

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



TESIS

**MEJORAMIENTO DEL INDICE DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA
DE PROTECCIÓN DE LA LT-6002, LA CONVENCION – CUSCO**

PRESENTADO POR:

Br. IRVIN CCORISE QUISPE

Br. JOEL RAMIRO ESCALANTE OCHOA

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

ASESOR:

Dr. EDGAR ZACARIAS ALARCON VALDIVIA

CUSCO – PERÚ

2026



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el Asesor Dr. EDGAR ZACARIAS ALARCÓN VALDIVIA
..... quien aplica el software de detección de similitud al
trabajo de investigación/tesis titulada: MEJORAMIENTO DEL INDICE DE CONFIABILIDAD
DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA LT-6002, LA CONVENCIÓN - CUSCO

Presentado por: IRVIN CORPSE QUISPE DNI N° 77204814 ;
presentado por: JOEL RAMIRO ESCALANTE OCHOA DNI N°: 70278900
Para optar el título Profesional/Grado Académico de INGENIERO ELECTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 02 veces, mediante el
Software de Similitud, conforme al Art. 6° del *Reglamento para Uso del Sistema Detección de*
Similitud en la UNSAAC y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 2 %.

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

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 23 de SEPTIEMBRE de 2026


Firma

Post firma EDGAR ZACARIAS ALARCÓN VALDIVIA

Nro. de DNI 23821021

ORCID del Asesor 0000 - 0002 - 9168 - 7535

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: oid: 27259: 628383962

IRVIN JOEL CCORISE ESCALANTE

MEJORAMIENTO DEL INDICE DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA LT-6002, LA CONVENCIÓN –...

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:628383962

Fecha de entrega

22 sep 2026, 9:48 p.m. GMT-5

Fecha de descarga

22 sep 2026, 9:56 p.m. GMT-5

Nombre del archivo

Tesis.pdf

Tamaño del archivo

3.3 MB

174 páginas

38.793 palabras

203.038 caracteres

2% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- ▶ Bibliografía
- ▶ Texto citado
- ▶ Texto mencionado
- ▶ Coincidencias menores (menos de 20 palabras)

Fuentes principales

- 2%  Fuentes de Internet
- 0%  Publicaciones
- 2%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

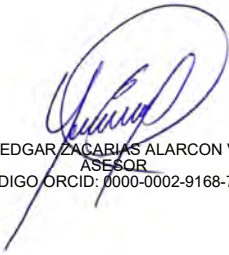
Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

-  **Caracteres reemplazados**
142 caracteres sospechosos en N.º de páginas
Las letras son intercambiadas por caracteres similares de otro alfabeto.
-  **Texto oculto**
381 caracteres sospechosos en N.º de páginas
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.


Dr. EDGAR ZACCARIAS ALARCON VALDIVIA
ASESOR
CODIGO ORCID: 0000-0002-9168-7535

PRESENTACIÓN

Señor:

Decano de la Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica.

En cumplimiento con las disposiciones del reglamento de grados y títulos, con la finalidad de optar al título de ingeniero electricista, presento a vuestra consideración la tesis titulada:

“MEJORAMIENTO DEL INDICE DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA LT-6002, LA CONVENCION – CUSCO”

Br. Irvin Ccorise Quispe

Br. Joel Ramiro Escalante Ochoa

DEDICATORIA

A mis amados padres, por ser el pilar fundamental de mi vida, mi mayor motor y el origen de cada uno de mis logros gracias a su infinito amor y sacrificio; a mi futura esposa, por ser mi refugio, mi motivación diaria y mi apoyo incondicional en los momentos más difíciles; a mis grandes amigos, los "pequeñuelos", por su lealtad y compañía sincera; y a la memoria de mi querido amigo Rony Aima, cuyo recuerdo vive siempre en mi corazón y en esta meta alcanzada.

Irvin Ccorise Quispe

A mis padres, por brindarme su apoyo incondicional, su amor y los valores que han sido fundamentales para mi formación personal y profesional. Gracias por acompañarme y motivarme constantemente a lo largo de este camino. A mi hermano, por su apoyo durante los momentos más complicados de este proceso, por su disposición para ayudarme en la redacción y, especialmente, por sus consejos y aportes fundamentales que contribuyeron al desarrollo y culminación del presente trabajo. A ellos, mi eterno agradecimiento por ser parte importante de este logro y por impulsarme a seguir adelante para alcanzar mis metas.

Joel Ramiro Escalante Ochoa

AGRADECIMIENTOS

A la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, por brindarme una formación sólida, tanto académica como personal, y por contribuir de manera significativa a mi crecimiento profesional. Gracias a sus docentes, infraestructura y compromiso con la excelencia, hoy culmino una etapa importante en mi vida.

De manera muy especial, al ingeniero Edgar Alarcón, mi asesor de tesis, por su valiosa orientación, dedicación y apoyo constante a lo largo de este proceso de investigación. Su experiencia, paciencia y compromiso fueron fundamentales para el desarrollo y culminación de este trabajo.

Los autores.

INTRODUCCIÓN

La confiabilidad de los sistemas de protección en las líneas de subtransmisión es un factor determinante para garantizar la continuidad del servicio eléctrico y la seguridad de la infraestructura del sistema. En el caso de la Línea de Subtransmisión 6002, ubicada en la provincia de La Convención – Cusco, se ha evidenciado la necesidad de optimizar su desempeño debido a eventos de desconexión y funcionamiento no deseado que comprometen la estabilidad operativa y la calidad del suministro energético.

En el ámbito eléctrico, las organizaciones especializadas y las normas técnicas internacionales como las promovidas por el IEEE enfatizan la importancia de contar con sistemas de protección correctamente ajustados, coordinados y evaluados de manera continua. La incorporación de nuevas tecnologías, relés digitales y metodologías de análisis más precisas ha permitido mejorar la detección de fallas, reducir interrupciones y fortalecer la confiabilidad del sistema de subtransmisión en diversos países y proyectos de referencia.

En este contexto, el presente estudio tiene como propósito analizar las condiciones actuales de la protección de la LT-6002 y proponer mejoras orientadas al incremento de su índice de confiabilidad. La evaluación técnica, el diagnóstico de brechas y la implementación de prácticas alineadas a estándares nacionales e internacionales permitirán optimizar la seguridad operativa de la línea y contribuir al desarrollo energético sostenible en la región de La Convención – Cusco.

RESUMEN

La presente tesis, titulada "MEJORAMIENTO DEL INDICE DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA LT-6002, LA CONVENCION – CUSCO", tiene como objetivo proponer soluciones técnicas orientadas a incrementar la confiabilidad del sistema de protección de distancia instalado en la línea de subtransmisión 6002. Actualmente, este sistema presenta deficiencias en su configuración, las cuales provocan actuaciones indeseadas del relé de distancia frente a fallas ocurridas en media tensión, afectando directamente la continuidad del servicio eléctrico y comprometiendo el desempeño global del sistema de protección.

Frente a este escenario, la investigación se enfoca en identificar las causas raíz de dichas deficiencias, analizando los parámetros de coordinación y ajuste del relé, con el fin de determinar por qué el sistema reacciona de forma inadecuada ante eventos que no le corresponden despejar. A partir de este diagnóstico, se plantea la técnica más adecuada para optimizar el funcionamiento del sistema de protección, buscando una detección rápida y selectiva de fallas.

La propuesta busca evitar daños a los equipos, reducir desconexiones innecesarias y garantizar un suministro eléctrico continuo, seguro y confiable para los usuarios de La Convención, contribuyendo así a mejorar los indicadores de confiabilidad del sistema de subtransmisión.

Palabras clave: Sistema de protección, Confiabilidad, Línea de subtransmisión 6002, Fallas en relé de distancia.

ABSTRACT

This thesis, entitled "IMPROVEMENT OF THE RELIABILITY INDEX OF THE PROTECTION SYSTEM OF TRANSMISSION LINE LT-6002, LA CONVENCION – CUSCO", aims to propose technical solutions to increase the reliability of the distance protection system installed on subtransmission line 6002. The current system has configuration deficiencies that cause unwanted operations of the distance relay during faults on the medium-voltage network. These false trips directly affect the continuity of the electricity supply and compromise the overall performance of the protection system.

To address this problem, the research identifies the root causes of these deficiencies by analyzing the relay's coordination and setting parameters. The goal is to determine why the system responds improperly to events it should not clear. Based on this diagnosis, the study proposes the most suitable technique to optimize the protection system's performance, with fast and selective fault detection.

The proposal seeks to prevent equipment damage, reduce unnecessary outages, and ensure a continuous, safe, and reliable electricity supply for users in La Convención. In doing so, it contributes to improving the reliability indicators of the subtransmission system.

Keywords: Protection system, Reliability, Subtransmission line 6002, Distance relay faults.

INDICE GENERAL

PRESENTACIÓN.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
INTRODUCCIÓN	V
RESUMEN.....	VI
ABSTRACT.....	VII
INDICE GENERAL	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XVII
GLOSARIO.....	XIX
SIGLAS.....	XXI
CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES.....	1
1.1. UBICACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	1
1.2. UBICACIÓN TÉCNICA.....	1
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	8
1.4.1. <i>Problema General</i>	8
1.4.2. <i>Problemas Específicos</i>	8
1.5. OBJETIVOS	8
1.5.1. <i>Objetivo General</i>	8
1.5.2. <i>Objetivos Específicos</i>	8
1.6. JUSTIFICACIÓN	9
1.6.1. <i>Justificación Teórica</i>	9
1.6.2. <i>Justificación Social</i>	10

1.6.3.	<i>Justificación Tecnológica</i>	10
1.6.4.	<i>Justificación Económica</i>	10
1.6.5.	<i>Justificación Legal</i>	11
1.6.6.	<i>Justificación Normativa</i>	11
1.6.7.	<i>Justificación Práctica</i>	11
1.7.	MATRIZ DE CONSISTENCIA	12
1.8.	VARIABLES E INDICADORES	13
1.8.1.	<i>Variable Independiente</i>	13
1.8.2.	<i>Variable Dependiente</i>	13
1.9.	MATRIZ DE OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES	14
1.10.	ALCANCES Y LIMITACIONES	15
1.10.1.	<i>Alcances</i>	15
1.10.2.	<i>Limitaciones</i>	15
1.11.	HIPÓTESIS	16
1.11.1.	<i>Hipótesis General</i>	16
1.11.2.	<i>Hipótesis Específicas</i>	16
1.12.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	17
1.12.1.	<i>Tipo de la Investigación</i>	17
1.12.2.	<i>Nivel de la Investigación</i>	17
1.12.3.	<i>Diseño de la Investigación</i>	17
1.12.4.	<i>Enfoque de la Investigación</i>	17
1.12.5.	<i>Población y Muestra</i>	18
1.12.6.	<i>Técnica de Recopilación de Datos</i>	18
1.12.7.	<i>Análisis de Datos</i>	18
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO		19
2.1	DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS	19
2.1.1.	<i>Líneas de subtransmisión</i>	20
2.1.2.	<i>Sistema de Protección Eléctrica</i>	20
2.1.3.	<i>Relés de Protección en Líneas de Subtransmisión</i>	22
2.1.4.	<i>Relé de Distancia</i>	22
2.1.5.	<i>Característica Cuadrilateral</i>	23

2.1.6.	<i>Zonas de Protección del Relé de Distancia</i>	24
2.1.7.	<i>Coordinación del Sistema de Protección</i>	26
2.1.8.	<i>Confiabilidad del Sistema de Protección</i>	27
2.2	MARCO NORMATIVO	30
2.2.1.	<i>Normas Técnicas Internacionales (IEEE)</i>	30
2.2.2.	<i>Normativa Nacional Peruana</i>	30
2.3	ESTADO DE ARTE	31
2.3.1.	<i>Técnica de Barrido de Fallas</i>	31
2.3.2.	<i>Coordinación entre el Relé de Sobrecorriente y Relé de Distancia</i>	33
2.3.3.	<i>Característica Cuadrilateral del Relé de Distancia</i>	36
2.3.4.	<i>Análisis General de las Investigaciones Revisadas</i>	39
CAPÍTULO III: EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL		40
3.1.	INTRODUCCIÓN	40
3.2.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO	41
3.2.1.	<i>Subestación Machupichu</i>	43
3.2.2.	<i>Subestación Santa Teresa</i>	43
3.2.3.	<i>Subestación Santa María</i>	44
3.2.4.	<i>Subestación Uripata</i>	45
3.2.5.	<i>Subestación Chahuares</i>	46
3.3.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA LT-6002	47
3.3.1.	<i>Esquema de protección y coordinación</i>	48
3.3.2.	<i>Ajustes del Relé de Protección de la LT-6002</i>	51
3.4.	ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN ACTUAL.....	51
3.4.1.	<i>Coordinación de la Protección de la LT-6002 con la Protección del Alimentador Santa María</i>	52
3.4.2.	<i>Coordinación de la Protección de la LT-6002 con la Protección del Alimentador Uripata</i>	54
3.4.3.	<i>Coordinación de la Protección de la LT-6002 con la Protección del Alimentador Chahuares</i>	55
3.5.	ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES INCORRECTAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA LT-6002	57

3.5.1.	<i>Análisis de los Eventos de Operaciones Incorrectas del 2020</i>	57
3.5.2.	<i>Análisis de los Eventos de Operaciones Incorrectas del 2021</i>	63
3.5.3.	<i>Análisis de los Eventos de Operaciones Incorrectas del 2022</i>	69
3.5.4.	<i>Análisis de los Eventos de Operaciones Incorrectas del 2023</i>	74
3.5.5.	<i>Análisis de los Eventos de Operaciones Incorrectas del 2024</i>	79
3.6.	OPERACIÓN DE SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA LT-6002 DURANTE EL PERIODO 2020-2024	84
3.7.	ANÁLISIS DEL ÍNDICE DE CONFIABILIDAD SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA LT-6002 DURANTE EL PERIODO 2020 – 2024	91
3.7.1.	<i>Índice de Confiabilidad Sistema de Protección de la LT-6002 Durante el Periodo 2020 - 2024</i>	91
3.7.2.	<i>Resumen del Índice de Confiabilidad del Sistema de Protección</i>	93
3.8.	IMPACTO DE LAS OPERACIONES INCORRECTAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN	93
3.8.1	<i>Implicancias técnicas</i>	94
3.8.2	<i>Análisis del impacto económico</i>	94
3.9	DEMOSTRACIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	96
CAPITULO IV: PROPUESTA DE COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA LT-6002		97
4.1.	TÉCNICA DE BARRIDO DE FALLAS EN LA LT-6002	98
4.2.	AJUSTE DE LA CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA (FUNCIONES 21 Y 21N)	99
4.2.1.	<i>Característica Cuadrilateral en el Estado Actual</i>	100
4.2.2.	<i>Característica Cuadrilateral Propuesto</i>	105
4.2.3.	<i>Discusión de resultados del barrido</i>	110
4.3.	COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21N) CON LOS ALIMENTADORES..	110
4.3.1	<i>Coordinación de la Protección de la LT-6002 con la Protección del Alimentador Santa María Propuesta</i>	110
4.3.2	<i>Coordinación de la Protección de la LT-6002 con la Protección del Alimentador Uripata</i>	112
4.3.3	<i>Coordinación de la Protección de la LT-6002 con la Protección del Alimentador Chahuares</i>	113

4.4. EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE CONFIABILIDAD.....	114
CONCLUSIONES.....	117
RECOMENDACIONES.....	118
BIBLIOGRAFÍA.....	119
ANEXOS.....	122

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación Geográfica.....	4
Figura 2 Ámbito de Estudio.....	4
Figura 3 Diagrama R-X con Característica Cuadrilateral del Relé de Distancia.....	23
Figura 4 Característica Inicial del Relé.....	24
Figura 5 Zonas de Protección del Relé de Distancia	25
Figura 6 Regulación de la Zona 1 de Protección	26
Figura 7 Diagrama del sistema de protección.....	31
Figura 8 Impedancias Aparentes en Plano R-X.....	32
Figura 9 Coordinación para a) OCR-OCR y b) OCR-DSR.....	34
Figura 10 Curvas Características de los Relés de Sobrecorriente.....	34
Figura 11 Descoordinación por Cambios en la Topología de la Red: (a) Descoordinación OCR-OCR; (b) Descoordinación OCR-DSR.	35
Figura 12 Característica cuadrilateral inicial del relé de distancia	36
Figura 13 Característica Cuadrilateral Propuesta para Zona 1	37
Figura 14 Característica Cuadrilateral Propuesta para Zona 2	38
Figura 15 Característica Cuadrilateral Propuesta para Zona 3	38
Figura 16 Diagrama Unifilar de la LT-6002.....	42
Figura 17 Diagramas Unifilares de la SET Machupicchu	43
Figura 18 Diagramas Unifilares de la SET Santa Teresa	44
Figura 19 Diagramas Unifilares de la SET Santa María.....	45
Figura 20 Diagramas Unifilares de la SET Urpipata	46
Figura 21 Diagramas Unifilares de la SET Chahuares	47
Figura 22 Diagrama Unifilar del Sistema de Protección de la LT-6002	49
Figura 23 Curva Coordinación Tiempo-Corriente entre la Protección de Distancia de la LT-6002 y la Protección de Sobrecorriente del Alimentador Santa María.....	53
Figura 24 Coordinación Tiempo-Corriente entre la Protección de Distancia de la LT-6002 y la Protección de Sobrecorriente del Alimentador Urpipata	54
Figura 25 Protección de Sobrecorriente del Alimentador Chahuares con la Protección de Distancia	56

Figura 26 Simulación del Eventos 2020 en Software Power Factory	58
Figura 27 Oscilografías y Diagramas de Impedancia de Desconexión del LT-6002, de Tipo Monofásica a Tierra (2020)	59
Figura 28 Diagramas de impedancia de los eventos de operación incorrecta sobre las zonas de protección de la LT-6002 (2020).	62
Figura 29 Simulación del Eventos 2021 en Software Power Factory	64
Figura 30 Oscilografías y Diagramas de Impedancia de Desconexión del LT-6002, de Tipo Monofásica a Tierra (2021)	65
Figura 31 Diagramas de impedancia de los eventos de operación incorrecta sobre las zonas de protección de la LT-6002 (2021).	68
Figura 32 Simulación del Eventos 2022 en Software Power Factory	70
Figura 33 Oscilografías y Diagramas de Impedancia de Desconexión del LT-6002, de Tipo Monofásica a Tierra (2022)	71
Figura 34 Diagramas de impedancia de los eventos de operación incorrecta sobre las zonas de protección de la LT-6002 (2022).	73
Figura 35 Simulación del Eventos 2023 en Software Power Factory	75
Figura 36 Oscilografías y Diagramas de Impedancia de Desconexión del LT-6002, de Tipo Monofásica a Tierra (2023)	76
Figura 37 Diagramas de impedancia de los eventos de operación incorrecta sobre las zonas de protección de la LT-6002 (2023).	78
Figura 38 Simulación del Eventos 2024 en Software Power Factory	80
Figura 39 Oscilografías y Diagramas de Impedancia de Desconexión del LT-6002, de Tipo Monofásica a Tierra (2024)	81
Figura 40 Diagramas de impedancia de los eventos de operación incorrecta sobre las zonas de protección de la LT-6002 (2024).	83
Figura 41 Índice de Confiabilidad del Sistema de Protección 2020 - 2024.....	93
Figura 42 Matriz de la Técnica de Barrido de Falla de la LT-6002 y Alimentadores.....	99
Figura 43 Parámetros de la característica cuadrilateral Actual configurados en Digsilent Power Factory (Zona 1, 2,3)	101
Figura 44 Barrido de Falla A-G — Característica Cuadrilateral en Estado Actual.....	102
Figura 45 Barrido de Falla B-G — Característica Cuadrilateral en Estado Actual	103

Figura 46 Barrido de Falla C-G — Característica Cuadrilateral en Estado Actual	104
Figura 47 Parámetros de la característica cuadrilateral Propuesto configurados en Digsilent Power Factory (Zona 1, 2,3)	106
Figura 48 Barrido de Falla A-G Característica Cuadrilateral Propuesta (RC-PROPUESTO) ...	107
Figura 49 Barrido de falla B-G Característica Cuadrilateral Propuesta (RC-PROPUESTO)	108
Figura 50 Barrido de falla C-G Característica Cuadrilateral Propuesta (RC-PROPUESTO)	109
Figura 51 Protección de Sobrecorriente del Alimentador Santa María con la Protección de Distancia Propuesta.....	111
Figura 52 Protección de Sobrecorriente del Alimentador Uripata con la Protección de Distancia	112
Figura 53 Protección de Sobrecorriente del Alimentador Chahuares con la Protección de Distancia	113
Figura 54 Índice de Confiabilidad: Coordinación Actual vs Nueva Coordinación	116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Coordenadas Geográficas SET Machupicchu	1
Tabla 2 Coordenadas Geográficas SET Santa Teresa.....	2
Tabla 3 Coordenadas Geográficas SET Santa María.....	2
Tabla 4 Coordenadas Geográficas SET Urpipata	3
Tabla 5 Coordenadas Geográficas SET Chahuares	3
Tabla 6 Eventos de Operaciones Incorrectas Producidas en la LT-6002 entre los Años 2020 y 2021	6
Tabla 7 Eventos de Operaciones Incorrectas Producidas en la LT-6002 entre los Años 2022, 2023 y 2024.....	7
Tabla 8 Evaluación del Índice Según Nivel de Confiabilidad	28
Tabla 9 Normas técnicas internacionales.....	30
Tabla 10 Normativa nacional.....	30
Tabla 11 Resistencias de Fallas por Fase a Tierra y Probabilidades	37
Tabla 12 Características de Relés del Sistema de Protección de la LT-6002.....	50
Tabla 13 Ajuste Actuales - Relé SEL 311C.....	51
Tabla 14 Resumen de los Eventos de Operación Incorrecta (2020).....	58
Tabla 15 Puntos de Diagramas de Impedancia 2020	62
Tabla 16 Resumen de los Eventos de Operación Incorrecta (2021).....	63
Tabla 17 Puntos de Diagramas de Impedancia 2021	68
Tabla 18 Resumen de los Eventos de Operación Incorrecta (2022).....	69
Tabla 19 Puntos de Diagramas de Impedancia 2022	73
Tabla 20 Resumen de los Eventos de Operación Incorrecta (2023).....	74
Tabla 21 Puntos de Diagramas de Impedancia 2023	78
Tabla 22 Resumen de los Eventos de Operación Incorrecta (2024).....	79
Tabla 23 Puntos de Diagramas de Impedancia 2024	82
Tabla 24 Operaciones Totales del Sistema de Protección de la Línea de Subtransmisión LT-6002 Año 2020.....	85
Tabla 25 Operaciones Totales del Sistema de Protección de la Línea de Subtransmisión LT-6002 Año 2021.....	87

Tabla 26 Operaciones Totales del Sistema de Protección de la Línea de Subtransmisión LT-6002 Año 2022.....	88
Tabla 27 Operaciones Totales del Sistema de Protección de la Línea de Subtransmisión LT-6002 Año 2023.....	89
Tabla 28 Operaciones Totales del Sistema de Protección de la Línea de Subtransmisión LT-6002 Año 2024.....	90
Tabla 29 Índice de Confiabilidad de Sistema de Protección 2020 - 2024.....	92
Tabla 30 Energía Esperada No Suministrada (EENS) e Impacto Económico de la Línea de Subtransmisión LT-6002, período 2020-2024.....	95
Tabla 31 Tabla de Variación de Barrido de Falla.....	98
Tabla 32 Ajuste Actuales de las Zonas de Protección de Distancia (21/21N) - Relé SEL 311C	100
Tabla 33 Ajuste Propuesto de las Zonas de Protección de Distancia (21/21N) - Relé SEL 311C	105
Tabla 34 Número de Operaciones de la Coordinación actual y la Nueva coordinación	114
Tabla 35 Comparativo del Índice de Confiabilidad: Coordinación Actual vs. Nueva Coordinación	115

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXOS N°1 Solicitud de Información de la Línea de Subtransmisión LT-6002 a Electro Sur Este S.A.A.....	123
ANEXOS N°2 Script de Programación DPL para el Barrido de Fallas A-G en Digsilent Powerfactory	125
ANEXOS N°3 Impedancia de Fallas A-G Producidas por Barrido de Fallas en la LT-6002	133
ANEXOS N°4 Impedancia de Fallas A-G Producidas por Barrido de Fallas en los Alimentadores	138
ANEXOS N°5 Solicitud de Información de la Línea de Subtransmisión LT-6002 a Electro Sur Este S.A.A.....	140
ANEXOS N°6 Saifi y Saidi de los Alimentadores y Sistema Eléctrico de la Convención	147

GLOSARIO

Apertura no deseada: Interrupción del servicio provocada por la actuación incorrecta de un sistema de protección.

Carga eléctrica: Demanda de energía requerida por los usuarios conectados al sistema eléctrico, cuya continuidad puede verse afectada por fallas mal despejadas.

Coordinación de protecciones: Proceso técnico mediante el cual se establecen ajustes y secuencias de actuación entre relés de protección para garantizar que solo el dispositivo más cercano a la falla opere. Es uno de los ejes centrales del estudio para mejorar el índice de confiabilidad.

Confiabilidad del sistema eléctrico: Probabilidad de que un sistema de potencia suministre energía de manera segura, continua y con interrupciones mínimas, según estándares como IEEE y COES.

Confiabilidad del sistema de protección: Capacidad de un esquema de protección para operar correctamente ante fallas reales y evitar disparos indebidos. Se mide mediante el índice P_c .

Corriente de cortocircuito: Corriente elevada que aparece debido a una falla en el sistema, cuya detección y despeje oportuno corresponde a los equipos de protección.

Dependencia: Capacidad del sistema de protección para disparar correctamente cuando ocurre una falla real. Constituye un componente de la confiabilidad.

Disturbio eléctrico: Variación anormal de tensión o corriente en la red, provocada por fenómenos como descargas atmosféricas o fallas en líneas.

Falla monofásica a tierra: Tipo de falla más frecuente en líneas aéreas, producida cuando una fase entra en contacto con tierra.

Fallas controlables: Fallas relacionadas a errores de ajuste, instalación, diseño o cálculo del sistema de protección.

Fallas no controlables: Fallas originadas por fenómenos naturales o deterioro del equipo, como descargas atmosféricas.

Índice de Confiabilidad de Protección (Pc): Indicador que mide la proporción de operaciones correctas mediante la fórmula $P_c = N_c / (N_c + N_i)$.

Impedancia: Magnitud eléctrica utilizada por los relés de distancia para determinar la localización de una falla a lo largo de la línea.

Línea de Subtransmisión: Infraestructura eléctrica compuesta por conductores, estructuras y equipos asociados, diseñada para transportar energía eléctrica a alta tensión desde los centros de generación hacia las subestaciones de distribución o puntos de consumo.

Protección de Distancia: Esquema de protección que determina la ubicación de una falla mediante el cálculo de impedancia aparente. Es la protección principal analizada en la LT-6002.

Relé de protección: Dispositivo encargado de detectar fallas y ordenar la apertura del interruptor. Puede ser electromecánico, estático o digital.

S.E. (Subestación Eléctrica): Instalación donde se transforman niveles de tensión y se alojan los equipos de protección y maniobra del sistema eléctrico.

Selectividad: Capacidad del sistema de protección para que solo el dispositivo más cercano a la falla actúe sin afectar otras zonas.

Sistema Eléctrico de Potencia (SEP): Conjunto de instalaciones dedicadas a generar, transmitir y distribuir energía eléctrica. La tesis se enfoca en el sistema de subtransmisión.

Velocidad de operación: Tiempo de respuesta de un relé ante la detección de una falla. Es un parámetro clave para evitar daños mayores e interrupciones masivas.

SIGLAS

MEM	Ministerio de Energía y Minas.
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
NTCSE	Norma Técnica de calidad.
NTCOTRSI	Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados.
CNE	Código Nacional de Electricidad.
ELSE	Electro Sur Este S.A.A.
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
SET	Subestación Eléctrica de Subtransmisión
LT	Línea de Subtransmisión.
KV	Kilovoltio.
KVA	Kilovolt-Amperio.
MVA	Megavolt-Amperio.
V	Voltio.
A	Amperio.
F	Frecuencia.
Hz	Hertz.
Ms	Milisegundos.
S	Segundos.
P_c	Índice de desempeño de la protección.

N_c	Número de eventos con operación correcta de la protección.
N_I	Número de eventos con operación incorrecta de la protección.

CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES

1.1. Ubicación de la Zona de Estudio

La presente investigación corresponde a la LT-6002 ubicada en la región Cusco, atravesando las provincias de Urubamba (distrito de Machu Picchu) y La Convención (distritos de Santa Teresa, Maranura y Santa Ana). Dicha línea corresponde a ceja de selva y varía entre 2 300 y 1 100 m s. n. m.

1.2. Ubicación Técnica

Los datos de ubicación técnica del proyecto, se encuentran en las siguientes tablas.

Tabla 1 Coordenadas Geográficas SET Machupicchu

Características	Departamento	Provincia	Distrito	Altitud Promedio (msnm)
Ubicación Geográfica	<i>Cusco</i>	<i>Urubamba</i>	<i>Machupicchu</i>	<i>2190</i>
COORDENADAS GEOGRÁFICAS				
Coordenada Sur	<i>8 541 777 m.</i>			
Coordenada oeste	<i>764 353 m.</i>			
Datum	<i>WGS – 84 (Zona: 18 Sur)</i>			

Fuente: Elaboración propia a partir de la información de ubicación de la subestación Machupicchu por parte de la empresa Electro Sur Este.

Tabla 2 Coordenadas Geográficas SET Santa Teresa

Características	Departamento	Provincia	Distrito	Altitud Promedio (msnm)
Ubicación Geográfica	<i>Cusco</i>	<i>La Convención</i>	<i>Santa Teresa</i>	<i>1742</i>
COORDENADAS GEOGRÁFICAS				
Coordenada Sur	<i>8 542 406 m.</i>			
Coordenada oeste	<i>764 109 m.</i>			
Datum	<i>WGS – 84 (Zona: 18 Sur)</i>			

Fuente: *Elaboración propia a partir de la información de ubicación de la subestación Santa Teresa por parte de la empresa Electro Sur Este.*

Tabla 3 Coordenadas Geográficas SET Santa María

Características	Departamento	Provincia	Distrito	Altitud Promedio (msnm)
Ubicación Geográfica	<i>Cusco</i>	<i>La Convención</i>	<i>Maranura</i>	<i>1204</i>
COORDENADAS GEOGRÁFICAS				
Coordenada Sur	<i>8 561 010 m.</i>			
Coordenada oeste	<i>756 740 m.</i>			
Datum	<i>WGS – 84 (Zona: 18 Sur)</i>			

Fuente: *Elaboración propia a partir de la información de ubicación de la subestación Santa María por parte de la empresa Electro Sur Este.*

Tabla 4 Coordenadas Geográficas SET Uripata

Características	Departamento	Provincia	Distrito	Altitud Promedio (msnm)
Ubicación Geográfica	<i>Cusco</i>	<i>La Convención</i>	<i>Santa Ana</i>	<i>1080</i>
COORDENADAS GEOGRÁFICAS				
Coordenada Sur	<i>8 574 973 m.</i>			
Coordenada oeste	<i>750 441 m.</i>			
Datum	<i>WGS – 84 (Zona: 18 Sur)</i>			

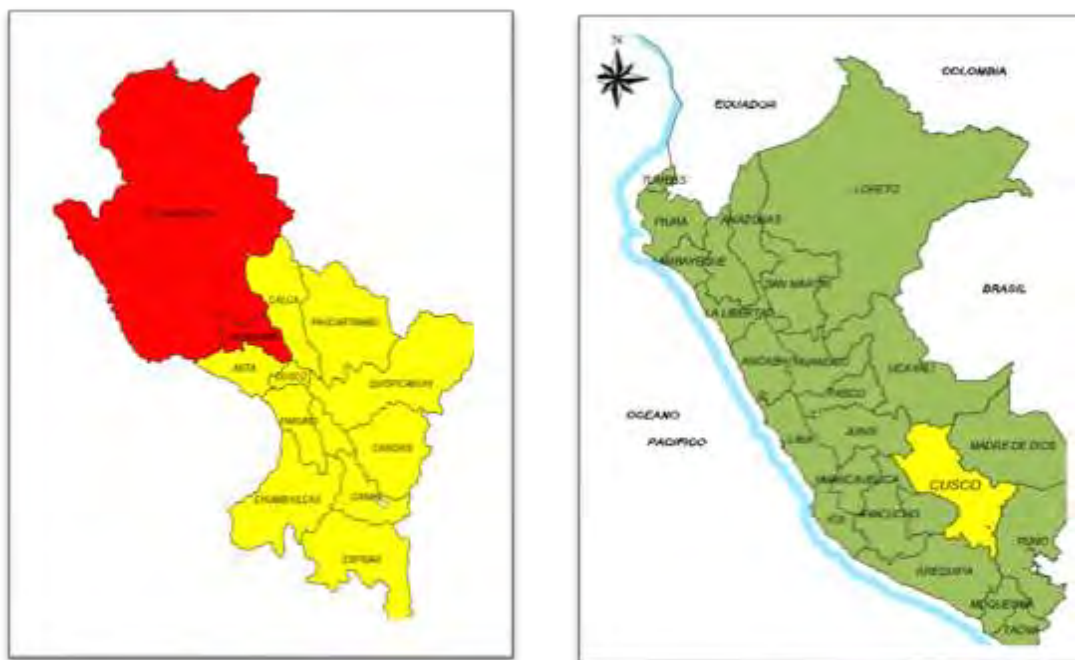
Fuente: *Elaboración propia a partir de la información de ubicación de la subestación Uripata por parte de la empresa Electro Sur Este.*

Tabla 5 Coordenadas Geográficas SET Chahuares

Características	Departamento	Provincia	Distrito	Altitud Promedio (msnm)
Ubicación Geográfica	<i>Cusco</i>	<i>La Convención</i>	<i>Echarati</i>	<i>1150</i>
COORDENADAS GEOGRÁFICAS				
Coordenada Sur	<i>8 594 200 m.</i>			
Coordenada oeste	<i>765 800 m.</i>			
Datum	<i>WGS – 84 (Zona: 18 Sur)</i>			

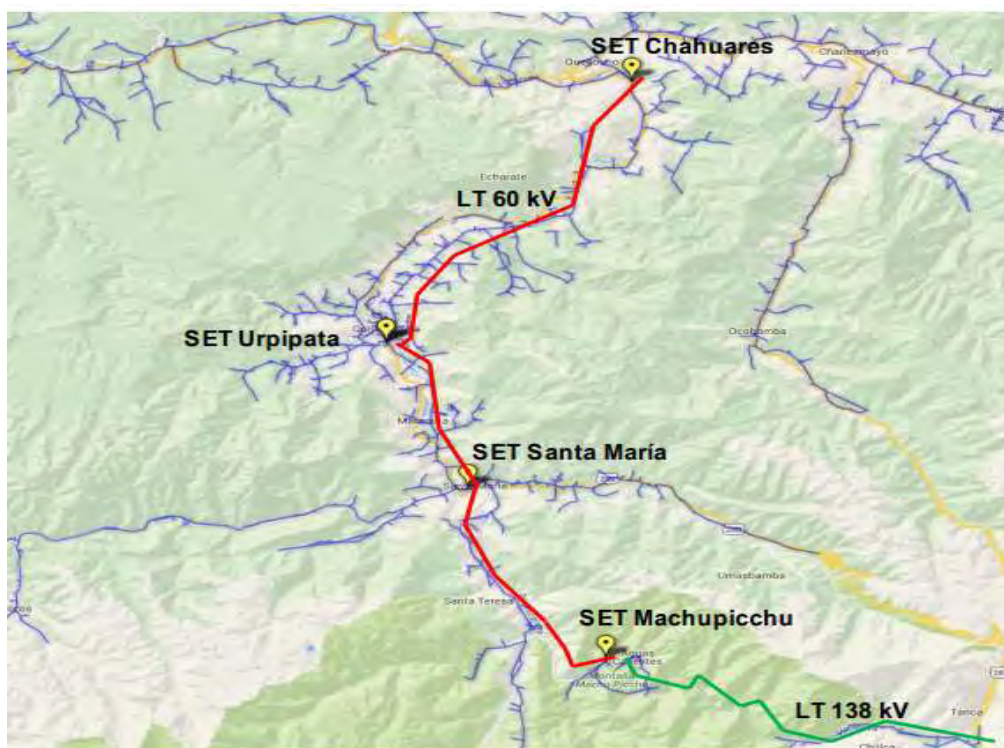
Fuente: *Elaboración propia a partir de la información de ubicación de la subestación Chahuares por parte de la empresa Electro Sur Este.*

Figura 1 Ubicación Geográfica



Fuente: *Elaboración Propia*

Figura 2 Ámbito de Estudio



1.3. Planteamiento del Problema

El acceso a servicios básicos como agua o electricidad, es un aspecto primordial para el desarrollo de las sociedades. A lo largo de los últimos años, el acceso a estos servicios se ha incrementado considerablemente. Sin embargo, aún existen problemas y sectores que a menudo enfrentan interrupciones principalmente en el sector eléctrico. Es el caso de los usuarios del sistema eléctrico de la convención que se ven afectados por las interrupciones. En concreto, en los últimos 5 años se produjeron deficiencias en la protección de distancia de la LT- 6002, producto de la operación incorrecta de la protección de distancia, la mayoría de las actuaciones incorrectas fueron fallas originarias en la red primaria que tendría que haber sido despejadas por los relés de sobrecorriente, más al contrario fueron despejadas por la protección de distancia de la LT- 6002, esto produjo la desconexión del sistema eléctrico de la convención perjudicando a los usuarios del sistema ya mencionado, reduciendo el índice de confiabilidad del sistema de protección de la línea de subtransmisión y ocasionando problemas en la continuidad del servicio eléctrico.

La importancia del sistema de protección en el Perú está aumentando debido a la existencia de una mayor cantidad de cargas sensibles que son afectadas tanto por las variaciones de voltaje como por las interrupciones en el suministro eléctrico. El problema se ve empeorado por la falta de cumplimiento de las normas que establecen los criterios y rangos exigidos.

