de compensación ( $k_0$ ).....	61
4.1.3.	Simulación - Cortocircuito monofásico a tierra con factor de compensación ( $k_0$ ) .....	63
4.2.	Pruebas de inyección .....	66
4.2.1.	Inyección - Cortocircuito trifásico .....	66
4.2.2.	Inyección - Cortocircuito monofásico a tierra .....	69
4.3.	PRESUPUESTO .....	71
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>.....</b>	<b>72</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>.....</b>	<b>73</b>
<b>REFERENCIAS</b>	<b>.....</b>	<b>74</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Falla trifásica .....	8
Figura 2.	Falla monofásica de línea a tierra .....	9
Figura 3.	Falla de línea a línea .....	10
Figura 4.	Falla de línea a línea y tierra.....	10
Figura 5.	Fallas de conductor abierto - Sistema trifásico entre barra m y n .....	11
Figura 6.	Diagrama de bus simple seccionada.....	12
Figura 7.	Diagrama de bus principal y transferencia .....	14
Figura 8.	Diagrama de doble bus .....	15
Figura 9.	Diagrama de doble bus con dos disyuntores .....	15
Figura 10.	Diagrama de doble bus con interruptor y medio .....	16
Figura 11.	Diagrama en anillo .....	17
Figura 12.	Interruptor de potencia .....	18
Figura 13.	Seccionadores.....	19
Figura 14.	Reconectador.....	20
Figura 15.	Transformador de potencial .....	21
Figura 16.	Transformador de corriente.....	21
Figura 17.	Relevadores de protección .....	22
Figura 18.	U.S. Moderately Inverse: U1.....	27
Figura 19.	U.S. Inverse: U2.....	27
Figura 20.	U.S. Very Inverse: U3 .....	28
Figura 21.	U.S. Extremely Inverse: U4 .....	28
Figura 22.	U.S. Short-Time Inverse: U5.....	29
Figura 23.	IEC Class A Standard Inverse: C1 .....	29
Figura 24.	IEC Class B Very Inverse: C2.....	30
Figura 25.	IEC Class C Extremely Inverse: C3 .....	30
Figura 26.	IEC Long-Time Inverse: C4.....	31
Figura 27.	IEC Short-Time Inverse: C5 .....	31
Figura 28.	Característica de Impedancia .....	33
Figura 29.	Característica Mho .....	34
Figura 30.	Característica lenticular.....	34
Figura 31.	Característica cuadrilateral.....	35

Figura 32.	Característica de reactancia.....	35
Figura 33.	OMICRON CMC 356.....	37
Figura 34.	Características físicas OMICRON CMC 356 .....	37
Figura 35.	Distance CMC.....	38
Figura 36.	Líneas de Transmisión Aéreas Paralelas de 500 kV .....	39
Figura 37.	Disposición de disyuntor y medio: Estación S, Línea 1.....	42
Figura 38.	Diagrama en Digsilent.....	43
Figura 39.	Ventana del Bus (Moscow).....	43
Figura 40.	Ventana de configuración de la carga .....	44
Figura 41.	Configuración de la Línea en Digsilent.....	45
Figura 42.	Configuración de la longitud de la línea en Digsilent.....	46
Figura 43.	Configuración de la Línea Relé SEL-421 .....	47
Figura 44.	Selección del relé SEL-421 en Digsilent.....	49
Figura 45.	Valores configurados del CT en Digsilent .....	49
Figura 46.	Valores configurados del PT en Digsilent.....	50
Figura 47.	Configuración Zona 1 de fase en Digsilent.....	50
Figura 48.	Configuración Zona 2 de fase en Digsilent.....	50
Figura 49.	Configuración Zona 3 de fase en Digsilent.....	51
Figura 50.	Configuración Zona 1 de tierra en Digsilent.....	51
Figura 51.	Configuración Zona 2 de tierra en Digsilent.....	51
Figura 52.	Configuración Zona 3 de tierra en Digsilent.....	52
Figura 53.	Configuración del tiempo Zona 1 fase en Digsilent.....	52
Figura 54.	Configuración del tiempo Zona 1 de tierra en Digsilent.....	52
Figura 55.	Configuración del tiempo de Zona 2 de fase en Digsilent .....	53
Figura 56.	Configuración del tiempo de Zona 2 a tierra en Digsilent .....	53
Figura 57.	Configuración del tiempo de Zona 3 fase en Digsilent.....	53
Figura 58.	Configuración del tiempo de Zona 3 de tierra en Digsilent .....	53
Figura 59.	Configuración del factor de compensación de Zona 1 .....	55
Figura 60.	Configuración del factor de compensación Zonas .....	55
Figura 61.	Configuración de Zonas de fase en el Relé SEL-421.....	56
Figura 62.	Configuración tiempo de Zonas de fase Relé SEL-421 .....	56
Figura 63.	Configuración de Zonas a tierra en el Relé SEL-421.....	56
Figura 64.	Configuración tiempo de Zonas a tierra en el Relé SEL-421 .....	57

Figura 65.	Ventana de configuración del factor de compensación.....	57
Figura 66.	Fallo Trifásico en la línea al 75% en Digsilent .....	58
Figura 67.	Diagrama R-X de la falla trifásica de la línea 75%.....	59
Figura 68.	Fallo Trifásico en la línea al 85% en Digsilent .....	59
Figura 69.	Diagrama R-X de la falla trifásica de la línea 85%.....	60
Figura 70.	Fallo Trifásico en la línea al 100% en Digsilent .....	60
Figura 71.	Diagrama R-X de la falla trifásica de la línea al 100%.....	61
Figura 72.	Falla monofásica a tierra sin <b>k0</b> al 75% de la línea en Digsilent.....	61
Figura 73.	Falla monofásica a tierra sin <b>k0</b> al 85% de la línea en Digsilent.....	62
Figura 74.	Falla monofásica a tierra sin <b>k0</b> al 100% de la línea en Digsilent.....	62
Figura 75.	Falla monofásica a tierra en la línea al 75% en Digsilent .....	63
Figura 76.	Diagrama R-X de la falla Monofásica a Tierra de la línea 75% .....	63
Figura 77.	Falla monofásica a tierra en la línea al 85% en Digsilent .....	64
Figura 78.	Diagrama R-X de la falla Monofásica a Tierra de la línea 85% .....	64
Figura 79.	Falla monofásica a tierra en la línea al 100% en Digsilent .....	65
Figura 80.	Diagrama R-X de la falla Monofásica a Tierra de la línea 100% .....	65
Figura 81.	Parámetros Ingresado de la Falla Trifásica al 75% en el OMIGRON ....	67
Figura 82.	Comportamiento del Relé SEL-421 para la Falla Trifásica al 75%.....	67
Figura 83.	Parámetros Ingresado de la Falla Trifásica al 85% en el OMIGRON ....	67
Figura 84.	Comportamiento del Relé SEL-421 para la Falla Trifásica al 85%.....	68
Figura 85.	Parámetros Ingresado de la Falla Trifásica al 100% en el OMIGRON ..	68
Figura 86.	Comportamiento del Relé SEL-421 para la Falla Trifásica al 100%.....	68
Figura 87.	Comportamiento del relé para Falla Monofásica a Tierra al 75% .....	69
Figura 88.	Parámetros de ingreso para la Falla Monofásica a tierra al 75% en el OMIGRON .....	69
Figura 89.	Comportamiento del relé para la Falla Monofásica a Tierra al 85% .....	70
Figura 90.	Parámetros de ingreso para la Falla Monofásica a tierra al 85% en el OMIGRON .....	70
Figura 91.	Comportamiento del relé para la Falla Monofásica a Tierra al 100% ....	71
Figura 92.	Parámetros de ingreso para la Falla Monofásica a tierra al 100% en el OMIGRON .....	71
Figura 93.	Lado frontal del Relé SEL-421 y Funcionamiento .....	76
Figura 94.	Lado posterior del Relé SEL-421 y Funcionamiento.....	76

Figura 95.	Presentación Funcional General.....	77
Figura 96.	Datos Técnicos del Relé SEL-421 .....	77
Figura 97.	Característica y elementos frontal.....	78
Figura 98.	Accesorios .....	78

### ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Ecuaciones asociadas con curvas U.S [13].....	26
Tabla 2.	Ecuaciones asociadas con curvas IEC [13] .....	26
Tabla 3.	Datos del sistema de transmisión [18].....	40
Tabla 4.	Impedancias secundarias [18].....	40
Tabla 5.	Datos de ingreso en Digsilent de la línea .....	45
Tabla 6.	Datos de pruebas de cortocircuito de lado primario .....	66
Tabla 7.	Datos de pruebas de cortocircuito de lado secundario .....	66
Tabla 8.	Valores detallados del presupuesto.....	71

## RESUMEN

El presente documento aborda el análisis del comportamiento del relé SEL-421 en un sistema de transmisión paralelo de 500 kV con acoplamiento mutuo, un aspecto esencial en la ingeniería eléctrica para la protección de líneas de transmisión. Este análisis se centra en cómo el acoplamiento mutuo provoca un fenómeno electromagnético en líneas paralelas, donde una línea puede inducir voltajes y corrientes en otra, afectando la medición del relé durante la operación ante distintas fallas en la red. El objetivo del estudio es evaluar la influencia de este fenómeno en la protección proporcionada por el relé SEL-421 y proponer ajustes en su configuración para optimizar su rendimiento.

La metodología propuesta incluye simulaciones detalladas en Digsilent para modelar el comportamiento del relé bajo diferentes escenarios de fallas, seguidas de pruebas físicas en laboratorio para validar la precisión de la respuesta del relé, utilizando el equipo OMICRON CMC356. El análisis de los resultados obtenidos se documenta exhaustivamente, lo que permite una comparación directa entre los valores simulados y los obtenidos en pruebas reales.

Los resultados del estudio indican que el relé SEL-421 ofrece una protección eficiente para la mayoría de las fallas, siempre que se realice un análisis previo sobre los efectos del acoplamiento mutuo en líneas paralelas. Estos efectos pueden afectar directamente la medición, provocando que el relé opere de forma incorrecta.

En conclusión, se determina que el relé SEL-421 es un equipo eficaz para la protección de líneas de transmisión, pero su rendimiento óptimo depende en gran medida de una configuración cuidadosa que considere los diversos efectos que puedan originarse en la red. Se recomienda realizar ajustes periódicos en los parámetros del relé y complementar las simulaciones con pruebas prácticas para garantizar su confiabilidad en todas las condiciones operativas.

Los resultados obtenidos demuestran que las fallas cuando se originan dentro de zona 1, se activa disparo instantáneo de zona 1 y temporiza zona 2 como respaldo, pero cuando se origina en zona 2, se activa zona 2 temporizado. Por ejemplo, las fallas trifásicas y monofásicas a tierra al 75% y 85%, dando como resultado un comportamiento muy aproximado a la simulación en Digsilent.

## ABSTRACT

This document addresses the analysis of the behavior of the SEL-421 relay in a 500 kV parallel transmission system with mutual coupling—an essential aspect in electrical engineering for the protection of transmission lines. The analysis focuses on how mutual coupling induces an electromagnetic phenomenon in parallel lines, where one line can induce voltages and currents in another, affecting the relay's measurements during operation under various network faults. The study aims to evaluate the influence of this phenomenon on the protection provided by the SEL-421 relay and propose adjustments to optimize its performance.

The proposed methodology involves detailed simulations in Digsilent to model the relay's behavior under different fault scenarios. These simulations are followed by physical laboratory tests to validate the accuracy of the relay's response, using the OMICRON CMC356 equipment. The analysis of the obtained results is thoroughly documented, allowing for a direct comparison between simulated values and those obtained in real-world tests.

The study results indicate that the SEL-421 relay offers efficient protection for most faults, provided that prior analysis is conducted regarding the effects of mutual coupling in parallel lines. These effects can directly impact measurements, causing the relay to operate incorrectly.

In conclusion, the SEL-421 relay is an effective equipment for transmission line protection. However, its optimal performance depends significantly on careful configuration that considers the various effects that may arise in the network. Periodic adjustments to relay parameters and complementing simulations with practical tests are recommended to ensure reliability under all operating conditions.

The results obtained show that when faults originate within zone 1, the instantaneous trip of zone 1 is activated and zone 2 is timed as a backup. However, when faults originate in zone 2, the timed activation of zone 2 occurs. For example, three-phase and single-phase-to-ground faults at 75% and 85% exhibit behavior very similar to the simulation in Digsilent.

## Capítulo I

### 1.1. Título

Análisis de comportamiento del relé SEL-421 en un sistema de transmisión en paralelo de 500kV con acoplamiento mutuo

### 1.2. Introducción

En el campo de la ingeniería eléctrica, los sistemas de transmisión de alta tensión son fundamentales para la distribución eficiente y segura de energía eléctrica a grandes distancias. Entre estos sistemas, las líneas de transmisión de 500 kV son esenciales para transportar grandes cantidades de energía desde las plantas generadoras hasta los centros de consumo. Sin embargo, estas líneas presentan desafíos significativos en términos de protección y control debido a la complejidad de su operación y las posibles interacciones electromagnéticas.

El relé SEL-421 es un dispositivo avanzado de protección y control ampliamente utilizado en la industria para la protección diferencial y de distancia en sistemas de transmisión de alta tensión. Este relé es conocido por su precisión y fiabilidad en la detección y aislamiento de fallas, así como por su capacidad para funcionar en condiciones adversas. No obstante, en sistemas de transmisión paralelos con acoplamiento mutuo, el comportamiento del relé puede verse afectado por efectos adicionales que requieren un análisis cuidadoso para garantizar una protección efectiva.

El acoplamiento mutuo entre líneas de transmisión paralelas es un fenómeno electromagnético en el que una línea puede inducir voltajes y corrientes en otra, lo que puede afectar el rendimiento de los sistemas de protección. Este fenómeno es particularmente relevante en las líneas de transmisión de 500 kV, donde las distancias y capacidades de transmisión son mayores, lo que aumenta la complejidad del análisis y la necesidad de estrategias de protección avanzadas.

El objetivo principal es evaluar cómo las condiciones de operación y los fenómenos de acoplamiento mutuo afectan la precisión y respuesta del relé, y proponer soluciones o ajustes en su configuración para optimizar su desempeño. Para alcanzar este objetivo, se realizarán una serie de simulaciones y estudios de casos utilizando herramientas de modelado y simulación avanzadas. Se analizarán diferentes escenarios de operación y fallas para evaluar cómo el acoplamiento mutuo influye en la respuesta del relé SEL-421,

y se propondrán estrategias para mitigar los efectos negativos y mejorar la fiabilidad del sistema de protección.

### **1.3. Planteamiento del problema**

Las sobrecargas en la red eléctrica pueden originarse como resultado de un exceso de la demanda energética o de condiciones anormales, las cuales pueden ser climáticas o la maniobra excesiva en la red pueden causar daños a los equipos que no poseen una protección adecuada provocando daños permanentes, interrumpiendo el suministro eléctrico a los consumidores tanto residenciales como industriales y causar fuertes pérdidas económicas [1].

La seguridad de los técnicos al momento de intervenir en la red puede sufrir accidentes eléctricos causados por la falta de protecciones. Por otro lado, las empresas de distribución eléctrica pueden enfrentar problemas legales por no cumplir con las normativas de seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico.

En los sistemas de transmisión de energía eléctrica de alta tensión, las líneas de 500 kV son esenciales para la transferencia eficiente de grandes volúmenes de energía a largas distancias. Sin embargo, la complejidad inherente de estos sistemas, especialmente cuando se operan en paralelo, presenta numerosos desafíos para los ingenieros de protección y control. Un aspecto crítico de estos desafíos es el fenómeno del acoplamiento mutuo, donde las interacciones electromagnéticas entre líneas paralelas pueden inducir voltajes y corrientes que afectan el comportamiento de los dispositivos de protección.

El relé SEL-421 es un dispositivo ampliamente utilizado en la protección de líneas de transmisión debido a su alta precisión y confiabilidad. Este relé ofrece múltiples funciones de protección, incluyendo la protección diferencial y de distancia, y está diseñado para operar eficazmente en una variedad de condiciones de red. Sin embargo, en un sistema de transmisión en paralelo de 500 kV con acoplamiento mutuo, el comportamiento del relé puede verse significativamente alterado, lo que podría comprometer la efectividad de la protección.

El problema principal radica en que el acoplamiento mutuo puede inducir corrientes y voltajes no deseados en las líneas paralelas, lo cual puede afectar las mediciones del relé SEL-421 y, por ende, su capacidad para detectar y aislar fallas correctamente. Esto puede

resultar en operaciones incorrectas del relé, tales como disparos no deseados o fallos en el disparo, lo que pone en riesgo la estabilidad y seguridad del sistema de transmisión.

Además, la configuración y calibración del relé SEL-421 en presencia de acoplamiento mutuo no están completamente definidas en la literatura existente, lo que deja un vacío en el conocimiento práctico necesario para asegurar una protección óptima, planteando la siguiente pregunta:

¿Cómo afecta el acoplamiento mutuo entre líneas paralelas de 500 kV al comportamiento del relé SEL-421?

Esta pregunta subraya la necesidad de un análisis exhaustivo del comportamiento del relé SEL-421 en presencia de acoplamiento mutuo, con el fin de desarrollar estrategias de mitigación y mejorar la confiabilidad del sistema de protección.

En este contexto, esta tesis se propone investigar detalladamente el impacto del acoplamiento mutuo en las líneas de transmisión de 500 kV sobre el relé SEL-421, utilizando simulaciones y estudios de casos. El objetivo es identificar los factores clave que afectan el desempeño del relé y desarrollar recomendaciones prácticas para su configuración y operación en entornos con acoplamiento mutuo. Este trabajo no solo contribuirá al conocimiento teórico, sino que también proporcionará herramientas y estrategias para los profesionales del sector, mejorando la seguridad y eficiencia de los sistemas de transmisión de alta tensión.

#### **1.4. Justificación**

Los relés de protección adecuados tienen la capacidad de monitorear las condiciones de carga para detectar condiciones de fallas, como cortocircuitos, sobrecargas, fallas a tierra y desequilibrios de fase. Pueden desconectar la zona afectada de la red minimizando los daños a equipos y reduciendo el riesgo de incendio y otros peligros, evitando así daños mayores y manteniendo la integridad del sistema eléctrico, además facilitan el aislamiento de fallas permitiendo que el resto del sistema continúe operando normalmente, lo que mejora la continuidad del servicio.

Por tal razón, es importante analizar el funcionamiento del relé SEL-421 validando que este dispositivo funcione de manera correcta y sea confiable en una variedad de escenarios. También nos ayuda a garantizar el cumplimiento de normativas, asegurando que el sistema de transmisión cumpla con los requisitos de confiabilidad y seguridad. Ver

su funcionamiento nos ayudará a optimizar el diseño y configuración de los sistemas de protección. Esto incluye la selección adecuada de los parámetros de configuración, la coordinación de varios dispositivos de protección, la mejora de la selectividad y la velocidad de respuesta del relé. Ayudan a identificar posibles problemas o deficiencias en la protección del sistema eléctrico y poder realizar los ajustes necesarios.

### **1.5. Delimitación del problema**

Las limitaciones que se presentan a la hora de realizar las simulaciones y pruebas van sobre todo de la mano con la adquisición de software como Digsilent o Etap. También se delimita mucho el tema de los horarios disponibles para usar los laboratorios de protecciones y la disponibilidad del docente tutor. Al momento de realizar el estudio del relé SEL-421, se incorporan normativas y estándares que definen claramente la respuesta del relé cumpliendo con los requisitos para la realización de las pruebas. A continuación, se establecerán algunas de las normativas importantes para el estudio del relé, aplicado a líneas de transmisión:

IEC 61850: Define los estándares para la comunicación y automatización en sistemas de energía eléctrica. Especialmente en estudios donde se evalúan dispositivos como el relé SEL-421, que están integrados en sistemas de protección y control, asegura la interoperabilidad y la comunicación eficiente entre equipos.

IEC 60255: Proporciona estándares generales para los relés de protección y dispositivos de control en sistemas de potencia. Define criterios como la respuesta temporal, la precisión de medición y la confiabilidad que son esenciales para evaluar el desempeño del relé en diferentes condiciones de operación y fallas.

IEEE C37.90: Establece requisitos y métodos de prueba para la precisión y el rendimiento de los relés de protección en sistemas eléctricos. Es particularmente relevante si el estudio se enfoca en sistemas eléctricos en América del norte o donde se apliquen estándares IEEE.

ANSI/IEEE C37.2: La norma proporciona directrices generales para la protección de sistemas eléctricos de potencia. Incluye recomendaciones sobre la aplicación y el ajuste de relés de protección en diferentes configuraciones de redes eléctricas.

## **1.6. Beneficiarios del análisis de estudio**

Los beneficiarios del presente trabajo de investigación se encuentran:

Operadores del sistema eléctrico:

Ingenieros y técnicos que trabajan en la operación y mantenimiento de sistemas de transmisión de alta tensión. La investigación proporcionará información valiosa sobre el funcionamiento y las posibles mejoras de la configuración del relé SEL-421, lo cual es crucial para garantizar la seguridad y la eficiencia operativa del sistema.

Comunidad científica

La investigación enriquecerá el conocimiento académico y científico en el campo de la ingeniería eléctrica, específicamente en el área de protección de sistemas de potencia. Esto beneficiará a estudiantes, académicos y profesionales que buscan entender y mejorar la tecnología y prácticas en sistemas de transmisión eléctrica.

Universidad Politécnica Salesiana (UPS):

La institución académica se beneficiará al contribuir con investigación de alto impacto y relevancia práctica. Esto fortalecerá su reputación en el ámbito de la ingeniería eléctrica y su compromiso con la innovación tecnológica y el desarrollo sostenible.

Autores:

Los investigadores y autores del estudio, incluyendo estudiantes y profesores involucrados, obtendrán experiencia en investigación aplicada y desarrollo de soluciones prácticas. Esto puede conducir a oportunidades de colaboración, publicaciones académicas y mejoras en la calidad educativa dentro de la universidad.

## **1.7. Objetivos**

### **1.7.1. Objetivo general:**

Evaluar el desempeño del relé mediante simulación para identificar la respuesta ante distintos fallos y garantizar la estabilidad del sistema bajo diversas condiciones operativas.

### **1.7.2. Objetivos específicos:**

- Analizar mediante software la respuesta del relé ante diferentes tipos de fallas para determinar el relé adecuado.
- Verificar mediante simulación y pruebas en laboratorio la sensibilidad y la precisión del funcionamiento del relé en condiciones anormales para comparar los valores reales con los simulados.
- Documentar mediante tablas y gráficos los resultados obtenidos del análisis y las pruebas realizadas para demostrar la precisión del relé y ver sus ventajas y desventajas.

### **1.8. Metodología y equipos**

El análisis comprende desde la revisión técnica sobre el relé SEL-421, analizando sus características y configuraciones. Se implementará un software de simulación apropiado como Powerfactory o Etap para modelar su comportamiento en escenarios de falla, definidos con precisión en términos de tipo y parámetros. Posteriormente, se configurarán y simularán estos escenarios para evaluar la respuesta del relé, incluyendo tiempos de disparo, selectividad y coordinación con otras protecciones del sistema. Además, se llevarán a cabo pruebas en laboratorio utilizando el OMICRON CMC356, un equipo especializado en pruebas de relés y protecciones eléctricas. Estas pruebas permitirán validar la sensibilidad y precisión del relé SEL-421 en diversos escenarios de operación simulados previamente. Posteriormente, se realizará un análisis detallado de los resultados obtenidos, que será documentado exhaustivamente mediante tablas, gráficos y conclusiones. Este proceso culminará en la elaboración de un informe final que sintetice la metodología empleada, los resultados obtenidos y las recomendaciones derivadas del estudio para mejorar el desempeño del relé en sistemas de transmisión de alta tensión con acoplamiento mutuo.

## Capítulo II

### 2.1. Fundamentación teórica

### 2.2. Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión son parte fundamental del sistema eléctrico de potencia, por medio de las líneas se envía la energía eléctrica desde la central generadora hasta los centros de distribución y consumo. Estas líneas se componen de uno o más conductores, generalmente de materiales como el aluminio o el cobre, que están soportados por aisladores y torres de transmisión. Su función principal es llevar la electricidad a altas tensiones para minimizar las pérdidas de energía durante el transporte a largas distancias, lo que las hace visibles en casi todos los lugares de un país [2].

Las líneas de transmisión pueden clasificarse según su configuración en líneas radiales, anilladas o paralelas. Las líneas paralelas son cada vez más comunes debido a que refuerzan los enlaces del sistema, proporcionan mayor confiabilidad y resultan más económicas al reducir la inversión en infraestructura. Sin embargo, proteger estas líneas contra cortocircuitos y otras fallas representa un desafío complejo para los ingenieros eléctricos debido a los efectos de acoplamiento mutuo y otras interacciones electromagnéticas.

### 2.3. Tipos de fallas

Un cortocircuito ocurre cuando el aislamiento entre dos conductores de diferentes voltajes conectados a la misma fuente falla, lo que permite un contacto directo sin la presencia de una impedancia adecuada. Este fenómeno puede producirse cuando dos conductores se tocan directamente o cuando un objeto entra en contacto con una de la fase. La posibilidad de que ocurra la degradación o rotura del material aislador, por ejemplo, cuando se producen los arcos eléctricos que originan fallas en las líneas [1].

En las redes aéreas, las fallas son comunes porque suelen deberse al desgaste o contaminación en los aisladores, la ruptura del cable eléctrico, el constante movimiento de los cables por las masas de aire, o el vínculo erróneo con objetos externos.

Las consecuencias de un cortocircuito incluyen los efectos de la sobrecorriente y los bajones de tensión resultantes. Por lo general, las corrientes de falla pueden superar significativamente los parámetros nominales de generadores, transformadores y líneas. Si

las intensidades persisten durante un tiempo extendido, pueden provocar daños térmicos graves en el equipo y comprometer la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. El tipo de cortocircuito más grave es el trifásico, que genera no solo corrientes elevadas, sino que también interrumpe la capacidad de la red de transmisión de la línea continúan en severidad de las fallas bifásicas y por último, los monofásicos [1].

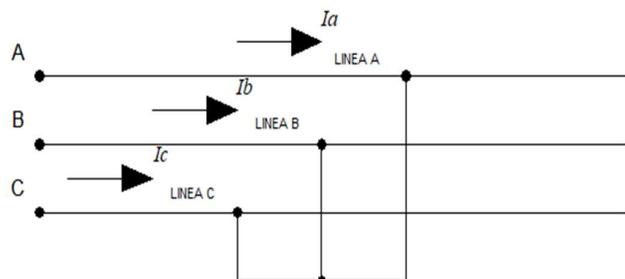
### 2.3.1. Falla simétrica

Una falla simétrica, también conocida como cortocircuito trifásico, es un tipo de cortocircuito que ocurre cuando las tres fases de un sistema eléctrico están cortocircuitadas entre sí y a tierra de manera equilibrada. Este tipo de falla es uno de los escenarios más severos que pueden ocurrir en un sistema de energía debido a la simetría y balance en las corrientes de falla en cada fase [2].

#### 2.3.1.1. Falla trifásica

Un cortocircuito trifásico se produce cuando las tres fases se cortocircuitan simultáneamente. Este tipo de cortocircuito es único, ya que se comporta como un sistema equilibrado, afectando a todas las fases de igual manera. En el punto del cortocircuito, las tensiones son nulas, independientemente de si el cortocircuito está conectado a tierra o aislado de ella. Las corrientes tienen igual magnitud, pero están desfasadas 120 grados entre sí [3].

El cortocircuito trifásico simétrico que se observa en la figura 1, es uno de los más severos y su cálculo es esencial. Debido a que es un sistema equilibrado, su análisis puede realizarse utilizando únicamente la red de secuencia directa.



**Figura 1.** Falla trifásica  
Fuente: Adaptación, Los autores

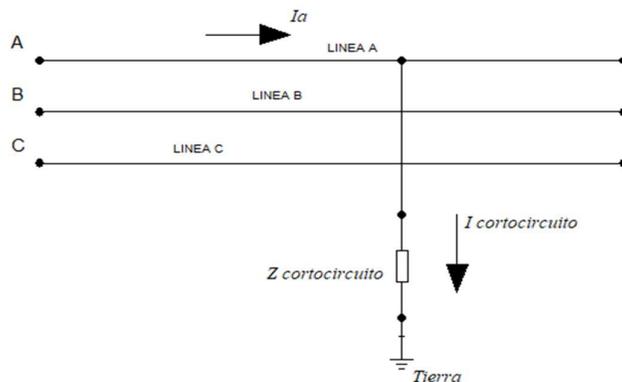
### 2.3.2. Fallas asimétricas

Un gran porcentaje de las fallas en las redes de potencia son asimétricas y se manifiestan como fallas asimétricas, cortocircuitos por medio de las impedancias abiertas. Entre los cortocircuitos asimétricos posibles se encuentran: fallas de línea a tierra, fallas bifásicas y fallas bifásicas a tierra. La resultante de la falla bifásica o monofásica a tierra podría no seguir una trayectoria que incluya una impedancia. Cuando uno o dos conductores se abren, se producen fallas asimétricas, ya sea por la ruptura física de los conductores o debido a la operación de los disyuntores o diversos equipos de disparo no permiten abrir todas las fases al mismo tiempo [2].

Los procedimientos de los elementos simétricos es una herramienta valiosa para definir las corrientes y voltajes en la totalidad de la red tras una falla, ya que cualquier falla asimétrica provoca la aparición de intensidades desequilibrada en la red. Para abordar los cortocircuitos en la red de potencia, se puede aplicar el teorema de Thévenin, reemplazando el sistema por un generador y una impedancia en serie, lo que permite calcular la corriente en el punto de falla.

#### 2.3.2.1. Falla monofásica de línea a tierra

El cortocircuito más habitual es la monofásica a tierra como se muestra en la Figura 2, generalmente causada por descargas tipo atmosféricas o por el contacto de las líneas con objetos aterrizados. Este tipo de falla ocurre cuando un solo conductor entra en contacto con el suelo, lo que provoca una corriente de falla significativa en el sistema. Estas fallas son habituales en los sistemas de transmisión y distribución debido a factores como el clima y la proximidad de las estructuras metálicas a las líneas eléctricas [4].

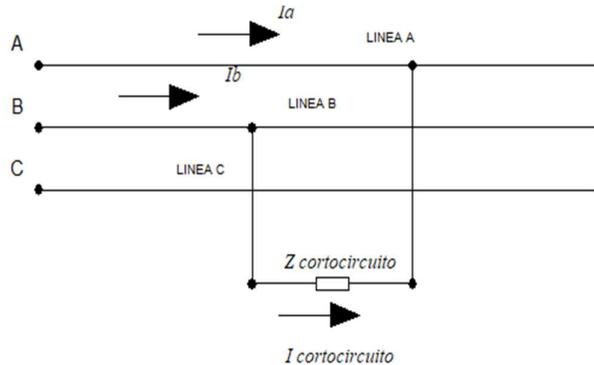


**Figura 2.** Falla monofásica de línea a tierra

**Fuente:** Adaptación, Los autores

### 2.3.2.2. Falla de línea a línea

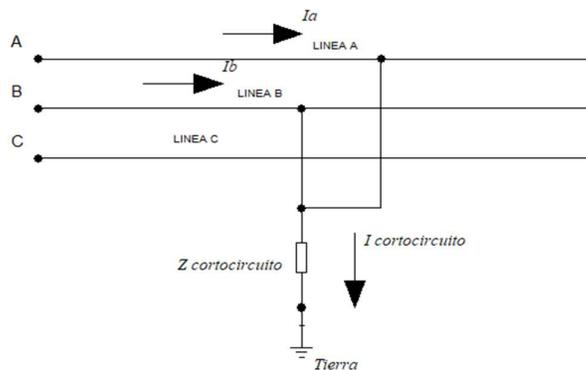
La magnitud de una falla monofásica de línea a tierra es inferior a la de una falla bifásica a tierra como observamos en la Figura 3. En una falla bifásica, las corrientes en las dos fases afectadas generalmente tienen magnitudes similares y están desfasadas  $180^\circ$ , alineándose con el ángulo de la impedancia. La fase no implicada en la falla experimenta corrientes muy bajas [4].



**Figura 3.** Falla de línea a línea  
**Fuente:** Adaptación, Los autores

### 2.3.2.3. Falla de línea a línea y tierra

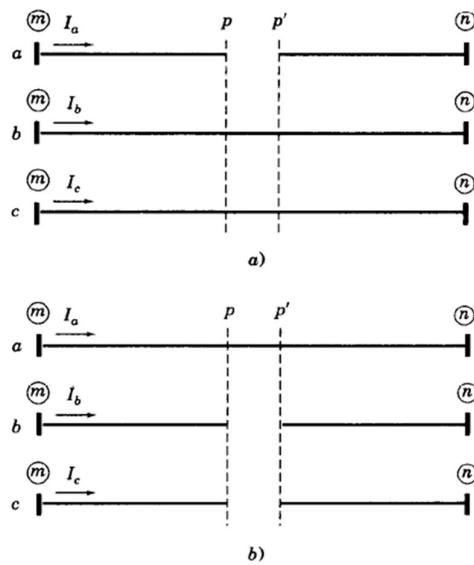
Esta es una de las fallas más severas que pueden ocurrir en una línea de transmisión eléctrica. En las dos fases afectadas por la falla, las corrientes suelen ser casi iguales, con un desfase de  $120^\circ$  menos el ángulo de la impedancia de falla como se muestra en la Figura 4. La fase no involucrada, por su parte, experimenta corrientes de falla muy bajas [3].



**Figura 4.** Falla de línea a línea y tierra  
**Fuente:** Adaptación, Los autores

### 2.3.3. Fallas de conductor abierto

En el momento que se apertura una fase en una falla trifásica equilibrada, produce un desequilibrio que provoca la circulación de corrientes asimétricas observar la Figura 5. Un desbalance similar ocurre si se apertura dos líneas cuando la tercera se encuentra continúa cerrada. Las circunstancias de desequilibrio pueden originarse cuando uno o dos de las líneas de transmisión de manera física debido a un evento o tempestad. La intensidad de saturación puede activar fusibles o los mecanismos de interrupción en uno o dos conductores, fallando en abrir los demás. Este tipo de fallas en los conductores se puede analizar utilizando las matrices de impedancias de barra de las redes de secuencia, como se muestra a continuación.



**Figura 5.** Fallas de conductor abierto - Sistema trifásico entre barra m y n  
**Fuente:** Sistemas eléctricos de potencia

### 2.4. Diseño de barras

Un esquema de barras se refiere a la forma de cómo se organizan las barras o conjuntos de barras por niveles de voltaje en una subestación eléctrica, ofreciendo distintos grados de flexibilidad. Estas barras actúan como punto de contacto de diferentes componentes de la red, como líneas, generadores y transformadores. La elección del diagrama de bus requiere de los tipos de subestaciones, y se debe considerar características como la maniobrabilidad, facilidad de mantenimiento, versatilidad, confiabilidad, estabilidad del servicio y de todo el estudio financiero [5]

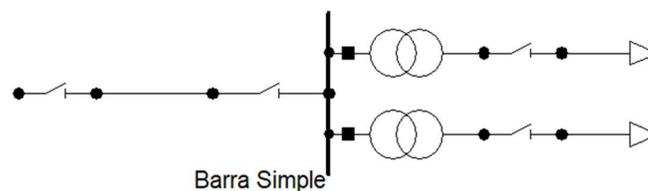
Los tipos de diagramas de barras en subestaciones incluyen:

- Diagrama de bus simple
- Diagrama de bus simple seccionada
- Diagrama de bus simple con seccionador de derivación
- Diagrama de bus principal y transferencia
- Diagrama de doble bus
- Diagrama de doble bus con interruptor y medio
- Diagrama en anillo

#### 2.4.1. Diagrama de bus simple seccionada

El diagrama de bus simple de la figura 6. Seccionada es la versión mejorada del esquema de barra simple, ideal para la conexión de múltiples circuitos a una barra principal. Este diseño proporciona mayor flexibilidad y confiabilidad, especialmente en subestaciones que se abastecen con dos fuentes de suministro independientes. El disyuntor de enlace puede estar aperturado o cerrado, lo que permite que, en caso de fallo de una de las fuentes, todos los circuitos sean alimentados por la fuente restante al cerrar el interruptor de enlace [5].

Este esquema facilita el mantenimiento y las reparaciones sin interrumpir el servicio, ya que permite aislar una sección de la barra mientras la otra sigue operativa. En situaciones de emergencia o fallas, el sistema puede configurarse rápidamente para reducir al mínimo el tiempo de interrupción del suministro eléctrico. Es habitual en subestaciones grandes o en aquellas donde la continuidad del suministro es esencial, como en instalaciones industriales o áreas urbanas densamente pobladas



**Figura 6.** Diagrama de bus simple seccionada  
**Fuente:** Adaptación, Los autores

### **2.4.2. Diagrama de bus principal y transferencia**

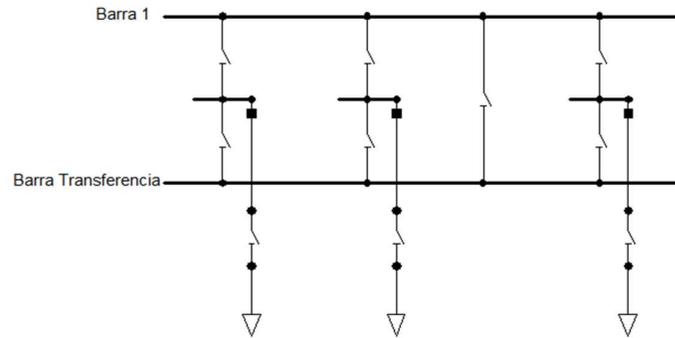
El diagrama de bus principal y transferencia consta de un solo bus principal y un bus de transferencia, mejorando considerablemente su flexibilidad operativa en comparación con un bus simple. En este diseño, el disyuntor de transferencia generalmente permanece aperturado, y su protección diferencial es única, manteniendo la barra principal siempre energizada.

Cuando es necesario desconectar un disyuntor y realizar reparaciones o mantenimiento, la línea correspondiente se transfiere al bus de transferencia mediante el cierre de un disyuntor normalmente abierto y el interruptor de transferencia. Esto asegura que solo un circuito esté conectado al bus de transferencia. La protección asociada al disyuntor de transferencia debe ser capaz de brindar protección a cualquier línea que salga de la barra principal, y cada línea requiere ajustes de protección específicos, que suelen variar entre sí.

Este esquema aumenta la flexibilidad operativa al permitir el traslado de circuitos entre la barra principal y la de transferencia, facilitando el mantenimiento sin interrumpir el servicio. La protección diferencial única simplifica la protección del sistema, aunque cada línea de salida necesita ajustes específicos para su correcta operación.

Adicionalmente facilita las tareas de mantenimiento y reparación al permitir aislar un interruptor específico y transferir su carga a la barra de transferencia sin desconectar la barra principal. La posibilidad de transferir la carga y cerrar los interruptores de manera controlada asegura una operación segura y minimiza el riesgo de interrupciones imprevistas [5].

Este esquema se vuelve ideal para subestaciones donde la continuidad del suministro es esencial, como en centros industriales, hospitales y áreas urbanas con alta demanda eléctrica. Además, la capacidad de ajustar los parámetros de protección para cada línea individualmente proporciona una mayor adaptabilidad y precisión en la protección del sistema.



**Figura 7.** Diagrama de bus principal y transferencia  
**Fuente:** Adaptación, Los Autores

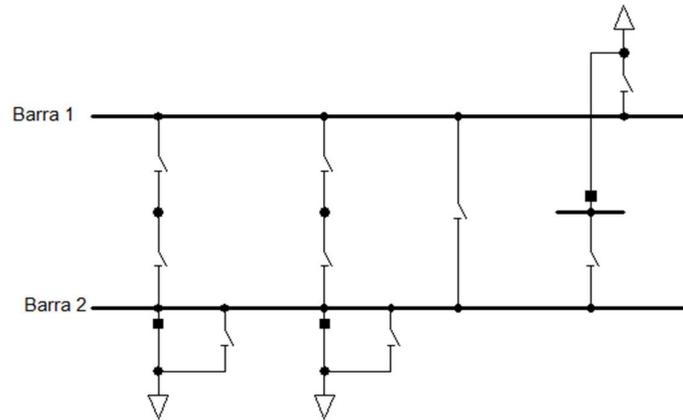
### 2.4.3. Diagrama de doble bus

El diagrama de doble bus proporciona una alta flexibilidad operativa, permitiendo que las barras se operen de manera conjunta o independiente. Cualquier línea puede alimentarse desde cualquiera de las barras, y una de ellas puede servir como bus de transferencia en el escenario de que un disyuntor de línea salga de servicio. Esta configuración nos deja realizar labores de mantenimiento sin desconectar el servicio observar Figura 8.

La flexibilidad del diagrama de doble bus requiere conmutación en los diagramas de protección de bus y líneas, lo que añade complejidad y puede afectar su confiabilidad. para proteger los buses, se necesitan dos diagramas diferenciales. Si un bus usa como bus de transferencia, es importante desconectar su protección diferencial. La protección asociada con el disyuntor de enlace y debe ser capaz de brindar la protección a cualquier línea.

Cada bus tiene la capacidad de carga completa de la subestación y puede operar de forma aislada o acoplada, lo que asegura que el mantenimiento pueda realizarse sin interrupciones del servicio. Además, este esquema ofrece redundancia incorporada, mejorando la confiabilidad del sistema al permitir que una barra sirva como respaldo de la otra en caso de fallas [5].

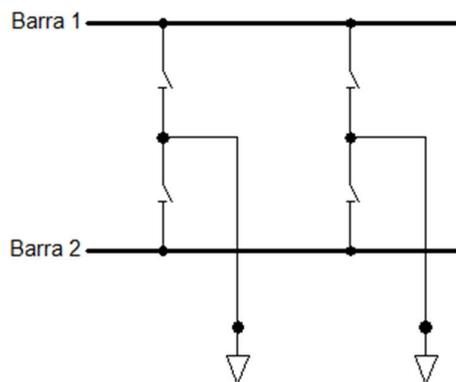
Este diseño también facilita una gestión más dinámica del sistema eléctrico, adaptándose óptimamente a distintas condiciones de carga y mantenimiento. Es ideal para subestaciones grandes y complejas donde la continuidad del servicio y la capacidad de realizar mantenimiento sin interrupciones son cruciales para mantener la operación eficiente y segura del suministro eléctrico.



**Figura 8.** Diagrama de doble bus  
**Fuente:** Adaptación, Los Autores

#### 2.4.4. Diagrama de doble bus con dos disyuntores

El Diagrama de doble bus con dos disyuntores destaca por su alta fiabilidad y flexibilidad operativa, aunque con un costo inicial y operativo considerable. Cada línea o circuito está conectado a dos barras principales mediante interruptores que permanecen cerrados durante la operación normal. En caso de falla en una línea, ambos interruptores se abren automáticamente para aislar la falla y asegurar que el resto del sistema continúe funcionando sin interrupciones graves. Cada barra cuenta con su propio sistema de protección diferencial para detectar anomalías como cortocircuitos o fallas a tierra. Este diseño no solo garantiza la continuidad del suministro eléctrico frente a fallas locales, sino que también facilita el mantenimiento y la gestión de carga gracias a sus múltiples puntos de conexión flexibles observar Figura 9.



**Figura 9.** Diagrama de doble bus con dos disyuntores  
**Fuente:** Adaptación, Los Autores

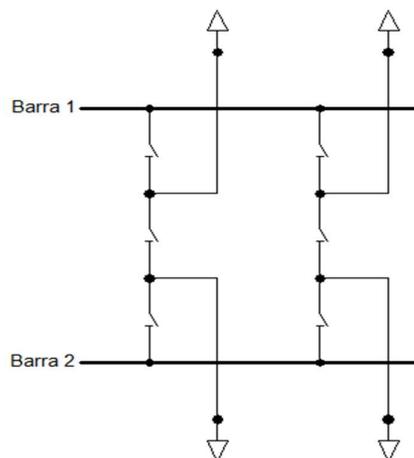
### 2.4.5. Diagrama de doble bus con disyuntor y medio

El diagrama de doble bus con disyuntor y medio se distingue por su configuración que combina flexibilidad máxima con una gestión eficiente de recursos. En este diseño, cada línea se conecta a ambas barras principales mediante interruptores que normalmente están cerrados durante la operación normal. No obstante, el interruptor central de cada par de líneas es compartido entre ellas observar Figura 10.

Esta estructura permite mantener el suministro eléctrico en caso de que falle una de las barras: el servicio se redirige automáticamente a través de la barra restante en operación. De manera similar, si ocurre una falla en una de las líneas, los dos interruptores asociados se abren para aislar la falla, permitiendo que las otras líneas continúen funcionando gracias a la conexión compartida en la otra barra.

Cada barra en este esquema está equipada con su propio sistema de protección diferencial, el cual detecta y gestiona cualquier anomalía eléctrica como cortocircuitos o fallas a tierra, asegurando así la seguridad y la fiabilidad del sistema eléctrico.

Este diseño no solo mejora la confiabilidad del suministro eléctrico al asegurar una rápida restauración del servicio en caso de falla, sino que también optimiza el uso de recursos al compartir un interruptor central entre dos líneas. Aunque ofrece beneficios considerables en términos de flexibilidad y eficiencia, su implementación requiere una planificación detallada y una inversión adecuada en equipos de protección y monitoreo eléctrico.

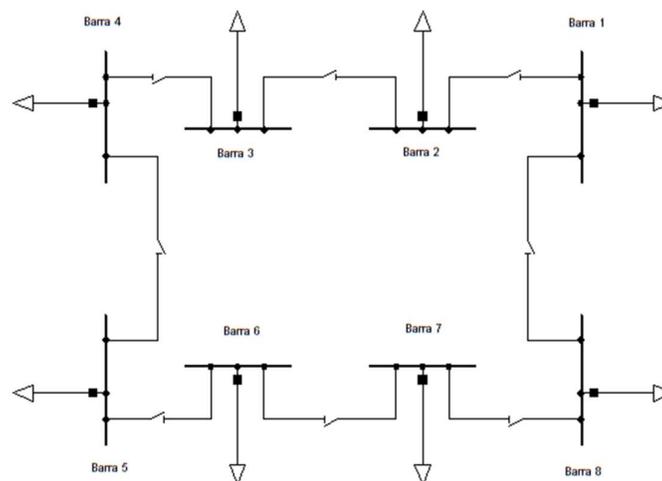


**Figura 10.** Diagrama de doble bus con interruptor y medio  
**Fuente:** Adaptación, Los Autores

### 2.4.6. Diagrama en anillo

El diagrama en anillo brinda una flexibilidad excepcional con el mínimo de disyuntores. En este diseño, cada línea o sección de barra está conectada en un circuito cerrado que forma un anillo. cuando hay una falla en una línea o sección de barra, los dos interruptores adyacentes se abren automáticamente para aislar la falla. A pesar de la interrupción localizada, el suministro eléctrico se mantiene en el resto del esquema debido a la conexión continua del anillo observar Figura 11.