Las presentes tablas, muestran los resúmenes de las interrupciones de la protección de distancia de la LT-6002 que se suscitaron entre los años 2020 y 2024, que fueron registradas en la base de datos de la empresa Electro Sur Este.

Tabla 6 Eventos de Operaciones Incorrectas Producidas en la LT-6002 entre los Años 2020 y 2021

Inicio de Falla dd/mm/aa aahh:mm	Fin de Falla dd/mm/aa aahh:mm	duración [h]:mm	Origen - Falla	Causa	Clientes Afectados	Descripción Origen	TIPO DE OPERACIÓN DE RELE 21N
08/10/2020 12:10:00	08/10/2020 13:06:00	00:56	6002	Contacto accidental con la línea	49295	DESCONECTA L-6002 POR FALLA MONOFASICA FASE "R" (731A), POR ACTUACIÓN DEL RELE DE PROT. DE DISTANCIA 21N EN ZONA 1, UBICACIÓN A 24.98KM	✗
16/12/2020 16:20:00	16/12/2020 18:14:00	01:54	6002	Vientos huracanados	49821	APERTURA DEL INTERRUPTOR IN-6689 DE LA LÍNEA L-6002 EN EL EXTREMO EN LA S.E. MACHUPICCHU, SE REGISTRA UNA FALLA MONOFÁSICA FASE "T", POR ACTIVACIÓN DE SU FUNCIÓN 21 ZONA 1, UBICADA A 11.10 KM.	✗
17/12/2020 14:12:00	17/12/2020 14:20:00	00:08	6002	Descargas atmosféricas	49830	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR FALLA MONOFÁSICA FASE "R" A TIERRA LOCALIZADA A 13.53KM DESDE LA S.E. MACHUPICCHU 942/40/128/778	✗
04/09/2021 18:04:00	04/09/2021 18:14:00	00:10	6002	Descargas atmosféricas	51625	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES) POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE "S" A TIERRA, A CAUSA DE DESCARGAS ATMOSFERICAS, LOCALIZACIÓN DE FALLA 24.07KM, T53, SECTOR SANTA MARIA	✗
15/10/2021 14:13:00	15/10/2021 14:24:00	00:11	6002	Acercamiento de Vegetación	51836	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR FALLA MONOFÁSICA FASE "T" A TIERRA LOCALIZADA A 28.17KM DESDE LA S.E. MACHUPICCHU POR PROBABLE CONTACTO DE ELEMENTO/OBJETO DE ALTA IMPEDANCIA CON LA RED DE AT.	✗
15/10/2021 14:43:00	15/10/2021 14:49:00	00:05	6002	Descargas atmosféricas	51836	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR FALLA MONOFÁSICA FASE "S" A TIERRA LOCALIZADA A 22.66KM DESDE LA S.E. MACHUPICCHU POR D.A.	✗

Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco (2020 y 2021)

Tabla 7 Eventos de Operaciones Incorrectas Producidas en la LT-6002 entre los Años 2022, 2023 y 2024

Inicio de Falla dd/mm/aa aahh:mm	Fin de Falla dd/mm/aa aahh:mm	duración [h]:mm	Origen - Falla	Causa	Clientes Afectados	Descripción Origen	TIPO DE OPERACIÓN DE RELE 21N
01/01/2022 16:06:00	01/01/2022 16:11:00	00:05	6002	Interruptor de 60 kV dañado	52,094	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR FALLA MONOFÁSICA A TIERRA EN LA FASE “R” POR ACTUACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA FUNCIÓN 21 EN ZONA 1.	✗
19/09/2022 15:10:00	19/09/2022 15:18:00	00:08	6002	Colapso de Tensión - Fallas Fugaces - No determinada - No clasificada	53,461	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES) POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “T” A TIERRA, SE REGISTRA CORRIENTES DE FALLA 76/114/400/247A LOCALIZADO A 29.10 KM CAUSA DESCONOCIDAS.	✗
08/10/2023 12:18:11	08/10/2023 14:42:12	02:24	6002	Pararrayos	55,635	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES), ACTÚA FUNCIÓN 21N, POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “S” A TIERRA.	✗
18/11/2023 20:49:43	18/11/2023 20:58:18	00:09	6002	Descargas atmosféricas	55,867	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES), ACTÚA FUNCIÓN DISTANCIA 21N, POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “S” A TIERRA, CON UNA DISTANCIA DE FALLA DE 11.11 KM. EGEMSA DEMORA EN MANIOBRAS DE ENERGIZACIÓN DE LA LINEA L-6002 POR PERDIDA DE MANDO NIVEL 3 DEL INTERRUPTOR IN-6689.	✗
21/10/2024 15:00:00	21/10/2024 15:06:00	00:06	6002	Colapso de Tensión - Fallas Fugaces - No determinada - No clasificada	57,781	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR UNA FALLA “R” LOCALIZADA A 25.39KM DE LA S.E. MAPI POR CAUSA DESCONCIDA, EN INVESTIGACIÓN	✗

Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco (2022, 2023 y 2024)

Como se muestra en la Tabla 6 y Tabla 7, se lograron identificar las operaciones incorrectas del sistema de protección de la LT-6002, dichas operaciones ocasionaron que el índice de confiabilidad del sistema de protección no sea el adecuado provocando la desconexión de toda la línea de subtransmisión.

1.4. Formulación del Problema

1.4.1. Problema General

¿Cómo se puede mejorar el índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002 mediante una nueva coordinación de protecciones?

1.4.2. Problemas Específicos

- a. ¿Cuál es el índice de confiabilidad actual del sistema de protección de la LT-6002?
- b. ¿Cómo proponer una nueva coordinación de protección en la LT-6002 que garantice el correcto funcionamiento del sistema de protección?
- c. ¿Como la nueva coordinación de protección influye en el índice de confiabilidad?

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Proponer una nueva coordinación de protecciones que permita mejorar el índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002, a partir del diagnóstico de la coordinación actual.

1.5.2. Objetivos Específicos

- a. Determinar el índice de confiabilidad actual del sistema de protección de la LT-6002, mediante el análisis de los eventos de operación correcta e incorrecta.
- b. Identificar la técnica de coordinación de protección adecuada para el correcto funcionamiento del sistema de protección de la LT-6002.

- c. Aplicar la nueva coordinación de protección en el sistema de protección de la LT-6002, para determinar cómo influye en su índice de confiabilidad.

1.6. Justificación

1.6.1. Justificación Teórica

La electricidad es un bien necesario y fundamental tanto para el desarrollo de actividades económicas como para el bienestar de la población. Sin embargo, los sistemas que aseguran la prestación de este bien básico están frecuentemente asociados con problemas y deficiencias en la generación y distribución de energía eléctrica.

Técnicamente, este proyecto de investigación es necesario para mejorar el servicio de la energía eléctrica. En específico, en lo relacionado a la calificación del índice de confiabilidad del sistema de protección e indicadores relacionados a la calidad del servicio de energía eléctrica. Estos índices e indicadores son claves para garantizar un servicio continuo, estable y así reducir las interrupciones.

Desde el punto de vista social, la búsqueda por garantizar un servicio eficiente y continuo permitirá que los usuarios del sistema eléctrico de la Convención, quienes serán los beneficiarios directos puedan acceder sin interrupciones a un servicio que es fundamental para el desarrollo humano. Asimismo, Electro Sur Este, que es la empresa encargada de asegurar este servicio también se beneficiará indirectamente, pues la implementación de mejoras en su actividad evitará pagos y multas a entidades reguladoras como el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

La contribución de esta investigación es fundamental, pues permitirá solucionar de manera eficiente los problemas recurrentes ampliamente reportados en la línea de subtransmisión LT-6002. Dicha problemática, descrita en el planteamiento de nuestro estudio, se debe a operaciones incorrectas y fallas en la protección de distancia, las cuales dejaron sin servicio a los usuarios del sistema eléctrico de La Convención, reduciendo así el índice de confiabilidad de la protección de distancia.

1.6.2. Justificación Social

La presente investigación se justifica socialmente porque la LT-6002 constituye la única vía principal de suministro eléctrico hacia la provincia de La Convención, de modo que cualquier falla no despejada selectivamente produce interrupciones masivas del servicio eléctrico, afectando a miles de hogares, centros educativos, establecimientos de salud, comercios y actividades agrícolas de la zona. Mejorar el índice de confiabilidad del sistema de protección permitirá reducir los cortes, garantizar un suministro más estable y elevar la calidad de vida de la población. Además, minimizar las interrupciones evita afectaciones económicas y sociales, favoreciendo el desarrollo sostenible de una región estratégica del Cusco.

1.6.3. Justificación Tecnológica

Desde la perspectiva tecnológica, el estudio es relevante porque evidencia deficiencias en la actual coordinación del sistema de protección de distancia, reflejadas en operaciones incorrectas del relé 21 ante fallas originadas en media tensión, según los registros de ELSE. La modernización y reajuste de los esquemas de protección mediante simulaciones en DigSILENT PowerFactory, así como el análisis de alternativas basadas en relés numéricos o lógicas de disparo mejoradas, permitirá incrementar la precisión, selectividad y velocidad de actuación del sistema de protección. Esta optimización fortalece la confiabilidad operativa de la red y se alinea con las tendencias modernas de automatización y supervisión inteligente de sistemas eléctricos.

1.6.4. Justificación Económica

Económicamente, el mejoramiento del índice de confiabilidad evita pérdidas asociadas a interrupciones del servicio, daños en equipos, costos de mantenimiento correctivo inesperado y penalidades impuestas por organismos reguladores como OSINERGMIN. Un sistema de protección más confiable disminuye la frecuencia y duración de interrupciones, lo que se traduce en una reducción de costos operativos, menores pagos compensatorios y una mayor

eficiencia energética. Asimismo, se incrementa la productividad de las actividades económicas locales que dependen del suministro eléctrico continuo.

1.6.5. Justificación Legal

La investigación se sustenta legalmente en la necesidad de cumplir con los principios de calidad, continuidad y seguridad del servicio eléctrico, establecidos en el marco jurídico peruano: Ley de Concesiones Eléctricas, Reglamento de Operación del SEIN y normativa del COES. Estos instrumentos exigen a las empresas concesionarias garantizar sistemas de protección técnicamente adecuados, coordinados y confiables. El proyecto contribuye al cumplimiento de estas obligaciones al proponer mejoras que aseguren una operación segura y acorde con las exigencias legales del sector eléctrico.

1.6.6. Justificación Normativa

La propuesta se alinea con estándares técnicos nacionales e internacionales, tales como IEEE C37, IEEE 493 (Gold Book), las normas del COES (2014) sobre confiabilidad de sistemas de protección y criterios de coordinación de protecciones, así como buenas prácticas recomendadas por organismos técnicos reconocidos. El estudio permite adecuar la LT-6002 a dichas normativas, garantizando que los procesos de detección, selección y despeje de fallas cumplan parámetros aceptados globalmente. Esto asegura que la red opere bajo estándares de confiabilidad exigidos para sistemas de subtransmisión.

1.6.7. Justificación Práctica

En términos prácticos, el estudio responde directamente a una problemática concreta: la existencia de múltiples eventos incorrectos registrados en la protección de la línea de subtransmisión LT-6002 en los últimos años. A partir de esta evidencia, se realiza un diagnóstico técnico y se propone una solución basada en ajustes de coordinación y simulaciones.

1.7. Matriz de Consistencia

“MEJORAMIENTO DEL INDICE DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA LT-6002, LA CONVENCION – CUSCO”				
Problemas	Objetivos	Hipótesis	Variable e Indicadores	Metodología
Problema General: ¿Cómo se puede mejorar el índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002 mediante una nueva coordinación de protecciones?	Objetivo General: Proponer una nueva coordinación de protección para el sistema de protección de la LT-6002, a partir del diagnóstico de su situación actual, que permita mejorar y determinar su influencia en el índice de confiabilidad.	Hipótesis General: Diagnosticando la situación actual del sistema de protección de la LT-6002 mediante la fórmula $P_c = N_c / (N_c + N_i)$, identificando la técnica de coordinación adecuada a partir de la revisión de artículos científicos y antecedentes, e implementando la nueva coordinación de protección mediante la técnica de barrido de fallas simulada en los software DIgSILENT PowerFactory y Matlab, se logra mejorar y determinar la influencia de dicha coordinación en el índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002.	Variable Independiente: Coordinación del sistema de protección Indicadores: - Tiempo de actuación del relé - Zonificación - Tipo de falla - Localización de la falla	Tipo: Investigación Aplicada Diseño: El diseño de la investigación es experimental, ya que se plantea la aplicación de un nuevo esquema de coordinación del sistema de protección Enfoque: Cuantitativo Nivel: descriptivo-explicativo
Problemas Específicos: PE.1 ¿Cuál es el índice de confiabilidad actual del sistema de protección de la LT-6002? PE.2 ¿Cómo proponer una nueva coordinación de protección en la LT-6002 que garantice el correcto funcionamiento del sistema de protección? PE.3 ¿Como la nueva coordinación de protección influye en el índice de confiabilidad?	Objetivos Específicos: OE.1 Determinar el índice de confiabilidad actual del sistema de protección de la LT-6002, mediante el análisis de los eventos de operación correcta e incorrecta. OE.2 Identificar la técnica de coordinación de protección adecuada para el correcto funcionamiento del sistema de protección de la LT-6002. OE.3 Aplicar la nueva coordinación de protección en el sistema de protección de la LT-6002, para determinar cómo influye en su índice de confiabilidad	Hipótesis Específicas: HE.1 Analizando los registros anuales de eventos de operación correcta e incorrecta y aplicando la fórmula $P_c = N_c / (N_c + N_i)$, se logra determinar el índice de confiabilidad actual. HE.2 Revisando los artículos científicos y antecedentes sobre coordinación de protección, se logrará identificar la técnica de coordinación de protección adecuada que garantice el correcto funcionamiento del sistema de protección de la LT-6002. HE.3 Implementando la nueva coordinación de protección mediante la técnica de barrido de fallas y simulando el sistema de protección de la LT-6002 en los softwares DIgSILENT PowerFactory y Matlab, se logra mejorar el índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002.	Variable dependiente: Índice de confiabilidad del sistema de protección Indicadores: NC: # Eventos con operación correcta de la protección NI: # Eventos con operación incorrecta de la protección	Técnicas de recolección de datos: Análisis documental Registros históricos de Fallas Población: Sistema de protección de la línea de subtransmisión 6002 Muestra: La totalidad de los eventos registrados

Fuente: Elaboración Propia

1.8. Variables e Indicadores

1.8.1. Variable Independiente

Coordinación del sistema de protección.

Indicadores:

- Tiempo de actuación del relé
- Zonificación
- Tipo de falla
- Localización de la falla

1.8.2. Variable Dependiente

Índice de confiabilidad del sistema de protección

Indicadores:

- NC: Número de Eventos con operación correcta de la protección
- NI: Número de Eventos con operación incorrecta de la protección

1.9. Matriz de Operacionalización de Variables

VARIABLE	TIPO	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIÓN	INDICADORES	UNIDAD DE MEDIDA
Coordinación del Sistema de Protección	Independiente	La coordinación del sistema de protección es el conjunto de ajustes, parámetros y criterios técnicos que permiten que los dispositivos de protección actúen de manera selectiva, ordenada y oportuna ante la presencia de una falla en la red eléctrica (IEEE Std C37.2, 2008).	Se medirá mediante los registros técnicos configurados en los relés de protección (temporización, zonificación e impedancia de línea), verificando si actúan de forma selectiva y en el orden correcto ante fallas simuladas o registradas.	Temporización	Tiempo de operación del relé principal	Milisegundos (mseg)
					Tiempo de operación del relé de respaldo	Milisegundos (mseg)
				Zonificación	Zona de alcance de la protección de distancia.	ZONA 1, ZONA 2 Y ZONA 3
				Impedancia de línea	Alcance resistivo del relé	Ohms (Ω)
					Alcance reactivo del relé	Ohms (Ω)
Índice de Confiabilidad de Protección	Dependiente	El índice de confiabilidad del sistema de protección es la probabilidad de que un esquema de protección opere de manera correcta, segura y selectiva frente a eventos eléctricos, evitando disparos indebidos o fallas no despejadas (ANSI/IEEE Std 100, 2000).	Se medirá mediante el reporte de interrupciones brindada por la empresa Electro Sur Este, identificando el número de eventos con operación correcta (N_c) y el número de eventos con operación incorrecta (N_i) en el período evaluado.	Operación correcta del relé	Número de eventos con operación correcta (N_c)	Conteo
				Operación incorrecta del relé	Número de eventos con operación incorrecta (N_i)	Conteo
				Índice de confiabilidad (P_c)	$P_c = \frac{N_c}{N_c + N_i}$	Conteo

Fuente: *Elaboración Propia*

1.10. Alcances y Limitaciones

1.10.1. Alcances

- El estudio abarca el análisis del sistema de protección de la línea de subtransmisión LT-6002, evaluando los registros de fallas ocurridas entre los años 2020 y 2024, así como su impacto en el índice de confiabilidad del relé de distancia. Incluye la modelación de la línea en DigSILENT PowerFactory, la simulación de fallas, el análisis de oscilografías, la evaluación del comportamiento actual del sistema y la nueva propuesta de ajustes de coordinación.
- La investigación es de tipo aplicada, debido a que emplea la técnica más adecuada de coordinación de protecciones para diagnosticar el desempeño actual del sistema de protección y evaluar los cambios obtenidos tras aplicar los ajustes propuestos.
- El estudio ofrece alternativas para mejorar la confiabilidad del sistema de protección mediante ajustes en las zonas de protección, tiempos de operación y coordinación entre relés, además de considerar estrategias de modernización tecnológica (relés numéricos, redundancia y registros digitales).

1.10.2. Limitaciones

- El estudio se centra exclusivamente en el análisis de las operaciones incorrectas de la protección de distancia de la LT-6002, sin evaluar a profundidad el desempeño de otros esquemas de protección presentes en la línea.
- Si bien se menciona que las fallas debieron ser despejadas por relés de sobrecorriente, el estudio no realiza un análisis exhaustivo de la coordinación completa de todos los relés de la LT-6002, sino que se enfoca en identificar por qué la protección de distancia actuó indebidamente.

- La disponibilidad y calidad de los registros de fallas (oscilografías, reportes SCADA, bases de datos de eventos) dependen de lo proporcionado por la empresa Electro Sur Este, lo que puede limitar el nivel de detalle del análisis en algunos eventos.

1.11. Hipótesis

1.11.1. Hipótesis General

Diagnosticando la situación actual del sistema de protección de la LT-6002 mediante la fórmula $P_c = N_c / (N_c + N_i)$, identificando la técnica de coordinación adecuada a partir de la revisión de artículos científicos y antecedentes, e implementando la nueva coordinación de protección mediante la técnica de barrido de fallas simulada en los software DIgSILENT PowerFactory y Matlab, se logra mejorar y determinar la influencia de dicha coordinación en el índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002.

1.11.2. Hipótesis Específicas

- a. Analizando los registros anuales de eventos de operación correcta e incorrecta y aplicando la fórmula $P_c = N_c / (N_c + N_i)$, se logra determinar el índice de confiabilidad actual.
- b. Revisando los artículos científicos y antecedentes sobre coordinación de protección, se logrará identificar la técnica de coordinación de protección adecuada que garantice el correcto funcionamiento del sistema de protección de la LT-6002.
- c. Implementando la nueva coordinación de protección mediante la técnica de barrido de fallas y simulando el sistema de protección de la LT-6002 en los softwares DIgSILENT PowerFactory y Matlab, se logra mejorar el índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002.

1.12. Metodología de la Investigación

1.12.1. Tipo de la Investigación

La presente investigación es de tipo aplicada, pues no busca generar nuevo conocimiento teórico, sino emplear la teoría existente sobre coordinación de protecciones y confiabilidad de sistemas eléctricos para resolver un problema técnico y aplicar la técnica más adecuada para el mejoramiento del índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002.

1.12.2. Nivel de la Investigación

El nivel de la investigación es descriptivo-explicativo. Es descriptivo porque caracteriza y cuantifica la situación actual del sistema de protección de la LT-6002 a partir de los registros históricos de fallas del periodo 2020-2024; y es explicativo porque busca establecer la relación causa-efecto entre la implementación de una nueva coordinación de protecciones y la variación del índice de confiabilidad.

1.12.3. Diseño de la Investigación

El diseño de la investigación es experimental, ya que se plantea la aplicación de un nuevo esquema de coordinación del sistema de protección con el fin de evaluar su impacto en el índice de confiabilidad. El análisis se realiza mediante simulaciones controladas en el software DigSILENT PowerFactory para comparar la situación actual con la propuesta.

1.12.4. Enfoque de la Investigación

El estudio adopta un enfoque cuantitativo, dado que se fundamenta en la recopilación y análisis de datos numéricos, tales como registros de fallas, operaciones del sistema de protección y resultados de simulaciones, con el propósito de medir objetivamente el comportamiento de las variables involucradas.

1.12.5. Población y Muestra

- a. La población está conformada por el sistema de protección de la línea de subtransmisión 6002, representado por el conjunto de eventos de operación (correcta e incorrecta) registrados durante el periodo 2020-2024.
- b. La muestra es censal y no probabilística, dado el tamaño reducido y accesible de la población; se consideró la totalidad de los eventos registrados (31 eventos), así como los puntos de falla simulados mediante barrido de fallas en DIgSILENT PowerFactory, empleados para validar la nueva coordinación de protecciones propuesta.

1.12.6. Técnica de Recopilación de Datos

La recopilación de datos se realizó mediante análisis documental, que incluyó la revisión de normativas técnicas, artículos científicos, documentos técnicos del COES y registros históricos de fallas de la LT-6002 entregados por Electro Sur Este S.A.A. Esta técnica permitió obtener la información necesaria para evaluar el comportamiento del sistema de protección de la LT-6002.

1.12.7. Análisis de Datos

El análisis de datos se desarrolló mediante un tratamiento estadístico descriptivo, procesando los registros de fallas del sistema de protección de la LT-6002. Se clasificaron los eventos según su actuación correcta o incorrecta, se determinaron tendencias anuales, y se calculó el índice de confiabilidad ($P_c = N_c / (N_c + N_i)$) para cada año del periodo evaluado. Además, se contrastaron los resultados de la situación actual con los de la situación propuesta simulada mediante la técnica de barrido de fallas en DIgSILENT PowerFactory y Matlab, lo que permitió evaluar la mejora del índice de confiabilidad y validar la mejora en la coordinación del sistema de protección.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

Los sistemas de protección eléctrica constituyen uno de los componentes más importantes para garantizar la seguridad, estabilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Su función principal es detectar, localizar y aislar fallas que se puedan presentarse en las líneas de subtransmisión. Una actuación adecuada de los sistemas de protección permite minimizar los daños en los equipos, reducir los tiempos de interrupción del servicio y preservar la estabilidad del sistema eléctrico. Por el contrario, una operación incorrecta o inadecuada coordinación entre los dispositivos de protección puede ocasionar desconexiones y también puede generar consecuencias técnicas, económicas y sociales que afectan significativamente la operación del sistema eléctrico.

En la LT-6002 del sistema eléctrico de la convención se ha identificado que la incorrecta coordinación entre el relé de distancia y el relé de sobrecorriente genera disparos indebidos y fallas no despejadas que reducen el índice de confiabilidad del sistema de protección. El presente capítulo desarrolla el marco teórico que sustenta la investigación, abordando los conceptos básicos sobre sistemas de protección eléctrica, coordinación de protecciones, índice de confiabilidad, normativas y antecedentes de estudios.

2.1 Definiciones y Conceptos Básicos

Las definiciones y conceptos básicos presentados a continuación permiten comprender los fundamentos esenciales del método de optimización planteado, así como su aplicación dentro del marco de directivas, normas y disposiciones legales del Estado peruano. Asimismo, integran los principios y estándares establecidos por guías prácticas de reconocido prestigio y alcance internacional.

2.1.1. Líneas de subtransmisión

Las líneas de subtransmisión constituyen los elementos encargados de transportar energía eléctrica desde las centrales de generación hacia las subestaciones de distribución y centros de consumo. Estas instalaciones operan generalmente en niveles de alta y extra alta tensión, permitiendo transferir grandes cantidades de potencia a largas distancias con pérdidas reducidas. Debido a su extensión geográfica y exposición a factores ambientales, las líneas de subtransmisión son uno de los componentes más vulnerables del sistema eléctrico de potencia y, por tanto, requieren esquemas de protección altamente confiables (Glover, Sarma, & Overbye, 2012).

Las fallas en líneas de subtransmisión pueden originarse por descargas atmosféricas, contaminación de aisladores, contacto con vegetación, fallas mecánicas o errores operativos. Estas contingencias deben ser detectadas y aisladas en tiempos muy cortos para evitar daños en equipos, pérdidas económicas y afectaciones a la estabilidad del sistema eléctrico (Blackburn & Domin, 2006).

2.1.2. Sistema de Protección Eléctrica

El sistema de protección eléctrica es el conjunto de dispositivos reactivos, como los relés de protección, que detectan condiciones anormales en el sistema eléctrico y ejecutan las acciones necesarias para aislar el elemento afectado del resto del sistema, limitando los daños y manteniendo la continuidad del servicio en los elementos sanos. El sistema de protección debe garantizar el despeje selectivo y oportuno de las fallas que se originen tanto en la propia línea como en los alimentadores de media tensión (Anderson, 1999).

En este contexto, el análisis del sistema de protección de la LT-6002, se centra en la evaluación de la coordinación entre el relé de distancia y el relé de sobrecorriente, debido a que su adecuado ajuste influye en el índice de confiabilidad del sistema de protección y en la reducción de las operaciones incorrectas.

2.1.2.1 Funciones del Sistema de Protección. El sistema de protección eléctrica comprende el conjunto de dispositivos y funciones destinadas a supervisar permanentemente el estado operativo de un sistema eléctrico de potencia, con el propósito de detectar condiciones anormales y aislar de manera rápida y selectiva los elementos afectados por una falla. Su función principal consiste en minimizar los daños en los equipos, preservar la estabilidad del sistema y garantizar la continuidad del suministro eléctrico (Horowitz & Phadke, 2014).

De acuerdo con (Blackburn & Domin, 2006), las funciones de protección se implementan mediante relés que monitorean variables eléctricas como corriente, tensión, frecuencia, potencia e impedancia. Cuando estas magnitudes exceden los límites previamente establecidos, los relés emiten señales de disparo hacia los interruptores de potencia para desconectar la sección afectada del sistema.

2.1.2.2 Características de un Sistema de Protección. En la aplicación de relés de protección, las características fundamentales que determinan la calidad y eficiencia de un sistema de protección son la sensibilidad, la selectividad y la velocidad de operación, siendo estas las propiedades que ninguna de ellas puede ser descuidada en el diseño de un esquema de protección (Grainger & Stevenson, 1994).

- a) **Confiabilidad:** Se refiere al grado de certeza que ofrece un elemento o sistema de operar correctamente, o cumplir satisfactoriamente la función para la cual fue destinado. Implica dos aspectos: la dependeabilidad, que es el grado de certeza de que un relé operará correctamente cuando se requiera; y la seguridad, que es el grado de certeza de que un relé no opere incorrectamente, es decir, la habilidad para evitar operaciones incorrectas en condiciones normales o para fallas fuera de su zona de operación designada.
- b) **Selectividad:** El equipo de protección debe ser capaz de seleccionar entre aquellas condiciones en las que se requiere un funcionamiento rápido y aquellas en las que no debe funcionar, o se requiere funcionamiento de acción retardada.

- c) Velocidad: El objeto principal de la protección por relevadores es desconectar un elemento defectuoso de un sistema lo más rápido posible. La sensibilidad y la selectividad son esenciales para asegurar que sean disparados los interruptores apropiados, pero la velocidad es lo que cuenta.

En el caso de las líneas de subtransmisión, estas características adquieren especial importancia debido a que cualquier operación incorrecta puede afectar la continuidad del servicio y disminuir los indicadores de desempeño del sistema. Por ello, la adecuada coordinación entre los relés de distancia y los relés de sobrecorriente constituye un factor determinante para mejorar el índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002, garantizando una actuación segura, selectiva y eficiente ante condiciones de falla.

2.1.3. Relés de Protección en Líneas de Subtransmisión

Según (Horowitz & Phadke, 2014), un relé de protección es un dispositivo diseñado para monitorear continuamente las condiciones de operación de un sistema eléctrico de potencia y detectar situaciones anormales, tales como cortocircuitos, sobrecargas o fallas a tierra, emitiendo señales de control que permiten aislar el elemento afectado mediante la apertura de los interruptores de potencia.

En las líneas de subtransmisión, el relé de distancia constituye el esquema principal de protección, por lo que su adecuada coordinación con el relé de sobrecorriente resulta esencial para garantizar una actuación selectiva y mejorar el índice de confiabilidad del sistema de protección. El análisis de sus ajustes y zonas de operación permite identificar oportunidades de mejora orientadas a optimizar la respuesta ante condiciones de falla y reducir la probabilidad de operaciones incorrectas.

2.1.4. Relé de Distancia

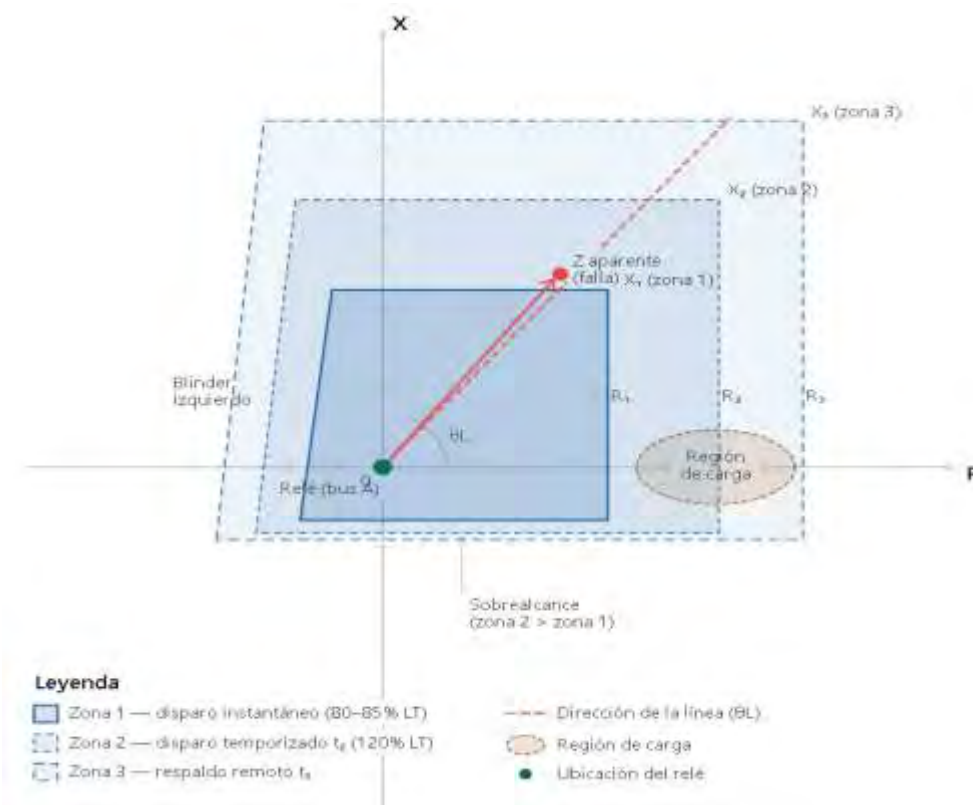
Según (Horowitz & Phadke, 2014), el relé de distancia es un dispositivo de protección utilizado principalmente en líneas de subtransmisión que determina la ubicación aproximada de una falla

mediante la medición de la impedancia aparente entre el punto donde se encuentra instalado el relé y el punto de falla. Cuando el valor de impedancia medido es inferior al ajuste establecido, el relé interpreta que la falla se encuentra dentro de su zona de protección y ordena la apertura del interruptor correspondiente. El relé de distancia es un dispositivo de protección utilizado principalmente en líneas de subtransmisión que determina la ubicación aproximada de una falla mediante la medición de la impedancia aparente entre el punto donde se encuentra instalado el relé y el punto de falla.

2.1.5. Característica Cuadrilateral

La característica de operación del relé de distancia se representa en el diagrama R-X, donde la reactancia, la impedancia aparente, el ángulo de la línea y la ubicación del relé son los parámetros fundamentales para definir las zonas de protección. La protección de distancia requiere que se definan los ajustes del relé considerando el sobrealcance, la coordinación con los relés adyacentes y las condiciones de carga del sistema (Horowitz & Phadke, 2014).

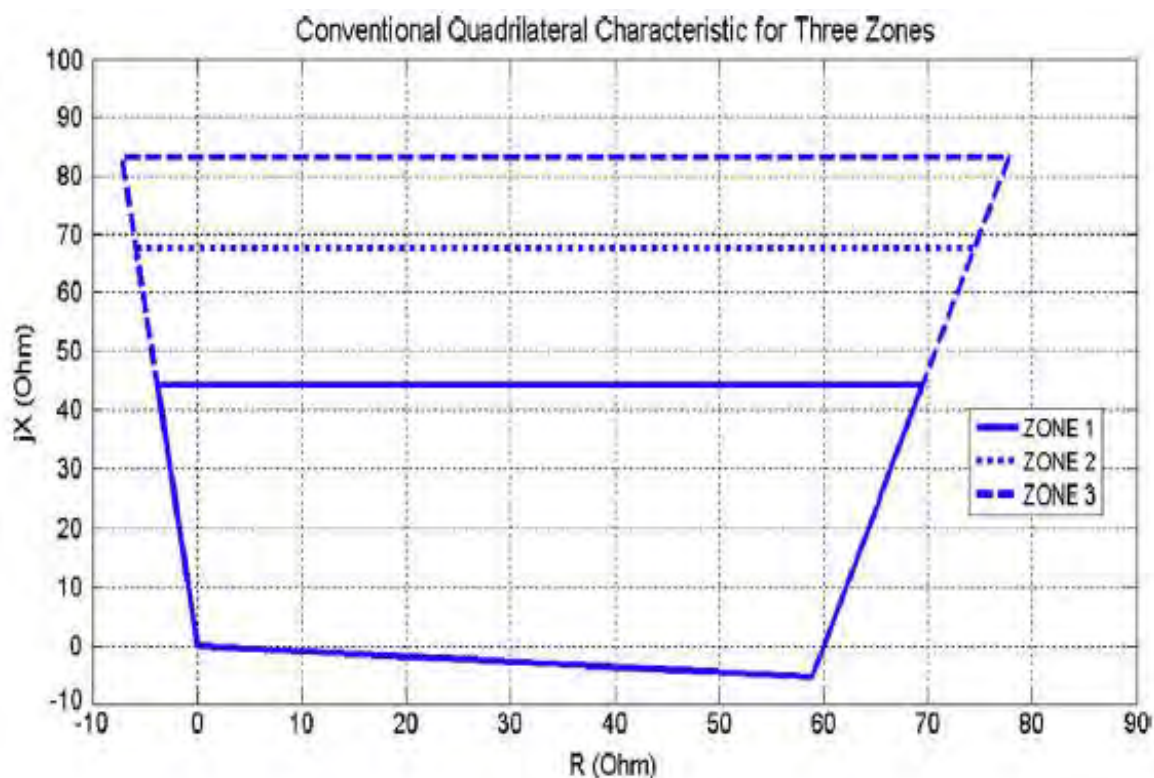
Figura 3 Diagrama R-X con Característica Cuadrilateral del Relé de Distancia



Fuente: Elaboración propia con base en (Horowitz & Phadke, 2014)

2.1.5.1 Ajuste de la Característica Cuadrilateral. Según el autor (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015), para realizar un ajuste de la zona cuadrilateral se debe tener un ajuste inicial para las tres zonas de protección de modo que este sea el ajuste base como se puede denotar en la Figura 4.

Figura 4 Característica Inicial del Relé



Fuente: (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015)

Posteriormente se realizan las simulaciones de falla línea a tierra para poder realizar los recortes de las zonas de protección, según la localización de las fallas simuladas, en las siguientes figuras se verán los recortes de las zonas de protección debido a las fallas simuladas según el autor.

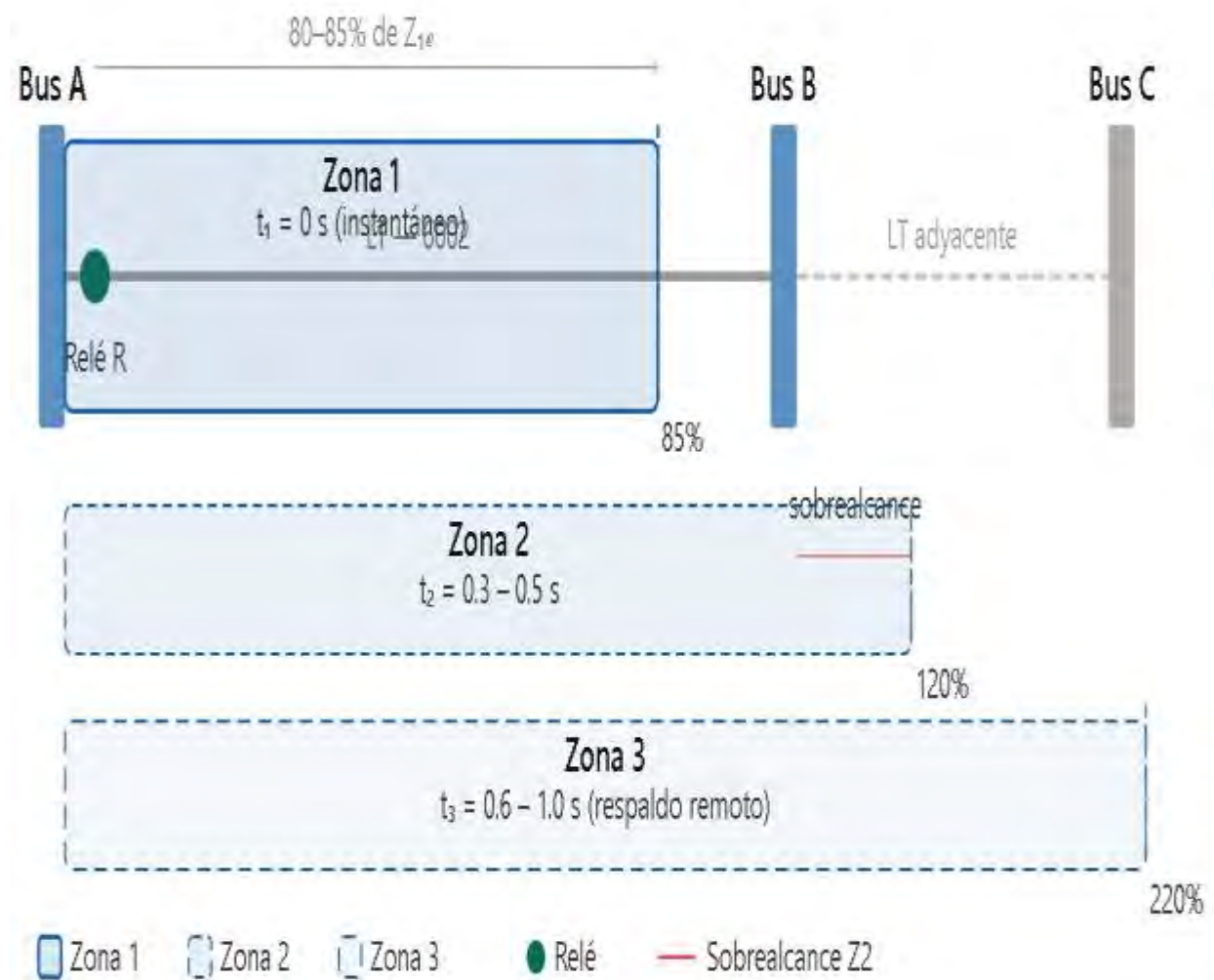
2.1.6. Zonas de Protección del Relé de Distancia

La protección de distancia establece zonas de operación escalonadas a lo largo de la línea de subtransmisión, definidas en función de la impedancia medida por el relé. Como se observa en

la Figura 5, cada zona presenta un alcance y un tiempo de operación diferente, lo que permite garantizar la selectividad del sistema de protección.