Este enfoque asegura que cada sección de barra esté protegida integralmente como parte de su línea, eliminando la necesidad de sistemas adicionales de protección diferencial. La estructura en anillo ofrece una alta confiabilidad al evitar puntos únicos de falla y permite una rápida restauración del servicio utilizando rutas alternativas dentro del anillo. Además, reduce la complejidad operativa al minimizar la cantidad de interruptores necesarios y simplificar las estrategias de mantenimiento y diagnóstico.



**Figura 11.** Diagrama en anillo

**Fuente:** Adaptación, Los Autores

### 2.4.7. Sistema de protección en líneas de transmisión

Los equipos de protección constituyen el sistema encargado de supervisar las magnitudes eléctricas en instalaciones del sistema, detectando y respondiendo rápidamente a posibles fallas o condiciones inapropiadas. su objetivo primordial es aislar las fallas lo más pronto posible para minimizar pérdidas económicas. Además, alertan sobre condiciones anormales de operación para tomar acciones preventivas que eviten desconexiones costosas y según la gravedad de la situación, ejecutar automáticamente acciones de

conexión o desconexión necesarias. también están diseñados para detectar estados inadecuados en equipos, tomando medidas preventivas para evitar fallas que podrían resultar en pérdidas económicas, incluyendo la desconexión del equipo del sistema si es necesario.

## 2.5. Equipos de cierre y apertura

### 2.5.1. Interruptor de potencia

Un interruptor de potencia es un elemento electromecánico crucial en los sistemas de potencia, donde su funcionamiento principal es abrir y cerrar la red eléctrica para condiciones normales como en situaciones de cortocircuito. Estos dispositivos no solo protegen los circuitos al interrumpir el flujo de corriente durante sobrecargas o cortocircuitos, sino que también permiten recierres monofásicos o trifásicos según lo requiera el sistema se muestra en la Figura 12 [3].

El proceso de apertura del circuito puede generar un arco eléctrico en la cámara de extinción, el cual debe ser apagado de manera segura. Los métodos utilizados para extinguir este arco incluyen el uso de aceite, aire comprimido, gas sf6 (hexafluoruro de azufre) o vacío, cada uno con sus propias ventajas y aplicaciones específicas [6].



**Figura 12.** Interruptor de potencia  
**Fuente:** IDS - Ingeniería de Subestaciones

### 2.5.2. Seccionadores

Los seccionadores son elementos diseñados para abrir y cerrar partes específicas de una red eléctrica, permitiendo operaciones y facilitando el correcto mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir la red en tensión nominal, pero no es recomendable cuando hay una corriente circulando en la línea. Es fundamental abrir primero el interruptor

correspondiente antes de manipular un juego de cuchillas. Estas cuchillas, utilizadas para el mantenimiento de líneas y a veces para poner a tierra equipos, deben ser manejadas con precaución para evitar daños, ya que los seccionadores no deben sustituir a los interruptores, sino complementarlos en las diversas maniobras de mantenimiento que requieren los equipos de subestación se muestra en la Figura 13 [6].

Entre sus principales funciones se encuentran:

- Separar los elementos de una subestación.
- Desconectar equipos como interruptores, capacitores, buses, transformadores o líneas para mantenimiento.
- Realizar maniobras como transferencia de circuitos entre bus.



**Figura 13.** Seccionadores  
**Fuente:** Revista Hitachi Energy

### 2.5.3. Reconectador

El reconectado, como dispositivo de protección, abre sus contactos al detectar una condición de cortocircuito para interrumpir el flujo de corriente. Después de un periodo preprogramado, cierra sus contactos para energizar la red. Si el cortocircuito persiste, el reconectador realizará una secuencia de apertura y cierre (hasta un máximo de 4 intentos) para intentar despejar fallas temporales y restablecer el servicio de energía. Si la falla continúa después de esta secuencia, el reconectador abrirá sus contactos de forma definitiva y deberá ser cerrado manualmente para volver a energizar la sección de la línea protegida. En caso de que la falla sea transitoria y se despeje después del primer, segundo o tercer intento, el reconectador se restablece a su posición original y queda listo para un nuevo ciclo de operaciones se observa en la Figura 14.



**Figura 14.** Reconectador  
**Fuente:** Revista ATA Electric

## 2.6. Equipos de medición

### 2.6.1. Transformador de tensión o de potencia

Los transformadores de tensión son dispositivos de alta precisión, diseñados para mantener una relación constante entre el voltaje primario y el voltaje secundario, con variaciones mínimas incluso bajo carga. La tensión secundaria está casi en perfecta fase con el primario y generalmente tiene un valor nominal de 115 V, independientemente del voltaje primario. Esto permite el uso de equipo estándar y relevadores del lado secundario. Los transformadores de tensión se emplean para censar la tensión en líneas de transmisión y para apartar el equipo de censado se observa en la Figura 15 [7].

La construcción de estos transformadores es similar a la de los transformadores convencionales, pero requiere un aislamiento más robusto entre los devanados primario y secundario para resistir la tensión total de la línea en el lado de alto voltaje (HV). Normalmente, la capacidad nominal de estos transformadores es inferior a 500 VA, lo que significa que el volumen del aislante suele ser mayor que el del cobre o acero utilizados. Los transformadores de tensión instalados en líneas de alto voltaje siempre están censando la tensión de línea a neutro, eliminando así la necesidad de dos boquillas de alta tensión, ya que el lado primario se conecta directamente a tierra.



**Figura 15.** Transformador de potencial

**Fuente:** IDS - Ingeniería de Subestaciones

### 2.6.2. Transformador de corriente

Los CTs de alta precisión mantienen una relación constante de corriente primaria a secundaria que apenas cambia con la carga. Estos transformadores se pueden utilizar para medir la corriente en la línea y proteger los equipos de monitoreo y los relevadores que se conectan al lado secundario. El devanado primario que se conecta en serie con la línea. Generalmente, la corriente secundaria es de 5 A independientemente de la corriente del lado primario [7].

Dado que los transformadores de corriente se utilizan sólo para medición y protección del sistema, sus clasificaciones de potencia son generalmente bajas, oscilando entre 15 VA y 200 VA. Por razones de seguridad, siempre se deben utilizar transformadores de corriente al medir corriente en líneas de alto voltaje. El aislamiento entre los devanados primario y secundario debe ser lo suficientemente fuerte como para soportar la tensión total de línea a neutro, así como las sobrecorrientes de línea se observa en la Figura 16.



**Figura 16.** Transformador de corriente

**Fuente:** IDS - Ingeniería de Subestaciones



### **2.7.1.1. Fiabilidad**

Una protección confiable es aquella que siempre responde de manera correcta y efectiva ante cualquier situación. Esto significa que debe actuar con seguridad en cualquier circunstancia que surja en el sistema. La protección está constantemente monitoreando el estado del sistema y debe reaccionar de acuerdo con las condiciones actuales, ya sea actuando o no actuando, de manera que se eviten actuaciones innecesarias y se aseguren las respuestas necesarias [10].

Cuando la protección necesita intervenir, es crucial que todas las etapas del proceso de eliminación de la falla se cumplan de manera efectiva. Además, es fundamental implementar un programa de mantenimiento preventivo adecuado para asegurar que la protección funcione correctamente. Aunque las protecciones solo se activan durante fallas, las cuales son raras en los sistemas eléctricos de potencia (SEP), es esencial garantizar que funcionen correctamente, incluso si ha pasado mucho tiempo desde su última activación [8].

### **2.7.1.2. Selectividad**

La selectividad es la capacidad de una protección para identificar una falla, determinar si está dentro o fuera de su área de cobertura, y, en función de esto, ordenar el disparo de los disyuntores automáticos que controla, solo si es necesario para aislar la falla [1].

Es crucial que la protección actúe correctamente: debe intervenir solo cuando se detecta una falla en su área de vigilancia y evitar actuar si la falla está fuera de su alcance. Si la falla ocurre dentro de su área, la protección debe abrir los disyuntores para aislar el circuito afectado. En cambio, si la falla se encuentra fuera de su área, la protección no debe intervenir para evitar desconectar más circuitos de los necesarios, lo que podría debilitar innecesariamente el sistema [11].

Para lograr selectividad, se pueden usar diferentes enfoques. A veces, la propia configuración de la protección asegura que solo responda a fallas dentro de su área. En otros casos, si la protección también es sensible a fallas fuera de su área, la selectividad se consigue ajustando adecuadamente las condiciones y los tiempos de actuación en coordinación con otras protecciones del sistema.

### **2.7.1.3. Sensibilidad**

La protección debe ser capaz de diferenciar claramente entre situaciones de falla y condiciones normales de operación. Para lograr esto, es fundamental establecer las magnitudes mínimas que cada tipo de protección necesita para identificar correctamente las fallas [1].

El sistema de protección y sus componentes deben detectar la falla más pequeña dentro de su área de cobertura, o cualquier variación menor en la magnitud que controla respecto a los valores de referencia o ajustes. Por ejemplo, al energizar un transformador de potencia, se produce una alta corriente de vacío, conocida como "inrush current" en inglés, que puede ser interpretada erróneamente si solo se considera su alto valor. Un análisis más detallado, que incluya el estudio de la forma de onda y sus componentes armónicos, permite determinar si el aumento repentino de corriente se debe a la energización del transformador o a una verdadera falla [10].

### **2.7.1.4. Rapidez**

Una vez que se detecta una falla, es crucial aislarla lo más rápido posible. Cuanto menos tiempo se tarde en desconectar la falla, menores serán sus efectos, y se reducirán los daños y alteraciones en los equipos al disminuir el tiempo que permanecen en condiciones anómalas. Esto conlleva una reducción en los costos y tiempos necesarios para restablecer la operación normal, así como para reparar o reemplazar equipos dañados. En consecuencia, se minimiza el tiempo de inactividad de las instalaciones afectadas, lo que permite un uso más eficiente de los recursos del sistema eléctrico de potencia (SEP) [10].

### **2.7.1.5. Economía y simplicidad**

Es fundamental evitar que una falla se propague por el sistema y afecte a otros equipos e instalaciones, ya que esto puede deteriorar la calidad y continuidad del servicio. También es importante reducir los costos asociados con las reparaciones y minimizar el tiempo que los equipos e instalaciones están fuera de servicio [11].

Por lo tanto, al valorar económicamente un sistema de protección, no se debe limitar a considerar solo el elemento directamente protegido. Es crucial tener en cuenta las posibles consecuencias de una falla o mal funcionamiento de dicho elemento y cómo estas podrían impactar el sistema en general.

## **2.7.2. Tipos de protección de los relevadores**

Los relevadores se caracterizan por ofrecer múltiples protecciones, por ello, son aplicados en diversas áreas del sector eléctrico que van desde la generación, subestación, transmisión, distribución y motores. Cada relevador se destaca por ofrecer funciones acordes a las necesidades del área a implementar [12].

Las principales protecciones aplicadas a sistemas eléctricos de potencia son:

- Protección de sobrecorriente
- Protección de distancia
- Protección diferencial
- Protección direccional

### **2.7.2.1. Protección de sobrecorriente**

La protección de sobrecorriente (51) es esencial debido a que las fallas se caracterizan por generar altos niveles de corriente. Estas corrientes son monitoreadas mediante los transformadores de medición para detectar la falla y activar los dispositivos de protección. El funcionamiento de un relé de sobrecorriente depende del nivel corriente mínimo para activarse (pick-up) y del tiempo de operación, y se clasifican en corriente definida (instantáneos), tiempo definido y tiempo inverso. Estos relés ofrecen una rápida detección y respuesta ante condiciones de falla, asegurando la seguridad y operación confiable del sistema eléctrico [7].

Estos relevadores son calibrados para operar con señal de corriente por arriba de valores máximos de la corriente nominal de la red protegida. Esta condición de fallo máximo proporciona mejor coordinación de la secuencia de disparo en diferentes tramos de una línea.

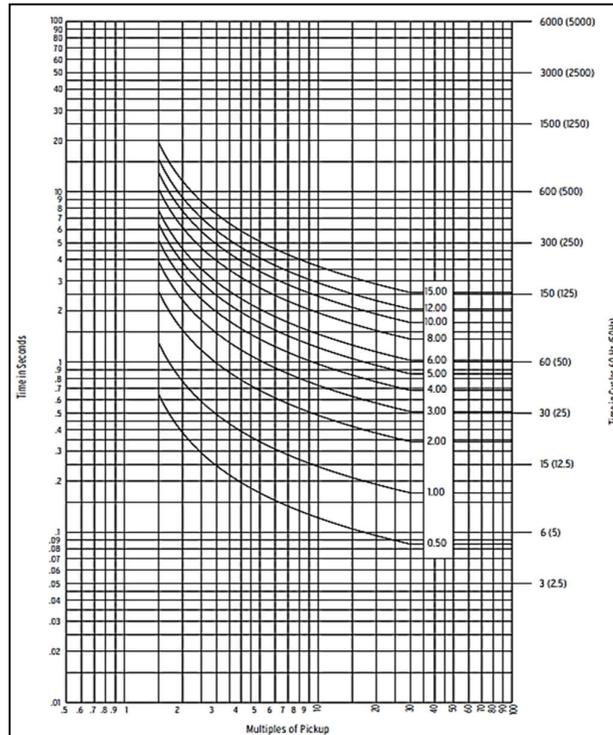
A continuación, se describe la temporización para los ajustes de curva y dial de tiempo obtenidos directamente del manual para los elementos de sobrecorriente de tiempo. Las curvas de relé de la sobrecorriente de tiempo de EE. UU. e IEC se muestran en la figura 18 a la Figura 27. Las curvas U1, U2 y U3 (Tabla 1) cumplen con las ecuaciones características de tiempo inverso estándar IEEE C37.112-1996 IEEE para relés de sobrecorriente [13].

Curve Type	Operating Time	Reset Time	Figure
U1 (Moderately Inverse)	$t_p = TD * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{M^{0.02} - 1}\right)$	$t_r = TD * \left(\frac{1.08}{1 - M^2}\right)$	Figure 18
U2 (Inverse)	$t_p = TD * \left(0.180 + \frac{5.95}{M^2 - 1}\right)$	$t_r = TD * \left(\frac{5.95}{1 - M^2}\right)$	Figure 19
U3 (Very Inverse)	$t_p = TD * \left(0.0963 + \frac{3.88}{M^2 - 1}\right)$	$t_r = TD * \left(\frac{3.88}{1 - M^2}\right)$	Figure 20
U4 (Extremely Inverse)	$t_p = TD * \left(0.0352 + \frac{5.67}{M^2 - 1}\right)$	$t_r = TD * \left(\frac{5.67}{1 - M^2}\right)$	Figure 21
U5 (Short-Time Inverse)	$t_p = TD * \left(0.00262 + \frac{0.00342}{M^{0.02} - 1}\right)$	$t_r = TD * \left(\frac{0.00342}{1 - M^{0.02}}\right)$	Figure 22
<b>Where:</b> $t_p$ = operating time in seconds $t_r$ = electromechanical induction – disk emulation reset time in seconds (if you electromechanical reset setting) $TD$ = time – dial setting $M$ = applied multiples of pickup current [for operating time ( $t_p$ ), $M > 1$ ; for reset time ( $t_r$ ), $M \leq 1$ ]			

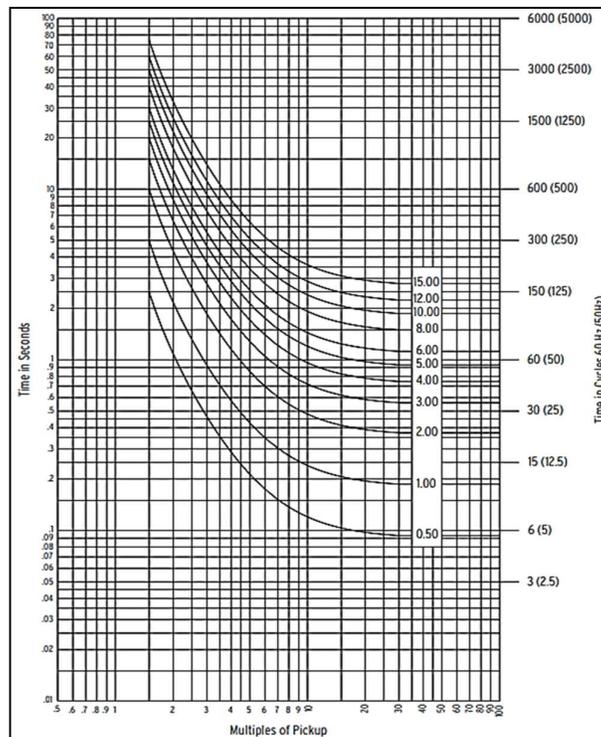
**Tabla 1.** Ecuaciones asociadas con curvas U.S [13]

Curve Type	Operating Time	Reset Time	Figure
C1 (Standard Inverse)	$t_p = TD * \left(\frac{0.14}{M^{0.02} - 1}\right)$	$t_r = TD * \left(\frac{13.5}{1 - M^2}\right)$	Figure 23
C2 (Very Inverse)	$t_p = TD * \left(\frac{13.5}{M - 1}\right)$	$t_r = TD * \left(\frac{47.3}{1 - M^2}\right)$	Figure 24
C3 (Extremely Inverse)	$t_p = TD * \left(\frac{80}{M^2 - 1}\right)$	$t_r = TD * \left(\frac{80}{1 - M^2}\right)$	Figure 25
C4 (Long-Time Inverse)	$t_p = TD * \left(\frac{120}{M - 1}\right)$	$t_r = TD * \left(\frac{120}{1 - M}\right)$	Figure 26
C5 (Short-Time Inverse)	$t_p = TD * \left(\frac{0.05}{M^{0.04} - 1}\right)$	$t_r = TD * \left(\frac{4.85}{1 - M^2}\right)$	Figure 27
<b>Where:</b> $t_p$ = operating time in seconds $t_r$ = electromechanical induction – disk emulation reset time in seconds (if you electromechanical reset setting) $TD$ = time – dial setting $M$ = applied multiples of pickup current [for operating time ( $t_p$ ), $M > 1$ ; for reset time ( $t_r$ ), $M \leq 1$ ]			

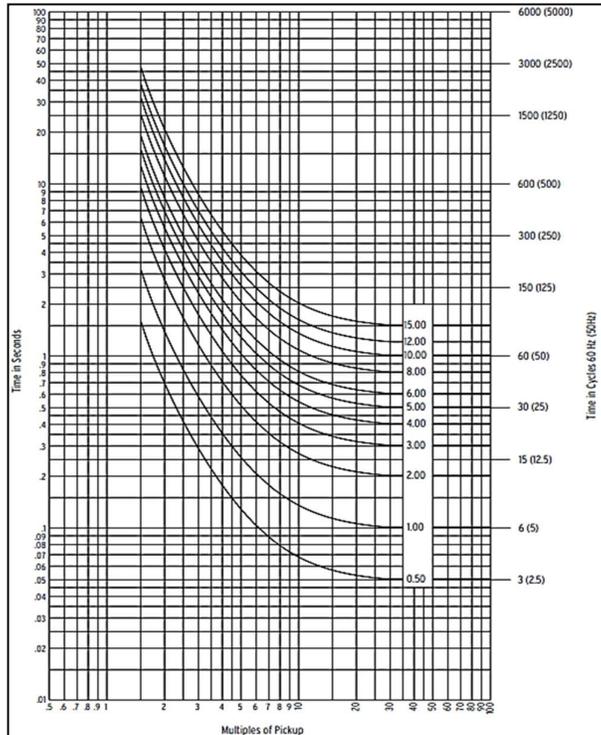
**Tabla 2.** Ecuaciones asociadas con curvas IEC [13]



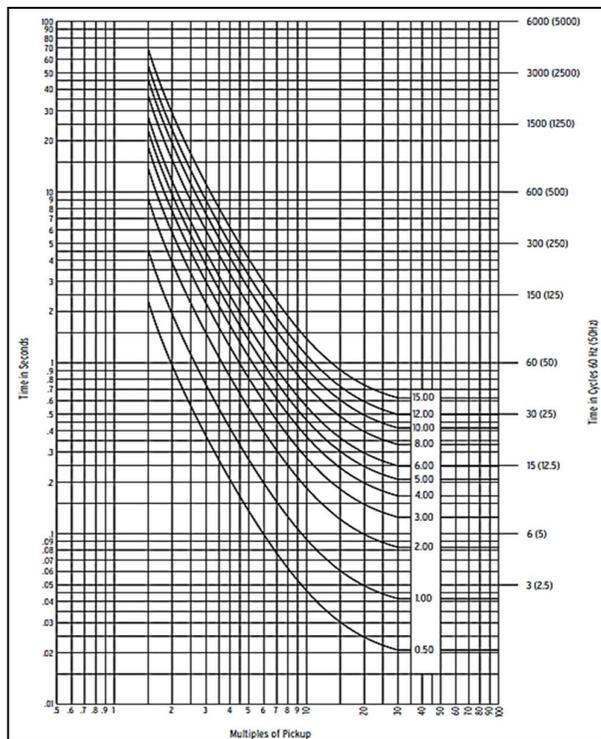
**Figura 18.** U.S. Moderately Inverse: U1  
**Fuente:** Manual de usuario SEL-751 [13]



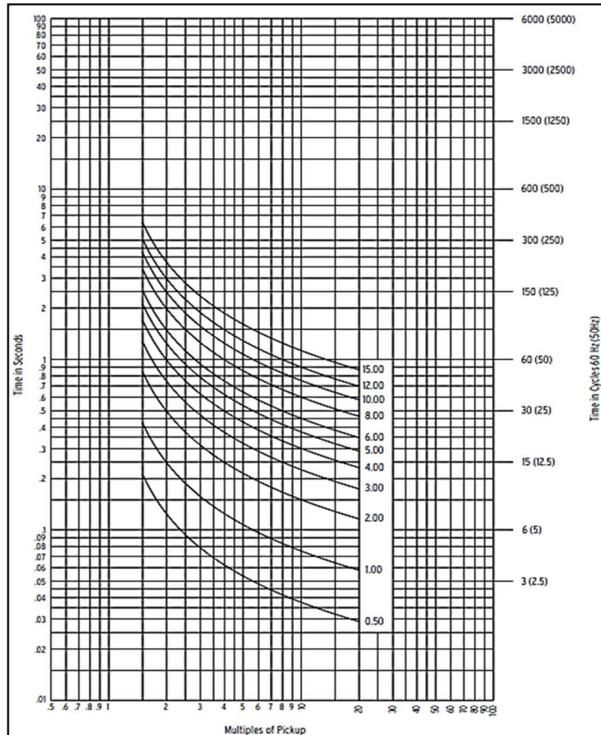
**Figura 19.** U.S. Inverse: U2  
**Fuente:** Manual de usuario SEL-751 [13]