La Zona 1 opera de forma instantánea cubriendo del 80 % al 85 % de la línea protegida; la Zona 2 actúa con un retardo de tiempo cubriendo hasta el 120 % de la línea, alcanzando parte de la línea adyacente; y la Zona 3 proporciona respaldo remoto con el mayor retardo, cubriendo aproximadamente el 220 % (Horowitz & Phadke, 2014).

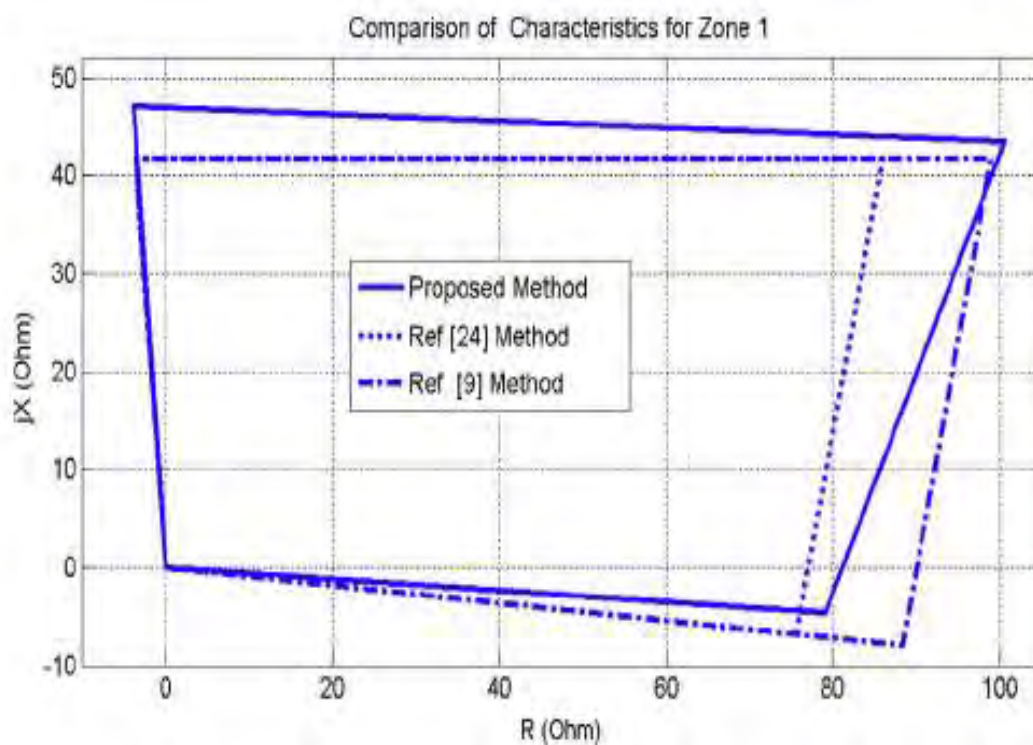
Figura 5 Zonas de Protección del Relé de Distancia



Fuente: Elaboración propia con base en (Horowitz & Phadke, 2014)

Como se puede el ver (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015) da mención de la regulación de las zonas de protección según a las fallas que se susciten en el relé de protección de distancia con la finalidad de tener una óptima selectividad en las zonas de protección.

Figura 6 Regulación de la Zona 1 de Protección



Fuente: (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015)

2.1.7. Coordinación del Sistema de Protección

La coordinación del sistema de protección tiene como objetivo garantizar que, ante la ocurrencia de una falla, el elemento de protección más cercano al punto de falla opere en primer lugar, y solo en caso de que este falle, actúe el siguiente relé en la jerarquía de protección. Este principio se conoce como protección primaria y protección de respaldo (Anderson, 1999).

En el caso de la línea de subtransmisión LT-6002, objeto de la presente investigación, la correcta coordinación entre el relé de distancia y el relé de sobrecorriente adquiere especial importancia debido a su influencia directa sobre el índice de confiabilidad del sistema de protección. Una coordinación deficiente puede generar disparos intempestivos o fallas no despejadas dentro de los tiempos establecidos, afectando la continuidad del servicio y reduciendo la confiabilidad global de la línea. En este contexto, el análisis y optimización de los ajustes de protección constituyen una estrategia fundamental para mejorar el desempeño operativo de la LT-6002 y garantizar una respuesta adecuada ante condiciones de falla.

2.1.7.1 Criterios de Coordinación. Los criterios fundamentales de coordinación establecen que el relé de protección principal debe operar antes que el relé de respaldo (Horowitz & Phadke, 2014); debe existir un margen de tiempo adecuado entre la operación del relé principal y el relé de respaldo, denominado intervalo de coordinación de tiempos (CTI), el cual garantiza la selectividad del sistema ante fallas (Anderson, 1999); las zonas de protección no deben solaparse de manera que generen operaciones incorrectas, asegurando que cada zona actúe únicamente sobre el elemento que le corresponde proteger (IEEE, 2015) y los ajustes de impedancia de cada zona deben considerar los parámetros reales de la línea, incluyendo su impedancia de secuencia positiva, longitud y condiciones de operación del sistema (Glover, Sarma, & Overbye, 2012).

2.1.8. Confiabilidad del Sistema de Protección

Según (Billinton & Allan, Reliability Evaluation of Power Systems (2nd ed.), 1996), la confiabilidad del sistema de protección se define como la capacidad del sistema para cumplir con su función de suministro de energía bajo condiciones establecidas durante un periodo determinado. En el contexto de los sistemas de protección, esta confiabilidad no solo implica la disponibilidad del sistema para operar ante una falla, sino también su capacidad para actuar de manera correcta, selectiva y oportuna, evitando desconexiones innecesarias y asegurando la continuidad del servicio eléctrico. De este modo, la confiabilidad de los sistemas de protección se convierte en un componente esencial de la seguridad operativa del sistema eléctrico, ya que influye directamente en la reducción de interrupciones, la adecuada coordinación de protecciones y la mejora del índice de confiabilidad.

2.1.8.1 Índice de Confiabilidad del Sistema de Protección. Para evaluar la confiabilidad de una protección se puede usar la probabilidad de una operación correcta que será:

$$P_C = \frac{N_C}{N_C + N_I}$$

Donde:

- Pc: Índice de desempeño de la protección.
- Nc: Número de eventos con operación correcta de la protección.
- Ni: Número de eventos con operación incorrecta de la protección.

2.1.8.2 Interpretación del Índice de Confiabilidad del Sistema de Protección. Se define como operación correcta (Nc) cuando el relé actúa de la manera esperada ante una condición de falla dentro de su zona de protección. Se define como operación incorrecta (Ni) cuando el relé actúa ante una condición que no corresponde a una falla real en su zona asignada (disparo indebido) o cuando no actúa ante una falla real dentro de su zona (falla no despejada), según lo indicado por (Anderson, 1999).

Tabla 8 Evaluación del Índice Según Nivel de Confiabilidad

Nivel	Rango Pc	Interpretación
Alto	$\geq 95\%$	Sistema confiable
Medio	80% — 94%	Requiere revisión
Bajo	$< 80\%$	Intervención urgente

Fuente: Elaboración propia basada en (IEEE, 2000)

Para la interpretación del Índice de Confiabilidad de la Protección (Pc), se procedió a realizar una baremación de la variable en tres niveles de desempeño (Alto, Medio y Bajo). La definición cualitativa de cada nivel se fundamenta en los conceptos de confiabilidad, seguridad y dependeabilidad descritos en la norma (IEEE, 2000), mientras que los rangos numéricos han sido parametrizados por el investigador de acuerdo con los criterios de tolerancia operativa aceptados en los sistemas eléctricos de potencia.

2.1.8.3 Energía Esperada no Suministrada. La energía esperada no suministrada (EENS), representa la energía que se esperaba suministrar, pero no fue entregada debido a fallas en el sistema de protección y este se calcula como el producto de la tasa de falla, duración promedio de interrupción y potencia interrumpida (IEEE, 2006).

$$EENS = \lambda * r * P * T$$

Donde:

- $EENS$: Energía Esperada no Suministrada (MWh/año)
- λ : Tasa de falla de la línea (fallas/año)
- r : Duración promedio de interrupción (horas/falla)
- P : Potencia promedio interrumpida (MW)
- T : Periodo de análisis (horas/año)

Calculo λ por año

$$\lambda = N^{\circ} \text{ fallas} / 1 \text{ año}$$

Calculo $EENS$ para periodo anual

$$EENS = \lambda * r * P$$

Cálculo del costo económico

$$\text{Costo} = EENS * \text{Tarifa} (\$/./KWh)$$

Fuente: (Billinton & Allan, Reliability Evaluation of Power Systems (2nd ed.), 1996)

2.2 Marco Normativo

2.2.1. Normas Técnicas Internacionales (IEEE)

Tabla 9 Normas técnicas internacionales

Norma	Aplicación
IEEE Std C37.2 (2008)	Nomenclatura de funciones de protección (21/51)
IEEE Std C37.113 (2015)	Ajustes de zonas de relés de distancia, sobrealcance, característica cuadrilateral
IEEE Std 762 (2006)	Definición y cálculo de EENS
ANSI/IEEE Std 100 (2000)	Definición de confiabilidad, dependabilidad y seguridad

Fuente: *Elaboración propia*

2.2.2. Normativa Nacional Peruana

Tabla 10 Normativa nacional

Norma	Aplicación
Código Nacional de Electricidad (CNE)	Requisitos técnicos de diseño y operación de líneas de subtransmisión
Procedimientos técnicos del COES	Criterios de ajuste y coordinación de protecciones del SEIN
Resolución Osinergmin N° 048-2025-OS-CD	Costo de Racionamiento para valorización de la EENS
ANSI/IEEE Std 100 (2000)	Definición de confiabilidad, dependabilidad y seguridad

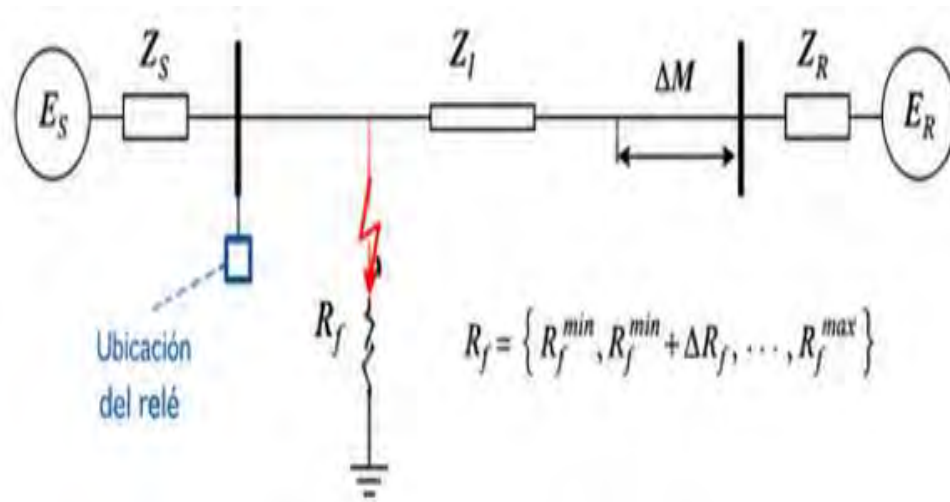
Fuente: *Elaboración propia*

2.3 Estado de Arte

2.3.1. Técnica de Barrido de Fallas

(Arash Samadi, 2025) aborda el problema del desempeño inadecuado de los relés de distancia en la zona 1, el cual se ve afectado por variables como la resistencia de falla, topología de la red y las condiciones de carga previas a la falla, dichos factores modifican la impedancia aparente vista por el relé y pueden generar sobrealcance o subalcance. Para evaluar el comportamiento del relé de distancia ante diferentes condiciones operativas, el autor (Arash Samadi, 2025) simula múltiples escenarios de falla en distintos puntos de la línea de subtransmisión considerando variaciones en la resistencia de falla y condiciones de carga previas. Para cada escenario se calcula la impedancia aparente observada por el relé. Dichos valores obtenidos son representados en el plano R–X, conformando un conjunto de impedancias asociadas a los diferentes estados de la red. Según el autor (Arash Samadi, 2025) para generar cada Z_{tg}^i se genera mediante simulación de fallas a lo largo de la línea protegida variando la posición ΔM desde M_{min} hasta M_{max} y en cada punto, varia la resistencia de falla (R_f) desde R_f^{min} hasta R_f^{max} en pasos ΔR_f .

Figura 7 Diagrama del sistema de protección

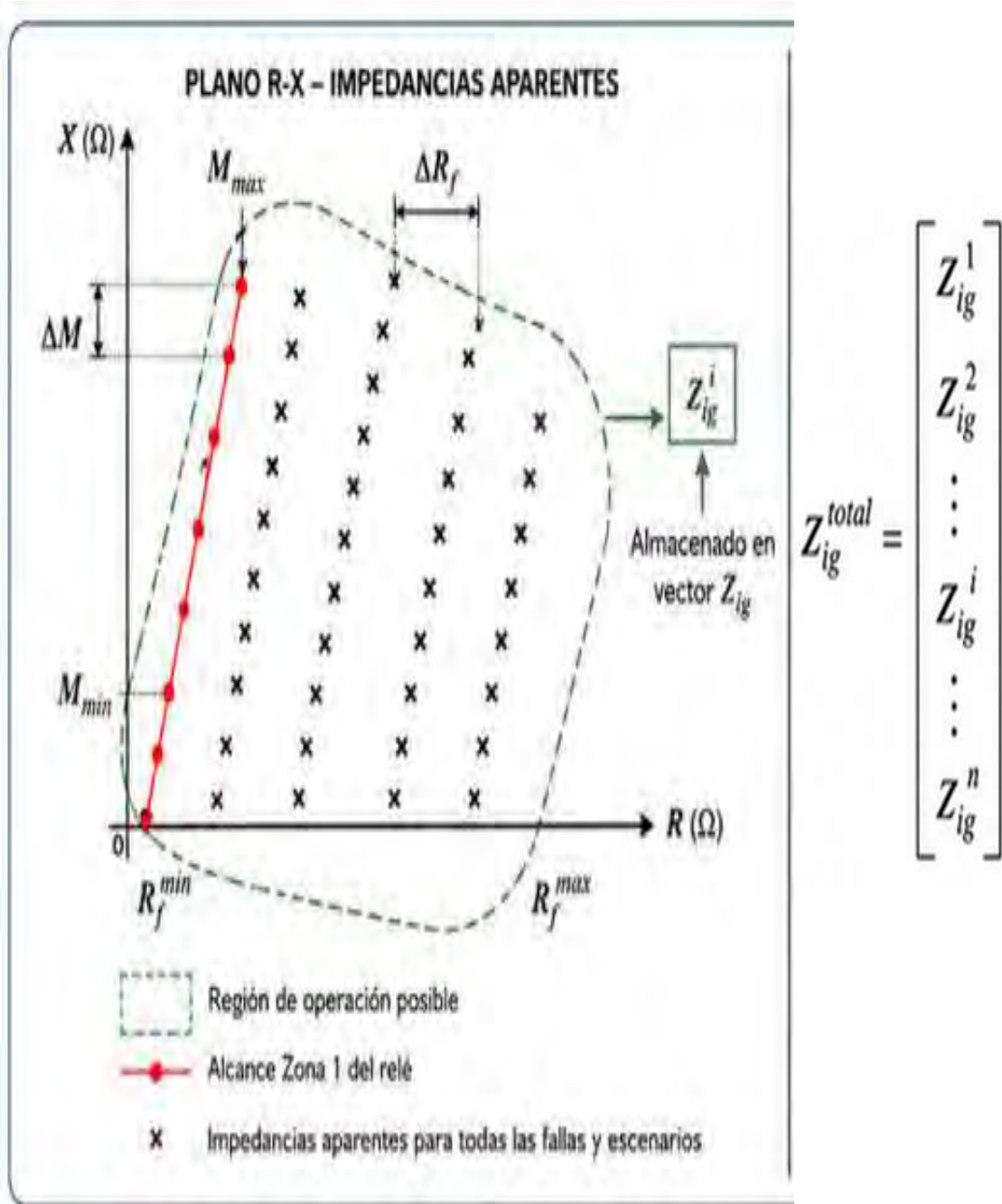


Fuente: (Arash Samadi, 2025)

La Figura 8, muestra la distribución de impedancias aparentes observadas por el relé de distancia para diferentes escenarios de falla. Cada punto representa una condición de operación evaluada considerando variaciones en la topología del sistema, carga previa a la falla y

resistencia de falla. Después a partir de la técnica de barrido de fallas se determina la zona de protección para el alcance óptimo de la Zona 1.

Figura 8 Impedancias Aparentes en Plano R-X



Fuente: (Arash Samadi, 2025)

La matriz Z_{ig}^{total} , corresponde a la formulación vectorizada de las impedancias objetivo (Z_{ig}), que se construye concatenando el vector de impedancias objetivo de cada estado de red de forma matricial.

Donde:

- Z_{ig}^{total} : vector total de impedancias objetivo
- Z_{ig}^1 : vector de impedancias objetivo del primer estado de red
- Z_{ig}^i : vector correspondiente al i-esimo estado de red
- Z_{ig}^n : vector del último estado de red analizado
- n : número total de impedancias generadas, resultado de combinar todos los escenarios y fallas.

Del estudio se concluye que los sistemas de protección de distancia presentan limitaciones cuando enfrentan cambios operativos de la red eléctrica. La metodología propuesta demuestra que la aplicación de la técnica de barrido de fallas permite optimizar el alcance de la Zona 1 del relé, reduciendo errores de operación y mejorando la respuesta del sistema de protección.

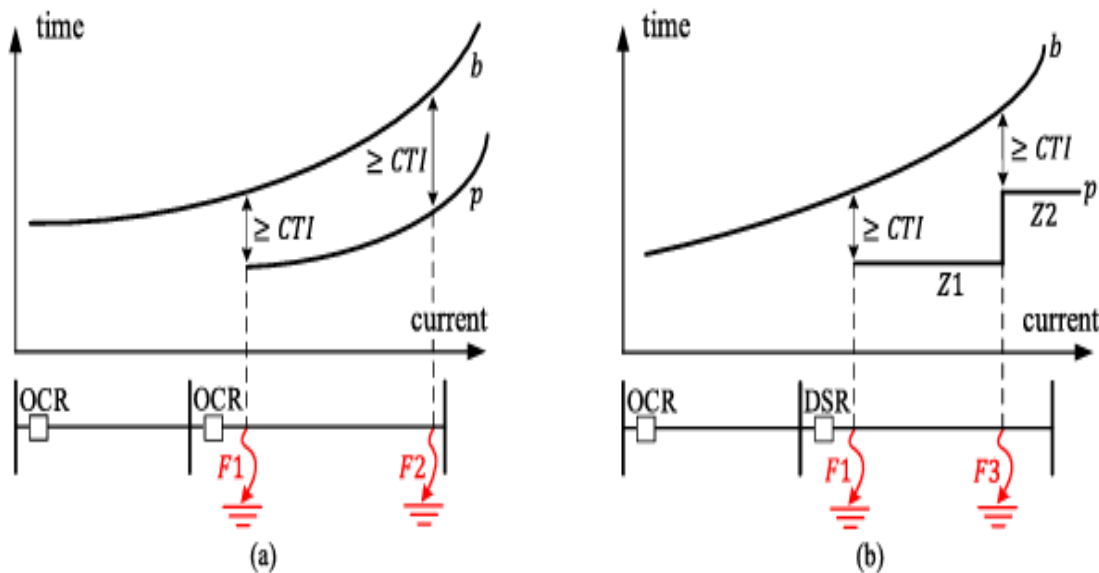
Respecto a nuestra investigación, este antecedente sirve como referencia para analizar el comportamiento del relé de distancia bajo diferentes escenarios simulados y evaluar ajustes orientados a limitar la cobertura de la Zona 1 cuando sea necesario, evitando operaciones indebidas y contribuyendo al incremento del índice de confiabilidad del sistema de protección. En consecuencia, el estudio constituye una base técnica para futuras propuestas orientadas a optimizar el desempeño del esquema de protección de la LT-6002.

2.3.2. Coordinación entre el Relé de Sobrecorriente y Relé de Distancia

El problema central que aborda esta investigación es que los cambios en la topología de la red eléctrica, como la salida de líneas por mantenimiento o fallas, alteran las corrientes de falla que fluyen a través de los relés. Estos cambios pueden causar descoordinación entre pares OCR-OCR y OCR-DSR, comprometiendo la selectividad y confiabilidad del sistema de protección. Los autores (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015) indican que para lograr una coordinación adecuada entre ambos tipos de relé, deben considerarse variables como el tiempo de sobrealcance del relé y los tiempos de operación del interruptor, factores que garantizan la correcta actuación entre protección primaria y de respaldo. La Figura 9 muestra el principio de coordinación entre dispositivos de protección principales y de respaldo. En el esquema a)

coordinación entre OCR–OCR y esquema b) coordinación entre OCR–DSR, se establece que el dispositivo de respaldo debe actuar únicamente cuando la protección principal no despeja la falla dentro del tiempo establecido.

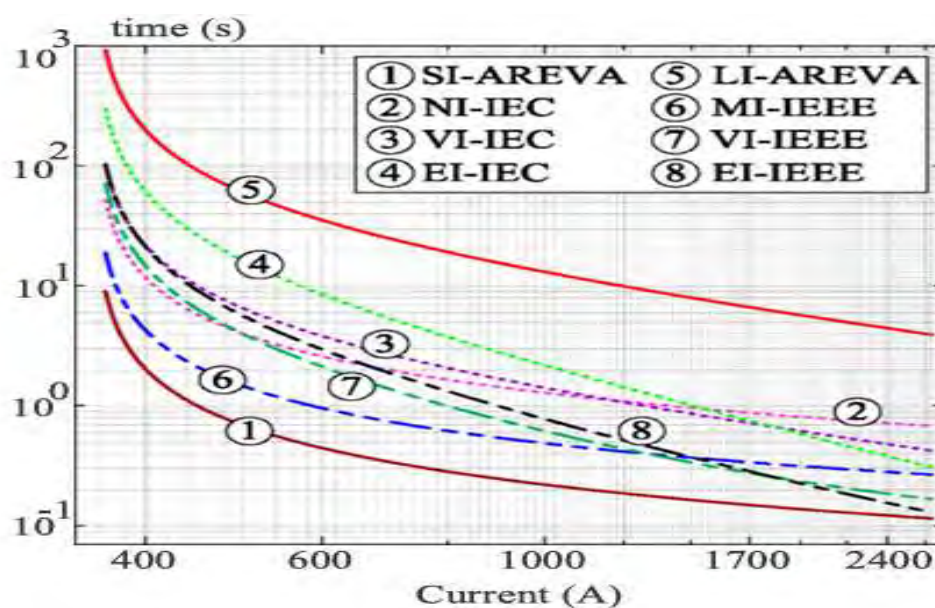
Figura 9 Coordinación para a) OCR-OCR y b) OCR-DSR



Fuente: (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015)

La Figura 10 muestra el tiempo de operación en función de la corriente de falla (eje X) para ocho tipos de curvas características normalizadas de relés de sobrecorriente, se observa que, para un mismo valor de corriente de falla, cada curva produce un tiempo de disparo distinto.

Figura 10 Curvas Características de los Relés de Sobrecorriente

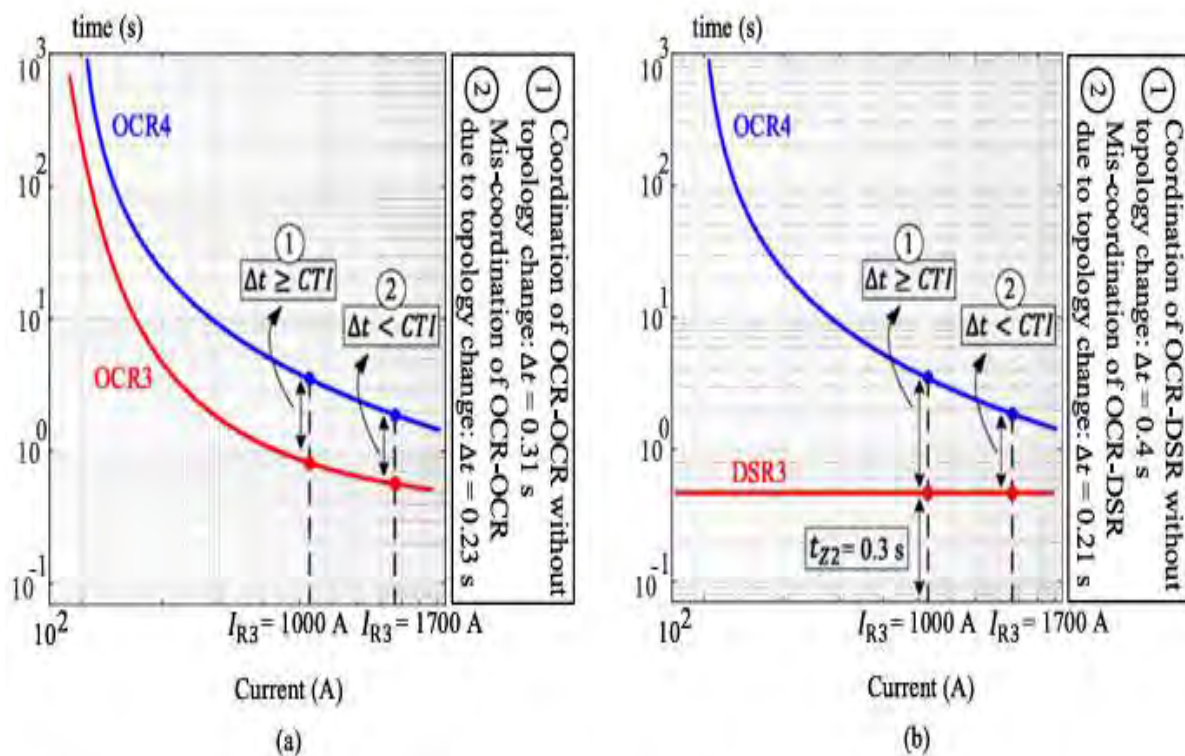


Fuente: (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015)

El método propuesto se basa en el concepto de grupos de ajuste (Setting Groups - SG) para la coordinación de OCR y DSR, que se agrupan en distintas topologías de la red y están preconfigurados en la memoria de los relés, esta consiste en revisar los ajustes de los relés de distancia y sobrecorriente, comparando las curvas de operación.

Esto permitirá visualizar gráficamente el margen de coordinación entre el esquema propuesto y los relés de sobrecorriente existentes en cada alimentador, replicando el enfoque de curvas superpuestas que usa el estudio para demostrar coordinación o descoordinación entre dispositivos.

Figura 11 Descoordinación por Cambios en la Topología de la Red: (a) Descoordinación OCR-OCR; (b) Descoordinación OCR-DSR.



Fuente: (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015)

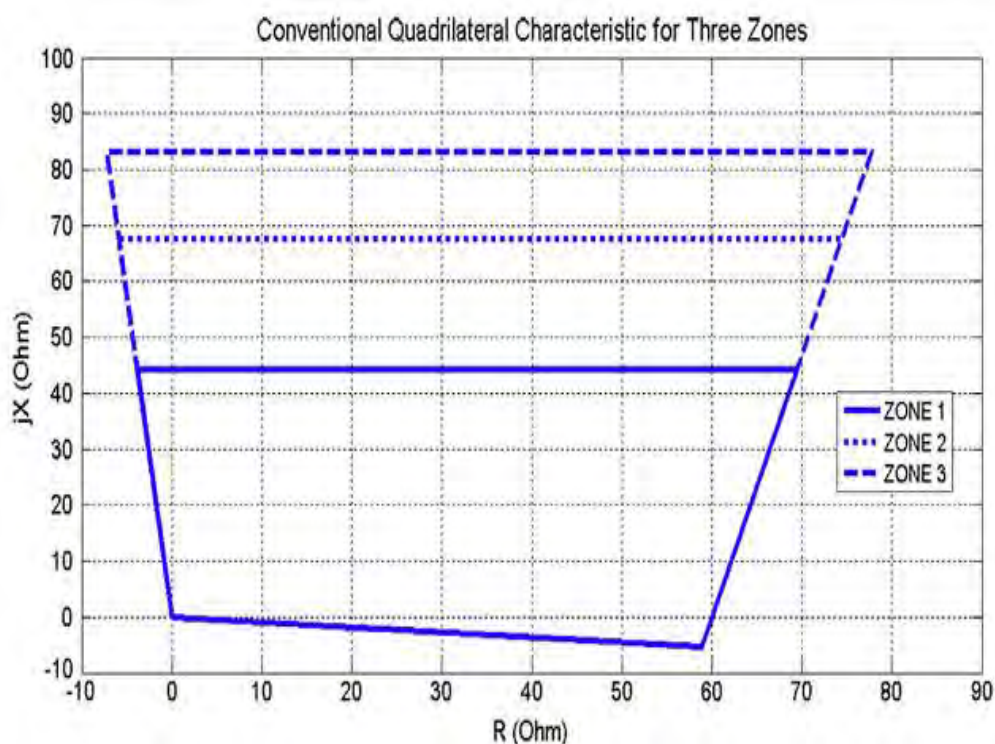
Este artículo aporta a la tesis sobre la LT-6002 los siguientes elementos: fundamento teórico sólido sobre la coordinación OCR-DSR, metodología para identificar y cuantificar la descoordinación, criterios técnicos para el reajuste de parámetros de protección y evidencia científica internacional de que el reajuste coordinado de los parámetros de relés mejora significativamente el desempeño operativo del sistema de protección y también sirve como referencia metodológica para la construcción de nuestras gráficas comparativas de

coordinación entre relés de sobrecorriente de los alimentadores Santa María, Uripata, Chahuares y el relé de distancia.

2.3.3. Característica Cuadrilateral del Relé de Distancia

Los autores (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015) resaltan que los cambios topológicos del sistema originados por salidas de generadores o líneas de subtransmisión, ya sean programadas o por falla, también modifican la impedancia aparente vista por el relé, debido a la variación de las corrientes de aporte (infeed). Como principal contribución, los autores desarrollan un método que contiene criterios de sensibilidad y selectividad en zonas de protección, para determinar de forma óptima la característica cuadrilateral del relé de distancia. Dicha metodología se basa en la simulación de fallas en varios puntos de la línea principal y en la obtención de una característica cuadrilateral inicial mediante ajustes actuales y finalmente la optimización de la característica cuadrilateral para la zona 1, zona 2 y zona 3. En la Figura 12, se observa la característica cuadrilateral inicial del relé de distancia, que según los autores (Mohajeri S. S., 2015) para realizar un ajuste de la zona cuadrilateral, se debe tener un ajuste inicial para las tres zonas de protección.

Figura 12 Característica cuadrilateral inicial del relé de distancia



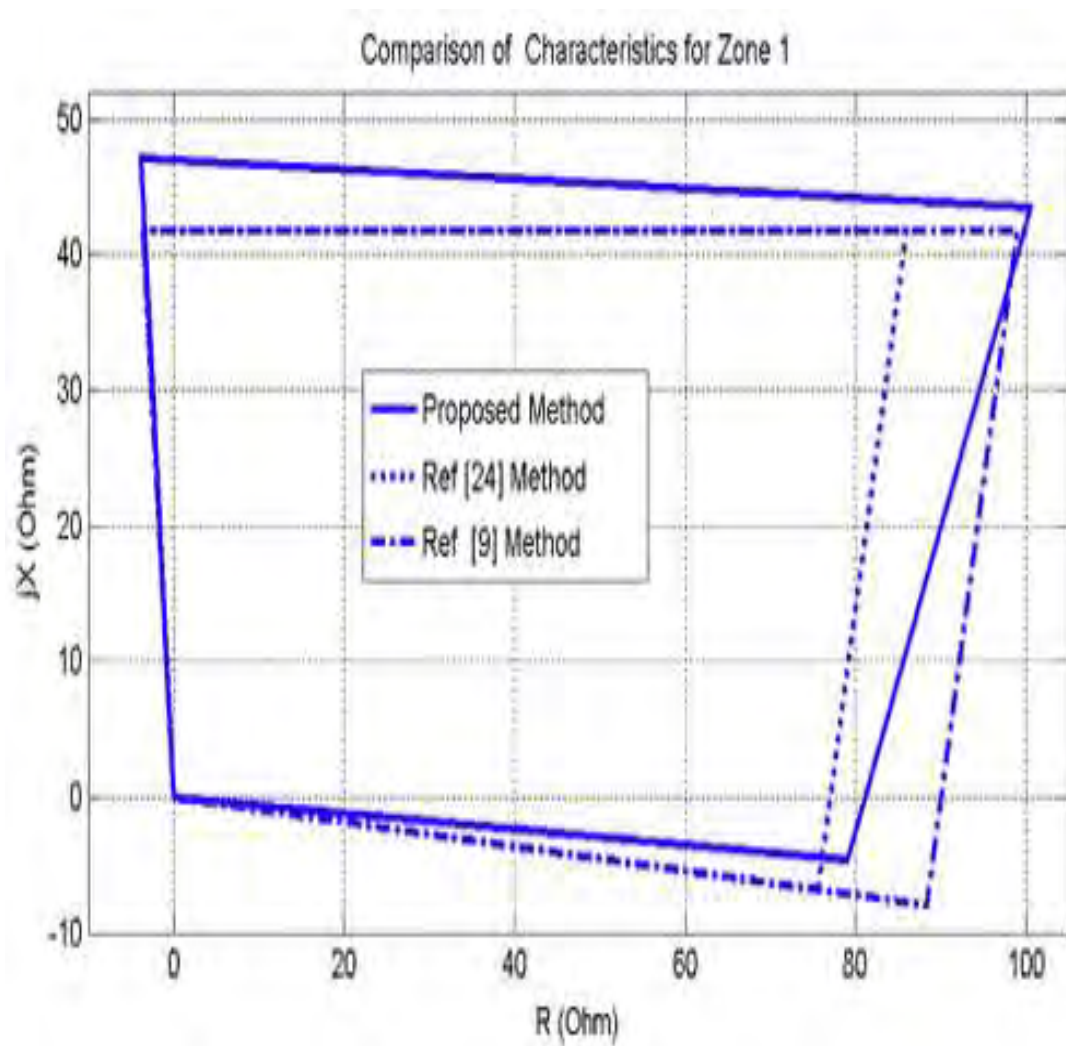
Fuente: (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015)

Tabla 11 Resistencias de Fallas por Fase a Tierra y Probabilidades

$R_f (\Omega)$	0	2	5	10	20	30
Probability	0.067	0.15	0.205	0.166	0.111	0.083

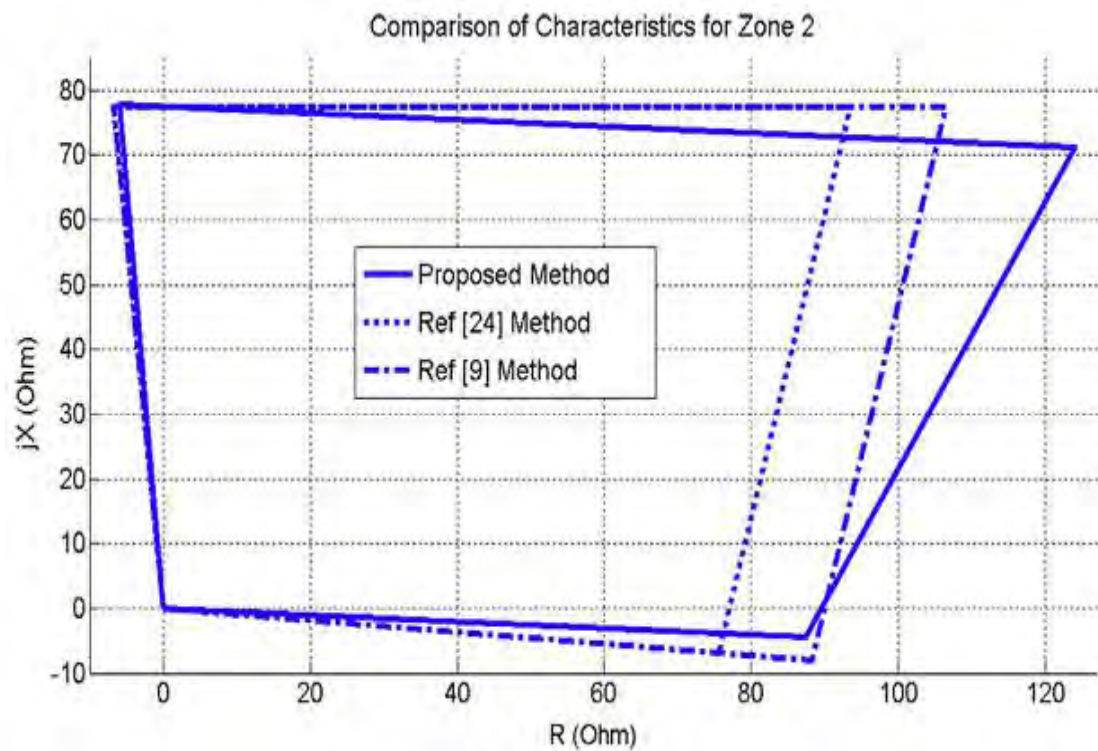
Fuente: (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015)

En la Figura 13, Figura 14 y Figura 15, según los autores (Mohajeri S. S., 2015) hacen mención a la regulación de las zonas de protección según las fallas suscitadas en el relé de protección de distancia a fin de obtener una óptima selectividad en las zonas de protección.

Figura 13 Característica Cuadrilateral Propuesta para Zona 1

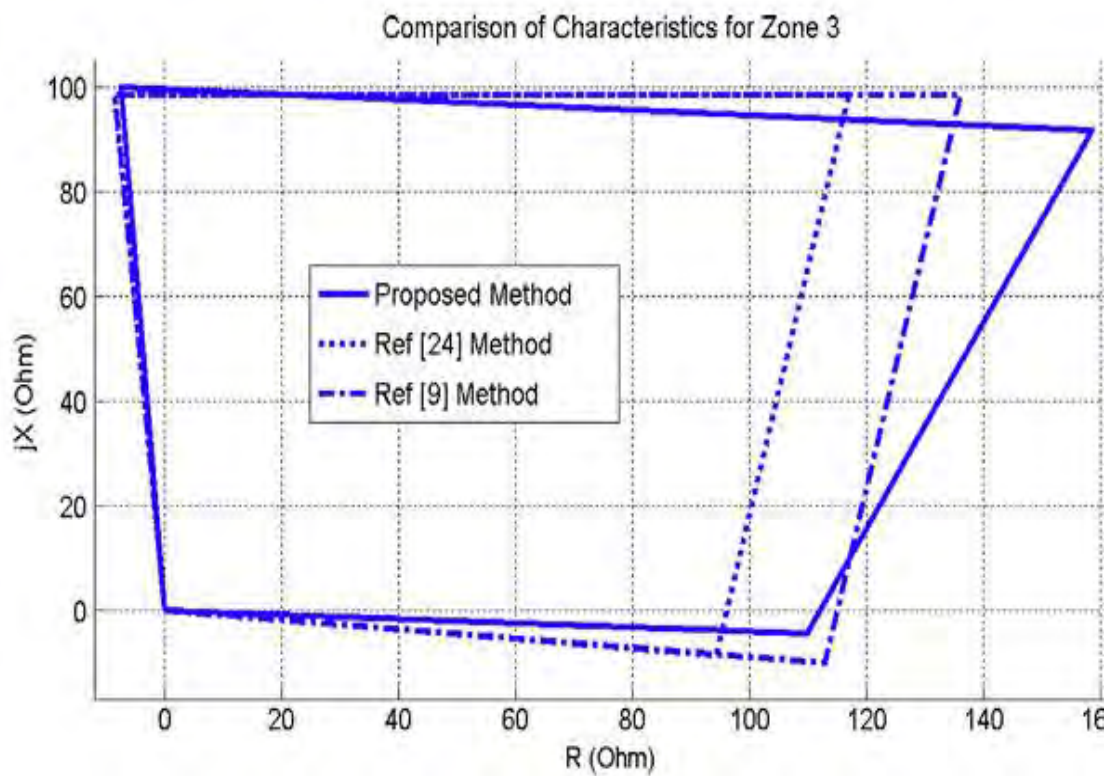
Fuente: (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015)

Figura 14 Característica Cuadrilateral Propuesta para Zona 2



Fuente: (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015)

Figura 15 Característica Cuadrilateral Propuesta para Zona 3



Fuente: (Mohajeri, Seyedi, & Sabahi, 2015)

Del estudio se concluye que los resultados obtenidos mostraron que en la zona 1 se obtiene un mayor alcance reactivo, reduciendo la probabilidad de pérdida de sensibilidad; mientras que en las zonas 2 y 3 se logra un alcance mejor ajustado que evita el sobrealcance.

2.3.4. Análisis General de las Investigaciones Revisadas

A partir del análisis desarrollado, se observó que las tres investigaciones revisadas sobre protección de distancia se orientan hacia la optimización del alcance de las zonas de protección. Sin embargo, el estudio de (Arash Samadi, 2025) presenta mayor relación con la presente tesis, debido a que sirve para analizar el comportamiento de las impedancias aparentes observadas por el relé durante diferentes escenarios simulados.

En ese contexto, la presente investigación se desarrolla una evaluación aplicada al sistema de protección de la LT-6002. En una primera etapa se representa gráficamente la característica cuadrilateral correspondiente a la condición actual del relé de distancia, posteriormente, se realiza una evaluación de coordinación entre la protección de la LT-6002 y los alimentadores de media tensión Santa María, Uripata y Chahuares, después de ello se plantea la reducción de la característica cuadrilateral de las zonas de protección de distancia mediante el método de barrido de fallas, con el objetivo de mejorar la coordinación entre la LT-6002 y los alimentadores de media tensión.

CAPÍTULO III: EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL

3.1. Introducción

En este capítulo se desarrolla el estudio de la condición actual del sistema de protección de la línea de subtransmisión LT-6002, centrándose en la identificación y análisis de las principales causas de fallas registradas en los alimentadores de La Convención. Dichas fallas han generado incidencias que afectan directamente la confiabilidad del sistema de protección, por lo que resulta necesario examinar sus características y limitaciones.

Para comprender el origen de las deficiencias, se parte del análisis de la información presentada en la Tabla 6 y Tabla 7, donde se detallan la frecuencia de fallas, sus causas, la zona comprometida, el origen y la duración de cada evento. A partir de esta base, se recurre al uso del software especializado PowerFactory (versión 2021 SP2), herramienta dedicada a la simulación de sistemas eléctricos. Este programa permite reproducir el comportamiento de la red en condiciones normales y durante contingencias, procesando señales de tensión y corriente, así como evaluando las oscilaciones que se presentan frente a cortocircuitos y otros disturbios, lo cual proporciona información técnica clave para el diagnóstico.

De manera complementaria, se presenta la descripción general del sistema eléctrico en estudio, resaltando sus principales características y configuraciones, así como el detalle de los mecanismos de protección actualmente implementados. Esta información sirve de soporte para evaluar de manera integral la situación del sistema.

Finalmente, con el conocimiento de la red y sus esquemas de protección, se realiza un análisis crítico de la problemática tomando como referencia los eventos ocurridos entre los años 2020 y 2024. Los datos empleados provienen de la empresa concesionaria ELECTRO SUR ESTE S.A.A., lo que otorga confiabilidad a la investigación. Este capítulo busca, en consecuencia, no

solo describir el estado actual del sistema, sino también generar los insumos necesarios para plantear mejoras que incrementen su índice de confiabilidad.

3.2. Descripción del Sistema Eléctrico en Estudio

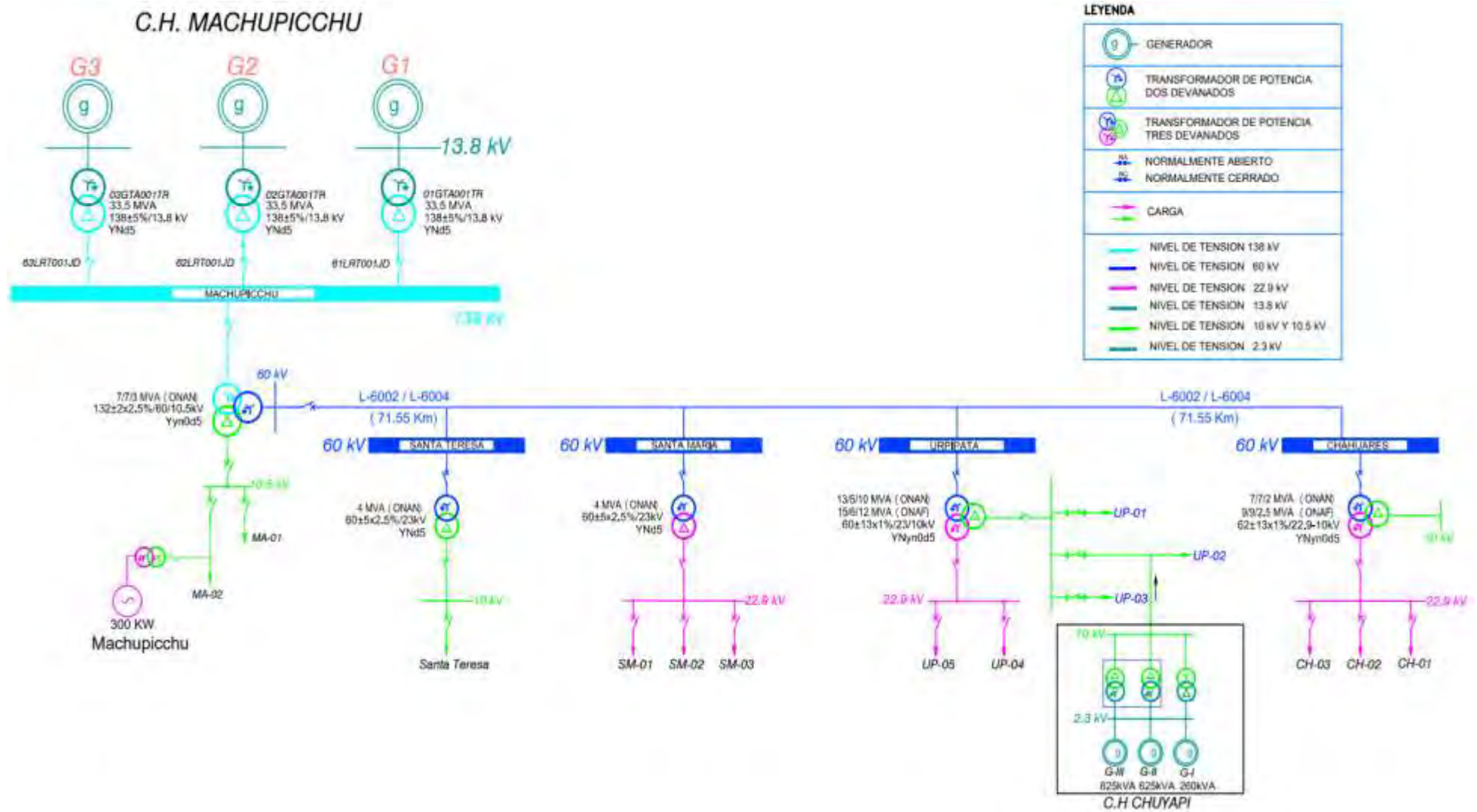
El sistema eléctrico en estudio corresponde a la Línea de Subtransmisión LT-6002, perteneciente a Electro Sur Este S.A.A. (ELSE), la cual tiene como función principal transportar la energía eléctrica generada en la Central Hidroeléctrica de Machupicchu hacia los centros de consumo ubicados en la provincia de La Convención, región Cusco.

La LT-6002 constituye la única vía principal de subtransmisión de energía hacia la provincia de La Convención, lo que la convierte en un punto de alta criticidad para la confiabilidad y seguridad eléctrica.

Debido a su topología radial, cualquier falla que no sea despejada selectivamente puede generar interrupciones masivas de suministro, con impacto directo en actividades residenciales, agrícolas, comerciales e industriales de la región. La LT-6002 empieza a la salida de la S.E. Machupicchu, que transforma la tensión 138/60/10.5 KV con tipo de conexión YnYnd5.

La tensión que circula por la LT-6002 es de 60 KV, la cual distribuye la energía a las subestaciones de Santa Teresa, Santa María, Uripata y Chahuares mediante la LT-6004. En la Figura 16, se presenta un diagrama unifilar del recorrido de la LT-6002 lo cual nos dará un enfoque más dinámico del recorrido de la línea de subtransmisión. En este gráfico se identifican claramente los parámetros de potencia en MVA de cada subestación, los acoplamientos de los transformadores y los puntos de carga asignados a cada sector alimentado.

Figura 16 Diagrama Unifilar de la LT-6002

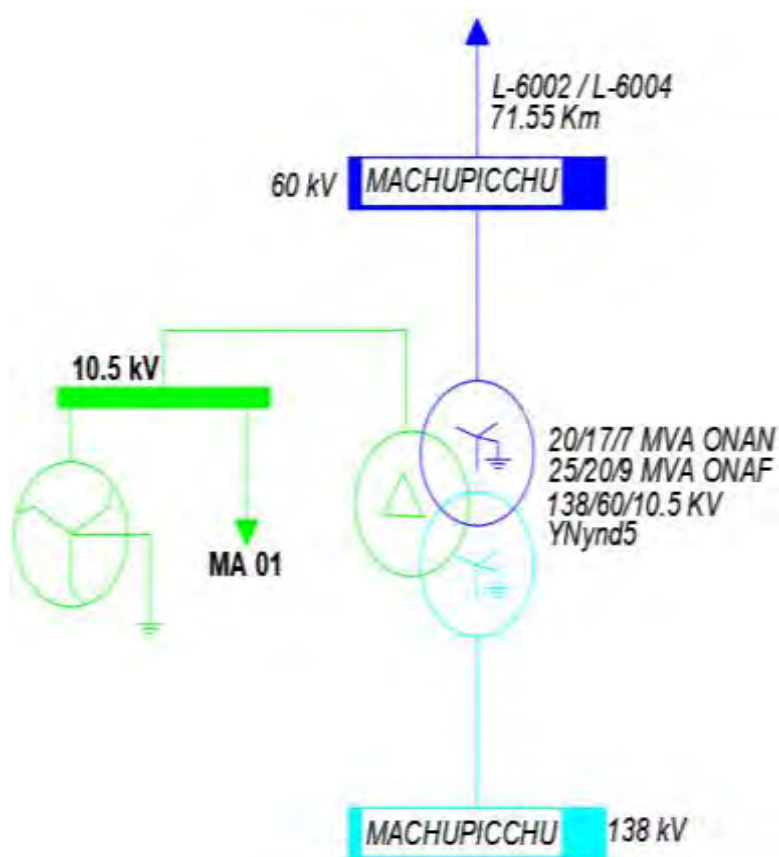


Fuente: Elaboración Propia

3.2.1. Subestación Machupicchu

La SET Machupicchu es una subestación de transformación 138/60/10.5 kV con un transformador trifásico de 20/25 MVA, que forma parte esencial del sistema de subtransmisión de la zona Cusco–Urubamba, interconectando la central hidroeléctrica Machupicchu con el sistema eléctrico nacional, como se muestra en la Figura 17, la cual nos permite tener una mejor apreciación de la subestación de Machupicchu con un diagrama unifilar.

Figura 17 Diagramas Unifilares de la SET Machupicchu



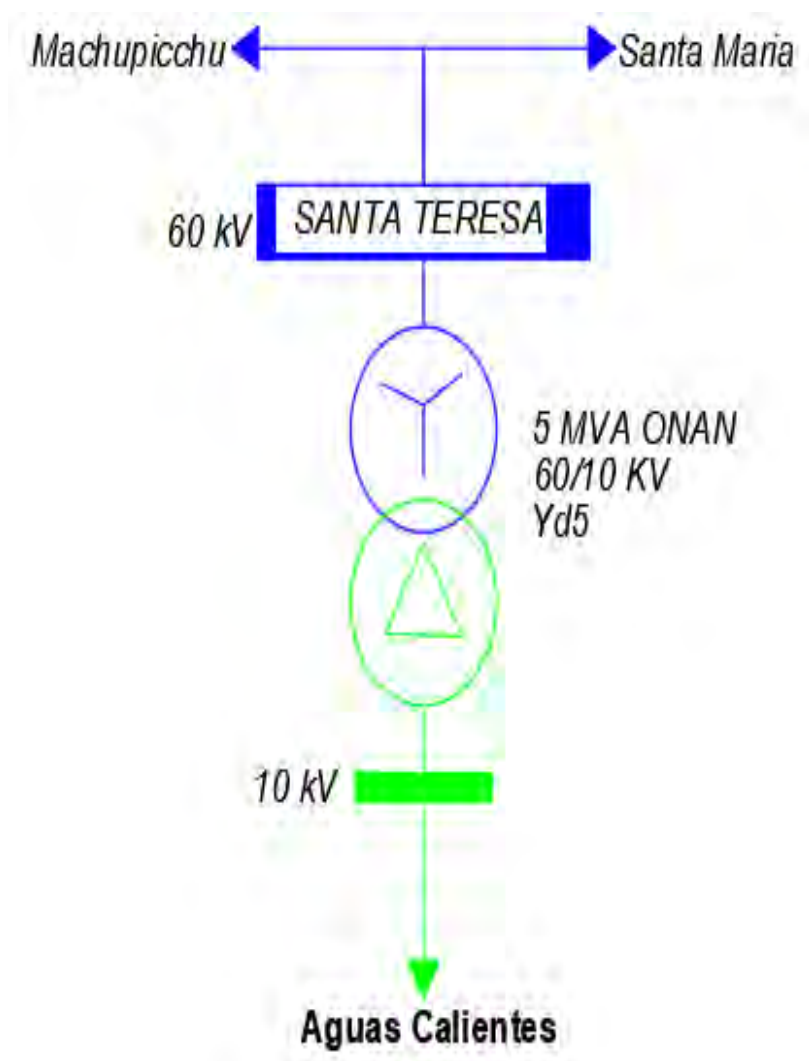
Fuente: *Elaboración Propia*

3.2.2. Subestación Santa Teresa

La SET Santa Teresa es una instalación de transformación ubicada en el distrito de Santa Teresa, provincia de La Convención – Cusco. Su función principal es recibir energía en 60 kV desde la Línea de Subtransmisión 6002 (Machupicchu – Uripata) y transformarla a 10 kV

para la distribución local. La Figura 18 nos permite tener una mejor apreciación de la subestación de Santa Teresa con un diagrama unifilar.

Figura 18 Diagramas Unifilares de la SET Santa Teresa



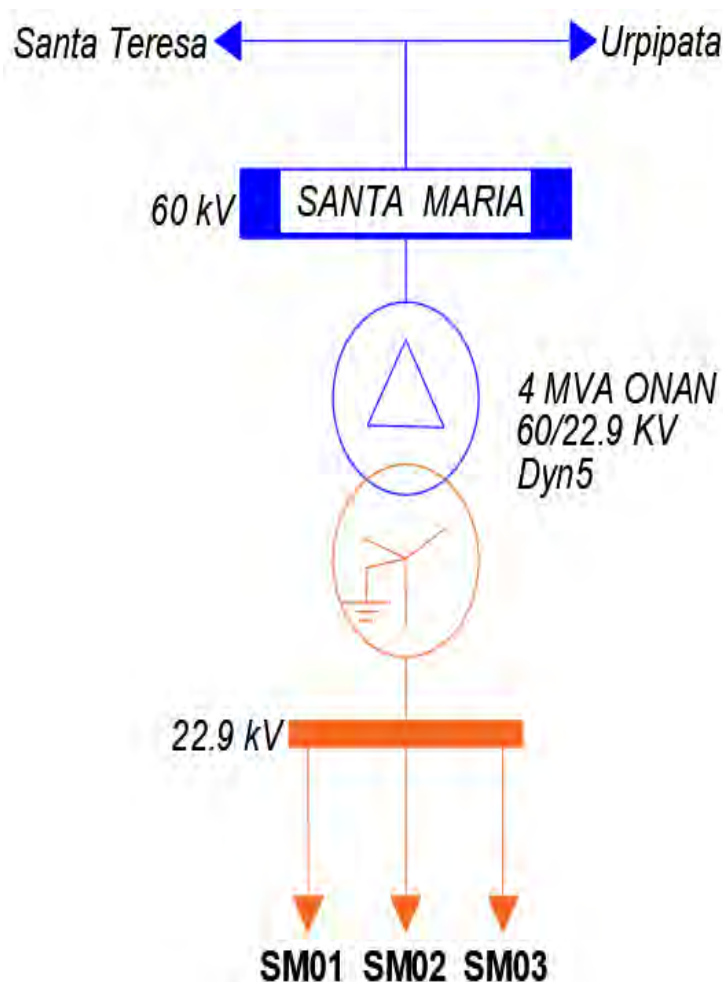
Fuente: *Elaboración Propia Base de Datos ELSE*

3.2.3. Subestación Santa María

La Subestación Eléctrica Santa María es una instalación de transformación perteneciente al sistema eléctrico de la provincia de La Convención, ubicada en el distrito de Santa María, Cusco. Su función principal es recibir energía en 60 kV a través de la Línea de Subtransmisión LT-6002 (Machupicchu – Santa Teresa – Santa María – Urpipata – Chahuares) y transformarla

a 22.9 kV, nivel adecuado para la distribución local. La Figura 19 nos permite tener una mejor apreciación de la subestación de Santa María con un diagrama unifilar.

Figura 19 Diagramas Unifilares de la SET Santa María

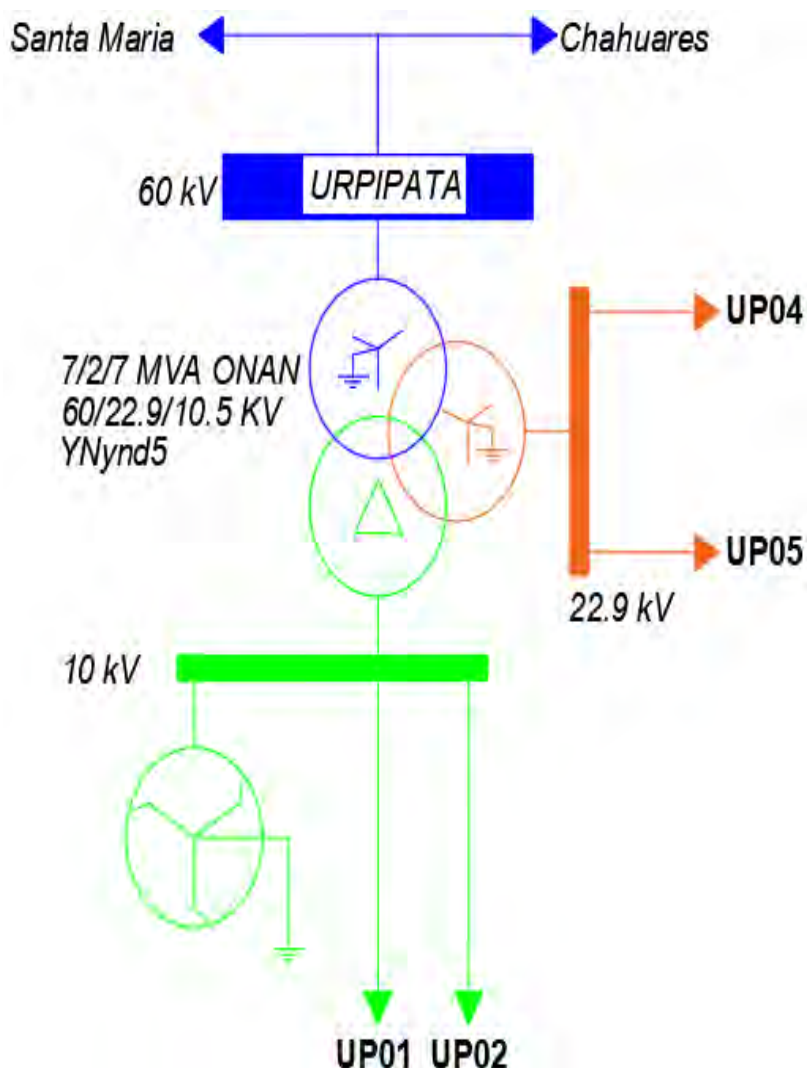


Fuente: *Elaboración Propia Base de Datos ELSE*

3.2.4. Subestación Uripata

La Subestación Eléctrica Uripata es una de las principales instalaciones del sistema eléctrico de la provincia de La Convención, ubicada en el distrito de Santa Ana, en la ciudad de Quillabamba. Esta subestación recibe energía en 60 kV desde la Línea de Subtransmisión 6002 (Machupicchu – Santa Teresa – Santa María – Uripata – Chahuares) y la transforma a 22.9 kV y 10.5 kV, niveles de tensión destinados a la distribución local. La Figura 20 nos permite tener una mejor apreciación de la subestación de Uripata con un diagrama unifilar.

Figura 20 Diagramas Unifilares de la SET Uripipata

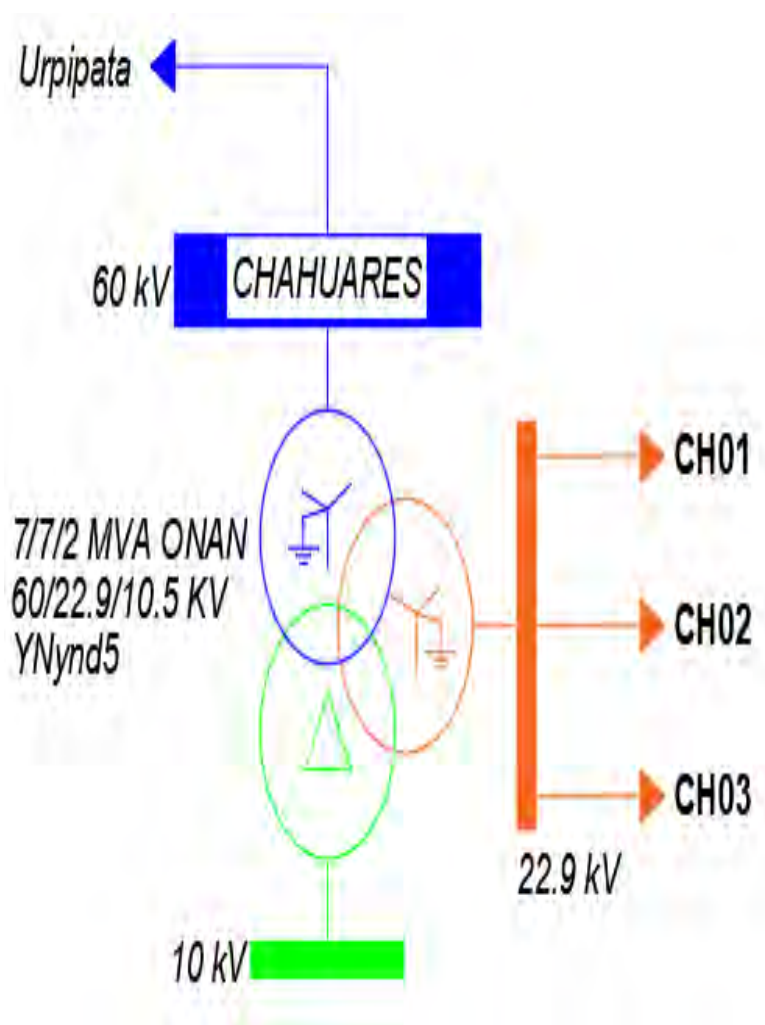


Fuente: *Elaboración Propia Base de Datos ELSE*

3.2.5. Subestación Chahuares

La Subestación Eléctrica Chahuares se ubica en el distrito de Echarati, provincia de La Convención – Cusco, y forma parte de la red de subtransmisión operada por Electro Sur Este S.A.A. (ELSE). Esta instalación recibe energía en 60 kV desde la Línea de Subtransmisión 6002 (Machupicchu – Santa Teresa – Santa María – Uripipata – Chahuares) y la transforma a 22.9 kV y 10.5 kV para su posterior distribución en la zona. La Figura 21 nos permite tener una mejor apreciación de la subestación de Chahuares con un diagrama unifilar.

Figura 21 Diagramas Unifilares de la SET Chahuares



Fuente: Elaboración Propia Base de Datos ELSE

3.3. Descripción del sistema de protección de la LT-6002

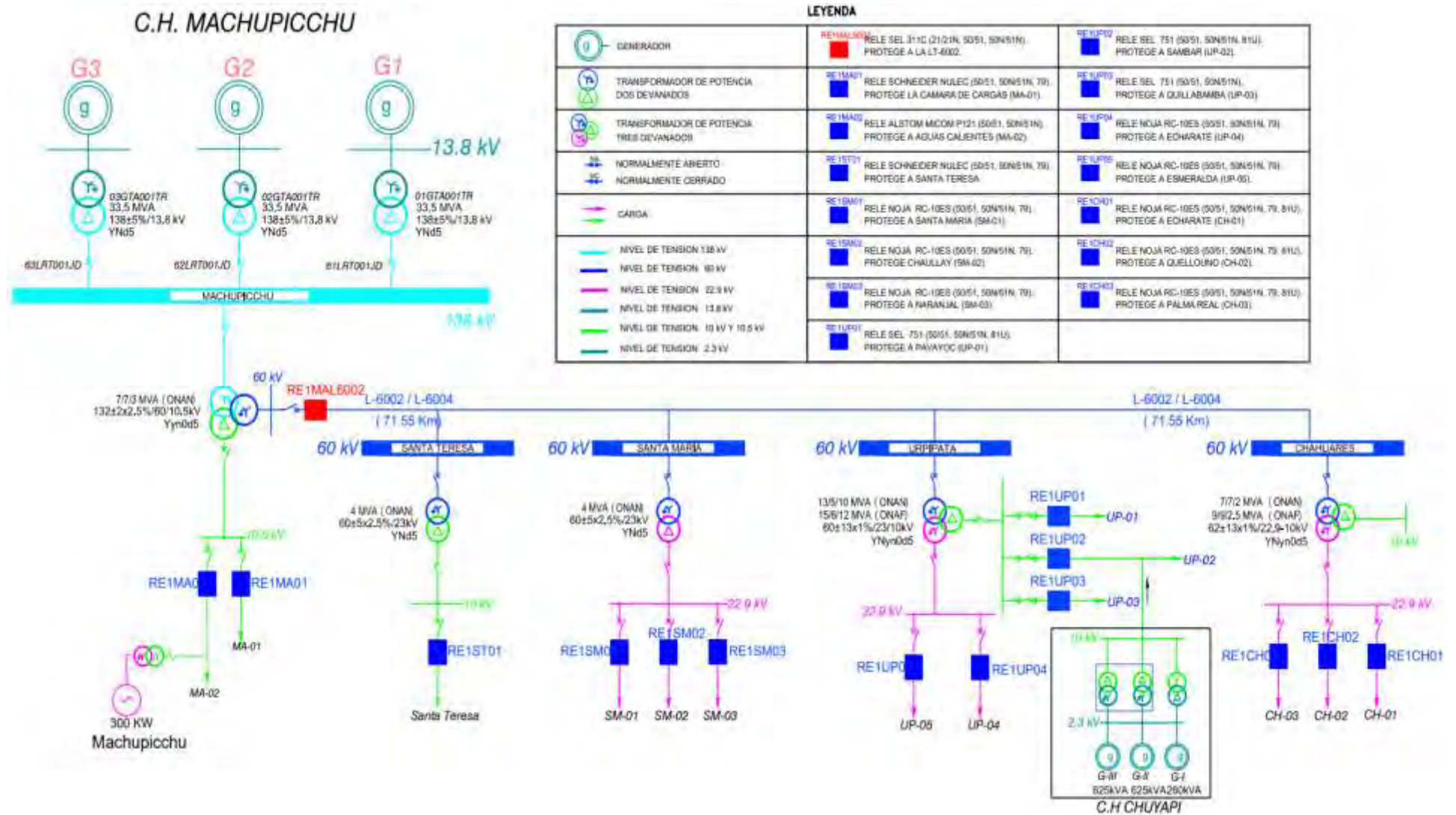
La Línea de sub subtransmisión LT-6002 transporta la energía hacia las subestaciones de Santa Teresa, Santa María, Urpipata y Chahuares, las cuales reducen la tensión a 22,9 kV y 10 kV para la distribución a los distintos alimentadores. Dado su carácter radial, la LT-6002 constituye el enlace principal entre la generación de Machupicchu y la carga del sistema, por lo que su esquema de protección debe garantizar la detección y el despeje rápido de las fallas, así como la selectividad necesaria para no afectar a las cargas sanas. La protección de la LT-6002 está a cargo del relé SEL 311C (RE1MAL6002), ubicado en la celda de salida de 60kV de la subestación Machupicchu, es decir, en la cabecera de la línea, la cual comanda el interruptor de potencia de 60 kV. A diferencia de los relés de las subestaciones derivadas que

son de sobrecorriente, la protección de la línea es un relé de distancia. Este criterio resulta el más adecuado dada la considerable longitud de la línea (71,55 km), ya que el relé mide la impedancia vista desde la cabecera hacia el punto de falla.

3.3.1. Esquema de protección y coordinación

El sistema se estructura de forma coordinada y selectiva entre el relé de distancia de cabecera y los relés de sobrecorriente de las subestaciones derivadas: Santa Teresa (RE1ST01), Santa María (RE1SM01, RE1SM02, RE1SM03), Uripata (RE1UP01, RE1UP02, RE1UP03, RE1UP04, RE1UP05) y Chahuares (RE1CH01, RE1CH02, RE1CH03). Las zonas temporizadas de la protección de distancia (Zona 2 y Zona 3) y las funciones de sobrecorriente de respaldo de relé de distancia se ajustan de modo que, ante una falla, opere primero la protección más próxima al punto de falla (aguas abajo) y, sólo si ésta no actúa, intervenga como respaldo del relé de cabecera. Por ello, el relé de distancia cumple una doble función: protección principal de la LT-6002 y protección de respaldo de las subestaciones alimentadas por la línea. La Figura 22 ayudará a la comprensión de la ubicación de los relés del sistema de protección ya que representa el diagrama unifilar del sistema eléctrico de protección de la LT-6002.

Figura 22 Diagrama Unifilar del Sistema de Protección de la LT-6002



Fuente: Elaboración Propia

La Figura 22 muestra el diagrama unifilar del sistema de protección de la Central Hidroeléctrica Machupicchu y de su sistema de subtransmisión en 60 kV. En dicho diagrama se identifican los relés de protección instalados en la cabecera de la línea de subtransmisión LT-6002 y en cada una de las subestaciones derivadas de Santa Teresa, Santa María, Uripata y Chahuares, así como las funciones de protección en código ANSI/IEEE. Se aprecia que la LT-6002 cuenta con un esquema de protección de distancia implementado mediante un relé SEL-311C, mientras que las subestaciones y sus alimentadores disponen de protecciones de sobrecorriente. La Tabla 12 detalla la descripción de cada relé y sus funciones que desempeña dentro del sistema.

Tabla 12 Características de Relés del Sistema de Protección de la LT-6002

S.E. LT-6002						
COD. RELE	EQUIPO PROTEGIDO	KV	MARCA	MODELO	FUNCIONES	TC
RE1MAL6002	LT-6002	60.0	SEL	311C	21/21N, 67, 67N, 46	100/1
RE1MA01	Represa-Cámara de Carga (MA01)	10.5	SCHNEIDER	NULEC	50/51, 50N/51N, 79	100/1
RE1MA02	Salida Aguas Calientes (MA02)	10.5	ALSTOM	MICOM P121	50/51, 50N/51N	100/1
RE1ST01	Salida Santa Teresa	10.5	SCHNEIDER	NULEC	50/51, 50N/51N, 79	100/1
RE1SM01	Salida a Santa Maria (SM01)	22.9	NOJA POWER	RC-10ES	50/51, 50N/51N, 79	500/1
RE1SM02	Salida a Chaullay (SM02)	22.9	NOJA POWER	RC-10ES	50/51, 50N/51N, 79	500/1
RE1SM03	Salida a Naranjal (SM03)	22.9	NOJA POWER	RC-10ES	50/51, 50N/51N, 79	500/1
RE1UP01	Salida a Pavayoc (UP01)	10	SEL	751	50/51, 50N/51N, 81U	1500/5 100/5
RE1UP02	Salida a Sambar (UP02)	10	SEL	751	50/51, 50N/51N, 81U	1500/5 100/5
RE1UP03	Salida a Quillabamba (UP03)	10	SEL	751	50/51, 50N/51N	1500/5 100/5
RE1UP04	Salida a Echarate (UP04)	22.9	NOJA POWER	RC-10ES	50/51, 50N/51N, 79	500/1
RE1UP05	Salida a Esmeralda (UP05)	22.9	NOJA POWER	RC-10ES	50/51, 50N/51N, 79	500/1
RE1CH01	Salida a Echarate (CH01)	22.9	NOJA POWER	RC-10ES	50/51, 50N/51N, 79, 81 U	500/1
RE1CH02	Salida a Quellouno (CH02)	22.9	NOJA POWER	RC-10ES	50/51, 50N/51N, 79, 81 U	500/1
RE1CH03	Salida a Palma Real (CH03)	22.9	NOJA POWER	RC-10ES	50/51, 50N/51N, 79, 81 U	500/1

Fuente: *Elaboración Propia*

3.3.2. Ajustes del Relé de Protección de la LT-6002

El principio de operación de la protección de distancia se fundamenta en la medición de la impedancia aparente entre la subestación y el punto de falla. Cuando la impedancia medida por el relé cae dentro de una zona de protección predefinida, este emite la señal de apertura hacia los interruptores asociados. El esquema implementado en la LT-6002 suele estar compuesto por tres o cuatro zonas de protección, con diferentes alcances y tiempos de actuación. La Tabla 13 representa los ajustes actuales que se tiene en el Relé SEL 311C, la cual contiene cuatro zonas de protección; a su vez, se tiene las resistencia, reactancia y tiempos de operación de cada zona.