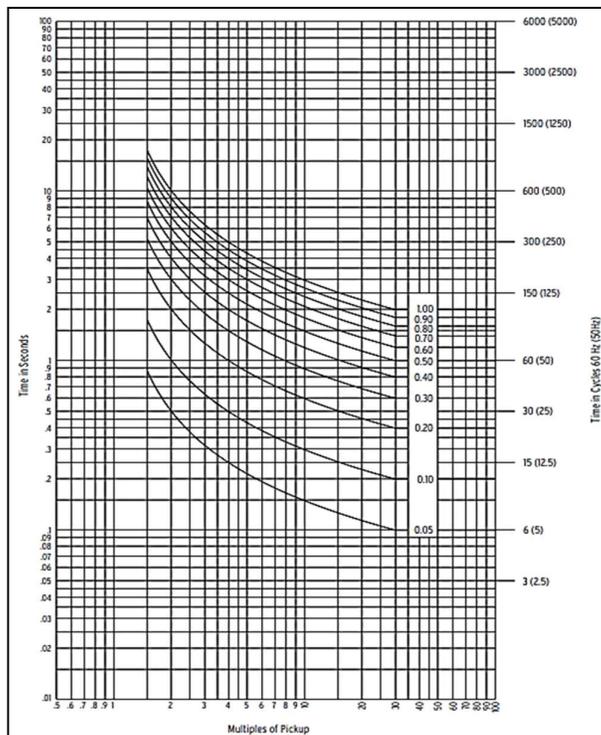
**Figura 20.** U.S. Very Inverse: U3  
**Fuente:** Manual de usuario SEL-751 [13]



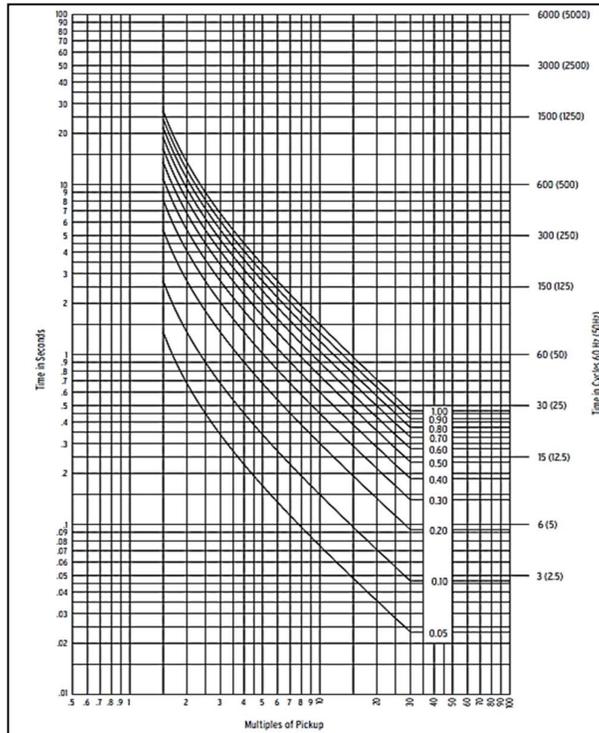
**Figura 21.** U.S. Extremely Inverse: U4  
**Fuente:** Manual de usuario SEL-751 [13]



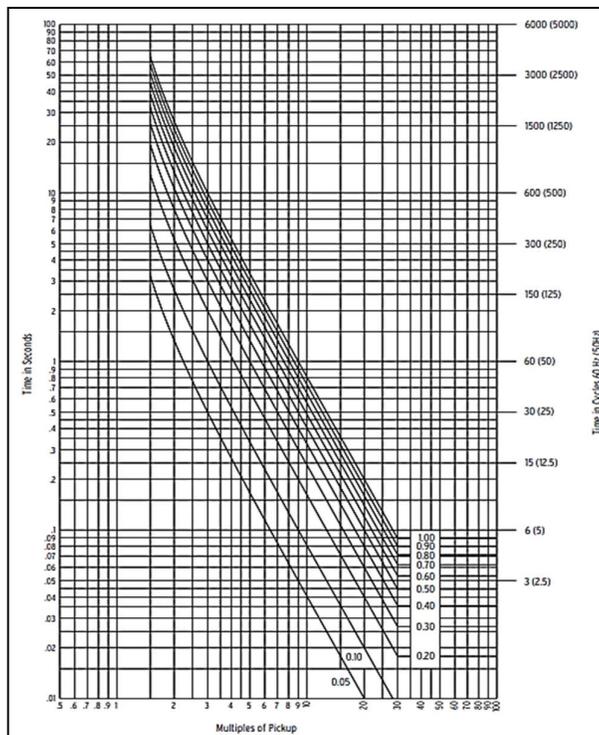
**Figura 22.** U.S. Short-Time Inverse: U5  
**Fuente:** Manual de usuario SEL-751 [13]



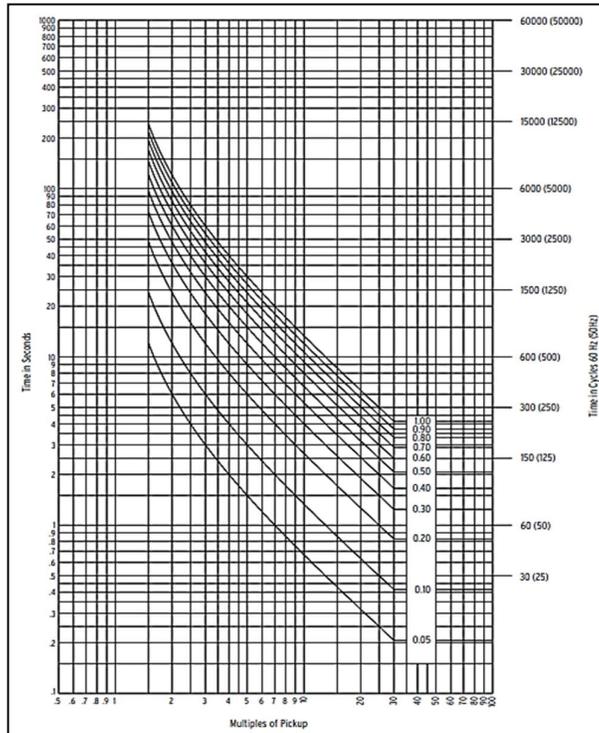
**Figura 23.** IEC Class A Standard Inverse: C1  
**Fuente:** Manual de usuario SEL-751 [13]



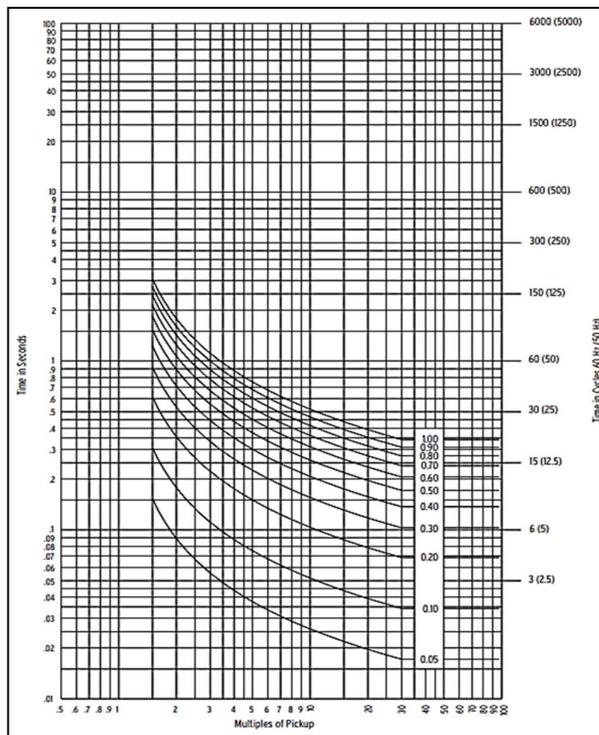
**Figura 24.** IEC Class B Very Inverse: C2  
**Fuente:** Manual de usuario SEL-751 [13]



**Figura 25.** IEC Class C Extremely Inverse: C3  
**Fuente:** Manual de usuario SEL-751 [13]



**Figura 26.** IEC Long-Time Inverse: C4  
**Fuente:** Manual de usuario SEL-751 [13]



**Figura 27.** IEC Short-Time Inverse: C5  
**Fuente:** Manual de usuario SEL-751 [13]

### 2.7.2.2. Protección diferencial

El relevador diferencial (87) consta, en su forma más básica, de tres bobinas: dos de restricción y una de operación. Funciona comparando las corrientes que entran y salen del área protegida. La acción del relevador se activa cuando detecta una diferencia entre estas corrientes, lo que sugiere que hay una fuga de corriente dentro del equipo protegido [10].

En este relevador, la corriente en la bobina de operación es proporcional a la diferencia entre  $I_1$  e  $I_2$ . Por otro lado, la corriente en cada una de las bobinas de restricción es proporcional a:

$$\frac{I_1 + I_2}{2} \quad (1)$$

La relación entre la corriente diferencial de operación y el promedio de la corriente en las bobinas de restricción se denomina “pendiente del relevador” y se expresa en porcentaje:

$$Pendiente = K = \frac{I_1 + I_2}{\frac{I_1 + I_2}{2}} \quad (2)$$

Los relevadores tienen diferente porcentaje de pendiente. Esta característica se utiliza para evitar falsas operaciones del relevador por desbalance en las corrientes de los transformadores de corriente (TC), cuando ocurren fallas externas. Para ajustar con cierta precisión las corrientes que entran y que salen de la zona protegida, se necesita compensar la corriente de excitación, para lo cual los relevadores tienen una serie de derivaciones, mediante las cuales se ajusta la corriente que circula por la bobina de operación, para que en condiciones normales de operación esta corriente sea prácticamente cero [10].

### 2.7.2.3. Protección de distancia

El relevador de distancia es utilizado con frecuencia para la protección de líneas de transmisión ante sobrecargas y fallas. Su tiempo de actuación es directamente proporcional a la distancia del fallo, el accionamiento se basa en la utilización de una bobina amperimétrica y otra voltimétrica. Su función está en la medición de impedancias, al presentar una impedancia homogénea a lo largo de la línea, un cortocircuito generará un desfase equivalente al ángulo de la línea, aplicado a fallas bifásicas y trifásicas. Los relevadores de distancia operan mediante señales de voltaje o de corriente cuando el relé es electromecánico [14].

Cuando se trata de relevadores electromecánicos, operan comparando la corriente de falla con la tensión proporcionada por un transformador de potencial. Esto permite medir la impedancia de la línea en el punto de cortocircuito. Los relevadores de distancia pueden tener una medición de alta velocidad (instantánea) o incluir un retardo mediante un elemento de tiempo. En general, la impedancia mide la distancia desde la subestación hasta el lugar de la falla en la línea de transmisión [1].

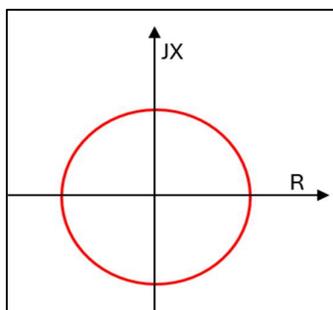
La función de dirección en un relevador de distancia podría ser integrada directamente o añadida mediante un relevador de dirección. Este relevador es especialmente útil en la protección de líneas, donde se busca una operación selectiva de disyuntores en cascada y en situaciones donde las corrientes de carga pueden superar a las de cortocircuito.

Estos relevadores tienen gran aplicación en protección de líneas, en donde se quiere la operación selectiva de interruptores en cascada, y también, en los casos 1 que las corrientes de carga puedan ser mayores que las de cortocircuito.

### 2.7.2.3.1. Tipos de protección de distancia

#### 2.7.2.3.1.1. Característica de impedancia

Evaluar la relación entre tensión e intensidad sin tener en cuenta el ángulo de fase. Su función es circular en el diagrama R-X, y el relevador se activa cuando las impedancias se encuentran dentro de ese círculo. Para proporcionar direccionalidad, es necesario agregar una característica adicional como se muestra en la Figura 28 [1].



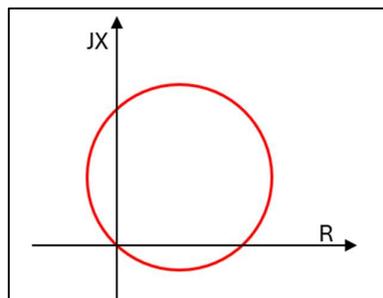
**Figura 28.** Característica de Impedancia  
Fuente: Adaptación, Los autores

#### 2.7.2.3.1.2. Característica de admitancia o Mho

Se caracteriza por un círculo en el diagrama R-X que pasa por el origen, con un diámetro que forma un ángulo específico, similar al de las líneas de transmisión. Este círculo define la región donde el relevador opera cuando las impedancias medidas están dentro de él, y el relevador es direccional por naturaleza. A veces, se ajusta el círculo para que no pase

exactamente por el origen, lo que se conoce como Mho desplazado (offset) como se muestra en la Figura 29.

Este relevador combina la característica de impedancia con un elemento de dirección. Debido a que su función es inherente a la dirección, el relevador actúa para fallas que ocurren delante de la ubicación. Además, el alcance del relé varía con el ángulo de la falla. En el plano complejo, la característica se representa como una circunferencia que pasa por el origen de coordenada [15].

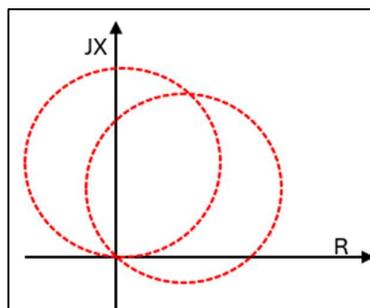


**Figura 29.** Característica Mho  
**Fuente:** Adaptación, Los autores

Este tipo de relé es más utilizado para protección de fase en líneas largas y particularmente cuando ocurren severas oscilaciones en el sistema de potencia.

#### 2.7.2.3.1.3. Característica Lenticular

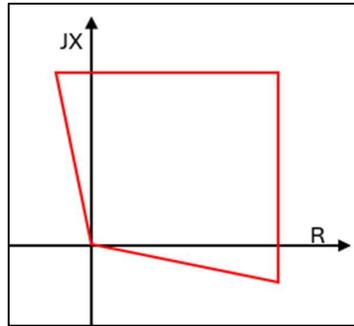
Son ideales para la protección en líneas de alta impedancia con una alta transferencia de potencial. En estas líneas, los valores de impedancia se vuelven muy bajos, acercándose a la impedancia característica del relé, particularmente en la zona 3. Su característica consiste en la combinación de dos formas circulares que crean una figura similar a un lente. El relé es inherentemente direccional y se activa cuando las impedancias medidas se encuentran dentro del área delimitada por esta forma de lente como se muestra en la Figura 30



**Figura 30.** Característica lenticular  
**Fuente:** Adaptación, Los autores

#### 2.7.2.3.1.4. Característica cuadrilateral

Combina reactancia de dirección con ajustes en los alcances resistivos. El relé es inherentemente de dirección y funciona solo con las impedancias monitoreada dentro de una función cuadrilateral específico. Ofrece un alcance extendido para abordar la impedancia de cortocircuito, especialmente útil en líneas cortas, donde se puede ajustar la posición de la impedancia de la línea dentro de esta característica como se observa en la Figura 31.



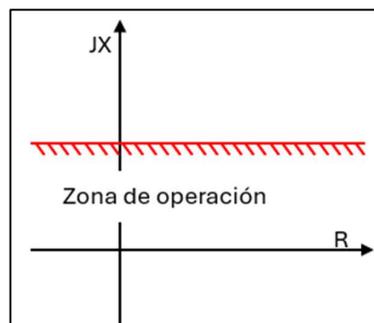
**Figura 31.** Característica cuadrilateral

**Fuente:** Adaptación, Los autores

Esta función se obtiene con tres elementos de medición independientes: reactancia, resistencia y direccional, combinando adecuadamente. El relevador opera cuando los tres elementos hayan operado.

#### 2.7.2.3.1.5. Característica de reactancia

Está diseñado para evaluar únicamente su parámetro reactivo de la impedancia. Dado que la resistencia de falla tiene poco impacto en un relé de reactancia, se puede ignorar en la mayoría de los casos. Esto es válido en un sistema radial, pero puede no ser cierto si el cortocircuito es alimentado de los dos extremos, ya que la caída de tensión en la red, afecta la tensión medida por el relevador como se observa en la Figura 32 [15].



**Figura 32.** Característica de reactancia

**Fuente:** Adaptación, Los autores

#### 2.7.2.4. Relevador direccional

El relevador direccional utiliza dos fuentes independientes para su funcionamiento, lo que le permite diferenciar magnitudes y ángulos de fase, así como distinguir el sentido de las corrientes. Hay tres tipos principales de relevadores direccionales, cada uno basado en diferentes combinaciones de señales:

- Relevador corriente-corriente: Funciona comparando dos señales de corriente provenientes de fuentes distintas.
- Relevador corriente-tensión: Actúa comparando una señal de corriente con una de voltaje.
- Relevador voltaje-voltaje: Se basa en la comparación fuentes de tensión según la ubicación.
- Los relevadores son particularmente sensibles a desequilibrios de corriente en diversas situaciones de alta intensidad, momento en el cual los errores en los transformadores de intensidad son más pronunciados. Su operación se fundamenta en un elemento dirección que usa ambas corrientes: una de operación y una de polarización. La corriente de polarización se obtiene como la diferencia vectorial entre dos corrientes, mientras que la corriente de operación es la suma vectorial de las mismas. El accionar producido en el relevador, considerando ambas intensidades en fase y sin considerar el accionar del resorte, es el resultado de esta combinación.:

$$T = K1(I1 + I2)(I1 - I2) \quad (3)$$

#### 2.8. Equipo de pruebas de relé

Los equipos de pruebas de relé, por ejemplo, el OMICRON CMC 356, son equipos que ofrecen herramientas potentes en la ingeniería eléctrica, se especializan en el ámbito de la protección y automatización de sistemas de potencia. Estos dispositivos pueden verificar, calibrar y analizar los ajustes del relé de protección, asegurando que los sistemas de protección funcionen correctamente y de manera confiable [16].

Nuestro proyecto hará uso del equipo OMICRON CMC 356, equipo de la Empresa OMICRON especializado en pruebas de relé, al ser un modelo más avanzado y generar señales de corriente y voltaje precisos, lo hace ideal para las pruebas que se realizarán en el capítulo 3.

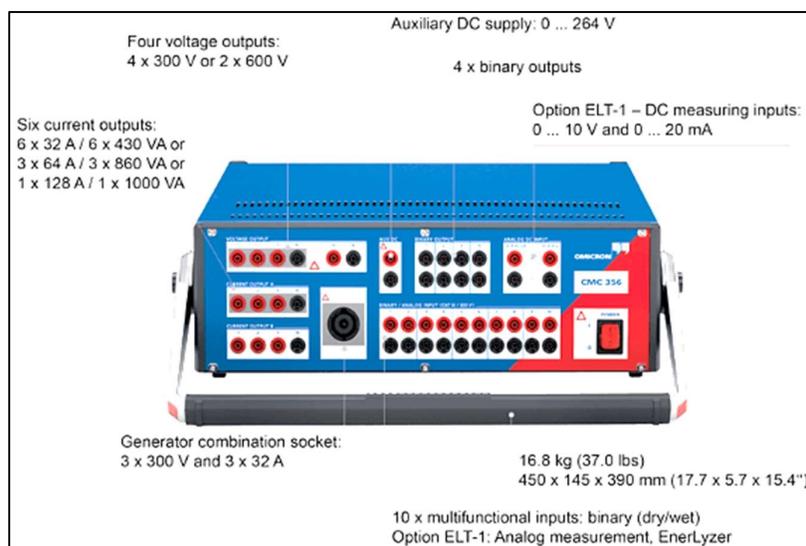
## 2.8.1. OMICRON CMC 356



**Figura 33.** OMICRON CMC 356  
Fuente: Revista Técnica OMICRON

El OMICRON CMC 356 es un modelo universal y multifuncional capaz de realizar pruebas potentes a los equipos de protección, en este caso se realizará al relé SEL-421. El equipo dispone de seis fuentes de intensidad, el modo trifásico puede entregar hasta 64 A / 860 VA por cada canal entregándole al usuario parámetros de inyección con rangos dinámicos, le permite analizar equipos con carga alta que requieren alta potencia [17].

### 2.8.1.1. Características del equipo OMICRON CMC 356



**Figura 34.** Características físicas OMICRON CMC 356  
Fuente: Revista Técnica OMICRON

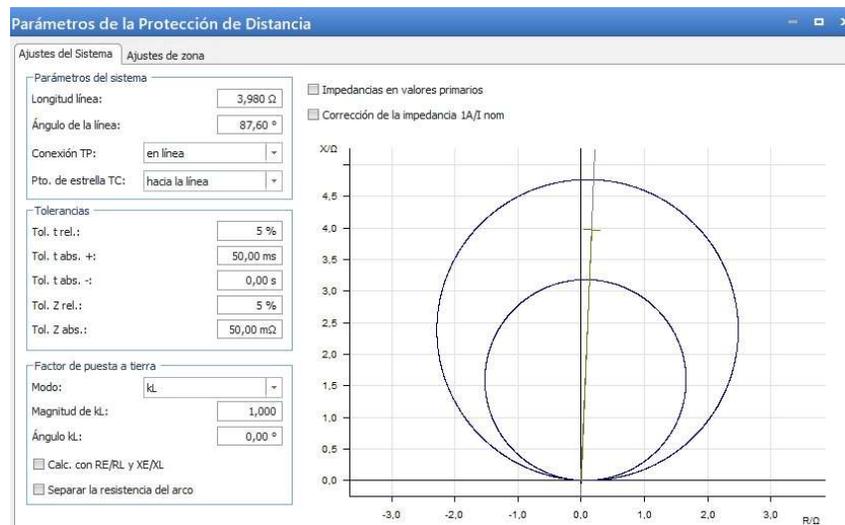
El equipo posee las siguientes características:

- Alimentación a tensión nominal 100...240 V ac con rango de funcionamiento de 85...264 V ac
- Corriente nominal de alimentación máxima 12 A – 110 V / 10 A – 230 V

- Frecuencia nominal de 50/60 HZ con un rango de 45...65 Hz
- Ofrece 6 Salidas de corriente y potencia CA de 6 fases (L-N): 6 x 32 A / 430 VA
- Ofrece 4 salidas de tensiones de 4 fases (L-N): 4 x 0...300 V ac
- Margen de error  $<0,03\%$  de rd +  $0,01\%$  de rg

El equipo nos permitirá inyectar valores de corriente y tensión para simular diversas fallas de cortocircuito, cada interfaz del OMICRON permite al usuario realizar análisis específicos al caso de estudio que se requiera. Para nuestro proyecto el OMICRON ofrece una interfaz especializada al estudio de protecciones de distancia, distance CMC.

La interfaz distance CMC nos permite realizar simulaciones más dinámicas, debido a que los parámetros a ingresar solo serian la configuración de los transformadores de medición y la impedancia de línea a proteger, dando como resultado el diagrama de protección de distancia.