Tabla 13 Ajuste Actuales - Relé SEL 311C

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	<i>Forward</i>	<i>Forward</i>	<i>Forward</i>	<i>Reverse</i>
ZP (Ω)	13.88	19.50	23.20	1.60
ZMG (Ω)	-	-	-	-
XG (Ω)	13.88	19.50	23.20	1.36
RG (Ω)	60.00	60.00	60.00	60.00
Tan	-	-	-	-
ZPD	0 ciclos (0.0 s)	27 ciclos (0.45 s)	60 ciclos (1.00 s)	108 ciclos (1.80 s)
ZGD	0 ciclos (0.0 s)	27 ciclos (0.45 s)	60 ciclos (1.00 s)	108 ciclos (1.80 s)

Fuente: Elaboración Propia Base de Datos ELSE

3.4. Análisis de la coordinación de protección Actual

Esta sección presenta una evaluación integral de la coordinación de protección entre la línea de subtransmisión 6002 y los alimentadores de media tensión Santa María, Uripata y Chahuares. El análisis se centra en la interacción entre el sistema de protección de distancia de la línea principal y los esquemas de sobrecorriente de los alimentadores derivados. Eventos recientes evidencian deficiencias en la selectividad y sensibilidad de los ajustes vigentes, provocando operaciones indebidas del relé de distancia ante fallas en la red de distribución, lo que desconecta la LT-6002 y afecta la confiabilidad de la S.E. La Convención.

Para solucionarlo, el estudio revisa detalladamente los ajustes actuales, compara las curvas de operación y verifica los alcances de cada zona de protección para identificar superposiciones o vacíos de coordinación. De manera particular, se evalúa el impacto de dichos alimentadores

sobre el sistema principal ante fallas de diversa naturaleza y niveles de carga, con el objetivo de proponer los criterios técnicos necesarios para optimizar la selectividad del sistema global.

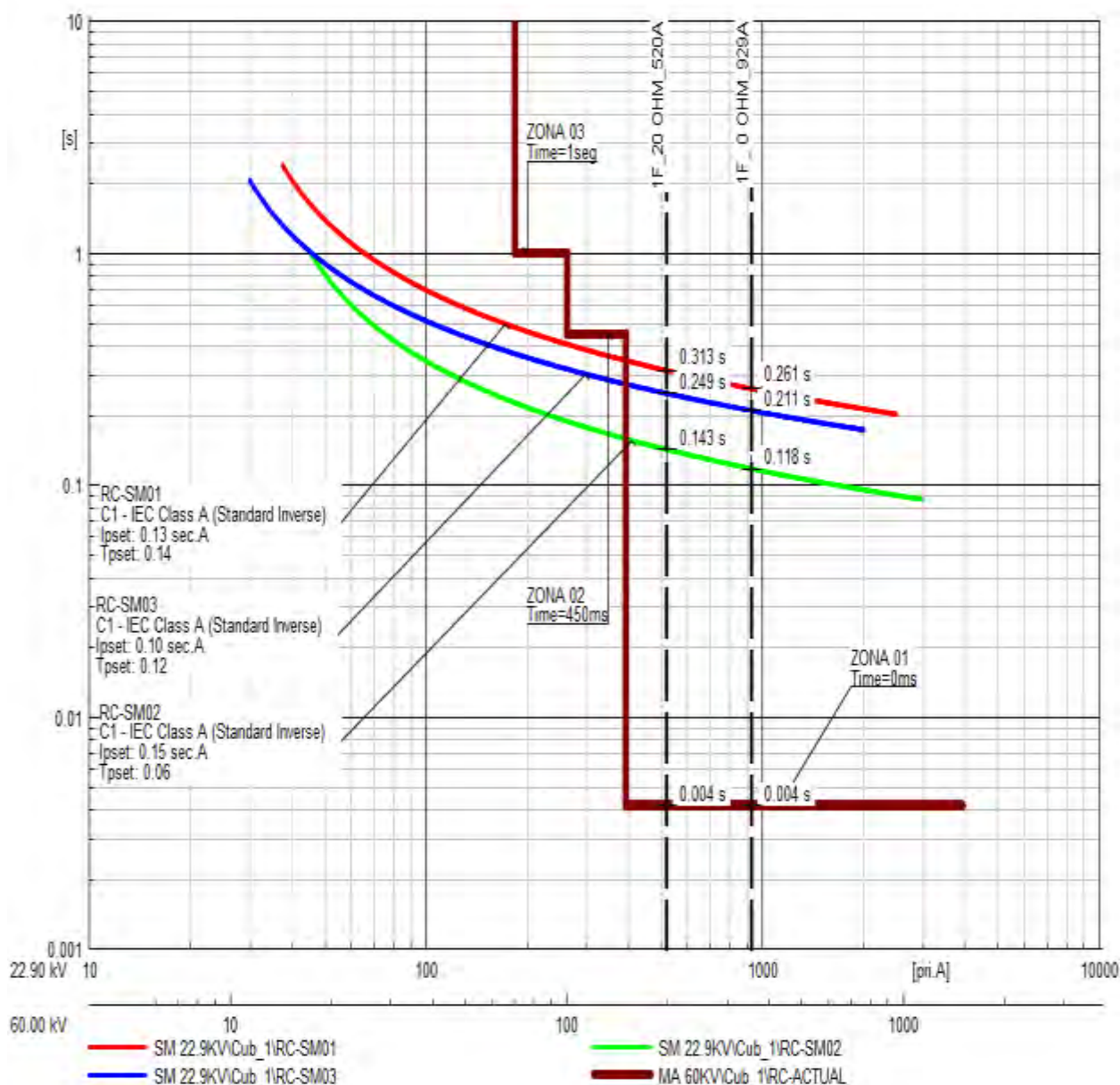
Para abordar esta problemática, el estudio revisa de manera detallada los ajustes actualmente parametrizados en cada relé, comparando las curvas de operación de la protección de distancia representadas por sus zonas escalonadas (Zona 1, Zona 2 y Zona 3) con las curvas características de tiempo inverso de las protecciones de sobrecorriente de los alimentadores. Asimismo, se verifican los alcances de cada zona de protección con el propósito de identificar superposiciones o vacíos de coordinación que puedan dar lugar a actuaciones simultáneas, a pérdidas de selectividad o a tiempos de despeje inadecuados. Este contraste se realiza sobre el plano tiempo-corriente, herramienta que permite visualizar de forma conjunta el comportamiento temporal de ambos sistemas frente a un mismo nivel de corriente de falla.

3.4.1. Coordinación de la Protección de la LT-6002 con la Protección del Alimentador Santa María

En este apartado se analiza la coordinación existente entre la protección principal de la línea de subtransmisión 6002 implementada mediante un relé de distancia cuya característica de operación se representa con la curva escalonada en color granate y las protecciones de sobrecorriente de los alimentadores de la subestación Santa María, representadas mediante las curvas inversas correspondientes a los relés RC-SM01, RC-SM02 y RC-SM03. El gráfico comparativo permite evaluar el comportamiento temporal y corriente de ambos sistemas ante fallas en distintos niveles de corriente, verificando su selectividad y la correcta discriminación de zonas.

La superposición de las curvas evidencia la forma en que los tiempos de actuación de las protecciones de sobrecorriente se relacionan con las zonas 1, 2 y 3 del relé de distancia, permitiendo evaluar si existe selectividad adecuada que garantice que las fallas internas del alimentador sean despejadas primero por sus relés asociados antes de que opere la protección de la línea.

Figura 23 Curva Coordinación Tiempo-Corriente entre la Protección de Distancia de la LT-6002 y la Protección de Sobrecorriente del Alimentador Santa María



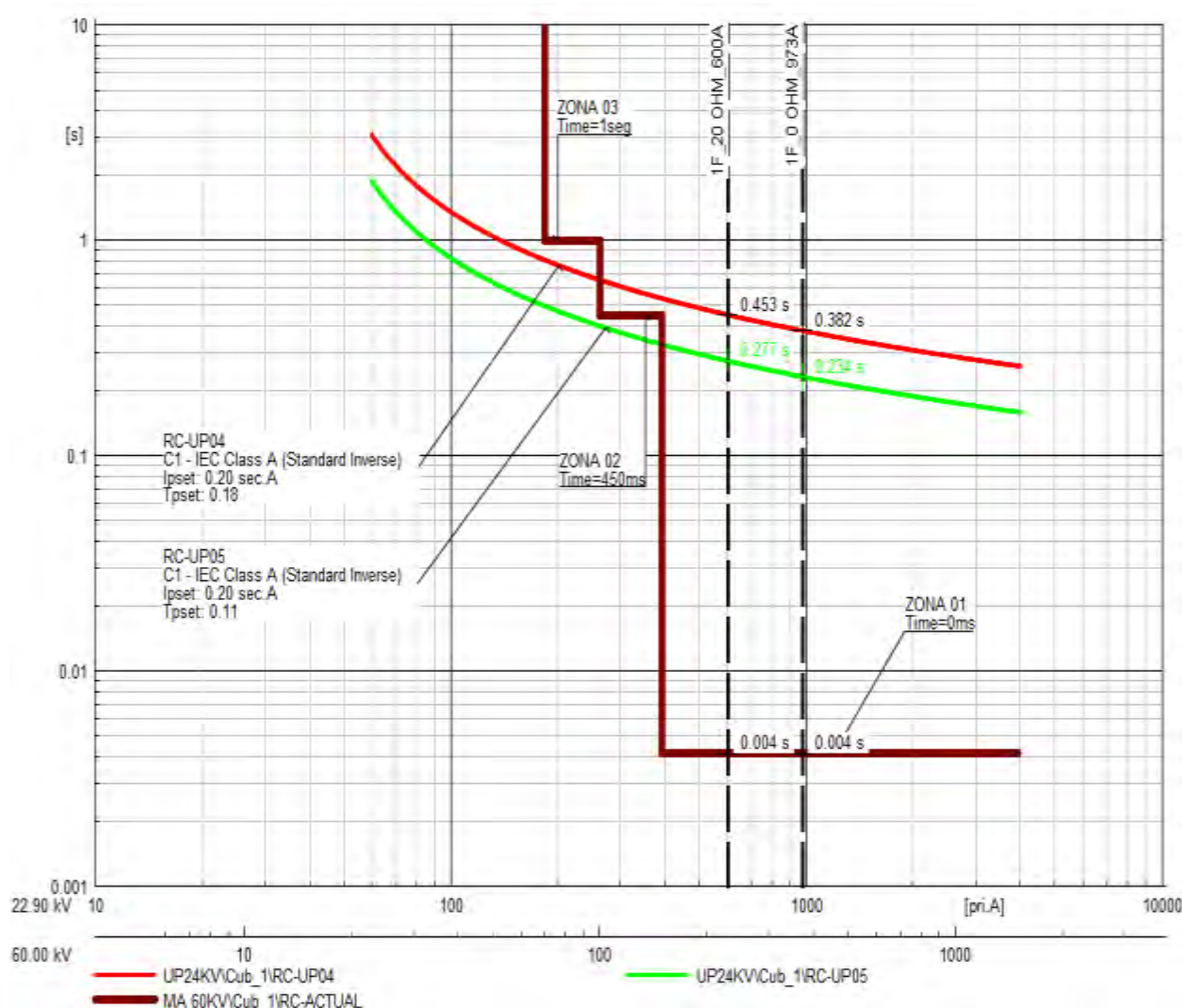
Fuente: Elaboración Propia Simulación DIgSILENT.

La Figura 23 representa las curvas de protección de la línea de subtransmisión con el alimentador Santa María. Cabe indicar que se simuló fallas de tipo monofásicas que ocurrieron entre los años 2020 – 2024, las cuales se representan con las líneas entrecortadas de color negro, la cual evidencia que al momento de la falla se produce una apertura en la zona 1 de la protección de distancia debido a que la zona 1 es una zona instantánea; por ello, se infiere que es necesaria una reducción de la zona 1 de protección.

3.4.2. Coordinación de la Protección de la LT-6002 con la Protección del Alimentador Uripata

En este apartado se evalúa la coordinación entre la protección principal de la línea de subtransmisión LT-6002 representada por la característica escalonada en color granate correspondiente al relé de distancia y las protecciones de sobrecorriente instaladas en los alimentadores de la subestación Chahuares, cuya respuesta se muestra mediante las curvas inversas de los relés RC-UP04, RC-UP05 y RC-229kV_UP. El gráfico tiempo y corriente permite analizar el desempeño combinado de ambos sistemas ante fallas que puedan ocurrir tanto en la red de distribución de 22.9 kV como en la propia línea de subtransmisión.

Figura 24 Coordinación Tiempo-Corriente entre la Protección de Distancia de la LT-6002 y la Protección de Sobrecorriente del Alimentador Uripata



Fuente: Elaboración Propia Simulación DIgSILENT.

La Figura 24 representa las curvas de protección de la línea de subtransmisión con el alimentador Uripata. cabe indicar que se simularon fallas de tipo monofásicas que ocurrieron entre los años 2020 -2024 las cuales se representan con las líneas entrecortadas de color negro, la cual evidencia que al momento de la falla se produce una apertura en la zona 1 de la protección de distancia debido a que la zona 1 es una zona instantánea; por ello, se infiere que es necesaria una reducción de la zona 1 de protección.

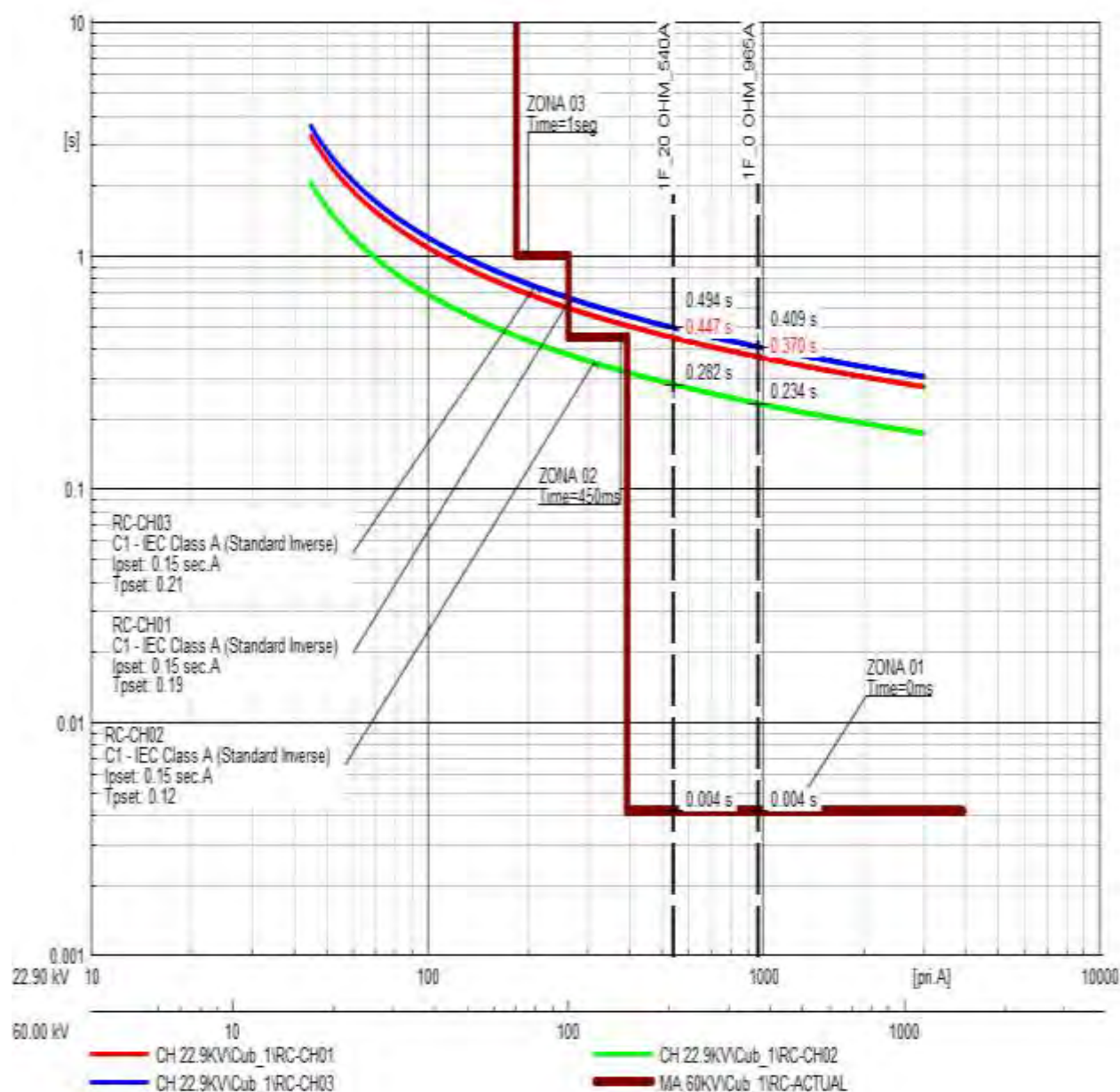
3.4.3. Coordinación de la Protección de la LT-6002 con la Protección del Alimentador Chahuares

En este apartado se evalúa la coordinación entre la protección principal de la línea de subtransmisión LT-6002 representada por la característica escalonada en color granate correspondiente al relé de distancia y las protecciones de sobrecorriente instaladas en los alimentadores de la subestación Chahuares, cuya respuesta se muestra mediante las curvas inversas de los relés RC-CH01, RC-CH02, RC-CH03 y RC-229kV_CH. El gráfico tiempo y corriente permite analizar el desempeño combinado de ambos sistemas ante fallas que puedan ocurrir tanto en la red de distribución de 22.9 kV como en la propia línea de subtransmisión.

La superposición de las curvas evidencia la forma en que los tiempos de actuación de las protecciones de sobrecorriente se relacionan con las zonas 1, 2 y 3 del relé de distancia, permitiendo evaluar si existe selectividad adecuada que garantice que las fallas internas del alimentador sean despejadas primero por sus relés asociados antes de que opere la protección de la línea. Asimismo, el análisis permite identificar posibles traslapes de temporización o márgenes insuficientes que podrían propiciar actuaciones indebidas del relé de distancia ante perturbaciones propias del alimentador Chahuares.

Este estudio constituye una etapa clave para diagnosticar las limitaciones del esquema de protección actual y orientar ajustes que aseguren una operación más confiable y coordinada entre la subtransmisión y la distribución.

Figura 25 Protección de Sobrecorriente del Alimentador Chahuales con la Protección de Distancia



Fuente: Elaboración Propia Simulación DIGSILENT.

La Figura 25 representa las curvas de protección de la línea de subtransmisión con el alimentador Santa María, cabe indicar que se simulon fallas de tipo monofásicas que ocurrieron entre los años 2020 -2024 las cuales se representan con las líneas entre cortadas de color negro, la cual evidencia que al momento de la falla se produce una apertura en la zona 1 de la protección de distancia debido a que la zona 1 es una zona instantánea; por ello, se infiere que es necesaria una reducción de la zona 1 de protección.

3.5. Análisis de las Operaciones Incorrectas del Sistema de protección de la LT-6002

El análisis de las operaciones incorrectas del sistema de protección de la línea de subtransmisión 6002 resulta fundamental para evaluar la confiabilidad y selectividad de los esquemas de protección empleados. En condiciones normales, el relé de distancia debe detectar con precisión las fallas y ordenar la apertura de los interruptores dentro de su zona de responsabilidad. No obstante, en algunos eventos registrados durante los años 2020 y 2024 se evidenciaron disparos indebidos y actuaciones no selectivas, lo que ocasionó interrupciones innecesarias del servicio eléctrico y afectaciones a la continuidad del suministro. Cabe indicar que este análisis se realizó con el apoyo de software especializados tales como: **DIgSILENT PowerFactory**. - Es la herramienta principal para la modelación, simulación y análisis del sistema eléctrico de potencia en estudio. En el caso de la línea de subtransmisión 6002, permite reproducir de manera precisa su comportamiento eléctrico bajo los escenarios operaciones incorrectas. **SIGRA**. -El software SIGRA, desarrollado por Siemens, se utiliza principalmente para el análisis y visualización de registros de perturbaciones obtenidos de equipos de protección, registradores de falla. Su aplicación resulta indispensable en el estudio de las operaciones incorrectas ocurridas en la línea de subtransmisión 6002, ya que permite interpretar de manera detallada las oscilografías reales capturadas por el relé. En el caso de la presente investigación se analizará los eventos de operación incorrecta del relé de protección SEL 311C, estas fallas fueron localizadas en las tablas anteriores. **MATLAB**. - El software MATLAB se emplea como herramienta de apoyo para el procesamiento, análisis y validación de datos eléctricos relacionados con el sistema de protección de la línea de subtransmisión LT-6002, cabe indicar que nos permitirá realizar los gráficos del comportamiento de las fallas en la zona de protección con los datos que nos brindará el software sigra.

3.5.1. Análisis de los Eventos de Operaciones Incorrectas del 2020

Durante el año 2020, el sistema de protección de distancia de la Línea de Subtransmisión 6002 (Machupicchu – Uripata, 138/60 kV) registró tres eventos en los que se evidenciaron operaciones incorrectas de los relés de protección ante fallas en los alimentadores. Para su análisis se realizaron la simulación del cortocircuito en el software DIgSILENT Power Factory, el análisis de la oscilografía digital registrada por el relé SEL 311C de Electro Sur Este

mediante el software SIGRA, y la verificación del comportamiento de la falla dentro de la zona de protección en MATLAB. La Tabla 14 representa el resumen de eventos de operaciones incorrectas del año 2020.

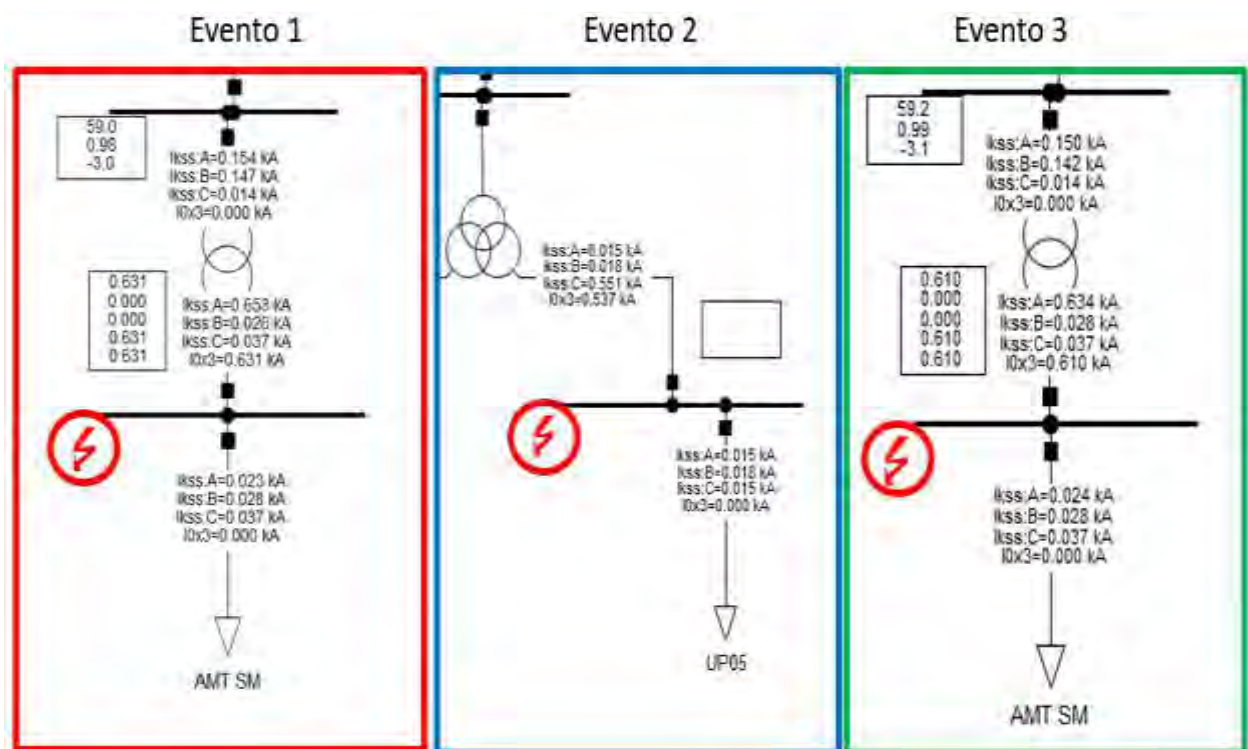
Tabla 14 Resumen de los Eventos de Operación Incorrecta (2020)

Evento	Fecha	Alimentador	Tipo de falla	Zona de operación	Operación
01	2020	SM-02	Monofásica a tierra (fase R)	Zona 1	Incorrecta
02	2020	UP-04	Monofásica a tierra (fase T)	Zona 1	Incorrecta
03	2020	SM-01	Monofásica a tierra (fase R)	Zona 1	Incorrecta

Fuente: *Elaboración Propia.*

Se realizó la simulación de fallas mencionadas en la Tabla 14 en el sistema eléctrico de la LT-6002 bajo los parámetros de Electro Sur Este y se calculó el cortocircuito para cada falla monofásica a tierra como se visualiza en la Figura 26.

Figura 26 Simulación del Eventos 2020 en Software Power Factory



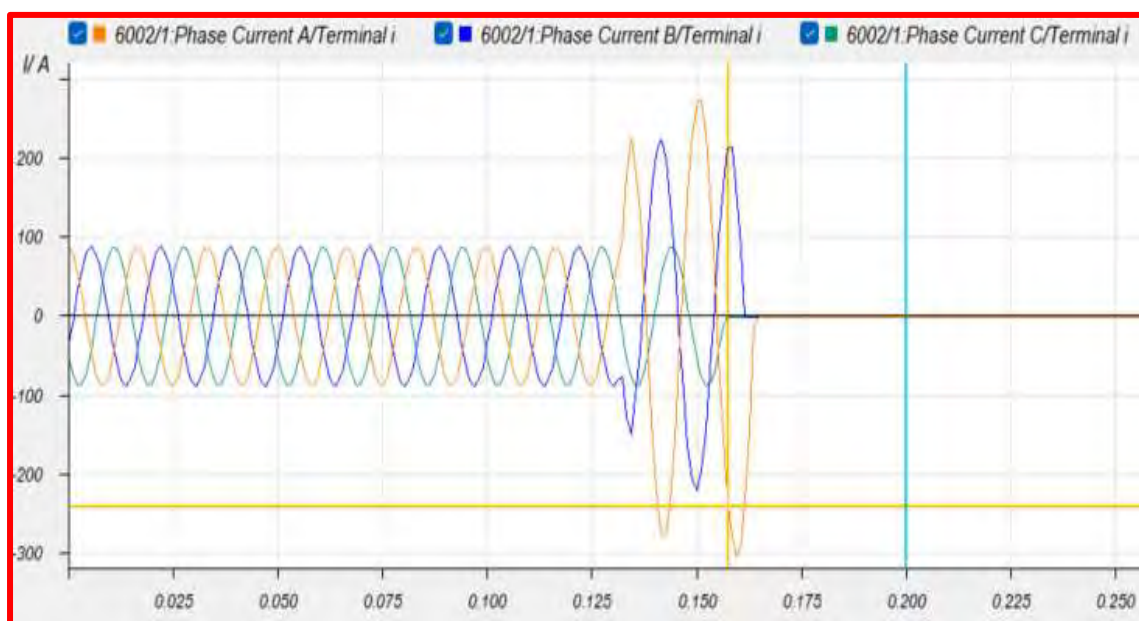
Fuente: *Elaboración Propia Simulación DIgSILENT.*

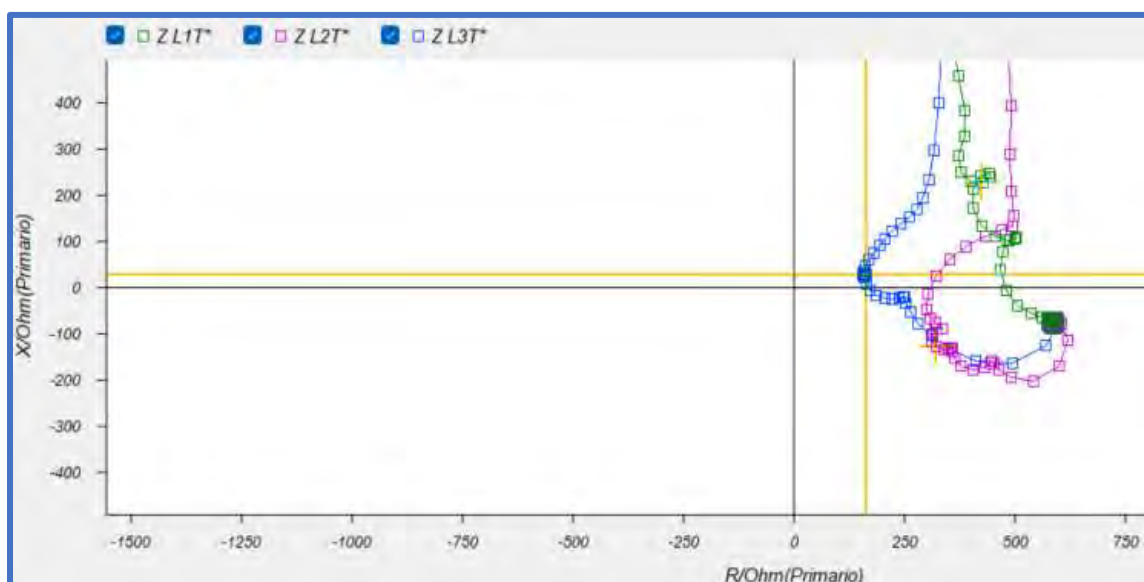
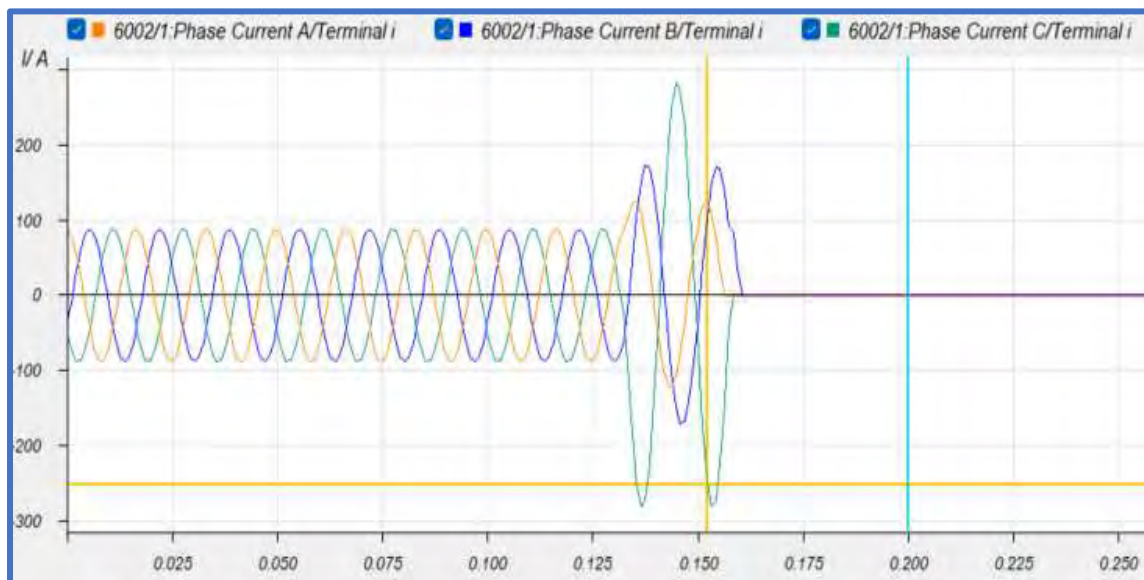
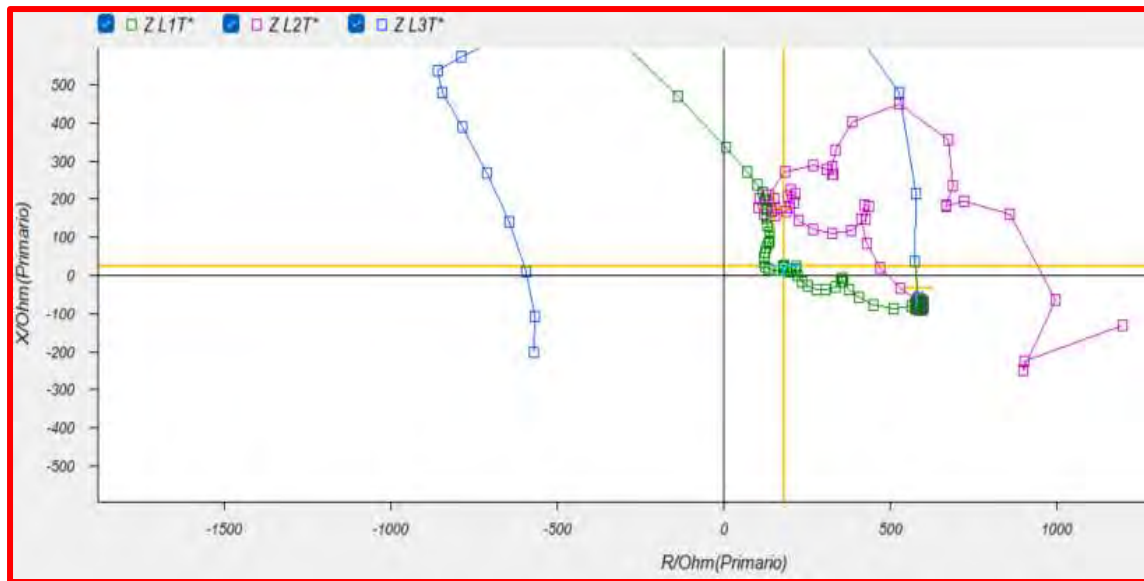
Como se ve en la Figura 26, el cuadro de color rojo corresponde al evento 1, el cual representa una falla monofásica a tierra en el alimentador SM-02. El cuadro de color azul corresponde al evento 2, que representa una falla monofásica a tierra en el alimentador UP-04 y el cuadro de color verde corresponde al evento 3, que representa una falla monofásica a tierra en el alimentador SM-01. Asimismo, se observa que todos los eventos ya mencionados cuentan con una variable IK_{ss} , la cual corresponde a la corriente de cortocircuito que circula por cada dispositivo en una determinada falla. Por otro lado, en DIgSILENT PowerFactory, las letras A, B, C representan las fases R, S y T, respectivamente.

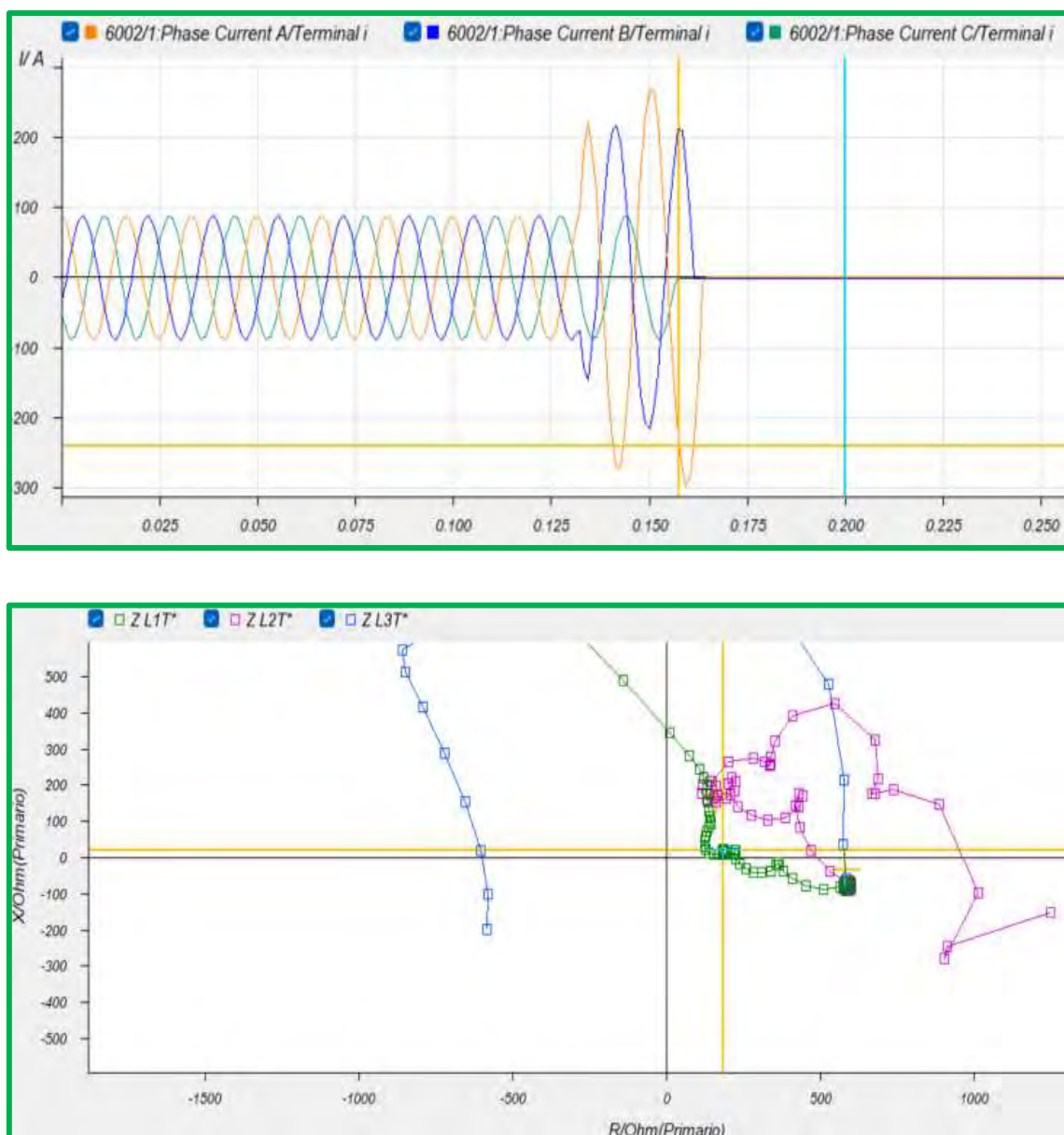
Se procedió a realizar la verificación de dichas fallas con la información brindada por la empresa concesionaria Electro Sur Este. Para ello, se emplearon los registros de perturbaciones obtenidos del relé de distancia SEL-311C, el software sigra nos permite ver el comportamiento oscilografico producido por el evento del 2020.

Esta información nos permite visualizar y analizar con detalle la respuesta del sistema de protección de la línea de subtransmisión 6002 durante los eventos de falla, corroborando así la existencia de dichas fallas. Como se ve en la Figura 27.

Figura 27 Oscilografías y Diagramas de Impedancia de Desconexión del LT-6002, de Tipo Monofásica a Tierra (2020)







Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco

La Figura 27, expresa el registro oscilográfico de los eventos que fueron producidos por las fallas ya mencionadas las cuales produjeron la apertura del sistema de protección de distancia en la LT-6002. La oscilografía se encuentra en función de la corriente y el tiempo; como se puede ver en el instante de la falla, la corriente sufre distorsiones (aumentó de la corriente). Cabe indicar que se adicionó al registro el diagrama de impedancia de las fallas de los tres eventos producidos en el año 2020. El cursor amarillo nos da a conocer el comportamiento del oscilo con el comportamiento de diagrama de impedancia en el mismo instante de tiempo. Con los datos obtenidos de los diagramas de impedancias presentado en la Figura 27, se realizó una simulación en Matlab para saber el comportamiento de la falla dentro de la zona de protección, esto con la finalidad de apoyar el estudio para el reajuste de zona de protección. En este caso

se realiza la proyección de falla de los eventos considerados en la Tabla 14 las cuales intervienen los alimentadores Uripata y Santa María. En la Tabla 15 se presentan los puntos de diagrama de impedancia para poder ubicarlos en las zonas de protección del relé SEL-311C en su característica cuadrilateral actual donde (X) se considera la reactancia (X/OHM) y (Y) la resistencia (R/OHM).

Tabla 15 Puntos de Diagramas de Impedancia 2020

EVENTO 1 - 2020		EVENTO 2 - 2020		EVENTO 3 - 2020	
X - (RESISTENCIA R/OHM)	Y - (REACTANCIA X/OHM)	X - (RESISTENCIA R/OHM)	Y - (REACTANCIA X/OHM)	X - (RESISTENCIA R/OHM)	Y - (REACTANCIA X/OHM)
184.44	13.328	176.84	-8.4414	183.64	16.256
177.17	19.007	168.99	-0.4802	176.91	12.651
177.41	25.202	161.61	12.616	168.26	10.002
164.75	12.744	159.56	21.281	140.74	13.83
148.64	12.627	158.68	34.306	124.92	27.219
137.72	15.65	163.95	49.594	123.08	33.389

Fuente: Elaboración Propia Datos Base Empresa Electro Sur del Cusco (SIGRA)

Figura 28 Diagramas de impedancia de los eventos de operación incorrecta sobre las zonas de protección de la LT-6002 (2020).



Fuente: Elaboración Propia en software Matlab

La Figura 28 muestra la modelación gráfica de la característica cuadrilateral de la operación del relé de distancia, dividida claramente en Zona 01, Zona 02 y Zona 03. En esta figura se analiza el comportamiento del lugar geométrico de la impedancia ante la presencia de las fallas indicada en la Tabla 14. A partir de los datos de eventos y perturbaciones extraídos de la plataforma SIGRA, se realizó una reconstrucción propia utilizando el software MATLAB. La curva discontinua con marcadores de asterisco describe la trayectoria de la falla desde su inicio. Se evidencia de manera clara cómo el perfil de las fallas se intercepta y profundiza dentro de los límites geométricos de la Zona 01, debido a ello se considera una operación incorrecta.

3.5.2. Análisis de los Eventos de Operaciones Incorrectas del 2021

Durante el año 2021, el sistema de protección de distancia de la Línea de Subtransmisión 6002 (Machupicchu – Uripata, 138/60 kV) registró tres eventos en los que se evidenciaron operaciones incorrectas de los relés de protección ante fallas en los alimentadores. Para su análisis, se realizaron la simulación del cortocircuito en el software DIGSILENT Power Factory, el análisis de la oscilografía digital registrada por el relé SEL 311C de Electro Sur Este mediante el software SIGRA, y la verificación del comportamiento de la falla dentro de la zona de protección en MATLAB. La Tabla 16 representa el resumen de los eventos de operación incorrecta registrados durante el año 2021.

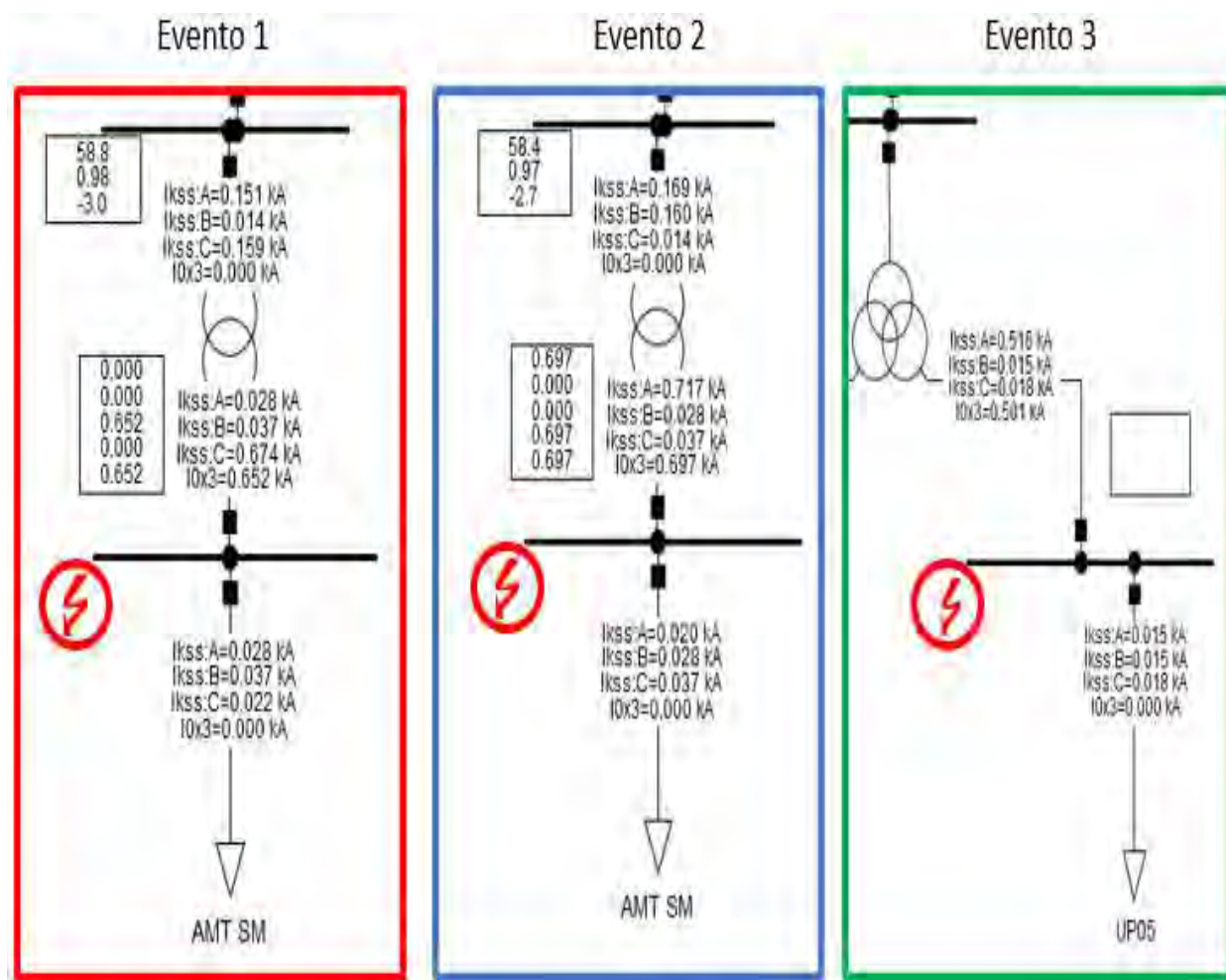
Tabla 16 Resumen de los Eventos de Operación Incorrecta (2021)

Evento	Fecha	Alimentador	Tipo de falla	Zona de operación	Operación
01	2021	SM-01	Monofásica a tierra (fase T)	Zona 1	Incorrecta
02	2021	SM-01	Monofásica a tierra (fase R)	Zona 1	Incorrecta
03	2021	UP-05	Monofásica a tierra (fase S)	Zona 1	Incorrecta

Fuente: *Elaboración Propia.*

Se realizó la simulación de las fallas mencionadas en la Tabla 16 en el sistema eléctrico de la LT-6002 bajo los parámetros de Electro Sur Este y se calculó el cortocircuito para cada una falla monofásica a tierra como se visualiza en la Figura 29.

Figura 29 Simulación del Eventos 2021 en Software Power Factory



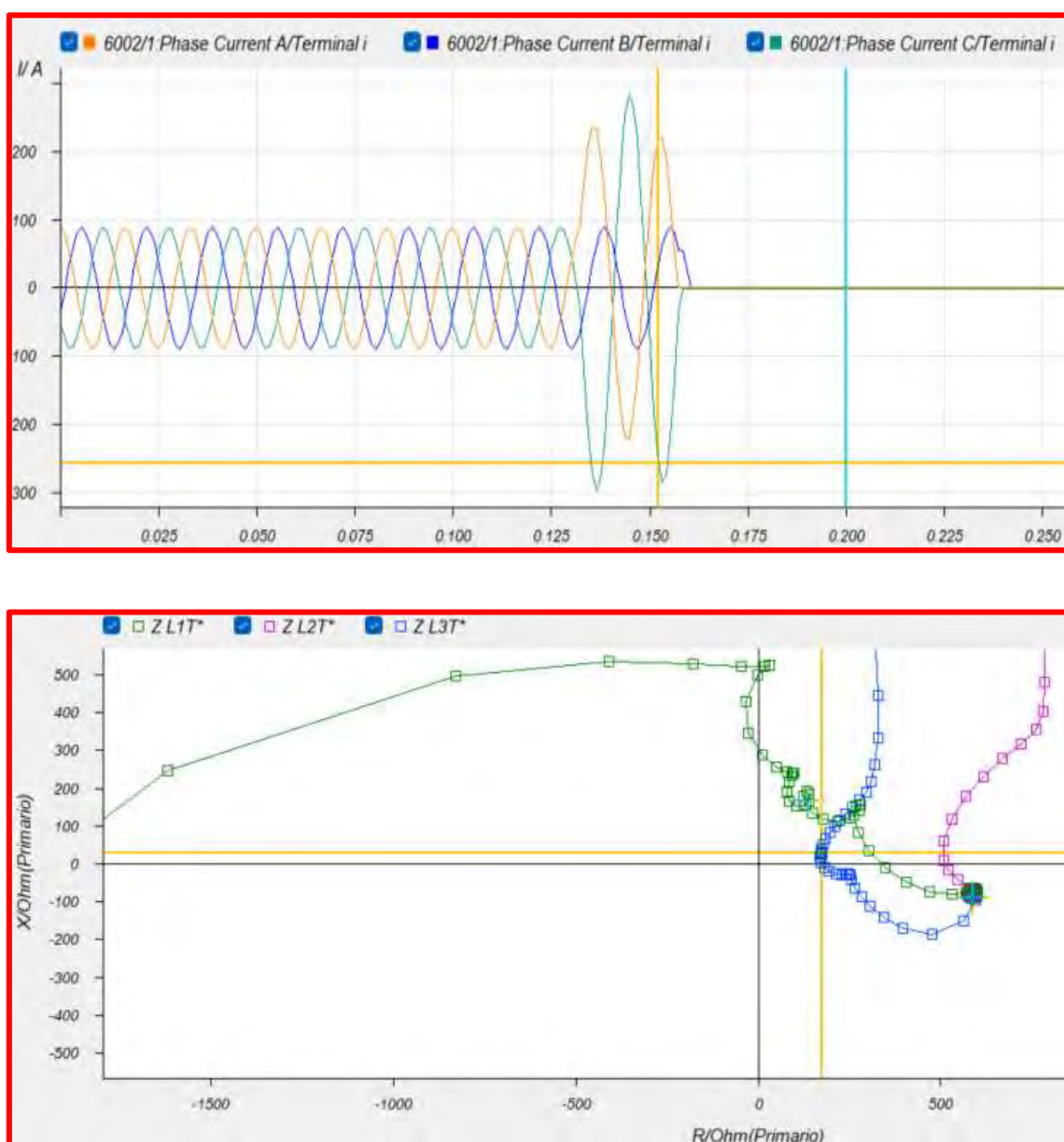
Fuente: Elaboración Propia Simulación DIgSILENT.

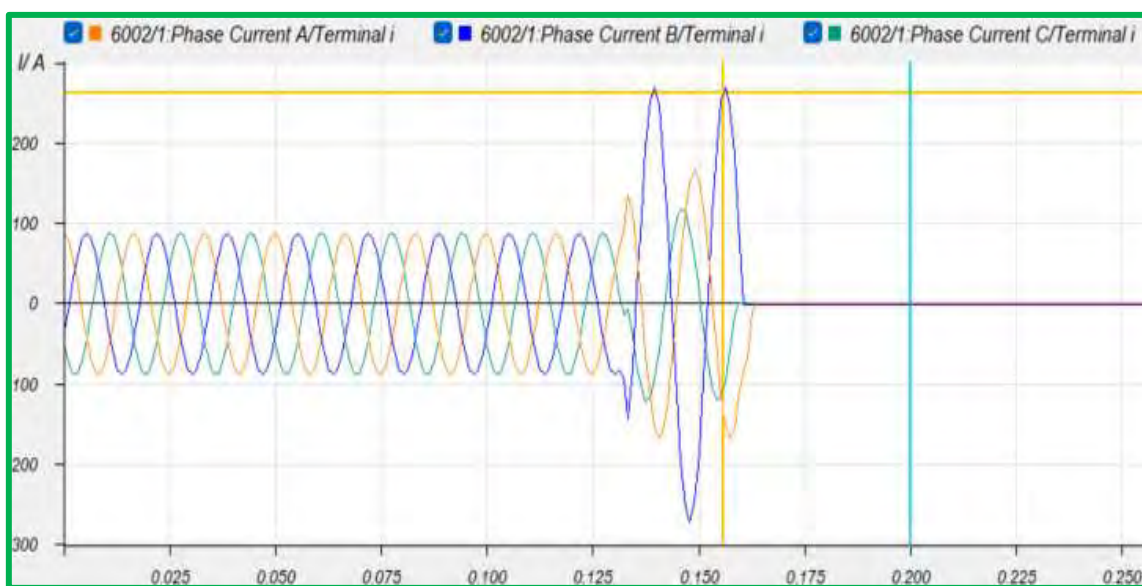
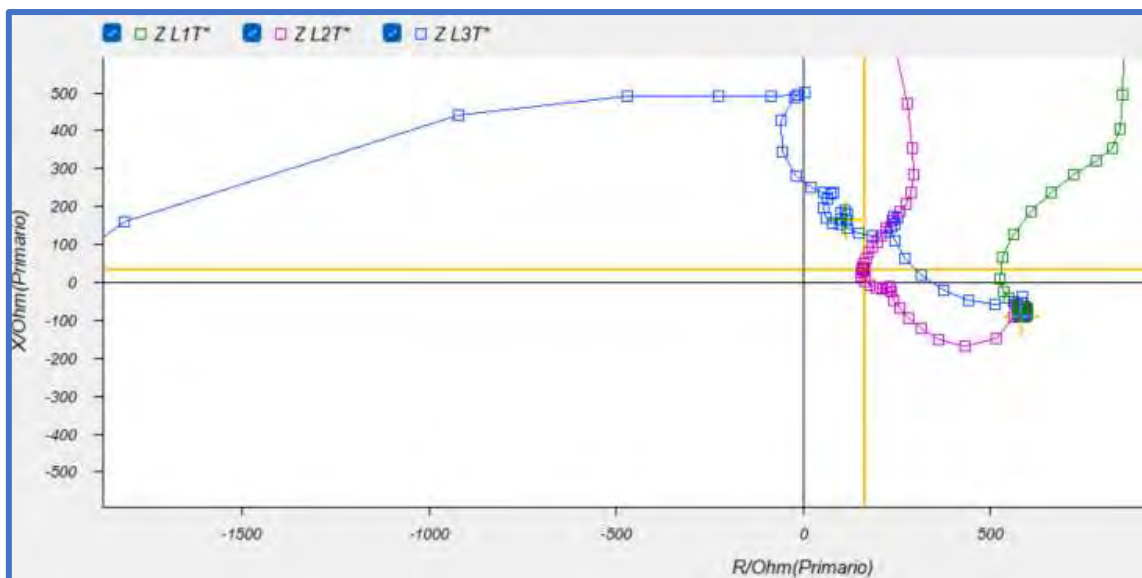
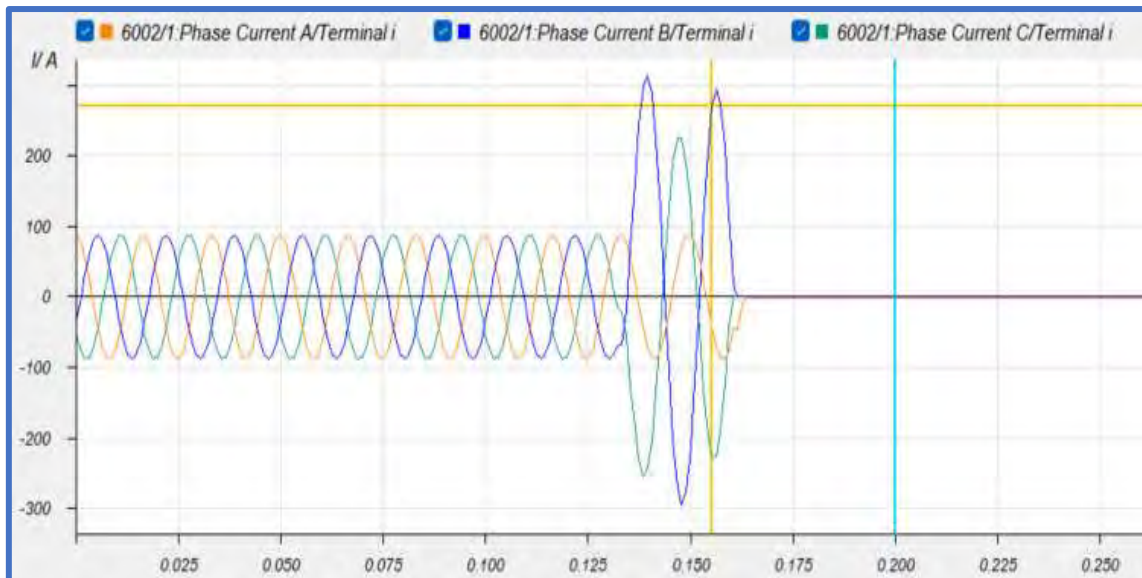
Como se ve en la Figura 29. el cuadro de color rojo corresponde al evento 1, el cual representa una falla monofásica a tierra en el alimentador SM-01. El cuadro de color azul corresponde al evento 2, el cual representa una falla monofásica a tierra en el alimentador SM-01 y el cuadro de color verde corresponde al evento 3, el cual representa una falla monofásica a tierra en el alimentador UP-05. Como se puede visualizar todos estos eventos ya mencionados cuenta con una variable I_{Kss} , la cual corresponde a la corriente de corto circuito que circula por cada dispositivo en una determinada falla y las siglas A, B, C en el software power factory representan las fases R, S, T.

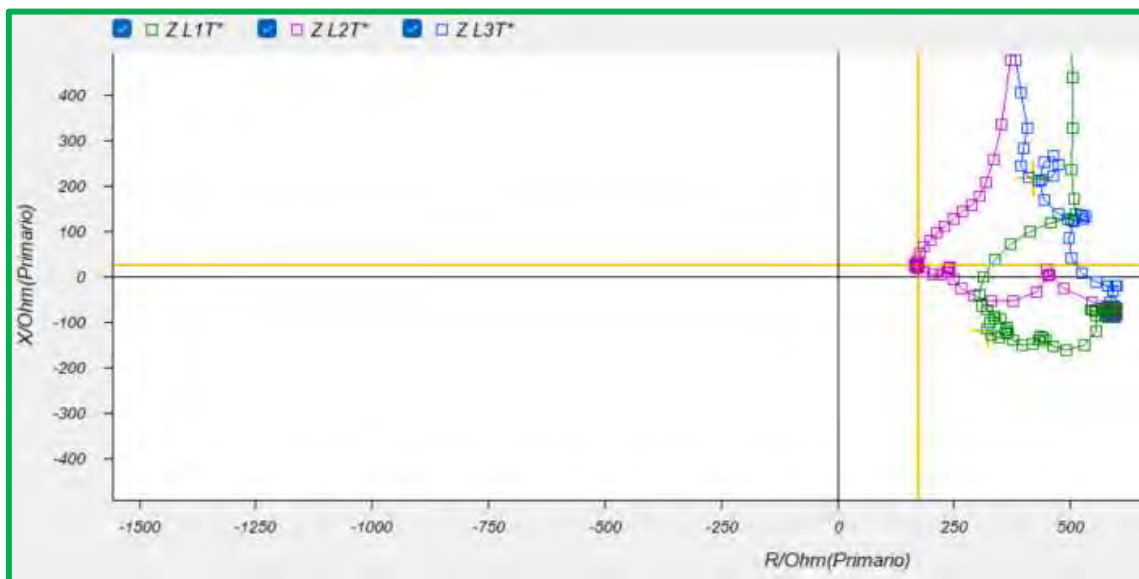
Se procedió a realizar la verificación de dichas fallas con la información brindada por la empresa concesionaria Electro Sur Este. Para ello se emplearon los registros de perturbaciones

obtenidos del relé de distancia SEL-311C, el software sigra nos permite ver el comportamiento oscilográfico producido por el evento del 2021. Esta información nos permite visualizar y analizar con detalle la respuesta del sistema de protección de la línea de subtransmisión 6002 durante los eventos de falla, corroborando así la existencia de dichas fallas. Como se ve en la Figura 30, los cuadros rojos corresponden al evento 1, los cuadros azules corresponden al evento 2 y los cuadros verdes corresponden al evento 3, todos ellos representan las fallas monofásicas a tierra en los alimentadores.

Figura 30 Oscilografías y Diagramas de Impedancia de Desconexión del LT-6002, de Tipo Monofásica a Tierra (2021)







Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco

La Figura 30 expresa el registro oscilográfico de los eventos que fueron producidos por las fallas ya mencionadas las cuales produjeron la apertura del sistema de protección de distancia en la LT-6002, esta oscilografía se encuentra en función de la corriente y el tiempo como se puede ver en el instante de falla, la corriente sufre distorsiones (aumentó de la corriente). Cabe indicar que se adicionó al registro el diagrama de impedancia de las fallas de los tres eventos producidos en el año 2021. El cursor amarillo nos da a conocer el comportamiento de la oscilografía con el comportamiento del diagrama de impedancias en el mismo instante de tiempo.

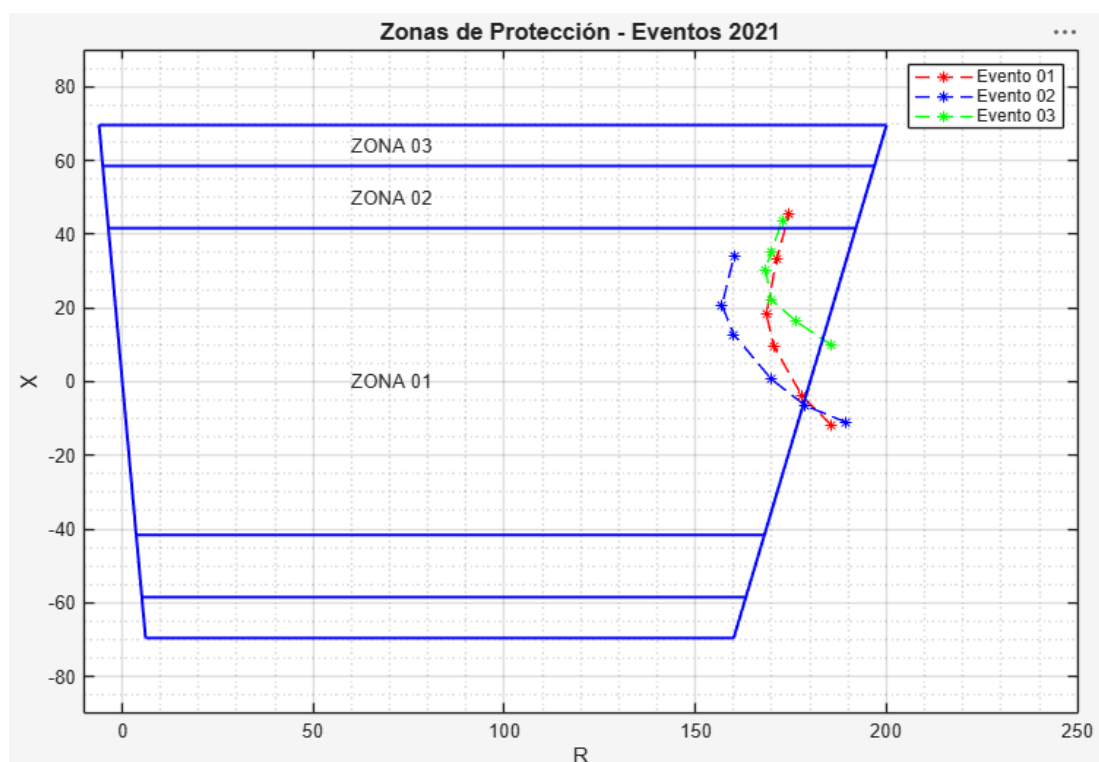
Con los datos obtenidos de los diagramas de impedancias presentado en la Figura 30, se realizó una simulación en Matlab para saber el comportamiento de la falla dentro de la zona de protección esto con la finalidad de apoyar el estudio para el reajuste de la zona de protección. En este caso se realiza la proyección de la falla de los eventos considerados en la Tabla 16, las cuales intervienen en los alimentadores Uripata y Santa María. En la Tabla 17 se presentará los puntos de diagrama de impedancia para poder ubicarlos en la zona de protección del relé SEL-311C en su característica cuadrilateral actual donde (X) se considera la reactancia (X/OHM) y (Y) la resistencia (R/OHM).

Tabla 17 Puntos de Diagramas de Impedancia 2021

EVENTO 1 - 2021		EVENTO 2 - 2021		EVENTO 3 - 2021	
X - (RESISTENCIA R/OHM)	Y - (REACTANCIA X/OHM)	X - (RESISTENCIA R/OHM)	Y - (REACTANCIA X/OHM)	X - (RESISTENCIA R/OHM)	Y - (REACTANCIA X/OHM)
185.52	-11.789	189.5	-11.083	185.66	9.8031
177.85	-3.8257	178.78	-6.5681	176.19	16.489
170.58	9.4084	169.83	0.6734	169.8	22.261
168.54	18.229	160.03	12.78	168.33	30.299
171.22	33.103	156.92	20.692	169.75	35.221
174.49	45.379	160.06	33.877	172.7	43.476

Fuente: Elaboración Propia Datos Base Empresa Electro Sur del Cusco (SIGRA)

Figura 31 Diagramas de impedancia de los eventos de operación incorrecta sobre las zonas de protección de la LT-6002 (2021).



Fuente: Elaboración Propia en software Matlab

La Figura 31 muestra la modelación gráfica de la característica cuadrilateral de la operación del relé de distancia, dividida claramente en Zona 01, Zona 02 y Zona 03. En esta figura se analiza el comportamiento del lugar geométrico de la impedancia ante la presencia de las fallas

indicada en la Tabla 16. A partir de los datos de eventos y perturbaciones extraídos de la plataforma SIGRA, se realizó una reconstrucción propia utilizando el software MATLAB. La curva discontinua con marcadores de asterisco describe la trayectoria de la falla desde su iniciación. Se evidencia de manera clara cómo el perfil de las fallas se intercepta y profundiza dentro de los límites geométricos de la Zona 01, debido a ello se considera una operación incorrecta.

3.5.3. Análisis de los Eventos de Operaciones Incorrectas del 2022

Durante el año 2022, el sistema de protección de distancia de la Línea de Subtransmisión 6002 (Machupicchu – Uripata, 138/60 kV) registró dos eventos en los que se evidenciaron operaciones incorrectas de los relés de protección ante fallas en los alimentadores. Para su análisis se realizaron la simulación del cortocircuito en el software DIgSILENT Power Factory, el análisis de la oscilografía digital registrada por el relé SEL 311C de Electro Sur Este mediante el software SIGRA, y la verificación del comportamiento de la falla dentro de la zona de protección en MATLAB. La Tabla 18 representa el resumen de los eventos de operación incorrecta registrados durante el año 2022.

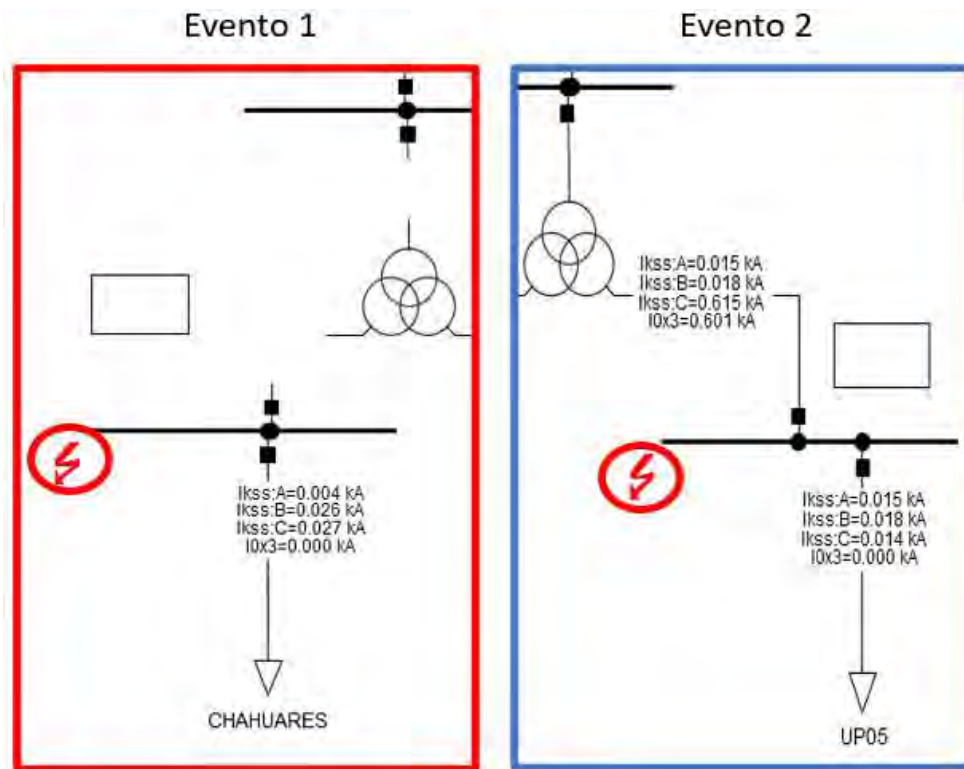
Tabla 18 Resumen de los Eventos de Operación Incorrecta (2022)

Evento	Fecha	Alimentador	Tipo de falla	Zona de operación	Operación
01	2022	CH-01	Monofásica a tierra (fase R)	Zona 1	Incorrecta
02	2022	UP-04	Monofásica a tierra (fase T)	Zona 1	Incorrecta

Fuente: *Elaboración Propia.*

Se realizó la simulación de fallas mencionadas en la Tabla 18 en el sistema eléctrico de la LT-6002 bajo los parámetros de Electro Sur Este y se calculó el cortocircuito para cada falla monofásica a tierra como se visualiza en la Figura 32.

Figura 32 Simulación del Eventos 2022 en Software Power Factory

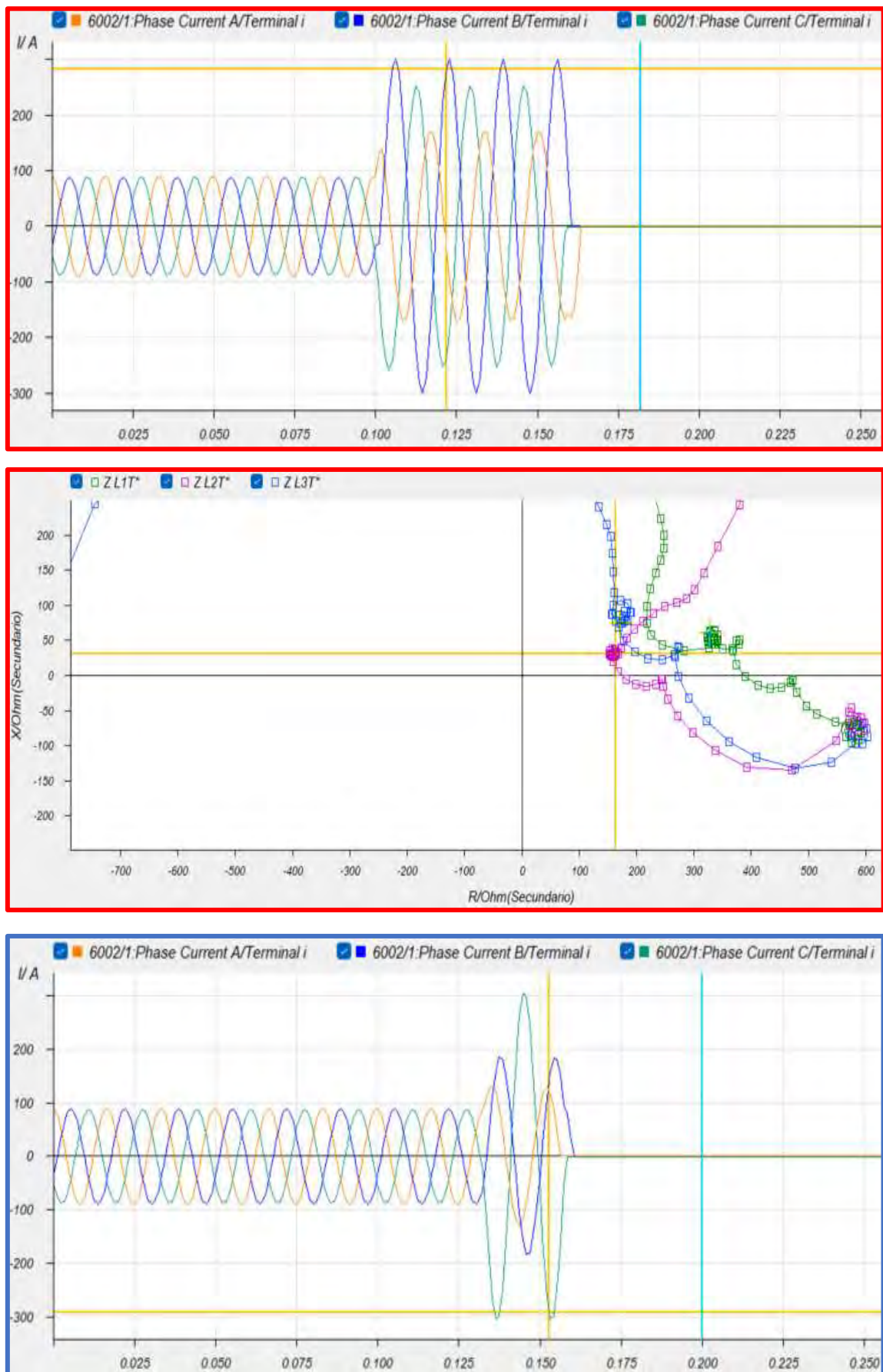


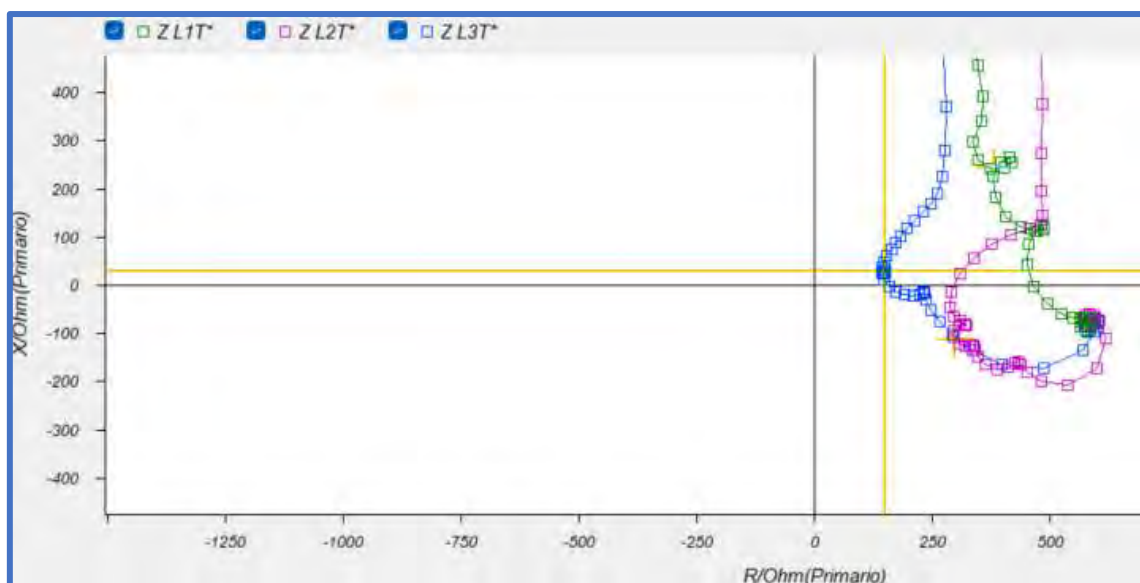
Fuente: Elaboración Propia Simulación DIgSILENT.

Como se ve en la Figura 32. el cuadro de color rojo es el evento 1, el cual representa una falla monofásica a tierra en el alimentador CH-01 y el cuadro de color azul es el evento 2, que representa una falla monofásica a tierra en el alimentador UP-04. Asimismo, se puede visualizar que todos los eventos ya mencionados cuentan con una variable IKss, esta variable es la corriente de cortocircuito que circula por cada dispositivo en una determinada falla. Por otro lado, en el software DIgSILENT power Factory, las letras A, B y C representan las fases R, S y T, respectivamente.

Se procedió a realizar la verificación de dichas fallas con la información brindada por la empresa concesionaria Electro Sur Este. Para ello se emplearon los registros de perturbaciones obtenidos del relé de distancia SEL-311C, el software sigra nos permite ver el comportamiento oscilográfico producido por el evento del 2022. Esta información nos permite visualizar y analizar con detalle la respuesta del sistema de protección de la línea de subtransmisión 6002 durante los eventos de falla, corroborando así la existencia de dichas fallas. Como se ve en la Figura 33 los cuadros rojos corresponden al evento 1 y los cuadros azules corresponden al evento 2, estos representan las fallas monofásicas a tierra en los alimentadores.