**Figura 35.** Distance CMC  
Fuente: Los Autores

## Capítulo III

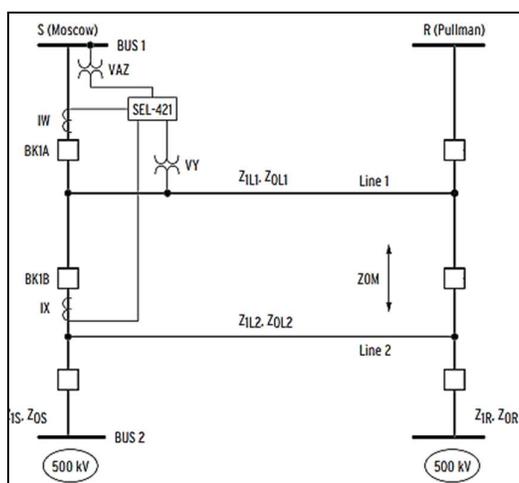
### 3. Análisis de coordinación de protección de distancia

#### 3.1. Consideraciones generales

En este capítulo se realizará el análisis de coordinación de la protección de distancia haciendo uso del software Digsilent versión 2021 y pruebas en laboratorio con los siguientes equipos; OMICRON CMC 356 y relé SEL-421.

#### 3.2. Ejemplo de estudio

El presente ejemplo de Líneas de Transmisión representado en la figura 36, corresponde a un sistema con líneas aéreas paralelas de 500 kV de doble extremo con protección del relé SEL-421 en cada extremo del primer circuito. Estas líneas de transmisión tienen acoplamiento mutuo de secuencia cero. El presente estudio explica cómo calcular la configuración para el SEL-421 en la estación S que protege la Línea 1 en la Figura 36 entre las estaciones S y R [18].



**Figura 36.** Líneas de Transmisión Aéreas Paralelas de 500 kV

**Fuente:** Instruction Manual Relay SEL-421 [18]

Los datos del sistema de energía para este análisis corresponden a los parámetros que vamos a sustituir para configurar el relé, los cuales están presentes en la tabla 3.

Parámetros	Valores
Voltaje nominal de línea a línea	500 KV
Corriente nominal del relé	5 A secundario
Frecuencia nominal	60 HZ
Longitud de línea	75 millas
Impedancias de línea:	
Z <sub>1L1</sub> =Z <sub>1L2</sub>	44.78 Ω ∠87.6° primario
Z <sub>0L1</sub> =Z <sub>0L2</sub>	162.9 Ω ∠82.1° primario
Acoplamiento mutuo de secuencia cero:	
Z <sub>0M</sub>	88.35 Ω ∠76.6° primario
PTR (Transformador de potencia)	500KV:111.11V=4500
CTR (Transformador de corriente)	2000:5=400
Fase rotación	ABC

**Tabla 3.** Datos del sistema de transmisión [18]

Convertimos las impedancias del sistema de energía de primario a secundario para calcular la configuración de protección. La Tabla 4 enumera las impedancias secundarias correspondientes. Convertimos las impedancias a ohmios secundarios de la siguiente manera:

$$k = \frac{CTR}{PTR} = \frac{400}{4500} = 0.089 \quad (4)$$

$$Z_{1L1(secundario)} = k * Z_{1L1(primario)} \quad (5)$$

$$Z_{1L1(secundario)} = 0.089 * (44.78 \Omega \angle 87.6^\circ)$$

$$Z_{1L1(secundario)} = 3.98 \Omega \angle 87.6^\circ$$

Parámetros	Valores
Impedancias de línea:	
Z <sub>1L1</sub> =Z <sub>1L2</sub>	3.98 Ω ∠87.6° secundario
Z <sub>0L1</sub> =Z <sub>0L2</sub>	14.48 Ω ∠82.1° secundario
Acoplamiento mutuo secuencia cero:	
Z <sub>0M</sub>	7.86 Ω ∠76.6° secundario

**Tabla 4.** Impedancias secundarias [18]

La corriente de carga máxima es de 1302 A primarios y se produce cuando la línea paralela está fuera de servicio.

Este ejemplo es para dos disyuntores, aplicación de disparo unipolar con las siguientes funciones:

- Protección de distancia de tres zonas de fase y tierra (mho).

- Zona 1, orientada hacia adelante, protección instantánea de subalcance.
- Zona 2, orientada hacia adelante, asistida por comunicaciones y disparo retardado en el tiempo.
- Zona 3, de visión inversa, evita disparos no deseados durante las inversiones de corriente.

### 3.3. Configuración global

El SEL-421 tiene configuraciones para identificación. Estas configuraciones le permiten identificar lo siguiente:

- Estación (SID)
- Relé (RID)
- Disyuntor 1 (BID1)
- Disyuntor 2 (BID2)

Puede ingresar hasta 40 caracteres por configuración de identificación.

SID: MOSCÚ – 500 KV (Identificador de estación)

RID: SEL-421 Relay (Identificador de relé)

Configuramos el SEL-421 para dos disyuntores. Esta aplicación particular utiliza dos disyuntores porque el terminal tiene una configuración de disyuntor y medio.

NUMBK: 2 (Número de interruptores en el esquema)

BID1: Identificador del Disyuntor 1

BID2: Identificador del disyuntor 2

Nos posibilita la opción de seleccionar la frecuencia nominal como la rotación de fase.

NFREQ: 60 Frecuencia nominal del sistema (50, 60 Hz)

PHROT: Rotación de fases del sistema ABC (ABC, ACB)

#### 3.3.1. Selección de fuente de corriente y voltaje

La selección de fuente de voltaje y corriente es para dos disyuntores en una configuración de disyuntor y medio. Establezca ESS en 3.

ESS: 3 Selección de fuente de corriente y voltaje (Y, N, 1, 2, 3, 4)

Después de seleccionar 3 para configurar ESS, el relé configura automáticamente LINEI, BK1I y BK2I de la siguiente manera:

LINEI: Fuente de corriente de línea COMB (IW, COMB)

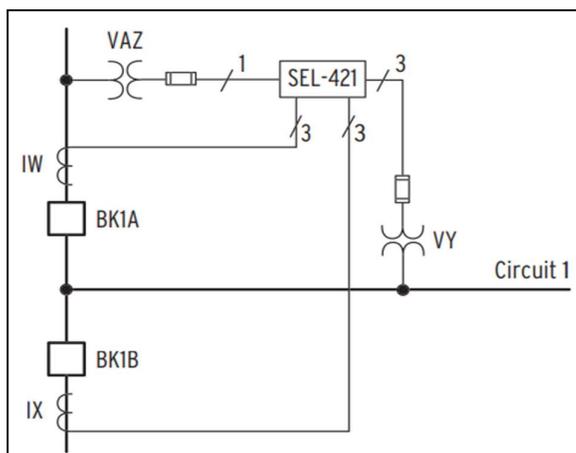
BK1I: Fuente de corriente del disyuntor 1 IW (IW, IX, NA)

BK2I: Fuente de corriente del disyuntor 2 IX (IW, IX, NA)

En este ejemplo de aplicación, el disyuntor BK1A es el disyuntor 1 en la configuración del relé y BK1B es el disyuntor 2 en la configuración del relé.

La Figura 37 ilustra las fuentes de corriente y voltaje para esta aplicación particular.

El relé utiliza la entrada potencial VY y la combinación de entradas de corriente IW y IX para la transmisión de línea; La entrada potencial VAZ es para verificar el sincronismo.



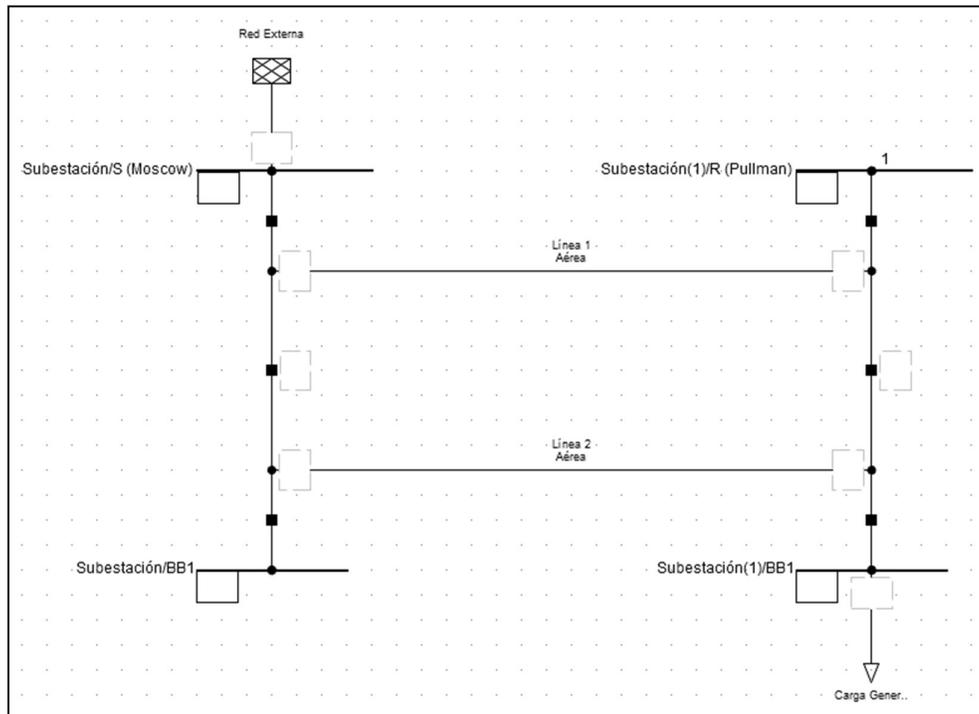
**Figura 37.** Disposición de disyuntor y medio: Estación S, Línea 1  
**Fuente:** Instruction Manual Relay SEL-421 [18]

### 3.4. Configuración de línea

Los datos corresponden a las líneas de transmisión representadas en la tabla 33, los cuales corresponden a la secuencia positiva, negativa y cero de las 2 líneas en paralelo. Se procede a ingresar dichos parámetros en Digsilent para la simulación y en el relé SEL-421 para realizar las pruebas de inyección mediante el OMICRON CMC 356.

#### 3.4.1. Configuración de la línea en Digsilent

**Paso 1:** Realizamos el diagrama ilustrado en la Figura 36. Correspondiente al ejemplo de estudio a realizar, ingresando los valores correspondientes a las barras y la carga:



**Figura 38.** Diagrama en Digsilent  
Fuente: Los Autores

Ingresamos el voltaje de línea - línea correspondiente a nuestro caso de estudio:

Nombre	S (Moscow)		
Tipo	▼ →		
Zona	▼ →	(desde la subestación)	
Área	▼ →	(desde la subestación)	
Subestación	→ prueba 545\Subestación		
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio			
Tipo de Sistema	AC ▼	Usage	Busbar ▼
Tecnología de Fases	ABC ▼		
Tensión Nominal			
Línea-Línea	500,	kV	
Línea a Tierra	288,6751 kV		

**Figura 39.** Ventana del Bus (Moscow)  
Fuente: Los Autores

Para ingresar los parámetros de la carga, nos dirigimos al flujo de carga e ingresamos una carga de 200 MW con factor de potencia de 0,92:

Punto de Operación		Valores actuales
Potencia Activa	200, MW	200, MW
Factor de Potencia	0,92 Ind.	0,92
Tensión	1, p.u.	
Factor de Escalamiento	1,	1,

Ajustado por el Escalamiento de la Carga Factor de Escala de Zona: 1,

**Figura 40.** Ventana de configuración de la carga  
**Fuente:** Los Autores

**Paso 2:** Para realizar el ingreso de las impedancias de las líneas en el simulador, se debe convertir de polar a rectangular.

Impedancias de secuencia positiva y negativa

$$Z_{1L1} = Z_{1L2} = 44,78 \Omega \angle 87,6^\circ$$

$$R_{1L1} = R_{1L2} = Z_{1L1} * \cos(\phi) \quad (6)$$

$$R_{1L1} = 44,78 * \cos(87,6) = 1,875191 \Omega$$

$$X_{1L1} = X_{1L2} = Z_{1L1} * \sin(\phi) \quad (7)$$

$$X_{1L1} = 44,78 * \sin(87,6) = 44,74072 \Omega$$

Impedancia de secuencia cero

$$Z_{0L1} = Z_{0L2} = 162,9 \Omega \angle 82,1^\circ$$

$$R_{0L1} = R_{0L2} = Z_{0L1} * \cos(\phi) = 162,9 * \cos(82,1) = 22,38971 \Omega$$

$$X_{0L1} = X_{0L2} = Z_{0L1} * \sin(\phi) = 162,9 * \sin(82,1) = 161,3539 \Omega$$

Considerando que la distancia de la línea corresponde a 75 millas, debemos convertir de millas a kilómetros:

$$75 \text{ mi} * \frac{1,609344 \text{ km}}{1 \text{ mi}} = 120,7 \text{ km} \approx 121 \text{ km}$$

Adicional a ello dividimos la resistencia y la reactancia para el kilometraje total de la línea:

Datos de línea	$\Omega/\text{km}$
Resistencia de secuencia positiva R1	0,015497
Reactancia de secuencia positiva X1	0,369758
Resistencia de secuencia cero R0	0,185038
Reactancia de secuencia cero X0	1,333504

**Tabla 5.** Datos de ingreso en Digsilent de la línea

**Paso 3:** Ingresamos los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero en rectangular correspondiente a la línea 1 y 2, adicionalmente se configura su voltaje de línea a línea y la frecuencia:

**Figura 41.** Configuración de la Línea en Digsilent

**Fuente:** Los Autores

**Paso 4:** Finalmente configuramos la línea con su longitud en kilómetros y podremos visualizar si los valores ingresados corresponden a la impedancia de secuencia según corresponda:

Nombre	Línea 1	
Tipo	<input type="button" value="v"/> <input type="button" value="→"/>	Biblioteca de Tipos\Aérea
Terminal i	<input type="button" value="v"/> <input type="button" value="→"/>	prueba 545\Subestación\1\2\Cub_1 <span style="color: red;">S (Moscow)</span>
Terminal j	<input type="button" value="v"/> <input type="button" value="→"/>	prueba 545\Subestación(1)\1\2\Cub_1 <span style="color: red;">R (Pullman)</span>
Zona	<input type="button" value="v"/> <input type="button" value="→"/>	Terminal i
Área	<input type="button" value="v"/> <input type="button" value="→"/>	Terminal i
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio		
Número de		Valores resultantes
Líneas en paralelo	<input type="text" value="1"/>	
Parámetros		
Capacidades Térmicas	<input type="button" value="v"/> <input type="button" value="→"/>	
Longitud de Línea	<input type="text" value="121,"/> km	Corriente Nominal (act.) 1, kA
Factor de Reducción	<input type="text" value="1,"/>	Impedancia Sec. Pos, Z1 44,77999 Ohm
		Impedancia Sec. Pos, Áng. 87,60007 deg
		Resistencia Sec. Pos, R1 1,875137 Ohm
		Reactancia Sec. Pos, X1 44,74072 Ohm
		Resistencia Sec. Cero, R0 22,3896 Ohm
		Reactancia Sec. Cero, X0 161,354 Ohm
		Corriente de tierra, Ice 0, A
		Factor tierra k0, Magnitud 0,8813753
		Factor tierra k0, Áng. -7,577385 deg
Tipo de Línea <span style="color: red;">Aéreo</span>		
Modelo de la Línea		
<input checked="" type="radio"/> Parámetros Concentrados (PI)		
<input type="radio"/> Parámetros Distribuidos		
<input type="button" value="Cargas de Secciones/Líneas"/>		

**Figura 42.** Configuración de la longitud de la línea en Digsilent

**Fuente:** Los Autores

### 3.4.2. Configuración de la línea en Relé SEL-421

**Paso 1:** Se ingresa al AcSELerator

El SEL-421 tiene cuatro configuraciones de relación de transformación de transformador que convierten los potenciales secundarios y las corrientes que mide el relé a los valores primarios correspondientes. Estos ajustes son las relaciones de transformador de potencial y transformador de corriente PTRY, PTRZ, CTRW y CTRX. Utilizamos la entrada de potencial Y para la retransmisión de línea y la entrada de potencial Z para las comprobaciones de sincronismo. Habilitamos la selección de fuente de voltaje y corriente para que pueda combinar las entradas de corriente W y X para la corriente de línea. VNOMY y VNOMZ especifican la tensión nominal secundaria de línea a línea de los transformadores de potencial. (ver Figura 43).

La configuración LL es la longitud de la línea. Este puede ser establecido en millas, kilómetros, ohmios, etc. Establecemos la longitud en millas.

Line Configuration	
CTRW Current Transformer Ratio - Input W	400 Range = 1 to 50000
CTRX Current Transformer Ratio - Input X	400 Range = 1 to 50000
PTRY Potential Transformer Ratio - Input Y	4500,0 Range = 1,0 to 10000,0
VNOMY PT Nominal Voltage (L-L) - Input Y (V,sec)	111 Range = 60 to 300
PTRZ Potential Transformer Ratio - Input Z	4500,0 Range = 1,0 to 10000,0
VNOMZ PT Nominal Voltage (L-L) - Input Z (V,sec)	111 Range = 60 to 300
Z1MAG Positive-Sequence Line Impedance Magnitude (ohms,sec)	3,98 Range = 0,05 to 255,00
Z1ANG Positive-Sequence Line Impedance Angle (deg)	87,60 Range = 5,00 to 90,00
Z0MAG Zero-Sequence Line Impedance Magnitude (ohms,sec)	14,48 Range = 0,05 to 255,00
Z0ANG Zero-Sequence Line Impedance Angle (deg)	82,10 Range = 5,00 to 90,00
EFLOC Fault Location	Y Select: Y, N
LL Line Length	75,00 Range = 0,10 to 999,00

**Figura 43.** Configuración de la Línea Relé SEL-421  
**Fuente:** Los Autores

### 3.5. Configuración del relé

Los datos corresponden a los ajustes del relé de distancia, los cuales se ajustan a las zonas de protección de la línea de transmisión. Se procede a ingresar dichos parámetros en Digsilent para la simulación y en el relé SEL-421 para realizar las pruebas de inyección mediante el OMICRON CMC 356.

#### 3.5.1. Configuración de relé en Digsilent

**Paso 1:** Se procede a realizar los cálculos de las impedancias con respecto al porcentaje de protección de cada zona:

##### 3.5.1.1. Zona 1 - Alcance del elemento de distancia de fase

La protección de distancia de fase de la zona 1 proporciona protección instantánea para fallas de fase a fase, de fase a fase a tierra y trifásicas al 80% de la línea de transmisión. Los errores en los transformadores de corriente y potencial no permiten la configuración de la Zona 1 para el 100% de la línea de transmisión.

Es posible que se produzcan disparos no deseados por fallas justo más allá del extremo remoto de la línea si se configura la Zona 1 para el 100% de la línea de transmisión.

Establecemos la protección de distancia de fase de la Zona 1 en un valor igual al 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión.

$$\mathbf{Z1MP: 0,8 * Z1L1 = 3,18\ ohm}$$

**Z1MP:** 3,18 Alcance de la zona 1 (OFF, 0.05– 64 ohm secundario)

### 3.5.1.2. Zona 2 - Alcance del elemento de distancia de fase

Se establece el alcance de la distancia de fase de la zona 2 al 120% de la impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión. Esta configuración proporciona un disparo de alta velocidad a través del canal de comunicaciones para fallas ubicadas en el último 20% de la línea.

$$\mathbf{Z2MP: 1,2 * Z1L1 = 4,78\ ohm}$$

**Z2MP:** 4,78 Alcance de la zona 2 (OFF, 0.05– 64 ohm secundario)

### 3.5.1.3. Zona 3 - Alcance del elemento de distancia de fase

La protección de distancia de fase de la zona 3 debe tener un alcance adecuado para evitar disparos no deseados durante las inversiones de corriente (este ejemplo de aplicación utiliza un esquema de disparo de transferencia de sobrealcance permisivo (POTT)). Establecemos el alcance de la Zona 3 igual al de la Zona 2 en la longitud de la línea de transmisión protegida para el margen de seguridad. Esta configuración hace que la cobertura de fallas de la Zona 3 sea mayor que la cobertura de fallas de la Zona 2 en el terminal remoto.

$$\mathbf{Z3MP: Z2MP = 4,78\ ohm}$$

**Z3MP:** 4,78 Alcance de la zona 3 (DESACTIVADO, 0.05– 64 ohm secundario)

### 3.5.1.4. Zona 1 - Alcance del elemento de distancia a tierra (Mho)

El alcance de la distancia a tierra de la zona 1 mho debe cumplir el mismo requisito que el de la protección de la distancia de fase de la zona 1 mho; El ajuste de alcance no debe ser superior al 80% de la línea.

$$\mathbf{Z1MG: 0,8 * Z1L1 = 3,18\ ohm}$$

**Z1MG:** 3,18 Zona 1 (OFF, 0.05– 64 ohm secundaria)

El disparo es instantáneo de subalcance.

### 3.5.1.5. Zona 2 - Alcance del elemento de distancia a tierra (Mho)

El alcance de la zona 2 mho a tierra debe cumplir el mismo requisito para la protección de la distancia de fase de la zona 2 mho; El ajuste de alcance es del 120% de la línea.

$$Z2MG: 1,2 * Z1L1 = 4,78 \text{ ohm}$$

**Z2MG:** 4,78 Zona 2 (OFF, 0.05– 64 ohm secundaria)

El disparo orientado hacia adelante para el esquema POTT y disparo de respaldo.

### 3.5.1.6. Zona 3 - Alcance del elemento de distancia a tierra (Mho)

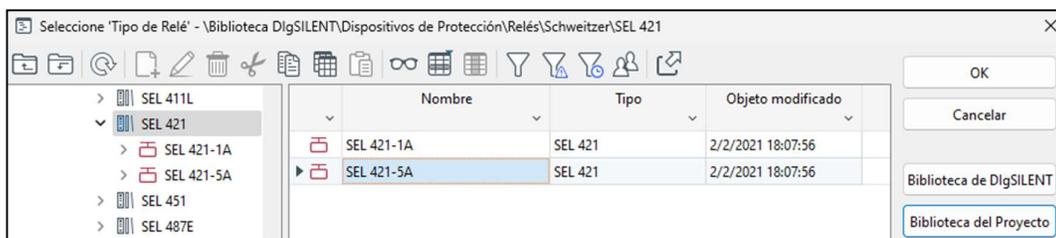
El alcance de la distancia a tierra de la zona 3 mho debe cumplir el mismo requisito de la protección de la distancia de fase de la zona 3 mho; es igual al alcance de la Zona 2.

$$Z3MG: Z2MG = 4,78 \text{ ohm}$$

**Z3MG:** 4,78 Zona 3 (OFF, 0.05– 64 ohm secundaria)

La protección de inversión de corriente para el esquema POTT, disparo de eco y lógica de alimentación débil.