Figura 33 Oscilografías y Diagramas de Impedancia de Desconexión del LT-6002, de Tipo Monofásica a Tierra (2022)





Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco

La Figura 33 expresa el registro oscilográfico de los eventos que fueron producidos por las fallas ya mencionadas, las cuales produjeron la apertura del sistema de protección de distancia de la LT-6002. La oscilografía se encuentra en función de la corriente y el tiempo; como se puede ver, en el instante de la falla, la corriente sufre distorsiones (aumentó de la corriente). Cabe indicar que se adicionó al registro el diagrama de impedancia de las fallas de los tres eventos producidos en el año 2022. El curso amarillo nos da a conocer el comportamiento de la oscilografía con el comportamiento del diagrama de impedancias en el mismo instante de tiempo.

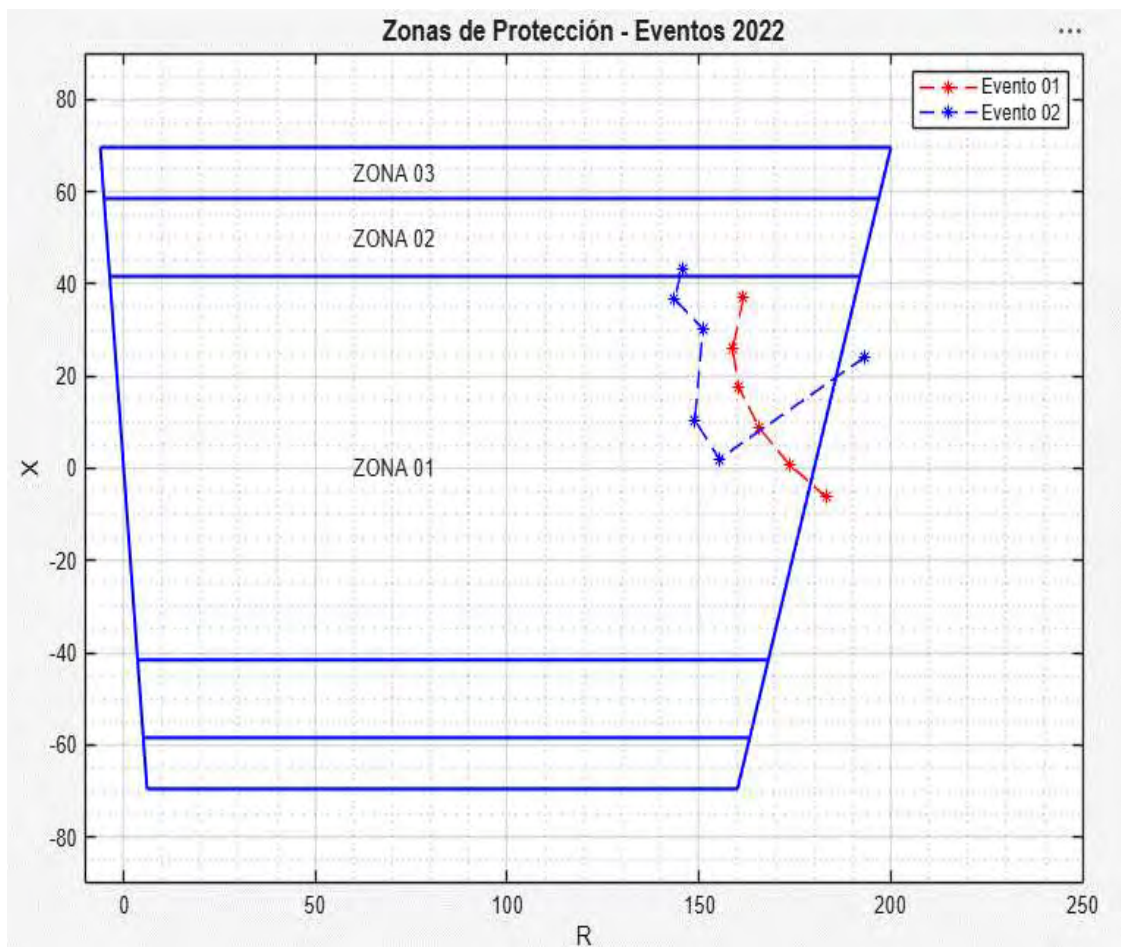
Con los datos obtenidos de los diagramas de impedancias presentado en la Figura 33 se realizó una simulación en Matlab para saber el comportamiento de la falla dentro de la zona de protección esto con la finalidad de apoyar el estudio para el reajuste de la zona de protección, en este caso se realiza la proyección de falla de los eventos considerados en la Tabla 18, las cuales intervienen en los alimentadores Uripata y Chahuares. En la Tabla 19 se presentará los puntos de diagrama de impedancia para poder ubicarlos en la zona de protección del relé SEL-311C en su característica cuadrilateral actual donde (X) se considera la reactancia (X/OHM) y (Y) la resistencia (R/OHM).

Tabla 19 Puntos de Diagramas de Impedancia 2022

EVENTO 1 - 2022		EVENTO 2 - 2022	
X - (RESISTENCIA R/OHM)	Y - (REACTANCIA X/OHM)	X - (RESISTENCIA R/OHM)	Y - (REACTANCIA X/OHM)
183.05	-6.2452	193.11	24.033
173.63	0.7297	155.26	1.9917
165.77	8.6102	148.88	10.427
160.32	17.539	150.98	30.197
158.75	25.828	143.56	36.718
161.54	37.062	145.57	43.19

Fuente: Elaboración Propia Datos Base Empresa Electro Sur del Cusco (SIGRA)

Figura 34 Diagramas de impedancia de los eventos de operación incorrecta sobre las zonas de protección de la LT-6002 (2022).



Fuente: Elaboración Propia en software Matlab

La Figura 34 muestra la modelación gráfica de la característica cuadrilateral de la operación del relé de distancia, dividida claramente en Zona 01, Zona 02 y Zona 03. En esta figura se analiza el comportamiento del lugar geométrico de la impedancia ante la presencia de las fallas indicadas en la Tabla 18. A partir de los datos de eventos y perturbaciones extraídos de la plataforma SIGRA, se realizó una reconstrucción propia utilizando el software MATLAB. La curva discontinua con marcadores de asterisco describe la trayectoria de la falla desde su iniciación. Se evidencia de manera clara cómo el perfil de las fallas se intercepta y profundiza dentro de los límites geométricos de la Zona 01, debido a ello se considera una operación incorrecta.

3.5.4. Análisis de los Eventos de Operaciones Incorrectas del 2023

Durante el año 2023, el sistema de protección de distancia de la Línea de Subtransmisión 6002 (Machupicchu – Uripata, 138/60 kV) registró dos eventos en los que se evidenciaron operaciones incorrectas de los relés de protección ante fallas en los alimentadores. Para su análisis se realizaron la simulación del cortocircuito en el software DIGSILENT Power Factory, el análisis de la oscilografía digital registrada por el relé SEL 311C de Electro Sur Este mediante el software SIGRA, y la verificación del comportamiento de la falla dentro de la zona de protección en MATLAB. La Tabla 20 representa el resumen de los eventos de operación incorrecta durante el año 2023.

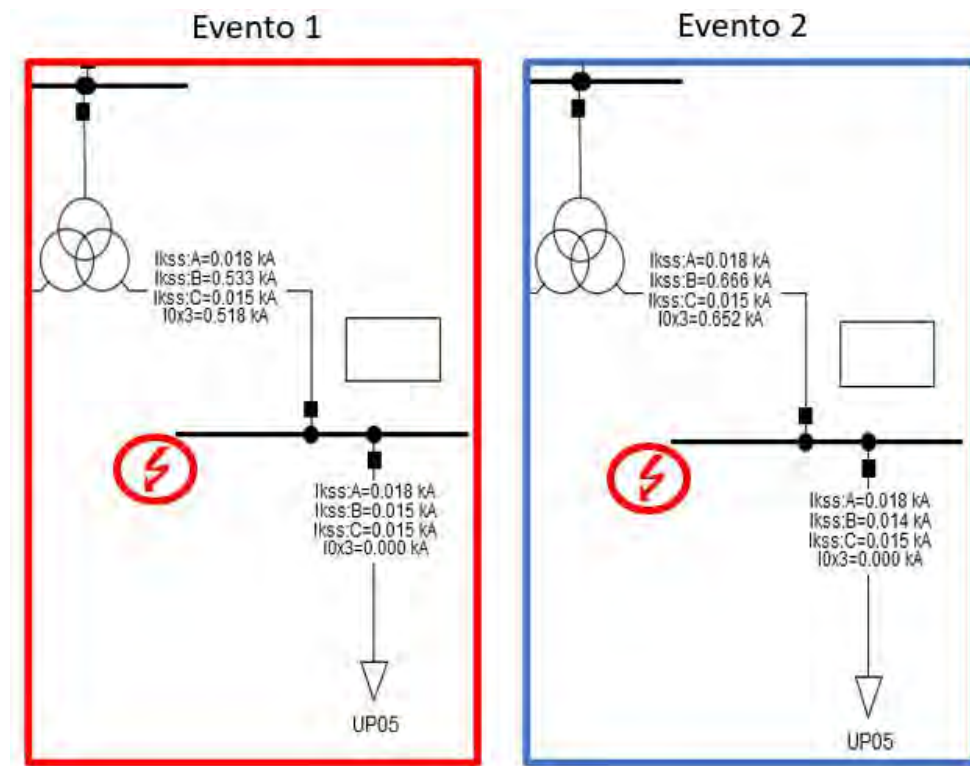
Tabla 20 Resumen de los Eventos de Operación Incorrecta (2023)

Evento	Fecha	Alimentador	Tipo de falla	Zona de operación	Operación
01	2023	UP-04	Monofásica a tierra (fase S)	Zona 1	Incorrecta
02	2023	UP-05	Monofásica a tierra (fase S)	Zona 1	Incorrecta

Fuente: *Elaboración Propia.*

Se realizó la simulación de fallas mencionadas en la Tabla 20 en el sistema eléctrico de la LT-6002 bajo los parámetros de Electro Sur Este y se calculó el cortocircuito para cada falla monofásica a tierra como se visualiza en la Figura 35.

Figura 35 Simulación del Eventos 2023 en Software Power Factory

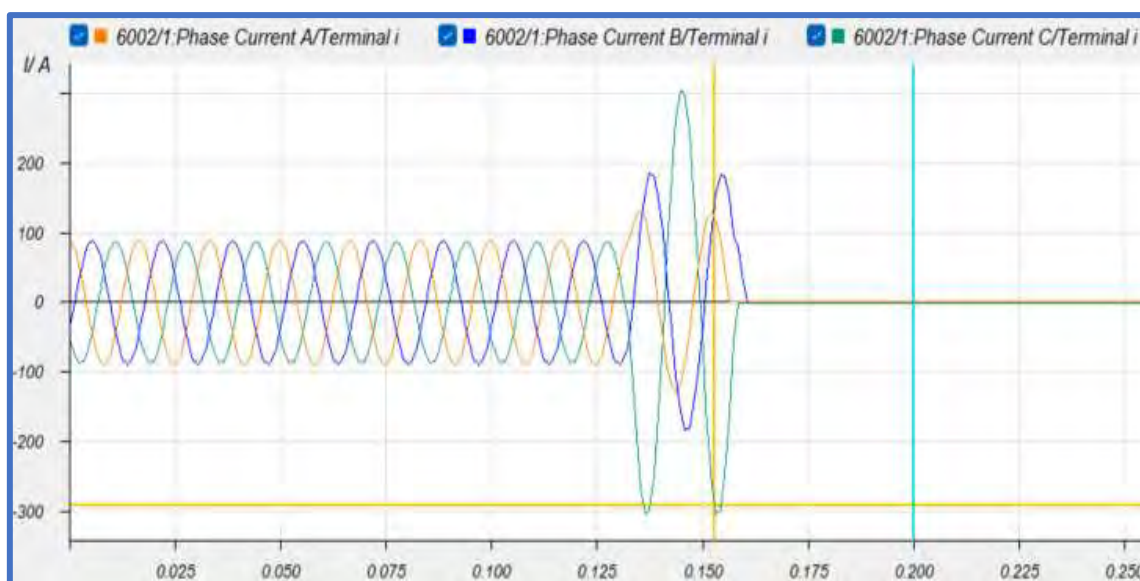
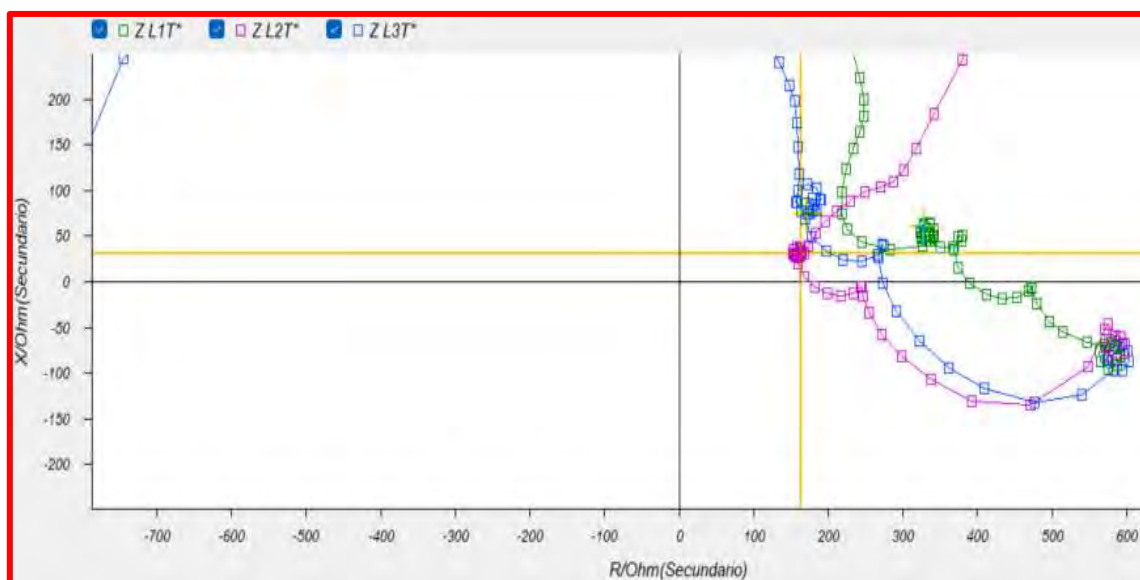
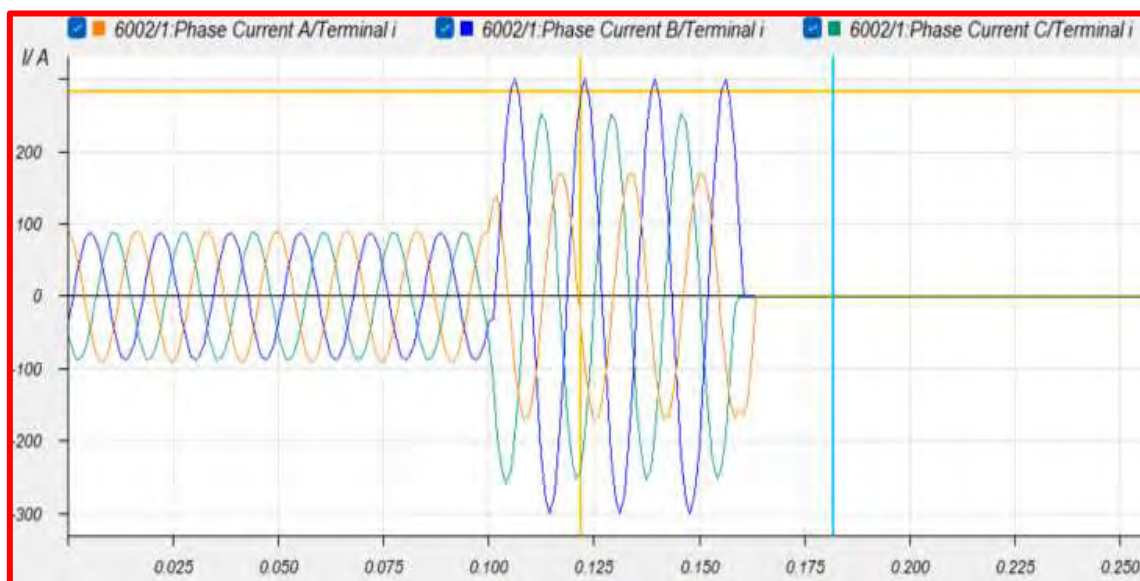


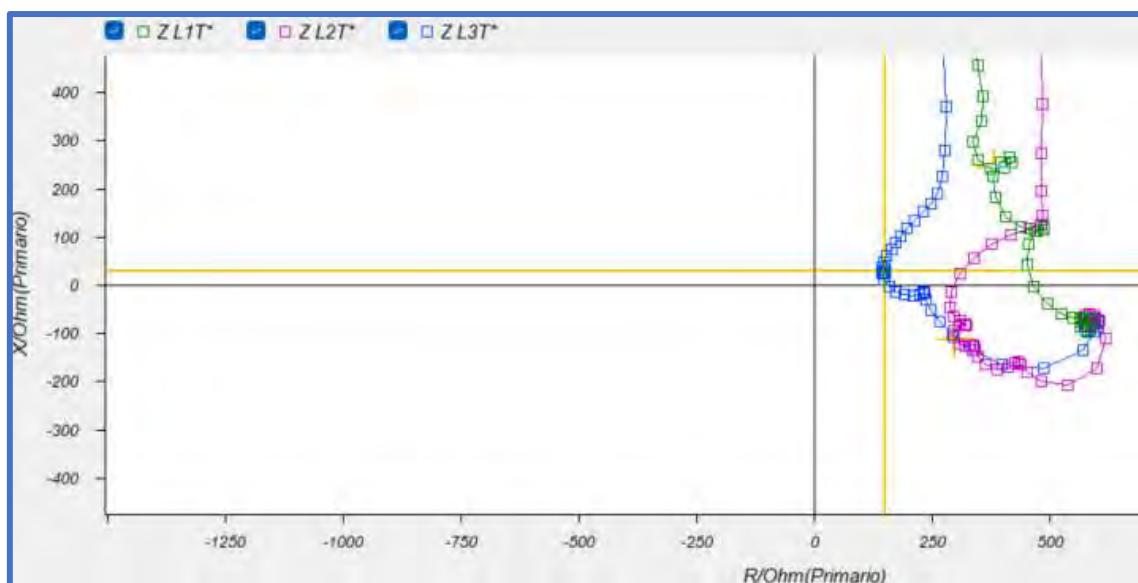
Fuente: *Elaboración Propia Simulación DIgSILENT.*

Como se ve en la Figura 35 el cuadro de color rojo corresponde al evento 1, el cual representa una falla monofásica a tierra en el alimentador UP-04 y el cuadro de color azul corresponde al evento 2, que representa una falla monofásica a tierra en el alimentador UP-05. Asimismo, se visualiza que todos los eventos ya mencionados cuentan con una variable IKss, esta variable es la corriente de cortocircuito que circula por cada dispositivo en una determinada falla. Por otro lado, en el software DIgSILENT power Factory, las letras A, B y C representan las fases R, S y T, respectivamente.

Se procedió a realizar la verificación de dichas fallas con la información brindada por la empresa concesionaria Electro Sur Este. Para ello se emplearon los registros de perturbaciones obtenidos del relé de distancia SEL-311C, el software sigra nos permite ver el comportamiento oscilográfico producido por el evento del 2023. Esta información nos permite visualizar y analizar con detalle la respuesta del sistema de protección de la línea de subtransmisión 6002 durante los eventos de falla, corroborando así la existencia de fallas. Como se ve en la Figura 36 los cuadros rojos representan al evento 1 y los cuadros azules representan al evento 2, ellos representan las fallas monofásicas a tierra en los alimentadores.

Figura 36 Oscilografías y Diagramas de Impedancia de Desconexión del LT-6002, de Tipo Monofásica a Tierra (2023)





Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco

La Figura 36, expresa el registro oscilográfico de los eventos que fueron producidos por las fallas ya mencionadas, las cuales produjeron la apertura del sistema de protección de distancia de la LT-6002. La oscilografía se encuentra en función de la corriente y el tiempo; como se puede ver, en el instante de la falla la corriente sufre distorsiones (aumentó de la corriente). Cabe indicar que se adicionó al registro el diagrama de impedancias de las fallas de los tres eventos producidos durante el año 2023. El cursor amarillo nos da a conocer el comportamiento de la oscilografía con el comportamiento del diagrama de impedancias en el mismo instante de tiempo.

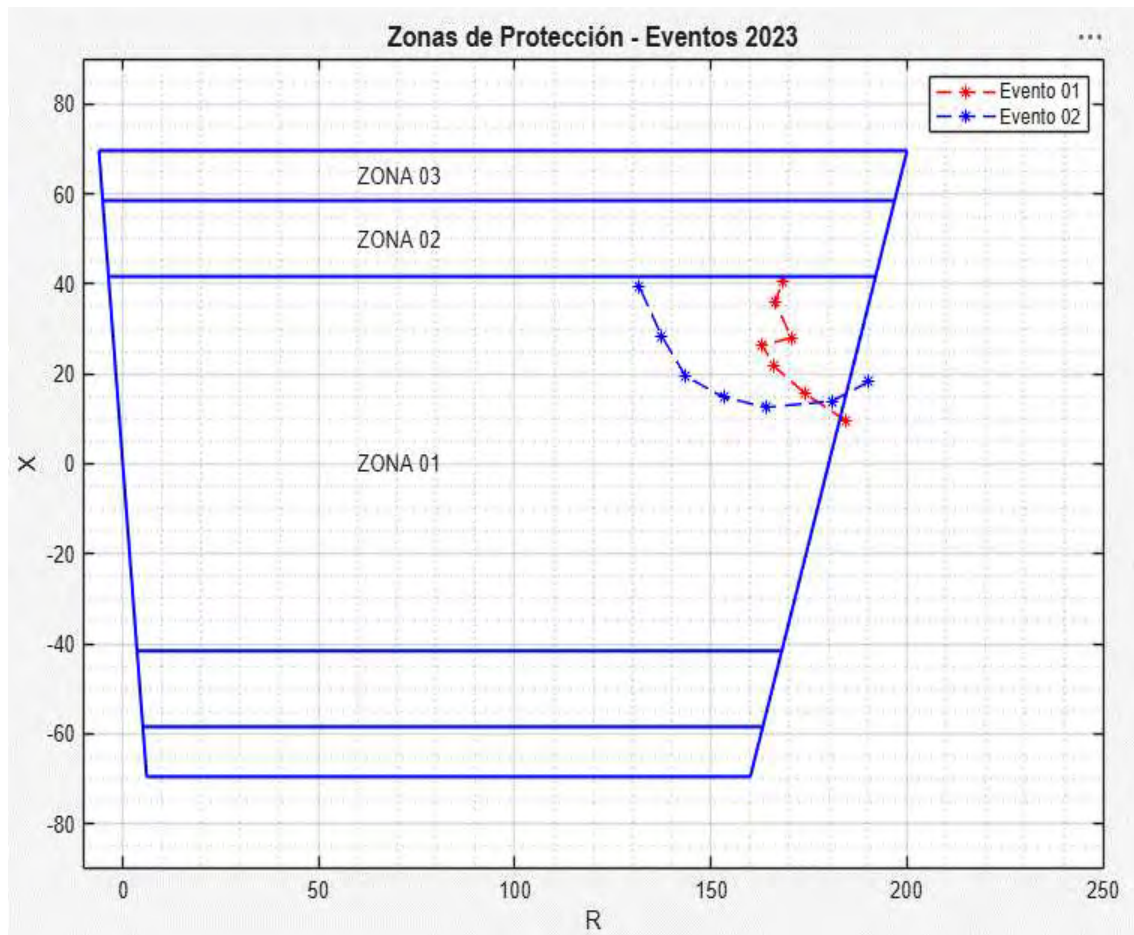
Con los datos obtenidos de los diagramas de impedancias presentado en la Figura 36 se realizó una simulación en Matlab para saber el comportamiento de la falla dentro de la zona de protección esto con la finalidad de apoyar el estudio para el reajuste de la zona de protección. En este caso se realiza la proyección de la falla de los eventos considerados en la Tabla 20, la cual interviene en los alimentadores Urpipata y Santa María. En la Tabla 21 se presentará los puntos de diagrama de impedancia para poder ubicarlos en la zona de protección del relé SEL-311C en su característica cuadrilateral actual donde (X) se considera la reactancia (X/OHM) y (Y) la resistencia (R/OHM).

Tabla 21 Puntos de Diagramas de Impedancia 2023

EVENTO 1 - 2023		EVENTO 2 - 2023	
X - (RESISTENCIA R/OHM)	Y - (REACTANCIA X/OHM)	X - (RESISTENCIA R/OHM)	Y - (REACTANCIA X/OHM)
184.16	9.6848	190.10	18.181
174.14	15.489	180.96	13.917
166.11	21.629	164.22	12.531
163.04	26.413	153.22	14.764
170.5	27.923	143.53	19.403
166.45	35.851	137.39	28.389
168.1	40.631	131.73	39.307

Fuente: Elaboración Propia Datos Base Empresa Electro Sur del Cusco (SIGRA)

Figura 37 Diagramas de impedancia de los eventos de operación incorrecta sobre las zonas de protección de la LT-6002 (2023).



Fuente: Elaboración Propia en software Matlab

La Figura 37 muestra la modelación gráfica de la característica cuadrilateral de la operación del relé de distancia, dividida claramente en Zona 01, Zona 02 y Zona 03. En esta figura se analiza el comportamiento del lugar geométrico de la impedancia ante la presencia de las fallas indicada en la Tabla 20. A partir de los datos de eventos y perturbaciones extraídos de la plataforma SIGRA, se realizó una reconstrucción propia utilizando el software MATLAB. La curva discontinua con marcadores de asterisco describe la trayectoria de la falla desde su iniciación. Se evidencia de manera clara cómo el perfil de las fallas se intercepta y profundiza dentro de los límites geométricos de la Zona 01, debido a ello se considera una operación incorrecta.

3.5.5. Análisis de los Eventos de Operaciones Incorrectas del 2024

Durante el año 2024, el sistema de protección de distancia de la Línea de Subtransmisión 6002 (Machupicchu – Uripata, 138/60 kV) registró 1 evento en el que se evidencia una operación incorrectas de los relés de protección ante fallas en los alimentadores. Para su análisis se desarrolló la simulación del cortocircuito en el software DIGSILENT Power Factory, el análisis de la oscilografía digital registrada por el relé SEL 311C de Electro Sur Este mediante el software SIGRA, y la verificación del comportamiento de la falla dentro de la zona de protección en MATLAB. La Tabla 22 representa el resumen de los eventos de operación incorrecta durante el año 2024.

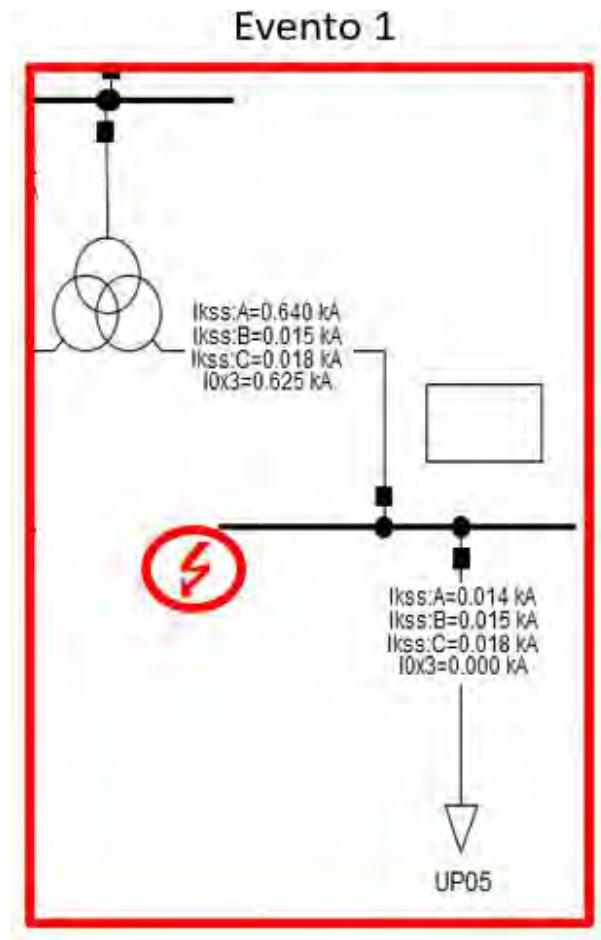
Tabla 22 Resumen de los Eventos de Operación Incorrecta (2024)

Evento	Fecha	Alimentador	Tipo de falla	Zona de operación	Operación
01	2024	UP-05	Monofásica a tierra (fase R)	Zona 1	Incorrecta

Fuente: *Elaboración Propia.*

Se realizó la simulación de fallas mencionadas en la Tabla 22 en el sistema eléctrico de la LT-6002 bajo los parámetros de Electro Sur Este y se calculó el cortocircuito para cada una falla monofásica a tierra como se visualiza en la Figura 38.

Figura 38 Simulación del Eventos 2024 en Software Power Factory



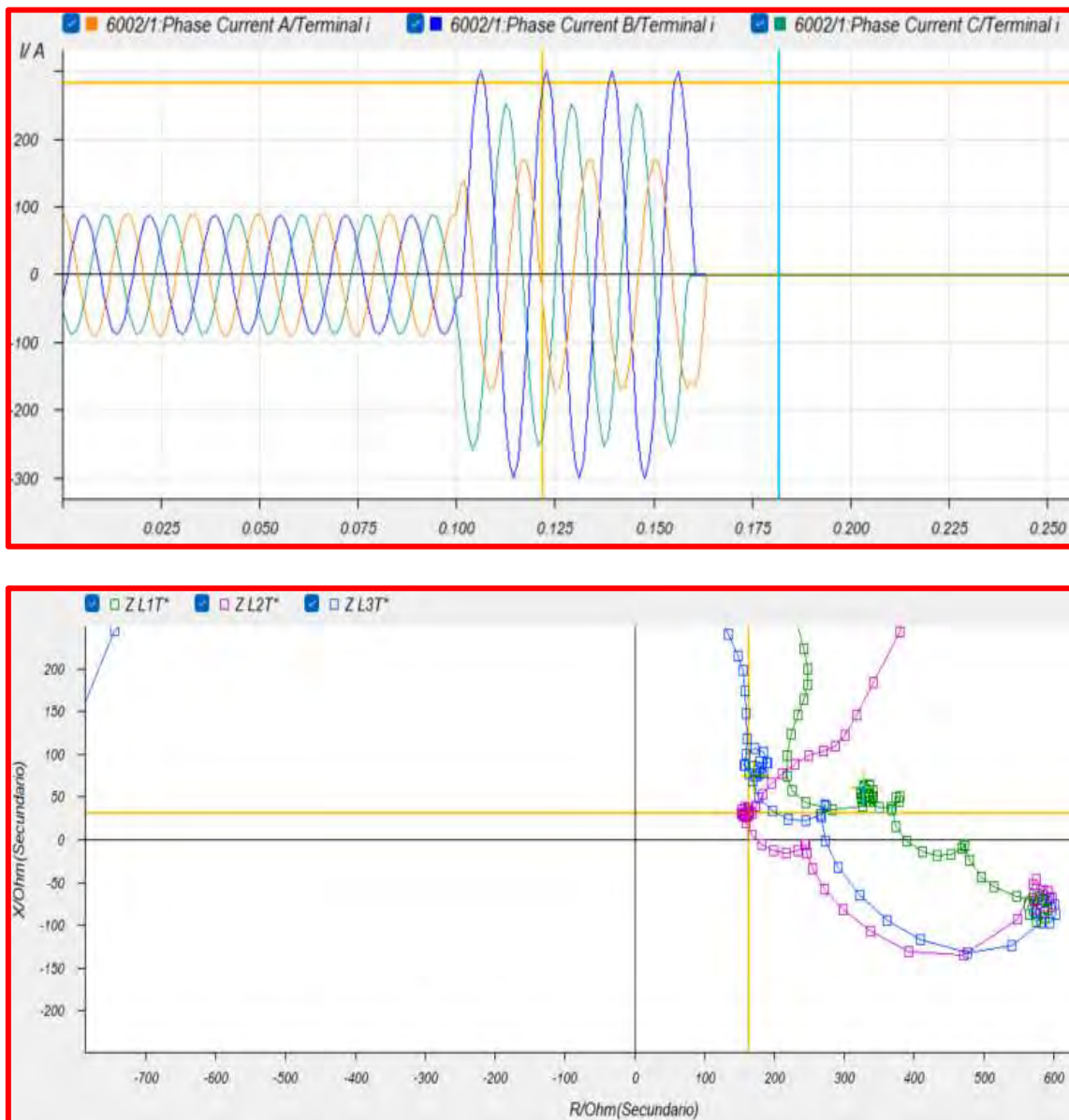
Fuente: *Elaboración Propia Simulación DIgSILENT.*

Como se ve en la Figura 38 el cuadro de color rojo corresponde al evento 1 y representa una falla monofásica a tierra en el alimentador UP-05, como se puede visualizar este evento ya mencionado cuenta con una variable I_{Kss} , esta variable es la corriente de cortocircuito que circula por cada dispositivo en una determinada falla. Por otro lado, en el software DIgSILENT Power Factory las letras A, B y C representan las fases R, S y T, respectivamente.

Se procedió a realizar la verificación de dichas fallas con la información brindada por la empresa concesionaria Electro Sur Este. Para ello se emplearon los registros de perturbaciones obtenidas del relé de distancia SEL-311C, el software sigra nos permite ver el comportamiento oscilográfico producido por el evento del 2024. Esta información nos permite visualizar y analizar con detalle la respuesta del sistema de protección de la línea de subtransmisión LT-6002 durante los eventos de falla, corroborando así la existencia de fallas. Como se ve en la

Figura 39 los cuadros de color rojo, representan al evento 1 y representan la falla monofásica a tierra en los alimentadores UP-05.

Figura 39 Oscilografías y Diagramas de Impedancia de Desconexión del LT-6002, de Tipo Monofásica a Tierra (2024)



Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco

La Figura 39 expresa el registro oscilográfico de los eventos que fueron producidos por las fallas ya mencionadas, las cuales produjeron la apertura del sistema de protección de distancia en la LT-6002. La oscilografía se encuentra en función de la corriente y el tiempo; como se puede ver, en el instante de la falla la corriente sufre distorsiones (aumentó de la corriente).

Cabe indicar que se adicionó al registro el diagrama de impedancias de las fallas de los tres eventos producidos en el año 2024. El cursor amarillo nos da a conocer el comportamiento de la oscilografía con el comportamiento del diagrama de impedancias en el mismo instante de tiempo.

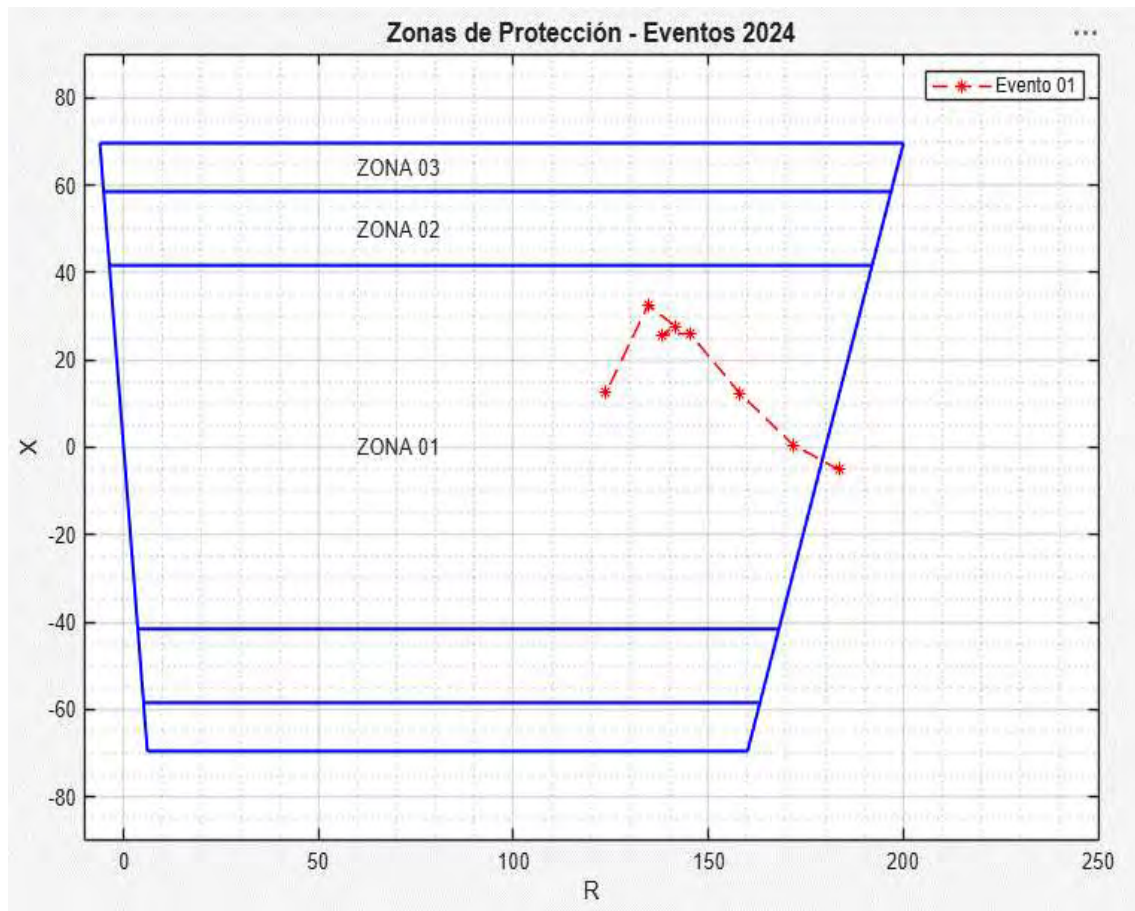
Con los datos obtenidos de los diagramas de impedancias presentado en la Figura 39, se realizó una simulación en Matlab para saber el comportamiento de la falla dentro de la zona de protección esto con la finalidad de apoyar el estudio para el reajuste de la zona de protección. En este caso se realiza la proyección de falla de los eventos considerados en la Tabla 22, la cual interviene en el alimentador Uripata. En la Tabla 23 se presentará los puntos de diagrama de impedancia para poder ubicarlos en la zona de protección de relé SEL-311C en su característica cuadrilateral actual donde (X) se considera la reactancia (X/OHM) y (Y) la resistencia (R/OHM).