**Paso 2:** Configuración de los transformadores de corriente y potencial, de acuerdo a las relaciones de transformación de la tabla 3, cabe recalcar que primero se debe seleccionar desde la librería el relé a utilizar:



**Figura 44.** Selección del relé SEL-421 en Digsilent

**Fuente:** Los Autores



**Figura 45.** Valores configurados del CT en Digsilent

**Fuente:** Los Autores

Selección del tap	
Primario	500000, V (L-L)
Secundario	111,11 V (L-L)
Datos de placa 500000V/111.11V	

**Figura 46.** Valores configurados del PT en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores

**Paso 3:** Ingreso de los parámetros correspondientes a los ajustes del relé de distancia:

Símbolo IEC:	Z>>	Símbolo ANSI:	21
Zona:	1	Unidad:	Fase-Fase
Característica:	Mho		
Nombre	Z1MP		
Tipo	→ ...ión\Relés\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Z1MP		
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio			
Dirección de disparo	Hacia adelante		
Impedancia Réplica	3,18 sec.Ohm	35,77536	pri.Ohm
Factor de Alcance	100, %		
Ángulo	87,60 deg	Ángulo Caracter.	90, deg

**Figura 47.** Configuración Zona 1 de fase en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores

Símbolo IEC:	Z>>	Símbolo ANSI:	21
Zona:	2	Unidad:	Fase-Fase
Característica:	Mho		
Nombre	Z2MP		
Tipo	→ ...ión\Relés\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Z2MP		
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio			
Dirección de disparo	Hacia adelante		
Impedancia Réplica	4,78 sec.Ohm	53,77554	pri.Ohm
Factor de Alcance	100, %		
Ángulo	87,60 deg	Ángulo Caracter.	90, deg

**Figura 48.** Configuración Zona 2 de fase en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores

Símbolo IEC:	Z>>	Símbolo ANSI:	21
Zona:	3	Unidad:	Fase-Fase
Característica:	Mho		
Nombre	Z3MP		
Tipo	→ ...ión\Relés\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Z3MP		
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio			
Dirección de disparo	Hacia atrás		
Impedancia Réplica	4,78	sec.Ohm	53,77554 pri.Ohm
Factor de Alcance	100,	%	
Ángulo	87,60	deg	Ángulo Caracter. 90, deg

**Figura 49.** Configuración Zona 3 de fase en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores

Símbolo IEC:	Z>>	Símbolo ANSI:	21N
Zona:	1	Unidad:	Tierra
Característica:	Mho		
Nombre	Z1MG		
Tipo	→ ...ión\Relés\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Z1MG		
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio			
Dirección de disparo	Hacia adelante		
Impedancia Réplica	3,18	sec.Ohm	35,77536 pri.Ohm
Factor de Alcance	100,	%	
Ángulo	82,10	deg	Ángulo Caracter. 90, deg

**Figura 50.** Configuración Zona 1 de tierra en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores

Símbolo IEC:	Z>>	Símbolo ANSI:	21N
Zona:	2	Unidad:	Tierra
Característica:	Mho		
Nombre	Z2MG		
Tipo	→ ...ión\Relés\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Z2MG		
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio			
Dirección de disparo	Hacia adelante		
Impedancia Réplica	4,78	sec.Ohm	53,77554 pri.Ohm
Factor de Alcance	100,	%	
Ángulo	82,10	deg	Ángulo Caracter. 90, deg

**Figura 51.** Configuración Zona 2 de tierra en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores

Símbolo IEC:	Z>>	Símbolo ANSI:	21N
Zona:	3	Unidad:	Tierra
Característica:	Mho		
Nombre	Z3MG		
Tipo	→ ...ión\Relés\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Z3MG		
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio			
Dirección de disparo	Hacia atrás		
Impedancia Réplica	4,78	sec.Ohm	53,77554 pri.Ohm
Factor de Alcance	100,	%	
Ángulo	82,10	deg	Ángulo Caracter. 90, deg

**Figura 52.** Configuración Zona 3 de tierra en Digsilent  
**Fuente:** Los autores

**Paso 4:** Ajuste de los tiempos de coordinación para los disparos de las diferentes zonas de protección, según las siguientes recomendaciones:

- Zona 1 al proteger el 80% de la línea su disparo es instantáneo, el tiempo dependerá de la actuación del interruptor, el cual se accionará en el menor tiempo posible [19].

Nombre	Z1PD
Tipo	→ ...ay Library\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Z1PD
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio	
Ajuste de Tiempo	0,000 s

**Figura 53.** Configuración del tiempo Zona 1 fase en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores

Nombre	Z1GD
Tipo	→ ...ay Library\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Z1GD
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio	
Ajuste de Tiempo	0,000 s

**Figura 54.** Configuración del tiempo Zona 1 de tierra en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores

- Zona 2 al proteger el 120%, el cual el 100% corresponde a la línea protegida y el 20% es el adicional de cualquier elemento después de la línea o la zona debe considerar un retardo de tiempo que pueda excluir que el fallo sea en zona 1, por esa razón se recomienda un tiempo 300 a 500 ms [19].

Nombre	Z2PD
Tipo	→ ...ay Library\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Z2PD
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio	
Ajuste de Tiempo	0,3 s

**Figura 55.** Configuración del tiempo de Zona 2 de fase en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores

Nombre	Z2GD
Tipo	→ ...ay Library\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Z2GD
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio	
Ajuste de Tiempo	0,3 s

**Figura 56.** Configuración del tiempo de Zona 2 a tierra en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores

- Zona 3 proporciona una protección de respaldo mayor al 100% de los elementos adyacentes, tener en cuenta que puede ser antes o después de la línea y se recomienda un tiempo mayor a la zona 2 entre 800 ms a 1 s [19].

Nombre	Z3PD
Tipo	→ ...ay Library\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Z3PD
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio	
Ajuste de Tiempo	1 s

**Figura 57.** Configuración del tiempo de Zona 3 fase en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores

Nombre	Z3GD
Tipo	→ ...ay Library\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Z3GD
<input type="checkbox"/> Fuera de servicio	
Ajuste de Tiempo	1,0 s

**Figura 58.** Configuración del tiempo de Zona 3 de tierra en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores

**Paso 4:** Se procede a configurar el factor de compensación de secuencia cero, el cual nos permite mantener los elementos de distancia en el mismo alcance al igual que por zona ( $Z_{IMP} = Z_{IMG}$ ). Los elementos de distancia a tierra deben medir la impedancia de falla solo en términos de impedancia de secuencia positiva. El relé tiene tres factores de compensación de corriente de secuencia cero ( $k_{01}$ ,  $k_0$  y  $k_{0R}$ ). El elemento de distancia a tierra de la Zona 1 tiene un factor de compensación de corriente de secuencia cero dedicado ( $k_{01}$ ). La configuración avanzada está habilitada para este ejemplo en particular; establecemos dos factores de compensación de corriente de secuencia cero independientes, uno para las zonas orientadas hacia adelante ( $k_0$ ) y otro para las zonas orientadas hacia atrás ( $k_{0R}$ ). Los elementos de distancia a tierra del SEL-421 no emplean compensación de acoplamiento mutuo de secuencia cero. El acoplamiento mutuo de secuencia cero puede causar problemas de subo o sobrealcance tanto en la línea fallada como en los terminales de relé de línea no fallada para aplicaciones de línea paralela que emplean elementos de distancia a tierra. Ajuste los factores de compensación de corriente residual  $k_0$  y  $k_{0R}$  adecuadamente para compensar el efecto del acoplamiento mutuo en líneas paralelas. Aplicamos la ecuación (8) para el factor de compensación de corriente de secuencia cero de la zona 1.

$$k_{01} = \frac{Z_{0L1} - Z_{1L1}}{3 * Z_{1L1}} \quad (8)$$

$$k_{01} = \frac{14.48 \Omega \angle 82.1^\circ - 3.98 \Omega \angle 87.6^\circ}{3 * 3.98 \Omega \angle 87.6^\circ}$$

$$k_{01} = 0.88 \angle - 7.6^\circ$$

Los elementos de distancia a tierra de la zona 2 tienden a tener un alcance insuficiente para las fallas en el bus remoto porque la corriente residual fluye en la misma dirección para ambas líneas paralelas. Aplicamos la ecuación (9) para el factor de compensación hacia adelante, de modo que los elementos de distancia a tierra de la Zona 2 vean fallas a tierra en el bus remoto cuando el acoplamiento mutuo de secuencia cero sea una preocupación.

$$k_0 = \frac{Z_{0L1} - Z_{1L1} + Z_{0M}}{3 * Z_{1L1}} \quad (9)$$

$$k_0 = \frac{14.48 \Omega \angle 82.1^\circ - 3.98 \Omega \angle 87.6^\circ + 7.86 \Omega \angle 76.6^\circ}{3 * 3.98 \Omega \angle 87.6^\circ}$$

$$k_0 = 1.54 \angle - 9^\circ$$

Establecemos el factor de compensación inversa igual al factor de compensación hacia adelante para que la protección de distancia a tierra de la Zona 3 tenga el mismo alcance.

Nombre: Polarizing Z1

Tipo: ...ry\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Polarizing Z1

Factor de Tierra

k0: 0,881 [Asumir k0]

Ángulo: -7,68 deg

k0 de la Línea: 0,8814738, -7,675448 deg

Factor de Tierra Mutuo

k0m: 1,54

Ángulo: -9, deg

Relación corriente de tierra: 0,00

**Figura 59.** Configuración del factor de compensación de Zona 1  
**Fuente:** Los Autores

Nombre: Polarizing Z

Tipo: ...ary\Schweitzer\SEL 421\SEL 421-5A\Polarizing Z

Factor de Tierra

k0: 0,880 [Asumir k0]

Ángulo: -7,60 deg

k0 de la Línea: 0,8814738, -7,675448 deg

Factor de Tierra Mutuo

k0m: 1,54

Ángulo: -9, deg

Relación corriente de tierra: 0,00 %

**Figura 60.** Configuración del factor de compensación Zonas  
**Fuente:** Los Autores

### 3.5.2. Configuración de las zonas de protección en relé SEL-421

**Paso 1:** Se ingresan los ajustes de las zonas de protección, tal como se ajustó en la simulación.

Mho Phase Distance Element Reach	
Z1MP Zone 1 Reach (ohms,sec)	
3,18	Range = 0,05 to 64,00, OFF
Z2MP Zone 2 Reach (ohms,sec)	
4,78	Range = 0,05 to 64,00, OFF
Z3MP Zone 3 Reach (ohms,sec)	
4,78	Range = 0,05 to 64,00, OFF
Z4MP Zone 4 Reach (ohms,sec)	
OFF	Range = 0,05 to 64,00, OFF
Z5MP Zone 5 Reach (ohms,sec)	
OFF	Range = 0,05 to 64,00, OFF
Graphical Settings Editor	

**Figura 61.** Configuración de Zonas de fase en el Relé SEL-421  
Fuente: Los Autores

Phase Distance Element Time Delay	
Z1PD Zone 1 Time Delay (cyc)	
0,000	Range = 0,000 to 16000,000, OFF
Z2PD Zone 2 Time Delay (cyc)	
18,000	Range = 0,000 to 16000,000, OFF
Z3PD Zone 3 Time Delay (cyc)	
60,000	Range = 0,000 to 16000,000, OFF
Z4PD Zone 4 Time Delay (cyc)	
OFF	Range = 0,000 to 16000,000, OFF
Z5PD Zone 5 Time Delay (cyc)	
OFF	Range = 0,000 to 16000,000, OFF

**Figura 62.** Configuración tiempo de Zonas de fase Relé SEL-421  
Fuente: Los Autores

Mho Ground Distance Element Reach	
Z1MG Zone 1 (ohms,sec)	
3,18	Range = 0,05 to 64,00, OFF
Z2MG Zone 2 (ohms,sec)	
4,78	Range = 0,05 to 64,00, OFF
Z3MG Zone 3 (ohms,sec)	
4,78	Range = 0,05 to 64,00, OFF
Z4MG Zone 4 (ohms,sec)	
OFF	Range = 0,05 to 64,00, OFF
Z5MG Zone 5 (ohms,sec)	
OFF	Range = 0,05 to 64,00, OFF

**Figura 63.** Configuración de Zonas a tierra en el Relé SEL-421  
Fuente: Los Autores

Ground Distance Element Time Delay	
Z1GD Zone 1 Time Delay (cyc)	0,000 Range = 0,000 to 16000,000, OFF
Z2GD Zone 2 Time Delay (cyc)	18,000 Range = 0,000 to 16000,000, OFF
Z3GD Zone 3 Time Delay (cyc)	60,000 Range = 0,000 to 16000,000, OFF
Z4GD Zone 4 Time Delay (cyc)	OFF Range = 0,000 to 16000,000, OFF
Z5GD Zone 5 Time Delay (cyc)	OFF Range = 0,000 to 16000,000, OFF

**Figura 64.** Configuración tiempo de Zonas a tierra en el Relé SEL-421  
**Fuente:** Los autores

Zero-Sequence Compensation Factor	
k0M1 Zone 1 ZSC Factor Magnitude	0,880 Range = 0,000 to 10,000, AUTO
k0A1 Zone 1 ZSC Factor Angle (deg)	-7,60 Range = -179,99 to 180,00
k0M Forward Zones ZSC Factor Magnitude	1,540 Range = 0,000 to 10,000
k0A Forward Zones ZSC Factor Angle (deg)	-9,00 Range = -179,99 to 180,00
k0MR Reverse Zones ZSC Factor Magnitude	1,540 Range = 0,000 to 10,000
k0AR Reverse Zones ZSC Factor Angle (deg)	-9,00 Range = -179,99 to 180,00

**Figura 65.** Ventana de configuración del factor de compensación  
**Fuente:** Los Autores

Realizado los ajustes se procede a realizar las simulaciones y pruebas de inyección para comparar su funcionamiento tanto en el software como en el relé físico, los cuales serán presentados en el capítulo 4 donde se analizarán diversos escenarios de cortocircuito.

## Capítulo IV

### 4. Análisis y resultados

En este capítulo vamos a comprobar su funcionamiento ante los diversos escenarios de falla a evaluar, en el software y en la inyección de acuerdo con los ajustes realizados en capítulo 3. Dichos escenarios deben ser reflejados en ambas pruebas.

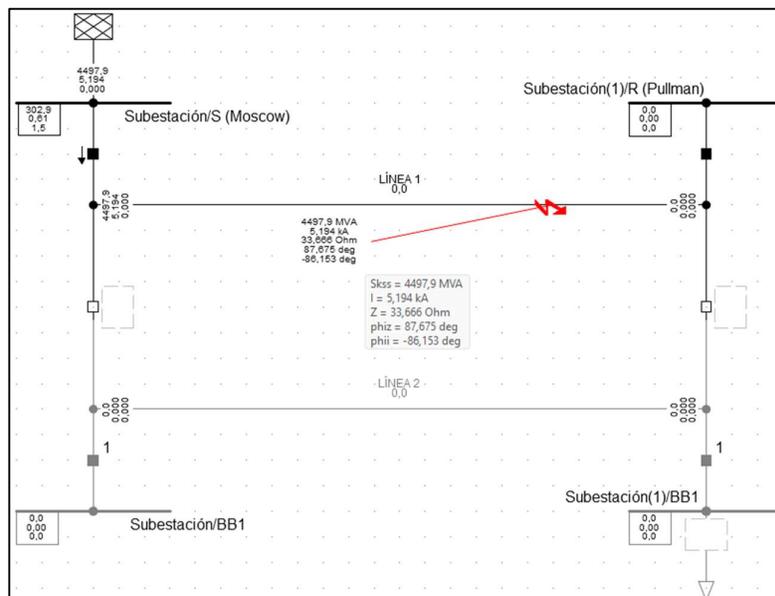
#### 4.1. Escenarios propuestos

En este punto vamos a realizar fallas trifásicas y monofásicas a tierra en diferentes porcentajes de la línea a proteger y vamos a tomar los siguientes valores simulados de cortocircuito: Impedancia, ángulo de impedancia y corriente de falla, cabe recalcar que estos valores pertenecen a lado primario.

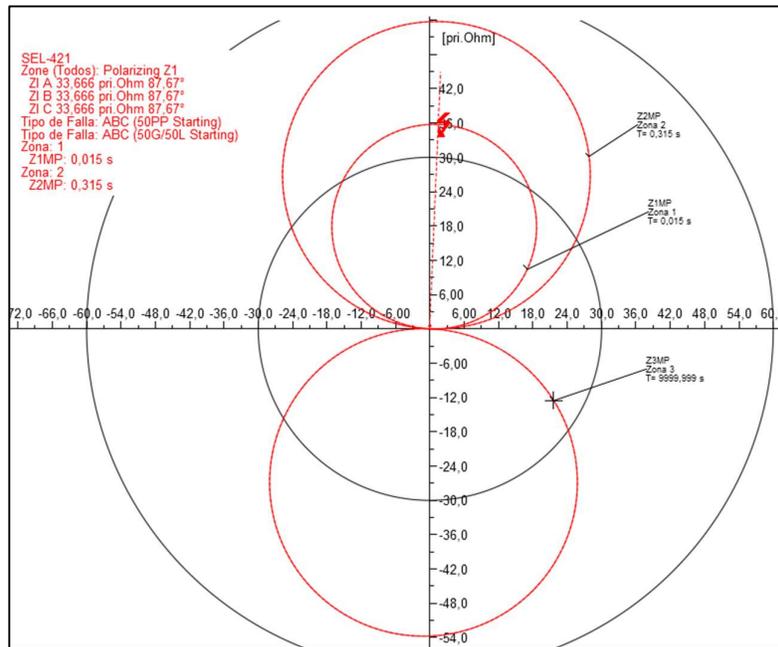
Estos valores nos servirán para obtener los valores del lado secundario e inyectar dichos valores al OMICRON para poder realizar las pruebas físicas con el relé.

##### 4.1.1. Simulación - Cortocircuito trifásico

Escenario 1 - Cortocircuito al 75% de la línea



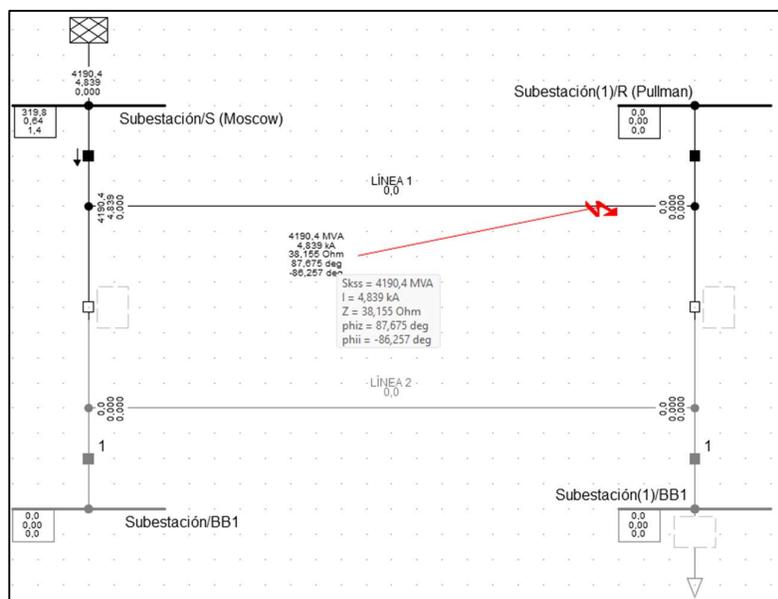
**Figura 66.** Fallo Trifásico en la línea al 75% en Digsilent  
Fuente: Los Autores



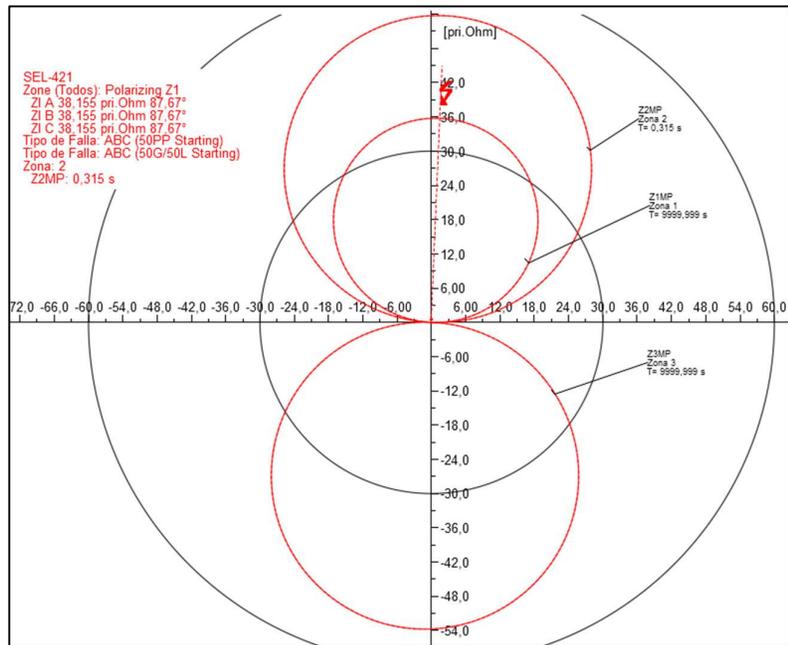
**Figura 67.** Diagrama R-X de la falla trifásica de la línea 75%  
**Fuente:** Los Autores

Aquí se puede observar que, al aplicar una falla trifásica al 75% de la longitud de la línea en Digsilent, se activan las fases de Zona 1 y Zona 2 siendo Zona 1 de manera instantánea en el relé. la protección en Zona 2 se configuró para responder en tres milisegundos, un valor preestablecido durante la configuración del relé.

Escenario 2 - Cortocircuito al 85% de la línea



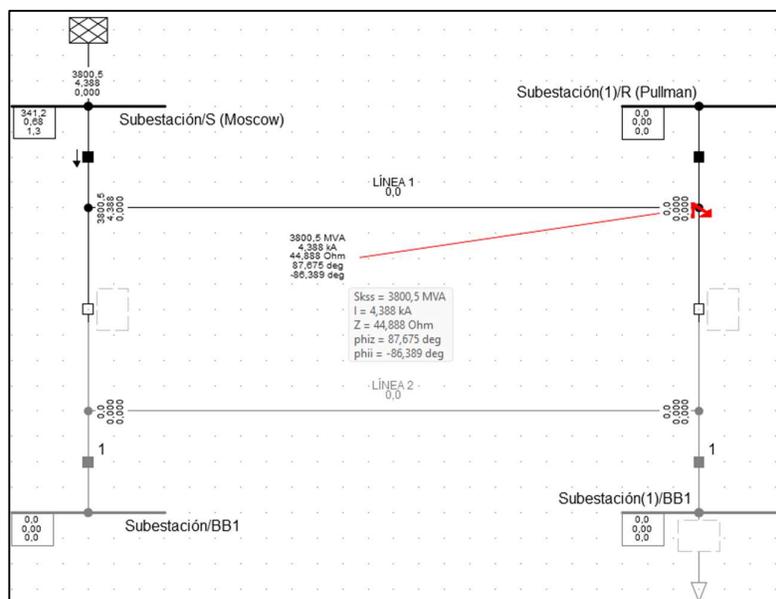
**Figura 68.** Fallo Trifásico en la línea al 85% en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores



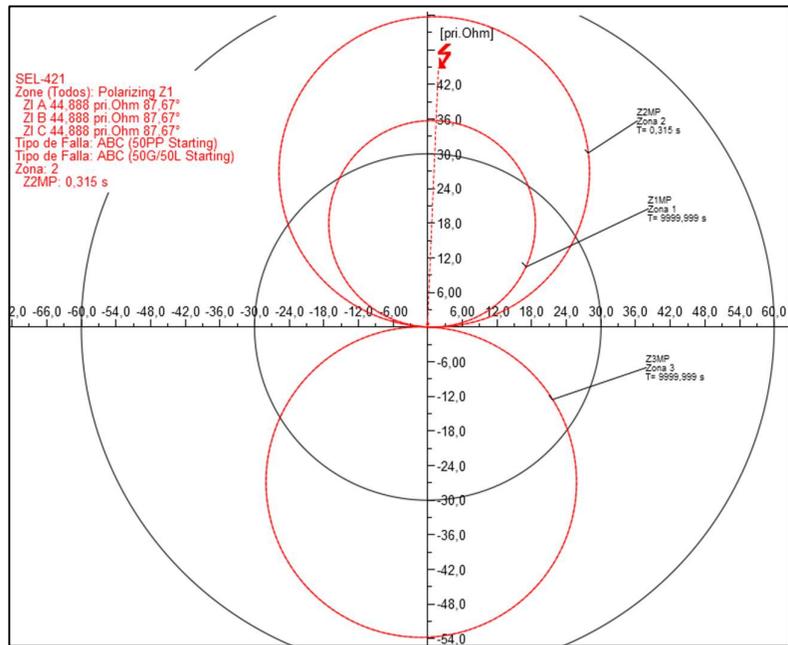
**Figura 69.** Diagrama R-X de la falla trifásica de la línea 85%  
**Fuente:** Los Autores

Aquí se puede observar que, al aplicar una falla trifásica al 85% de la longitud de la línea en Digsilent, se activan las fases de Zona 2 en el relé. Esto ocurre debido a que la protección en Zona 2 se configuró para responder en tres milisegundos, un valor preestablecido durante la configuración del relé.

Escenario 3 - Cortocircuito al 100% de la línea



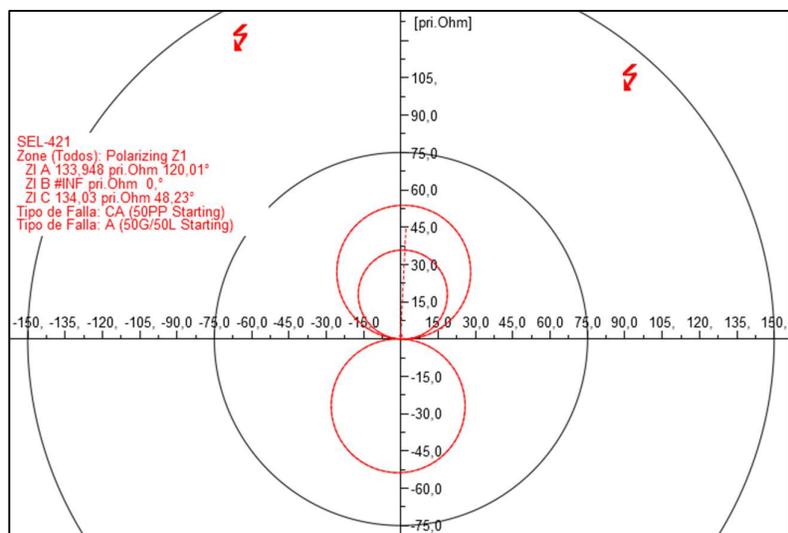
**Figura 70.** Fallo Trifásico en la línea al 100% en Digsilent  
**Fuente:** Los Autores



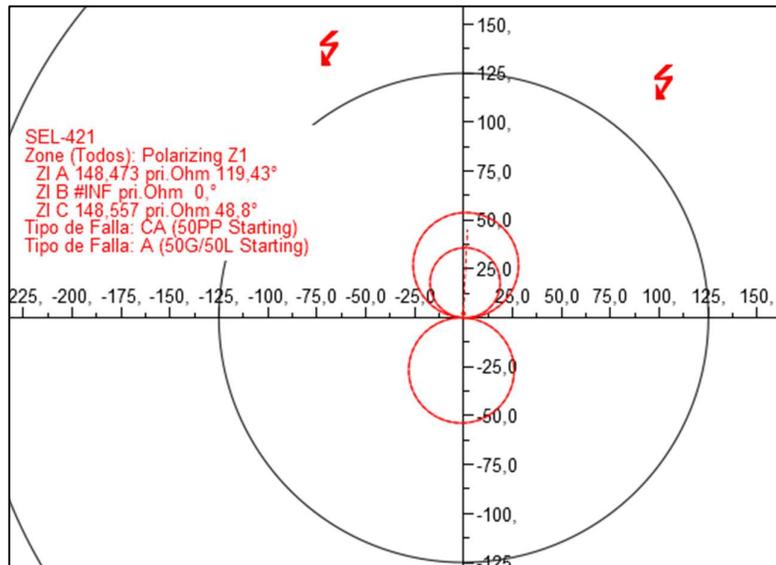
**Figura 71.** Diagrama R-X de la falla trifásica de la línea al 100%  
**Fuente:** Los Autores

Aquí se puede observar que, al aplicar una falla trifásica al 100% de la longitud de la línea en Digsilent, se activan las fases de Zona 2 en el relé. Esto ocurre debido a que la protección en Zona 2 se configuró para responder en tres milisegundos, un valor preestablecido durante la configuración del relé.

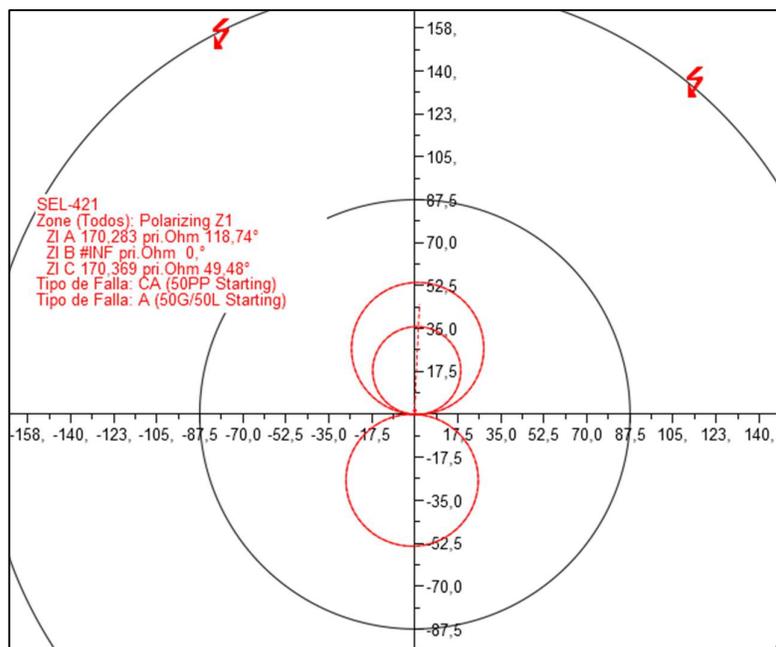
#### 4.1.2. Simulación - cortocircuito monofásico a tierra sin factor de compensación ( $k_0$ )



**Figura 72.** Falla monofásica a tierra sin  $k_0$  al 75% de la línea en Digsilent  
**Fuente:** Los autores



**Figura 73.** Falla monofásica a tierra sin  $k_0$  al 85% de la línea en Digsilent  
**Fuente:** Los autores

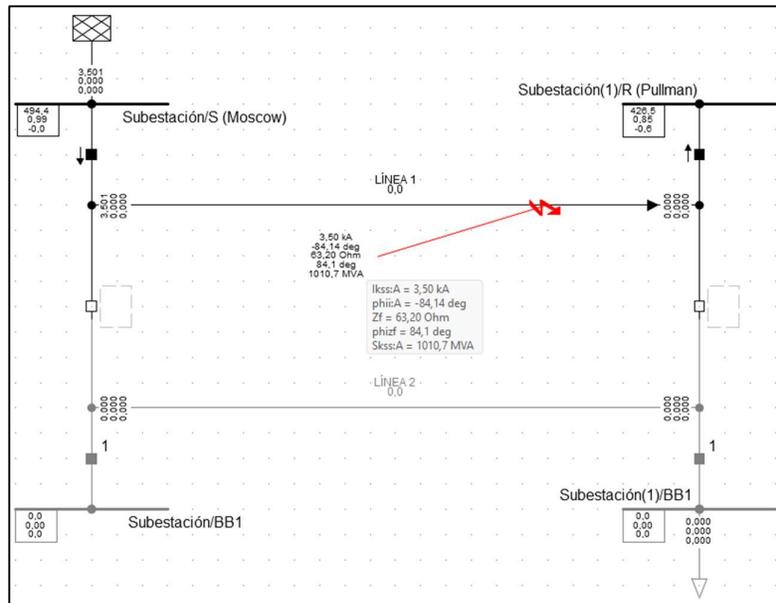


**Figura 74.** Falla monofásica a tierra sin  $k_0$  al 100% de la línea en Digsilent  
**Fuente:** Los autores

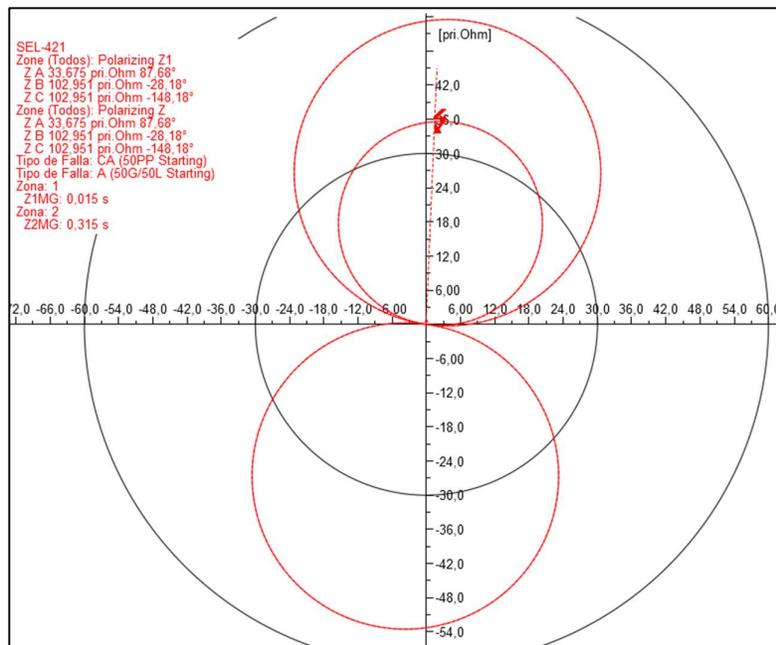
Sino se considera el factor de acoplamiento o compensación visto en el capítulo 3 en el relé para una línea de línea de transmisión, la respuesta al cortocircuito puede ser inexacta, tal como se refleja en las figuras 72...74. Esto conlleva a que el relé no detecta correctamente la ubicación de la falla, haciendo que se retrase la desconexión de la línea afectada, dando como resultado posibles daños de los equipos en el sistema eléctrico [20].

### 4.1.3. Simulación - Cortocircuito monofásico a tierra con factor de compensación ( $k_0$ )

Escenario 1 - Cortocircuito al 75% de la línea



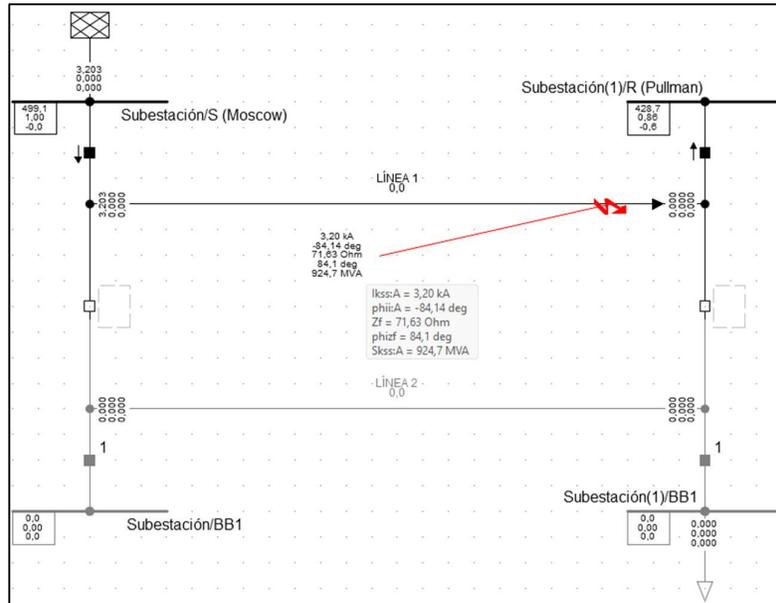
**Figura 75.** Falla monofásica a tierra en la línea al 75% en Digsilent  
**Fuente:** Los autores



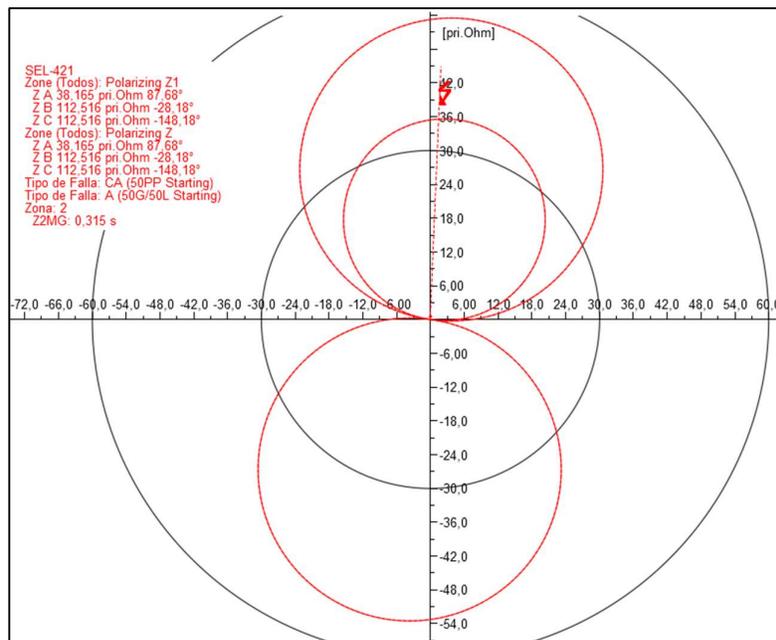
**Figura 76.** Diagrama R-X de la falla Monofásica a Tierra de la línea 75%  
**Fuente:** Los Autores

Aquí se puede observar que, al aplicar una falla monofásica a tierra al 75% de la longitud de la línea en Digsilent, se activan las fases de Zona 1 y Zona 2 siendo Zona1 de manera instantánea en el relé. la protección en Zona 2 se configuró para responder en tres milisegundos, un valor preestablecido durante la configuración del relé.

Escenario 2 - Cortocircuito al 85% de la línea



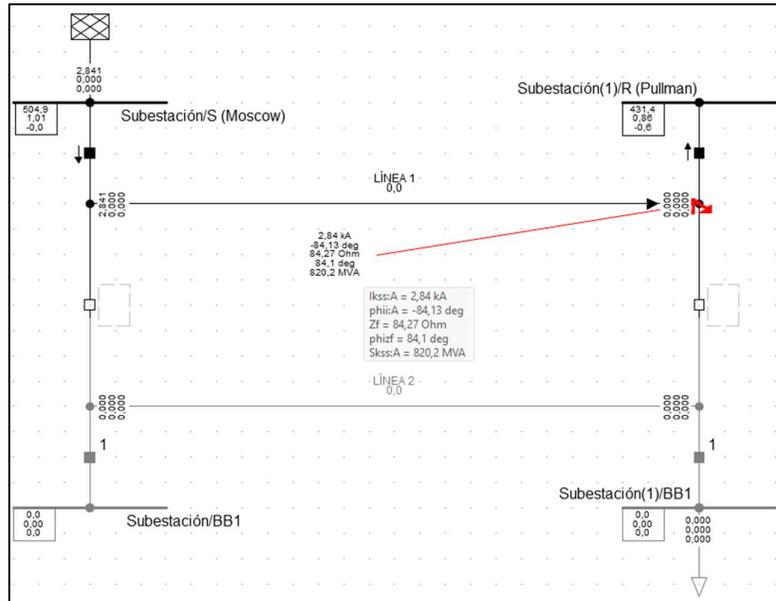
**Figura 77.** Falla monofásica a tierra en la línea al 85% en Digsilent  
**Fuente:** Los autores



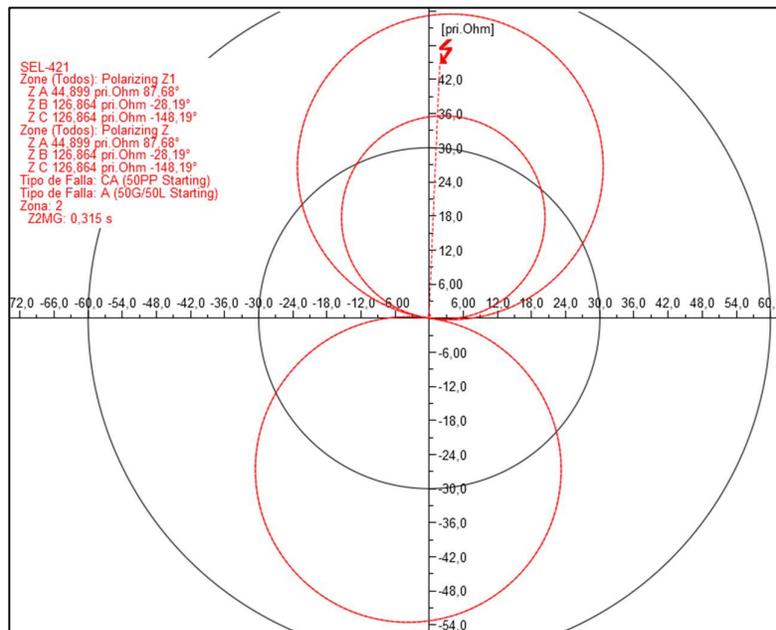
**Figura 78.** Diagrama R-X de la falla Monofásica a Tierra de la línea 85%  
**Fuente:** Los Autores

Aquí se puede observar que, al aplicar una falla trifásica al 85% de la longitud de la línea en DigSilent, se activan las fases de Zona 2 en el relé. Esto ocurre debido a que la protección en Zona 2 se configuró para responder en tres milisegundos, un valor preestablecido durante la configuración del relé.

Escenario 3 - Cortocircuito al 100% de la línea



**Figura 79.** Falla monofásica a tierra en la línea al 100% en Digsilent  
**Fuente:** Los autores



**Figura 80.** Diagrama R-X de la falla Monofásica a Tierra de la línea 100%  
**Fuente:** Los Autores

Aquí se puede observar que, al aplicar una falla monofásica a tierra al 100% de la longitud de la línea en Digsilent, se activan las fases de Zona 2 en el relé. Esto ocurre debido a que la protección en Zona 2 se configuró para responder en tres milisegundos, un valor preestablecido durante la configuración del relé.

De acuerdo con las simulaciones se tiene la siguiente tabla:

DATOS DE LADO PRIMARIO						
ZONAS DE PROTECCIÓN	T. FALLA (%)	Z (OHM)	V(L-L) KV	V(L-N) KV	I(A)	I. ANG(deg)
Z1MP-Z2MP	3F-75%	33,66	302,814	174,830	5194	-87,6
Z2MP	3F-85%	38,155	319,792	184,632	4839	-87,6
Z2MP	3F-100%	44,888	341,159	196,968	4388	-87,6
Z1MG-Z2MG	1F-75%	63,2	383,129	221,2	3500	-84,14
Z2MG	1F-85%	71,63	397,013	229,216	3200	-84,14
Z2MG	1F-100%	84,27	414,526	239,326	2840	-84,14

**Tabla 6.** Datos de pruebas de cortocircuito de lado primario

DATOS DE LADO SECUNDARIO						
ZONAS DE PROTECCIÓN	T. FALLA (%)	Z (OHM)	V(L-L) V	V(L-N) V	I(A)	I. ANG(deg)
Z1MP-Z2MP	3F-75%	2,995	67,303	38,85	12,985	-87,6
Z2MP	3F-85%	3,395	71,064	41,02	12,097	-87,6
Z2MP	3F-100%	3,995	75,798	43,76	10,97	-87,6
Z1MG-Z2MG	1F-75%	5,624	85,139	49,15	8,75	-84,14
Z2MG	1F-85%	6,375	88,224	50,93	8	-84,14
Z2MG	1F-100%	7,500	92,116	53,183	7,1	-84,14

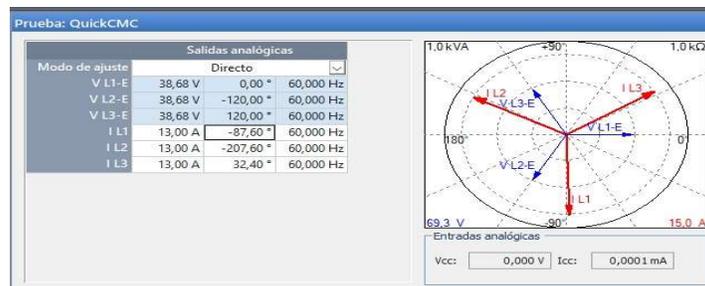
**Tabla 7.** Datos de pruebas de cortocircuito de lado secundario

## 4.2. Pruebas de inyección

Con los datos obtenidos de las simulaciones en Digsilent, procedemos a realizar las inyecciones al relé SEL-421 mediante el OMICRON CMC356,

### 4.2.1. Inyección - Cortocircuito trifásico

Escenario 1 - Cortocircuito al 75% de la línea



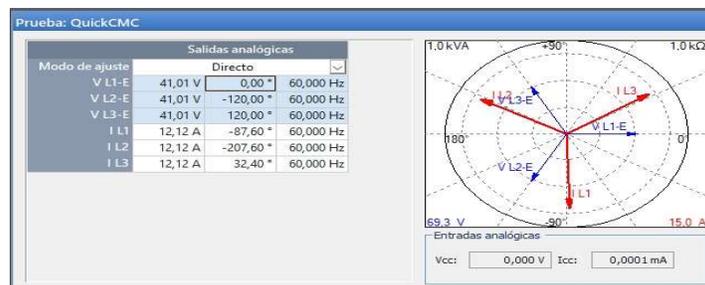
**Figura 81.** Parámetros Ingresado de la Falla Trifásica al 75% en el OMIGRON  
**Fuente:** Los Autores – Laboratorio de Protecciones



**Figura 82.** Comportamiento del Relé SEL-421 para la Falla Trifásica al 75%  
**Fuente:** Los Autores – Laboratorio de Protecciones

Se puede observar que, al ingresar los valores de voltaje de 38,85 Vsec y corriente de 13 A, proporcionados por la tabla 7. Que representa el 75% de la longitud de la línea, se activan las 3 fases de Zona 1 y Zona 2, realizando la Zona 1 disparo instantáneo en el relé. La protección en Zona 2 se configurado para responder en 300 milisegundos, un valor preestablecido durante la configuración del relé.

Escenario 2 - Cortocircuito al 85% de la línea



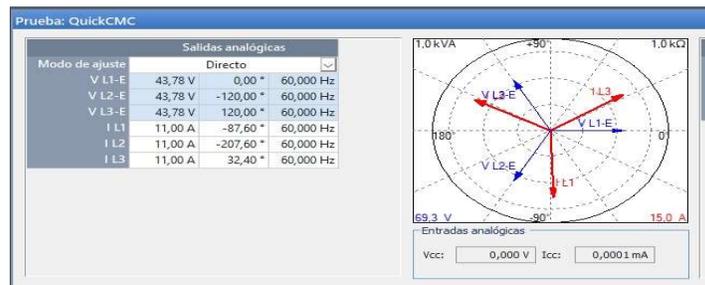
**Figura 83.** Parámetros Ingresado de la Falla Trifásica al 85% en el OMIGRON  
**Fuente:** Los Autores – Laboratorio de Protecciones



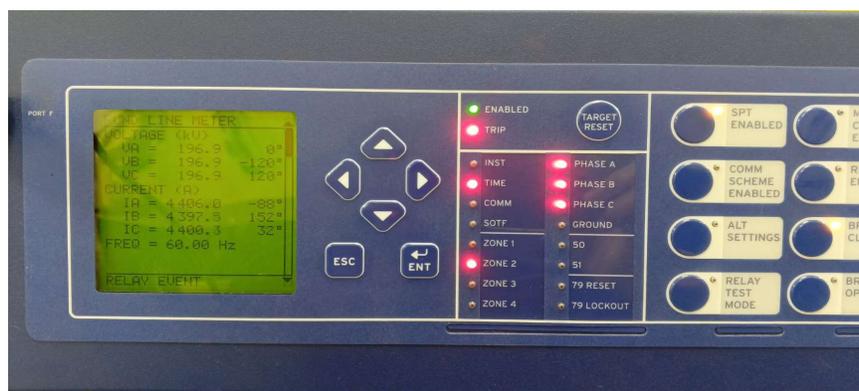
**Figura 84.** Comportamiento del Relé SEL-421 para la Falla Trifásica al 85%  
**Fuente:** Los Autores – Laboratorio de Protecciones

Se puede observar que, al ingresar los valores de voltaje de 41,01 Vsec y corriente de 12,12 A, proporcionados por la tabla 7. Que representa el 85% de la longitud de la línea, se activan las 3 fases de Zona 2. La protección en Zona 2 se configurado para responder en 300 milisegundos, un valor preestablecido durante la configuración del relé.

Escenario 3 - Cortocircuito al 100% de la línea



**Figura 85.** Parámetros Ingresado de la Falla Trifásica al 100% en el OMIGRON  
**Fuente:** Los Autores – Laboratorio de Protecciones



**Figura 86.** Comportamiento del Relé SEL-421 para la Falla Trifásica al 100%  
**Fuente:** Los Autores – Laboratorio de Protecciones

Se puede observar que, al ingresar los valores de voltaje de 43,76 Vsec y corriente de 11 A, proporcionados por la tabla 7. Que representa el 100% de la longitud de la línea, se activan las 3 fases de Zona 2. La protección en Zona 2 se configurado para responder en 300 milisegundos, un valor preestablecido durante la configuración del relé.

#### 4.2.2. Inyección - Cortocircuito monofásico a tierra

Escenario 1 - Cortocircuito al 75% de la línea



**Figura 87.** Comportamiento del relé para Falla Monofásica a Tierra al 75%  
**Fuente:** Los Autores – Laboratorio de Protecciones



**Figura 88.** Parámetros de ingreso para la Falla Monofásica a tierra al 75% en el OMIGRON  
**Fuente:** Los Autores – Laboratorio de Protecciones

Se puede observar que, al ingresar los valores de voltaje de 49,15 Vsec y corriente de 8,7A, proporcionados por la tabla 7. Que representa el 75% de la longitud de la línea, se activa la fase A y tierra de Zona 1 y Zona 2, siendo la Zona 1 disparo instantáneo en el relé. La protección en Zona 2 se configurado para responder en 300 milisegundos, un valor preestablecido durante la configuración del relé.

Escenario 2 - Cortocircuito al 85% de la línea



**Figura 89.** Comportamiento del relé para la Falla Monofásica a Tierra al 85%  
Los Autores – Laboratorio de Protecciones



**Figura 90.** Parámetros de ingreso para la Falla Monofásica a tierra al 85% en el OMIGRON  
**Fuente:** Los Autores – Laboratorio de Protecciones

Se puede observar que, al ingresar los valores de voltaje de 50,93 Vsec y corriente de 8A, proporcionados por la tabla 7. Que representa el 85% de la longitud de la línea, se activa la fase A y tierra de Zona 2, siendo la Zona 2 se configurado para responder en 300 milisegundos, un valor preestablecido durante la configuración del relé.

Escenario 3 - Cortocircuito al 100% de la línea



**Figura 91.** Comportamiento del relé para la Falla Monofásica a Tierra al 100%  
**Fuente:** Los Autores – Laboratorio de Protecciones



**Figura 92.** Parámetros de ingreso para la Falla Monofásica a tierra al 100% en el OMIGRON  
**Fuente:** Los Autores – Laboratorio de Protecciones

Se puede observar que, al ingresar los valores de voltaje de 53,18 Vsec y corriente de 7A, proporcionados por la tabla 7. Que representa el 85% de la longitud de la línea, se activa la fase A y tierra de Zona 2, siendo la Zona 2 se configurado para responder en 300 milisegundos, un valor preestablecido durante la configuración del relé.

### 4.3. PRESUPUESTO

Valores detallados del presupuesto

ANÁLISIS DE COMPORTAMIENTO DEL RELÉ SEL-421 EN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN PARALELO DE 500KV CON ACOPLAMIENTO MUTO					
ITEM	DESCRIPCION	U/M	CANT.	P. UNIT	TOTAL
1	Alimentación	U	120	\$ 3,50	\$ 420,00
2	Transporte	U	120	\$ 10,00	\$1.200,00
3	Impresiones	U	2	\$ 20,00	\$ 40,00
SUBTOTAL POR PAGAR					\$1.660,00
IVA 15%					\$ 249,00
TOTAL, A PAGAR					\$1.909,00

**Tabla 8.** Valores detallados del presupuesto

## CONCLUSIONES

- El análisis realizado a través del software Digsilent permitió identificar la respuesta específica del relé ante diferentes tipos de fallas, confirmando la cualidad de este para la protección de la línea en cuestión. Se concluyó que, de acuerdo con las simulaciones, el relé seleccionado ofrece precisión en la detección de fallas tanto de fase como de tierra. Además, se observó que el relé es capaz de diferenciar las zonas a disparar mediante la ubicación del fallo, lo cual es crucial para evitar interrupciones innecesarias del servicio eléctrico.
- Las pruebas de inyección con el relé confirmaron que la sensibilidad y precisión del relé bajo condiciones anormales coinciden estrechamente con los resultados de las simulaciones, validando así la confiabilidad del modelo simulado. No obstante, se detectaron ligeras discrepancias en ciertos escenarios de fallas que se presentan en el capítulo 4, eso refleja la importancia del factor de compensación ( $k_0$ ) detallado en el capítulo 3 para detectar con mayor precisión las fallas a tierra, lo que sugiere que, aunque el relé es generalmente confiable, podrían requerirse ajustes específicos en la configuración para optimizar su rendimiento en condiciones muy particulares.
- La documentación realizada mediante tablas y gráficos proporcionó una información clara y detallada del desempeño del relé bajo las diferentes pruebas y simulaciones. Los datos reflejaron con precisión las respuestas del relé. Se concluye que, mientras que el relé exhibe un rendimiento robusto en la mayoría de los escenarios evaluados, ciertas condiciones tanto en simulación como en pruebas pueden darnos una ubicación errónea de la falla que se presenta en la línea. Estas visualizaciones también facilitaron una comparación directa entre los valores simulados y los valores obtenidos en pruebas reales, lo cual es fundamental para respaldar las recomendaciones sobre el uso del relé en contextos específicos.

## RECOMENDACIONES

- Dado que la respuesta del relé varía según la severidad y tipo de falla, se recomienda realizar un ajuste periódico de los parámetros de protección del relé, asegurando que estén alineados con las condiciones operativas específicas del sistema. Esto incluiría la revisión de los ajustes de sensibilidad y los tiempos de actuación para garantizar una respuesta óptima en todas las condiciones posibles.
- En base al análisis mediante software, se sugiere utilizar el relé que ha demostrado mayor precisión en la detección de fallas tanto de fase como de tierra. Además, se recomienda optar por un relé que tenga la capacidad de diferenciar entre fallas temporales y permanentes, con el fin de minimizar interrupciones innecesarias en el servicio eléctrico y asegurar una operación más continua y eficiente del sistema.
- Las ligeras discrepancias detectadas entre los resultados simulados y las pruebas de laboratorio sugieren que es necesario realizar ajustes finos en la configuración del relé, especialmente en escenarios de fallas complejas. Es recomendable realizar simulaciones adicionales junto con pruebas prácticas para determinar los ajustes específicos necesarios, con el fin de mejorar la precisión y confiabilidad del relé bajo todas las condiciones operativas.
- Se recomienda implementar un sistema de monitoreo continuo del desempeño del relé, utilizando las tablas y gráficos documentados como base de referencia. Esto permitirá detectar cualquier desviación en la respuesta del relé a tiempo y ajustar las configuraciones necesarias de manera proactiva. Además, se sugiere realizar evaluaciones periódicas para identificar posibles mejoras o actualizaciones tecnológicas que puedan ser implementadas para optimizar el rendimiento del sistema.

## REFERENCIAS

- [1] M. A. Vargas Sampedro, “Estudio de coordinación de protecciones en líneas de transmisión de la zona norte considerando la influencia del ingreso en operación del sistema de 500kV,” Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2018.
- [2] Ph. D. Syed A. Nasar, *Sistemas eléctricos de potencia*, First Edition. McGRAW HILL, 1991.
- [3] J. J. Barraza Morales, “Parametrización y pruebas en relevadores de protección para línea transmisión Santa Ana 69kV,” Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala, 2017.
- [4] I. C. Choachi Gómez and Á. J. López Loaiza, “Estudio comparativo de las normas IEC 60909-0 y ANSI/IEEE 141-4 para el cálculo de corrientes de cortocircuito en instalaciones eléctricas de uso final empleando los simuladores Digsilent Powerfactory y Etap,” Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2017. [Online]. Available: [www.utp.edu.co](http://www.utp.edu.co)
- [5] J. L. Córdova Pazmiño and W. O. Farinango Quilca, “Estudio de ajuste y coordinación de protecciones con relés digitales (IED) del sistema eléctrico Quito en niveles de voltaje de 138kV y 46kV,” Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2008.
- [6] J. R. Ing. Cervantes Vega, “Protección en sistemas eléctricos,” Universidad Autónoma de Nuevo León, San Nicolás de los Garza, 2000.
- [7] E. P. Ing. Gonzalez Flores, “Fundamentos en la aplicación de relevadores de protección en sistemas eléctricos de potencia,” Universidad Autónoma de Nuevo León, San Nicolás de los Garza, 1994.
- [8] R. A. Margil, “Protección de sistemas eléctricos de potencia,” Universidad Autónoma de Nuevo León, San Nicolás de los Garza, 2005.
- [9] “SEL-421-4,-5 Relay Protection and Automation System Instruction Manual,” 2010 Accessed: Jul. 28, 2024. [Online]. Available: <https://selinc.com/products/421/docs/>
- [10] J. E. Guerrero and P. E. Segura, “Guía de selección de sistema de protección en subestaciones por medio de relés basados en microprocesadores aplicado en subestaciones de transmisión,” Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2010.
- [11] J. Lewis Blackburn and Thomas J. Domin, *Protective relaying: Principles and applications*, Fourth Edition. CRC Press, 2014.
- [12] J. R. Ing. Martín, *Diseño de subestaciones eléctricas*, Segunda Edición. México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2000.
- [13] “Instruction manual SEL-751.”
- [14] E. W. Quisilema Carrera, “Efecto de la inducción electromagnética de circuitos paralelos en la operación de las protecciones eléctricas. Aplicación a la barra de 138 kV de la S/E Machala,” Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2013.
- [15] E. N. Sota Celmi, “Representación de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1 para mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia,” Universidad Nacional del Callao, Callao, 2018.
- [16] D. Mahendra, “Dynamic testing of distance protection,” Universidad Técnica Delft, 2017. [Online]. Available: <http://repository.tudelft.nl/>
- [17] “OMICRON CMC 356”

- [18] “SEL-421-4,-5 Relay protection and automation system instruction manual,” 2010. [Online]. Available: [www.selinc.com](http://www.selinc.com)
- [19] “Manual de usuario PowerFactory 2021”.
- [20] M. Pikisch and R. Luxenburger, “Estudio de una falla en una línea de doble circuito mediante la impedancia de acoplamiento mutuo.”

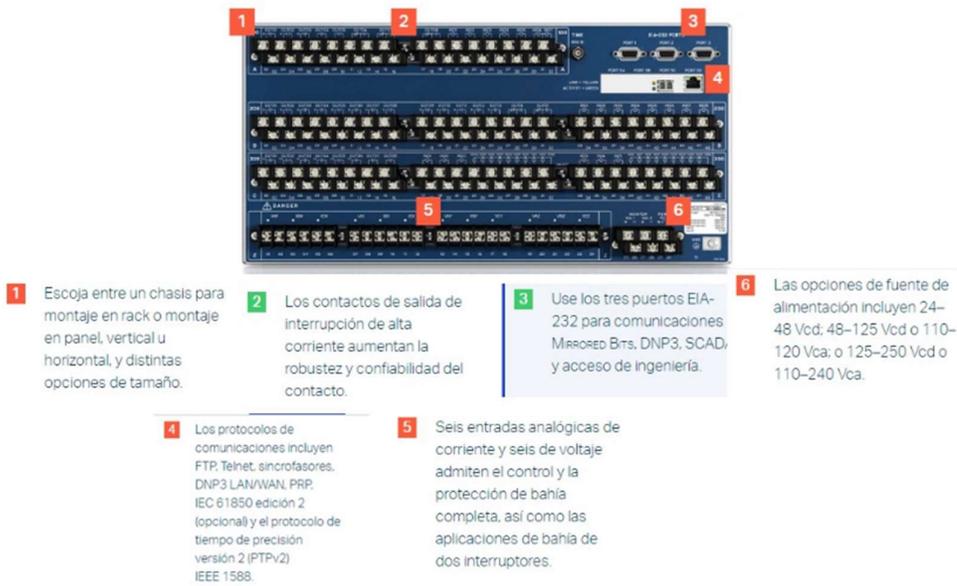
## ANEXOS

### ANEXO 1. Características del Relé y Hoja Técnica



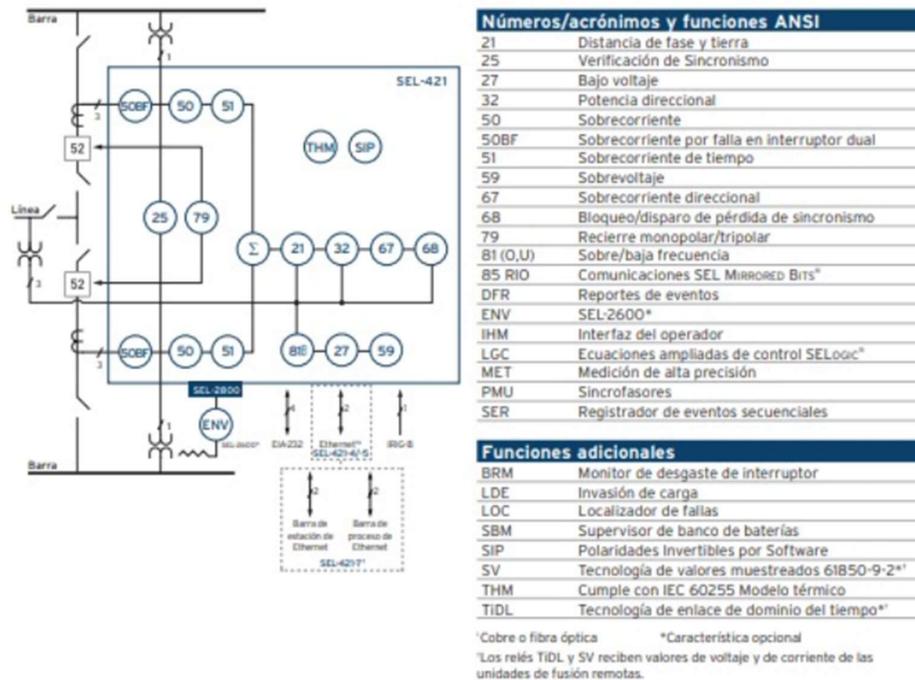
- 1 El puerto serial EIA-232 es rápido y práctico para la configuración del sistema y el acceso local.
- 2 La pantalla permite que los operadores controlen y vean el estado de las desconexiones y los interruptores.
- 3 Las pantallas sinópticas seleccionables por el usuario muestran la configuración del sistema en un formato de diagrama de línea única.
- 4 El teclado fácil de usar simplifica la navegación.
- 5 Los LED muestran alarmas personalizadas y proporcionan información rápida y sencilla para ayudar a los despachadores y a los equipos de línea a restaurar la energía con rapidez.
- 6 Los pulsadores de operador programables con etiquetas configurables por el usuario permiten personalizarlo.

**Figura 93.** Lado frontal del Relé SEL-421 y Funcionamiento



- 1 Escoja entre un chasis para montaje en rack o montaje en panel, vertical u horizontal, y distintas opciones de tamaño.
- 2 Los contactos de salida de interrupción de alta corriente aumentan la robustez y confiabilidad del contacto.
- 3 Use los tres puertos EIA-232 para comunicaciones MIRROR BITS, DNP3, SCADA y acceso de Ingeniería.
- 4 Los protocolos de comunicaciones incluyen FTP, Telnet, sincrofasores, DNP3 LAN/WAN, PRP, IEC 61850 edición 2 (opcional) y el protocolo de tiempo de precisión versión 2 (PTPV2) IEEE 1588.
- 5 Seis entradas analógicas de corriente y seis de voltaje admiten el control y la protección de bahía completa, así como las aplicaciones de bahía de dos interruptores.
- 6 Las opciones de fuente de alimentación incluyen 24–48 Vcd; 48–125 Vcd o 110–120 Vca; o 125–250 Vcd o 110–240 Vca.

**Figura 94.** Lado posterior del Relé SEL-421 y Funcionamiento



**Figura 95.** Presentación Funcional General

<b>Entradas de corriente CA (6 en total)</b>	5 A nominales 1 A nominal
<b>Entradas de voltaje CA (6 en total)</b>	300 Vca continuo, 600 Vca por 10 segundos
<b>Serial</b>	1 puerto serial EIA-232 en el panel trasero y 3 en el panel frontal 300—57,600 bps
<b>Ethernet</b>	Los protocolos de comunicaciones incluyen FTP; Telnet, sincronización, DNP3 LAN/WAN, SNMP, PRP y IEC 61850 Edición 2 (opcional). Elija entre las siguientes opciones de puerto: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dos puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T</li> <li>• Dos puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX</li> <li>• Un puerto de red de par trenzado 10/100BASE-T y un puerto de red de fibra óptica 100BASE-FX</li> </ul>
<b>Puertos TIDL</b>	Puertos de fibra óptica Rango: ~2 km Velocidad de datos: 100 Mbps Protocolo: Protocolo T de SEL
<b>Puertos de valores muestreados</b>	Escoja entre las siguientes opciones de puertos de comunicaciones: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuatro puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T</li> <li>• Cuatro puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX</li> <li>• Dos puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T y dos puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX</li> </ul> Tantos como 7 SV flujos de datos Entisor (publishers): Tantos como 7 SV flujos de datos Velocidad de datos: 80 muestras por ciclo Protocolo: IEC 61850-9-2
<b>Entrada de tiempo preciso</b>	Entrada de tiempo IRIG-B demodulada y PTPv2
<b>Sincrofasores</b>	Estándar IEEE C37.118 Hasta 60 mensajes por segundo
<b>Procesamiento</b>	Entradas de voltaje y corriente de CA: 8,000 muestras por segundo Procesamiento de protección y control: 8 veces por ciclo de sistema de potencia
<b>Fuente de poder</b>	24-48 Vdc 48-125 Vdc o 110-120 Vca 125-250 Vdc o 110-240 Vca
<b>Temperatura de funcionamiento</b>	-40 °C a 85 °C (de -40 °F a 185 °F) Nota: El contraste del LCD se ve afectado a temperaturas por debajo de los -20 °C (-4 °F) y por encima de los +70 °C (+158 °F)

**Figura 96.** Datos Técnicos del Relé SEL-421

## ANEXO 2. Características del OMICRON y Accesorios



Figura 97. Característica y elementos frontal

Los siguientes accesorios están incluidos en el suministro estándar del CMC 356 pero también pueden pedirse por separado.

Descripción	Nº producto
 <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Cable de alimentación específico de cada país de 2 m</li> <li>&gt; Cable de conexión Ethernet de 1,5 m</li> <li>&gt; Cable de conexión Ethernet de 3 m</li> <li>&gt; Cable de conexión USB de 2 m</li> <li>&gt; Cables con clavijas de seguridad de 4 mm (5 x rojo, 6 x negro) de 2 m</li> <li>&gt; Adaptadores de terminal flexibles (12 x negro)</li> <li>&gt; Puente flexible (4 x negro), 6 cm de largo</li> <li>&gt; Adaptadores flexibles para cables de prueba con manguito retráctil (5 x rojo, 6 x negro)</li> <li>&gt; Cable de conexión a tierra con pinzas de batería y patilla de cable MG de 6 m</li> <li>&gt; Bolsa de transporte</li> </ul>	E1664300 E1664400 E1021101 P0006168 E0439201 E0439300 P0006167 E0349701 E0074602

#### Accesorios opcionales<sup>1</sup>

Descripción	Nº producto
 <p>Foquete de accesorios de cableado del CMC</p> <p>Para la conexión de dispositivos en prueba con los equipos de prueba CMC cuenta con:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; 12 adaptadores flexibles para conexión a terminales estrechos</li> <li>&gt; 12 adaptadores flexibles de cable de prueba con manguito retráctil para conexiones a altocables que no sean de seguridad</li> <li>&gt; 4 puentes flexibles para conectar en paralelo salidas de corriente o cortocircuitar neutros de entradas binarias</li> <li>&gt; 8 pinzas dentadas para contactar pines o pines de rosca</li> <li>&gt; 12 adaptadores de terminal flexibles para terminales tipo tornillo</li> <li>&gt; 20 adaptadores para patilla de cable MG</li> <li>&gt; 10 adaptadores para patilla de cable MS</li> <li>&gt; 10 fijaciones de cable de 150 mm de longitud</li> <li>&gt; 1 bolsa para accesorios</li> </ul>	E1764601
 <p>Miniadaptador USB inalámbrico</p> <p>Para el control inalámbrico del CMC 356<sup>1</sup></p>	E1636900
 <p>Cable combinado del generador</p> <p>Conexión entre el conector combinado del generador del CMC 356 y el equipo en prueba.</p>	E1328100
 <p>Maletín de transporte</p> <p>Maletín de transporte de equipo pesado con ruedas y asa extensible.</p>	E0679403
 <p>CM GPS 588</p> <p>Referencia de tiempos sincronizada por GPS con antena integrada. Está optimizada para su uso en exteriores y funciona como un reloj patrón Grandmaster PTP según IEEE 1588-2008, IEEE C37.238 (perfil eléctrico), IEC 61850-9-3 (perfil de compañía eléctrica).</p>	P0006433
 <p>TWX1</p> <p>Para probar los relés de protección por onda viajera y los localizadores de fallas. Las señales transitorias y los pulsos de ondas viajeras se calculan automáticamente. TWX1 es operada por RelaySimTest.</p>	P0006385
 <p>Comprobador de polaridad y cableado CPOL3</p> <p>Para comprobar si el cableado es correcto en una serie de terminales. La señal puede inyectarse en el lado primario de un TC. Por lo tanto, puede incluirse en la prueba la polaridad correcta del cableado del TC.</p>	P0009288

Figura 98. Accesorios