Tabla 23 Puntos de Diagramas de Impedancia 2024

EVENTO 1 - 2024	
X - (RESISTENCIA R/OHM)	Y - (REACTANCIA X/OHM)
183.42	-5.1249
171.69	0.5207
158.1	12.298
145.19	26.002
138.2	25.738
141.38	27.682
134.52	32.575
123.71	12.463

Fuente: *Elaboración Propia Datos Base Empresa Electro Sur del Cusco (SIGRA)*

Figura 40 Diagramas de impedancia de los eventos de operación incorrecta sobre las zonas de protección de la LT-6002 (2024).



Fuente: Elaboración Propia en software Matlab

La Figura 40 muestra la modelación gráfica de la característica cuadrilateral de la operación del relé de distancia, dividida claramente en Zona 01, Zona 02 y Zona 03. En esta figura se analiza el comportamiento del lugar geométrico de la impedancia ante la presencia de la falla indicada en la Tabla 22. A partir de los datos de eventos y perturbaciones extraídos de la plataforma SIGRA, se realizó una reconstrucción propia utilizando el software MATLAB. La curva discontinua con marcadores de asterisco describe la trayectoria de la falla desde su iniciación. Se evidencia de manera clara cómo el perfil de las fallas se intercepta y profundiza dentro de los límites geométricos de la Zona 01, debido a ello se considera una operación incorrecta.

3.6. Operación de Sistema de Protección de la LT-6002 Durante el Periodo 2020-2024

Durante los años 2020 y 2024, el sistema de protección de distancia de la Línea de Subtransmisión LT-6002 (Machupicchu – Uripata, 138/60 kV) registró diversas actuaciones asociadas a contingencias eléctricas en la zona de influencia de la línea. El esquema de protección, basado en relés digitales de distancia multifunción, tuvo como finalidad principal garantizar la rápida detección y despeje de fallas, preservando la estabilidad del sistema eléctrico en la provincia de La Convención, durante el periodo analizado se identificaron algunos eventos en los que los relés registraron operaciones incorrectas, principalmente por los siguientes motivos:

- Operaciones por disparos incorrectas en Zona 1, debidas a fallas en el alimentador URPIPATA-04.
- Operaciones por disparos incorrectas en Zona 1, debidas a fallas en el alimentador URPIPATA-05.
- Operaciones por disparos incorrectas en Zona 1, debidas a fallas en el alimentador CHAHUARES-01.
- Operaciones por disparos incorrectas en Zona 1, debidas a fallas en el alimentador SANTA MARIA-01.
- Operaciones por disparos incorrectas en Zona 1, debidas a fallas en el alimentador SANTA MARIA-02.

Estos incidentes evidenciaron que, si bien la protección cumplía su función principal de despeje de fallas, las actuaciones indebidas e incorrectas de los relés disminuyeron el índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002, ocasionando interrupciones no programadas en el suministro eléctrico de la provincia de La Convención. A continuación, se presentan las tablas, debidamente filtradas por casos de mantenimiento de la red u operación programadas.

Tabla 24 Operaciones Totales del Sistema de Protección de la Línea de Subtransmisión LT-6002 Año 2020

Inicio de Falla dd/mm/aa aahh:mm	Fin de Falla dd/mm/aa aahh:mm	duración [h]:mm	Origen - Falla	Causa	Clientes Afectados	Descripción Origen	TIPO DE OPERACIÓN DE RELE 21N	UBICACIÓN DE FALLA DE OPERACIÓN INCORRECTA
29/08/2020 16:24:00	29/08/2020 16:35:00	00:11	6002	Descargas atmosféricas	49039	APERTURA INTERRUPTOR IN-6689 DE LA L-6002 DESDE LA SE MACHUPICCHU 60KV SIN INDICATIVOS DE FALLA POR DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA DE SANTA TERESA.	✓	
06/10/2020 16:34:00	06/10/2020 16:56:00	00:22	6002	Caída de Árbol	49286	APERTURA INTERRUPTOR IN-6689 DE LA L-6002 DESDE LA SE MACHUPICCHU 60KV POR FALLA MONOFASICAS A TIERRA FASE S, SE REGISTRA CORRIENTES DE FALLA 82/966/126A POR CONTACTO CON ARBOL CONTRA LA RED DE AT EN EL TRAMO CON CODIGO E10-E-11.	✓	
06/10/2020 17:07:00	06/10/2020 18:30:00	01:23	6002	Caída de Árbol	49286	APERTURA INTERRUPTOR IN-6689 DE LA L-6002 DESDE LA SE MACHUPICCHU 60KV POR FALLA MONOFASICAS A TIERRA FASE S, SE REGISTRA CORRIENTES DE FALLA 82/966/126A POR CONTACTO CON ARBOL CONTRA LA RED DE AT EN EL TRAMO CON CODIGO E10-E-11.	✓	
08/10/2020 12:10:00	08/10/2020 13:06:00	00:56	6002	Contacto accidental con la línea	49295	DESCONECTA L-6002 POR FALLA MONOFASICA FASE "R" (731A), POR ACTUACIÓN DEL RELE DE PROT. DE DISTANCIA 21N EN ZONA 1, UBICACIÓN A 24.98KM	✗	SM -02 (FASE R)
09/10/2020 07:14:00	09/10/2020 07:19:00	00:05	6002	Colapso de Tensión - Fallas Fugaces - No determinada - No clasificada	49295	APERTURA DEL INTERRUPTOR IN-6689 DE LA LÍNEA L-6002 DESDE LA S.E. MACHUPICCHU, POR FALLA MONOFASICA FASE "S" A TIERRA, SEGÚN LO INFORMADO POR EGEMSA LA FALLA SE ENCONTRARÍA A 4.5 KM, CAUSAS DESCONOCIDAS.	✓	
16/12/2020 16:20:00	16/12/2020 18:14:00	01:54	6002	Vientos huracanados	49821	APERTURA DEL INTERRUPTOR IN-6689 DE LA LÍNEA L-6002 EN EL EXTREMO EN LA S.E. MACHUPICCHU, SE REGISTRA UNA FALLA MONOFÁSICA FASE "T", POR ACTIVACIÓN DE SU FUNCIÓN 21 ZONA 1, UBICADA A 11.10 KM.	✗	UP -04 (FASE T)

Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco (2020).

Inicio de Falla dd/mm/aa aahh:mm	Fin de Falla dd/mm/aa aahh:mm	duración [h]:mm	Origen - Falla	Causa	Clientes Afectados	Descripción Origen	TIPO DE OPERACIÓN DE RELE 21N	UBICACIÓN DE FALLA DE OPERACIÓN INCORRECTA
17/12/2020 14:12:00	17/12/2020 14:20:00	00:08	6002	Descargas atmosféricas	49830	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR FALLA MONOFÁSICA FASE "R" A TIERRA LOCALIZADA A 13.53KM DESDE LA S.E. MACHUPICCHU 942/40/128/778	✗	SM -01 (FASE R)
31/12/2020 14:21:00	31/12/2020 14:28:00	00:07	6002	Colapso de Tensión - Fallas Fugaces - No determinada - No clasificada	49923	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES) POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE "S" A TIERRA (132/1016/37/850 A) VISTA A 11.11KM DESDE EL EXTREMO DE MACHUPICCHU.	✓	
31/12/2020 15:10:00	31/12/2020 15:13:00	00:03	6002	Colapso de Tensión - Fallas Fugaces - No determinada - No clasificada	49923	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6002 POR FALLA 1F FASE "S" A TIERRA 132/1008/38/841 LOCALIZADA A 11.09 KM DESDE LA S.E. MAPI POR CAUSAS DESCONOCIDAS	✓	
31/12/2020 15:40:00	31/12/2020 15:44:00	00:04	6002	Colapso de Tensión - Fallas Fugaces - No determinada - No clasificada	49923	DESCONEXIÓN DE LA LINEA 6002 POR FALLA 1F FASE "S" A TIERRA 131/1008/38/842 LOCALIZADA A 11.08KM DESDE LA S.E. MAPI POR CAUSAS DESCONOCIDAS	✓	

Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco (2020).

Tabla 25 Operaciones Totales del Sistema de Protección de la Línea de Subtransmisión LT-6002 Año 2021

Inicio de Falla dd/mm/aa aahh:mm	Fin de Falla dd/mm/aa aahh:mm	duración [h]:mm	Origen - Falla	Causa	Clientes Afectados	Descripción Origen	TIPO DE OPERACIÓN DE RELE 21N	UBICACIÓN DE FALLA DE OPERACIÓN INCORRECTA
26/02/2021 23:57:00	27/02/2021 00:00:00	00:03	6002	Descargas atmosféricas	50259	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES) DE 60KV POR ACTUACIÓN DE SU RELÉ DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA (FUNCIÓN 21) DEBIDO A FALLA 3F UBICADA A 61.12KM DE LA S.E. MACHUPICCHU POR D.A. EN LA L-6004.	✓	
25/07/2021 13:36:00	25/07/2021 13:39:00	00:03	6002	Fuertes vientos	51295	APERTURA DE LA LÍNEA L-6004 DESDE LA S.E. MACHUPICCHU, POR FALLA MONOFÁSICA A TIERRA EN LA FASE “R” (937/41/123/774 A) POR ACTUACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA ZONA 1 FUNCIÓN 21 VISTA A 13.45 KM DE LA S.E MACHUPICCHU.	✓	
25/07/2021 13:39:00	25/07/2021 14:08:00	00:29	6002	Fuertes vientos	51295	CC-EGEMSA INFORMA TENER INCONVENIENTES CON EL CIERRE POR MANDO NIVEL 3 DEL INTERRUPTOR IN-6689 Y NO PUEDE ACCEDER A LA SOLICITUD DE ELSE (ENERGIZACIÓN DE LA L-6004 DESDE LA S.E. MACHUPICCHU) E INFORMA QUE ENVIARA PERSONAL A LA S.E MACHUPICCHU PARA REALIZAR EL CIERRE POR MANDO NIVEL 1	✓	
04/09/2021 18:04:00	04/09/2021 18:14:00	00:10	6002	Descargas atmosféricas	51625	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES) POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “S” A TIERRA, A CAUSA DE DESCARGAS ATMOSFERICAS, LOCALIZACIÓN DE FALLA 24.07KM, CERCANO A LA T53, SECTOR SANTA MARIA	✗	UP -05 (FASE S)
15/10/2021 14:13:00	15/10/2021 14:24:00	00:11	6002	Acercamiento de Vegetación	51836	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR FALLA MONOFÁSICA FASE “T” A TIERRA LOCALIZADA A 28.17KM DESDE LA S.E. MACHUPICCHU POR PROBABLE CONTACTO DE ELEMENTO/OBJETO DE ALTA IMPEDANCIA CON LA RED DE AT.	✗	SM -01 (FASE T)
15/10/2021 14:43:00	15/10/2021 14:49:00	00:05	6002	Descargas atmosféricas	51836	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR FALLA MONOFÁSICA FASE “S” A TIERRA LOCALIZADA A 22.66KM DESDE LA S.E. MACHUPICCHU POR D.A.	✗	SM -01 (FASE S)

Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco (2021).

Tabla 26 Operaciones Totales del Sistema de Protección de la Línea de Subtransmisión LT-6002 Año 2022

Inicio de Falla dd/mm/aa aahh:mm	Fin de Falla dd/mm/aa aahh:mm	duración [h]:mm	Origen - Falla	Causa	Clientes Afectados	Descripción Origen	TIPO DE OPERACIÓN DE RELE 21N	UBICACIÓN DE FALLA DE OPERACIÓN INCORRECTA
01/01/2022 16:06:00	01/01/2022 16:11:00	00:05	6002	Interruptor de 60 kV dañado	52094	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR FALLA MONOFÁSICA A TIERRA EN LA FASE “R” POR ACTUACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA FUNCIÓN 21 EN ZONA 1.	✗	CH -01 (FASE R)
17/02/2022 16:52:00	17/02/2022 16:55:00	00:03	6002	Colapso de Tensión - Fallas Fugaces - No determinada - No clasificada	52,250	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES), ACTÚA FUNCIÓN 21N, POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “S” A TIERRA, UBICADO A 11.11 KM.	✓	
17/02/2022 16:55:00	17/02/2022 17:05:00	00:10	6002	Interruptor IN-6689 dañada propiedad de EGEMSA	52,250	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES), ACTÚA FUNCIÓN DISTANCIA 21N, POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “S” A TIERRA, CON UNA DISTANCIA DE FALLA DE 11.11 KM. EGEMSA DEMORA EN MANIOBRAS DE ENERGIZACIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR PERDIDA DE MANDO NIVEL 3 DEL INTERRUPTOR IN-6689.	✓	
19/09/2022 15:10:00	19/09/2022 15:18:00	00:08	6002	Colapso de Tensión - Fallas Fugaces - No determinada - No clasificada	53,461	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES) POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “T” A TIERRA, SE REGISTRA CORRIENTES DE FALLA 76/114/400/247A LOCALIZADO A 29.10 KM CAUSA DESCONOCIDAS.	✗	UP -04 (FASE T)
12/10/2022 14:44:00	12/10/2022 14:50:00	00:06	6002	Descargas atmosféricas	53,591	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES) POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “T” A TIERRA, UBICADO A 26.09 KM, SE REGISTRA CORRIENTES DE FALLA 76/175/695/744.	✓	
23/10/2022 14:44:00	23/10/2022 14:56:00	00:12	6002	Colapso de Tensión - Fallas Fugaces - No determinada - No clasificada	53,654	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES) POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “T” A TIERRA, UBICADO A 29.51 KM.	✓	
27/11/2022 01:44:00	27/11/2022 01:55:00	00:11	6002	Descargas atmosféricas	53,852	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES) POR UNA FALLA TRIFÁSICA, UBICADO A 62.93 KM CAUSA DESCARGAS ATMOSFERICAS	✓	

Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco (2022).

Tabla 27 Operaciones Totales del Sistema de Protección de la Línea de Subtransmisión LT-6002 Año 2023

Inicio de Falla dd/mm/aa aahh:mm	Fin de Falla dd/mm/aa aahh:mm	duración [h]:mm	Origen - Falla	Causa	Clientes Afectados	Descripción Origen	TIPO DE OPERACIÓN DE RELE 21N	UBICACIÓN DE FALLA DE OPERACIÓN INCORRECTA
20/04/2023 00:46:00	20/04/2023 00:56:00	00:10	6002	Descargas atmosféricas	54,667	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR FALLA MONOFÁSICA A TIERRA EN LA FASE “R” POR ACTUACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA FUNCIÓN 21 EN ZONA 1. CAUSADO POR EL DAÑO PERMANENTE DEL INTERRUPTOR DE 60 kV EN LA SE SANTA TERESA.	✓	
08/10/2023 12:18:11	08/10/2023 14:42:12	02:24	6002	Pararrayos	55,635	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES), ACTÚA FUNCIÓN 21N, POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “S” A TIERRA.	✗	UP -04 (FASE S)
18/11/2023 20:49:43	18/11/2023 20:58:18	00:09	6002	Descargas atmosféricas	55,867	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES), ACTÚA FUNCIÓN DISTANCIA 21N, POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “S” A TIERRA, CON UNA DISTANCIA DE FALLA DE 11.11 KM. EGEMSA DEMORA EN MANIOBRAS DE ENERGIZACIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR PERDIDA DE MANDO NIVEL 3 DEL INTERRUPTOR IN-6689.	✗	UP -05 (FASE S)
20/12/2023 21:02:00	20/12/2023 21:10:00	00:08	6002	Descargas atmosféricas	56,049	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES) POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “T” A TIERRA, SE REGISTRA CORRIENTES DE FALLA 76/114/400/247A LOCALIZADO A 29.10 KM CAUSA DESCONOCIDAS.	✓	
29/12/2023 12:46:22	29/12/2023 12:55:42	00:09	6002	Colapso de Tensión - Fallas Fugaces - No determinada - No clasificada	56,100	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (S.E. MACHUPICCHU – S.E. SANTA MARÍA - S.E. URPIPATA – S.E. CHAHUARES) POR UNA FALLA MONOFÁSICA FASE “T” A TIERRA, UBICADO A 26.09 KM, SE REGISTRA CORRIENTES DE FALLA 76/175/695/744.	✓	

Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco (2023).

Tabla 28 Operaciones Totales del Sistema de Protección de la Línea de Subtransmisión LT-6002 Año 2024

Inicio de Falla dd/mm/aa aahh:mm	Fin de Falla dd/mm/aa aahh:mm	duración [h]:mm	Origen - Falla	Causa	Clientes Afectados	Descripción Origen	TIPO DE OPERACIÓN DE RELE 21N	UBICACIÓN DE FALLA DE OPERACIÓN INCORRECTA
05/02/2024 23:20:00	05/02/2024 23:29:00	00:09	6002	Descargas atmosféricas	56,315	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 DESDE LA S.E. MAPI POR UNA FALLA "RST" LOCALIZADA A 31.67KM DEBIDO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.	✓	
03/05/2024 06:45:00	03/05/2024 06:54:00	00:09	6002	Falla en la línea L- 6004	56,813	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR UNA FALLA BIFÁSICA ENTRE FASES "R" Y "S" EN EL TRAMO L-6004 OCASIONADO POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.	✓	
21/10/2024 15:00:00	21/10/2024 15:06:00	00:06	6002	Colapso de Tensión - Fallas Fugaces - No determinada - No clasificada	57,781	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 POR UNA FALLA "R" LOCALIZADA A 25.39KM DE LA S.E. MAPI POR CAUSA DESCONCIDA, EN INVESTIGACIÓN	✗	UP -05 (FASE R)

Fuente: Datos tomados de la empresa Electro Sur del Cusco (2024).

3.7. Análisis del Índice de Confiabilidad Sistema de Protección de la LT-6002 Durante el Periodo 2020 – 2024

El análisis del Índice de Confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002 durante los años 2020 – 2024 permite evaluar la evolución del desempeño de las protecciones a lo largo de un periodo de tiempo crítico. Este enfoque multianual facilita identificar tendencias, variaciones y posibles debilidades en la coordinación y selectividad de los dispositivos de protección, así como valorar el impacto de eventos externos y condiciones operativas sobre la seguridad del sistema. La Tabla 8 presentada nos permitirá analizar el índice de confiabilidad actual, el cual es evaluado de forma normalizada en un rango estricto de 0 a 100%.

Tabla 8

Nivel	Rango Pc	Interpretación
Alto	$\geq 95\%$	Sistema confiable
Medio	80% — 94%	Requiere revisión
Bajo	$< 80\%$	Intervención urgente

3.7.1. Índice de Confiabilidad Sistema de Protección de la LT-6002 Durante el Periodo 2020 - 2024

En esta sección se presenta el cálculo del índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002 correspondiente a los años 2020 - 2024, utilizando la información técnica disponible y las metodologías establecidas en la teoría de la confiabilidad de sistemas eléctricos. El análisis permitirá determinar el grado de seguridad y selectividad de las protecciones implementadas en dicho periodo, así como identificar posibles limitaciones en su desempeño. Asimismo, se incluirán gráficos dinámicos e interpretativos que faciliten la visualización de los resultados obtenidos.

Tabla 29 Índice de Confiabilidad de Sistema de Protección 2020 - 2024

Año	Operaciones Correctas (Nc)	Operaciones Incorrectas (Ni)	Índice de Confiabilidad (Pc)%
2020	7	3	70.00%
2021	3	3	50.00%
2022	5	2	71.43%
2023	3	2	60.00%
2024	2	1	66.67%
	Promedio		63.62%

$$P_C = \frac{N_C}{N_C + N_I}$$

Fuente: *Elaboración Propia con Datos Tomados de la Empresa Electro Sur del Cusco*

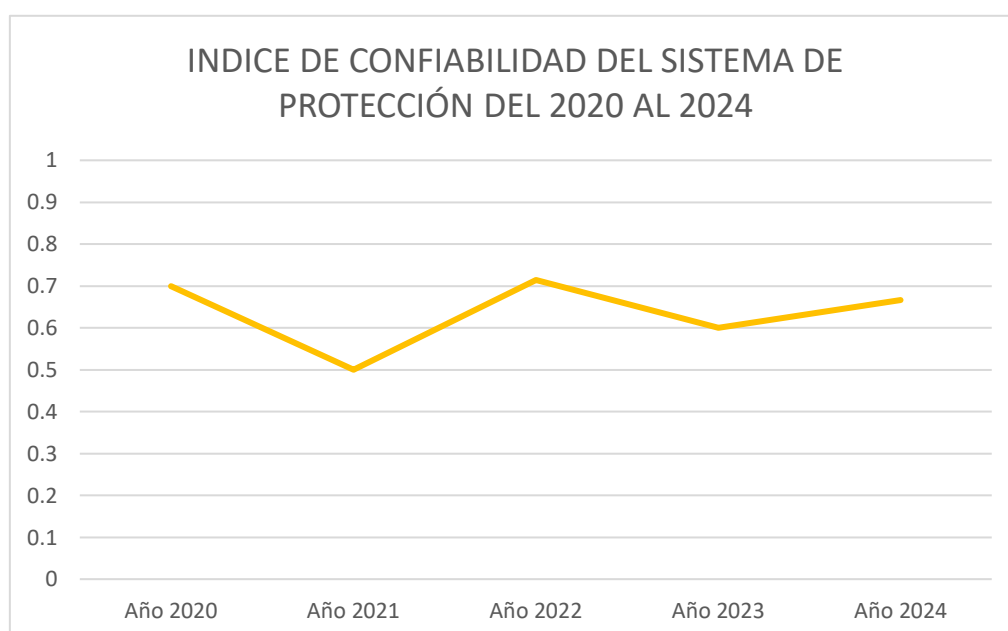
De acuerdo con los registros consolidados en la Tabla 29, el Índice de Confiabilidad (Pc) del sistema de protección de la LT-6002 presenta fluctuaciones críticas entre los años 2020 – 2024, manteniéndose en un rango promedio bajo que evidencia una alta tasa de actuaciones no deseadas.

El punto de mayor vulnerabilidad operativa se localiza en el año 2021, donde el índice desciende a un valor crítico de 50%. Este escenario técnico representa una pérdida severa de la seguridad del sistema, implicando que la mitad de los disparos totales ejecutados por los relés correspondieron a operaciones incorrectas (3 operaciones incorrectas frente a 3 operaciones correctas). Si bien en los años subsecuentes (2022 y 2024) se observa una leve recuperación asintótica que posiciona el índice en 71.43% y 66.67%, respectivamente. Asimismo, se tiene un índice de confiabilidad promedio de 0.636, estos valores continúan distantes del umbral óptimo del 100%. Este comportamiento persistente delata que las protecciones mantienen un nivel bajo para despejar fallas reales, adolecen de serias deficiencias en su dimensión de seguridad, provocando disparos intempestivos ante fallas externas en la zona de protección.

3.7.2. Resumen del Índice de Confiabilidad del Sistema de Protección

En este apartado se presenta un resumen del comportamiento del índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002 durante el periodo 2020–2024. La Figura 41 muestra gráficamente esta evolución anual, lo que permite visualizar de manera clara las variaciones del índice de confiabilidad a lo largo del tiempo. El diagrama refleja que, pese a las fluctuaciones presentadas en algunos años, el sistema mantiene un nivel de confiabilidad de aproximadamente 63.62% en promedio, constituyendo un nivel bajo; el sistema cumple parcialmente.

Figura 41 Índice de Confiabilidad del Sistema de Protección 2020 - 2024



Fuente: *Elaboración Propia*

3.8. Impacto de las operaciones incorrectas del sistema de protección

Como se ha documentado a lo largo de este capítulo, el relé de distancia SEL-311C de la LT-6002 registró operaciones incorrectas de manera sistemática entre los años 2020 y 2024. En todos los casos analizados (eventos en los alimentadores UP-04, UP-05, CH-01, SM-01 y SM-02), el relé actuó en Zona 1 ante fallas que se originaron en los alimentadores de media tensión de las subestaciones Uripata, Chahuare y Santa María, es decir, en puntos que se encuentran

fuera del tramo que el relé debería de proteger. Las simulaciones realizadas en DIgSILENT PowerFactory y las oscilografías obtenidas mediante el software SIGRA confirmaron, evento por evento, que la impedancia vista por el relé durante cada falla cayó dentro de la Zona 1 de protección, lo que desencadenó la apertura del interruptor de la LT-6002 en condiciones en que no debía operar.

3.8.1 Implicancias técnicas

El impacto técnico de la presente investigación radica en las operaciones incorrectas por sobrealcance (overreach) del relé de protección de distancia de la LT-6002 ante fallas originadas en los alimentadores de media tensión de las subestaciones Santa María, Uripata y Chahuares. La selectividad es uno de los principios fundamentales de cualquier sistema de protección: ante una falla, debe operar únicamente el elemento más cercano a ella, dejando en servicio el resto de la red. En el caso de la LT-6002, ese principio se incumplió en cada una de las operaciones incorrectas registradas. Una falla en el alimentador UP-05, por ejemplo, tendría que haber sido despejada por el relé de sobrecorriente (50/51) de ese alimentador en la subestación Uripata, sin afectar para nada la línea de subtransmisión. Sin embargo, el sobrealcance del relé SEL-311C provocó que la LT-6002 abriera su interruptor, dejando sin suministro a toda la provincia en lugar de aislar únicamente el alimentador fallado. Dicha problemática genera un impacto técnico crítico en el Sistema Eléctrico de La Convención, debido a que transforma fallas localizadas en media tensión en eventos de interrupción en alta tensión, reduciendo el índice de confiabilidad de protección y otros indicadores de continuidad de suministro de la zona de concesión.

3.8.2 Análisis del impacto económico

Energía Esperada no Suministrada (EENS)

Para evaluar el impacto económico nos basaremos en la (EENS) que representa la energía que se esperaba suministrar, pero no fue entregada debido a fallas en el sistema de protección y este

se calcula como el producto de la tasa de falla, duración promedio de interrupción y potencia interrumpida (IEEE, 2006)

$$EENS = \lambda * r * P * T$$

Donde:

- $EENS$: Energía Esperada no Suministrada (MWh/año)
- λ : Tasa de falla de la línea (fallas/año)
- r : Duración promedio de interrupción (horas/falla)
- P : Potencia promedio interrumpida (MW)
- T : Periodo de análisis (horas/año)

Cálculo del costo económico

$$\text{Costo} = EENS * 2743.04$$

La tasa de falla (λ) se calculó como el cociente entre el número de eventos registrados y el período evaluado, expresada en fallas/año. La Energía Esperada No Suministrada (EENS) se obtuvo como el producto de la tasa de falla, la duración promedio de interrupción y la potencia promedio interrumpida, según la metodología descrita por (Billinton & Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, 1996).

Tabla 30 Energía Esperada No Suministrada (EENS) e Impacto Económico de la Línea de Subtransmisión LT-6002, período 2020-2024

Año	Nº fallas	Tasa de falla (fallas/año)	Duración promedio (r) horas	Potencia promedio (P) MW	EENS (MWh)	Costo S/.
2020	10	2	00:31 (0.517horas)	4.49	4.643	12735.93
2021	6	1.2	00:10 (0.167horas)	5.60	1.122	3077.69

Año	Nº fallas	Tasa de falla (fallas/año)	Duración promedio (r) horas	Potencia promedio (P) MW	EENS (MWh)	Costo S/.
2022	7	1.4	00:07 (0.117horas)	5.05	0.827	2268.49
2023	5	1	00:36 (0.600horas)	5.07	3.042	8344.13
2024	3	0.6	00:08 (0.133horas)	5.20	0.415	1138.36
Total	31	6.2	-----	-----	10.049	27564.6

Fuente: *Elaboración Propia*

Fijar el valor del Costo de Racionamiento en 274,304 ct/m. S/./kWh para todos los sistemas eléctricos, que equivalente en S/./MWh 2,743.04. La valorización económica se realizó mediante el Costo de Racionamiento.

3.9 Demostración del Problema de Investigación

El cálculo de la EENS para la LT-6002 de 60 kV, basado en los registros del SCADA en el período 2020-2024, evidencia una energía no suministrada de 10.049 MWh/año, equivalente a un impacto económico de S/. 27564.6 anuales. Este resultado demuestra cuantitativamente que las operaciones incorrectas del sistema de protección generan consecuencias técnicas y económicas significativas, confirmando el problema de investigación planteado. Además de las penalizaciones regulatorias por transgredir los niveles de calidad exigidos por la NTCSE. Por lo tanto, se evidencia la necesidad de implementar una característica cuadrilateral adaptativa que elimine este sobrealcance, mitigando las pérdidas económicas y técnicas descritas.

CAPITULO IV: PROPUESTA DE COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA LT-6002

Para la propuesta de la coordinación del sistema de protección de la LT-6002 se emplea la técnica de barrido de fallas según lo que menciona el autor (Arash Samadi, 2025), la cual consiste en simular sistemáticamente fallas en distintos puntos a lo largo de la topología de la línea variando su ubicación en incrementos porcentuales de la longitud total (0% a 100%) con el fin de evaluar el comportamiento de las protecciones eléctricas ante cada escenario. Dichas fallas serán interpretadas de forma matricial. Esta metodología permite determinar el alcance real de las funciones de protección (como la distancia, 21/21N), verificar la coordinación entre las zonas de protección, e identificar posibles zonas ciegas o traslapes en la cobertura del esquema de protección de la LT-6002. Los resultados obtenidos mediante este barrido sirven como base para validar los ajustes de las protecciones actuales o realizar la modificación, para realizar dicha técnica, se seguirán los siguientes pasos:

- Aplicación de la Técnica de Barrido de Fallas en la LT-6002.
- Ajuste de la característica cuadrilateral de las zonas de protección de distancia (funciones 21 y 21N).
- Coordinación de la protección de distancia (21N) con los alimentadores.

4.1. Técnica de Barrido de Fallas en la LT-6002

La técnica de barrido de fallas consiste en simular sucesivamente fallas en distintos puntos del sistema, el barrido se realizó de forma diferenciada para las fallas tanto en la línea de subtransmisión como en los alimentadores, y se evaluó para las tres fallas monofásicas a tierra (A-G, B-G y C-G), conforme a los parámetros resumidos en la Tabla 31. Para las fallas internas, ubicadas directamente sobre la línea de subtransmisión, se hizo el barrido en la posición de la falla a lo largo del tramo protegido y la resistencia de falla; para las fallas externas, ubicadas en los alimentadores, se hizo el barrido únicamente en la resistencia de falla, por tratarse de puntos de conexión definidos.

Tabla 31 Tabla de Variación de Barrido de Falla

Tipo de barrido	Ubicación de la falla	Variación de ubicación de Falla	Resistencia de falla (Rf)	Variación de Falla (RF)
Líneas de subtransmisión	0, 20, 40, 60, 80 y 100 % de la longitud	20	0, 4, 8, 12, 16 y 20 Ω	4
Alimentadores	Barra de Alimentador	0	0, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18 y 20 Ω	2

Fuente: *Elaboración propia.*

Para el barrido de falla realizado en el presente tema de investigación se apoyó de un DPL el cual se pondrá en anexos, este DPL nos permitió hallar un barrido de tres fallas monofásicas a tierra (A-G, B-G y C-G), las cuales contienen 282 simulaciones de fallas por cada fase (A, B y C), representadas de forma matricial, como se muestra en la Figura 42. Cada componente de la matriz corresponde a una simulación de falla y permite determinar su posición en el plano R-X de la característica cuadrilateral del relé 21N.

Figura 42 Matriz de la Técnica de Barrido de Falla de la LT-6002 y Alimentadores

$$Z_{ig}^{total} = \begin{bmatrix} Z_{ig}^1 = 0.00 + j0.00 \\ Z_{ig}^2 = -99.32 + j589.76 \\ Z_{ig}^3 = 8.30 - j0.05 \\ Z_{ig}^4 = 12.36 - j0.09 \\ Z_{ig}^5 = 16.36 - j0.13 \\ Z_{ig}^6 = 20.31 - j0.18 \\ Z_{ig}^7 = 60.94 - j0.54 \\ Z_{ig}^8 = 182.82 - j1.61 \\ Z_{ig}^9 = 8.89 + j1.10 \\ Z_{ig}^{10} = 12.98 + j1.05 \\ \vdots \\ Z_{ig}^{216} = 57.31 + j53.22 \end{bmatrix} \quad Z_{ig}^{total} = \begin{bmatrix} Z_{ig}^1 = 586.99 - j75.33 \\ Z_{ig}^{12} = 106.04 + j92.65 \\ Z_{ig}^{23} = 266.10 + j172.17 \\ Z_{ig}^{34} = 1223.20 - j124.46 \\ Z_{ig}^{45} = 477.73 + j106.27 \\ Z_{ig}^{56} = 586.99 - j75.33 \\ \vdots \\ Z_{ig}^{66} = 586.99 - j75.33 \end{bmatrix} \begin{matrix} stesa10 \\ SM\ 22.9KV \\ UP10KV \\ UP24KV \\ CH\ 22.9KV \\ CH\ 10 \\ CH\ 10 \end{matrix}$$

Fuente: Elaboración propia.

4.2. Ajuste de la característica cuadrilateral de las zonas de protección de distancia (funciones 21 y 21N)

En la presente sección se desarrolla y sustenta dicha propuesta mediante la matriz el resultado de la técnica de barrido de fallas ya antes vista. Este procedimiento permite evaluar de manera sistemática el comportamiento de la zona de protección frente a un conjunto representativo de fallas, tanto internas en la Línea de Subtransmisión LT-6002 como externas en los alimentadores aguas abajo, contrastando la característica cuadrilateral en su estado actual con la característica propuesta. De esta forma se demuestra, sobre el plano R-X, que el reajuste planteado mantiene la cobertura de las fallas internas y, simultáneamente, excluye del alcance

de la zona primaria las fallas correspondientes a los alimentadores, restableciendo la selectividad del esquema de protección.

4.2.1. Característica Cuadrilateral en el Estado Actual

El ajuste actual de las zonas de protección de distancia (funciones 21 y 21N) del relé SEL-311C instalado en la LT-6002 se resume en la Tabla 32. Dicho ajuste comprende cuatro zonas: las Zonas 1, 2 y 3 configuradas en dirección Forward como protección principal y de respaldo de la línea de subtransmisión, con tiempos de operación de 0, 27 y 60 ciclos respectivamente (equivalentes a 0.0, 0.45 y 1.00 segundos); y la Zona 4, configurada en dirección Reverse con un retardo de 108 ciclos (1.80 s), utilizada como elemento de supervisión direccional hacia la barra remota.

Tabla 32 Ajuste Actuales de las Zonas de Protección de Distancia (21/21N) - Relé SEL 311C

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	<i>Forward</i>	<i>Forward</i>	<i>Forward</i>	<i>Reverse</i>
ZP (Ω)	13.88	19.50	23.20	1.60
ZMG (Ω)	-	-	-	-
XG (Ω)	13.88	19.50	23.20	1.36
RG (Ω)	60.00	60.00	60.00	60.00
Tan	-	-	-	-
ZPD	0 ciclos (0.0 s)	27 ciclos (0.45 s)	60 ciclos (1.00 s)	108 ciclos (1.80 s)
ZGD	0 ciclos (0.0 s)	27 ciclos (0.45 s)	60 ciclos (1.00 s)	108 ciclos (1.80 s)

Fuente: Elaboración Propia Base de Datos ELSE

La configuración de la característica cuadrilateral en el software DIGSILENT PowerFactory se realizó a partir del modelo del relé SEL-311C, definiendo los elementos direccionales de tierra (símbolo IEC Z>>, símbolo ANSI 21N, unidad Earth) para cada zona mediante los parámetros +X Reach (alcance reactivo) y +R Resistance (alcance resistivo), expresados tanto en valores secundarios (sec.Ohm) como primarios (pri.Ohm), además del ángulo característico del relé (Relay Angle) y el ángulo de la reactancia (+X Angle). La Figura 43 resume los parámetros configurados para las Zonas 1, 2 y 3 (elementos Ph-Q1, Ph-Q2 y PhQ3), los cuales son consistentes con los ajustes reales.

Figura 43 Parámetros de la característica cuadrilateral Actual configurados en Digsilent Power Factory (Zona 1, 2,3)

The figure displays three screenshots of the Digsilent Power Factory configuration window for the SEL-311C relay, showing parameters for Zone 1, Zone 2, and Zone 3. Each window displays settings for IEC and ANSI symbols, Zone, Unit, Characteristic, Name, Type, Out of Service checkbox, Tripping Direction, Directional Unit, +X Reach, +R Resistance, Relay Angle, +X Angle, and -R Ratio.

Zone 1 Configuration:

- IEC Symbol: Z>> ANSI Symbol: 21N
- Zone: 1 Unit: Earth
- Characteristic: Quadrilateral
- Name: Ph-Q1
- Type: → ...rary(ELSE)(RELS)SEL 311C(SEL 311C-1A)(Ph-Q1
- ☐ Out of Service
- Tripping Direction: External Directional Unit:
- +X Reach: 13.88 sec/Ohm 41.64 pri/Ohm
- +R Resistance: 60.00 sec/Ohm 180. pri/Ohm
- Relay Angle: 74 deg
- +X Angle: 0 deg
- R Ratio: 1 180. pri/Ohm

Zone 2 Configuration:

- IEC Symbol: Z>> ANSI Symbol: 21N
- Zone: 2 Unit: Earth
- Characteristic: Quadrilateral
- Name: Ph-Q2
- Type: → ...rary(ELSE)(RELS)SEL 311C(SEL 311C-1A)(Ph-Q2
- ☐ Out of Service
- Tripping Direction: External Directional Unit:
- +X Reach: 19.50 sec/Ohm 58.5 pri/Ohm
- +R Resistance: 60.00 sec/Ohm 180. pri/Ohm
- Relay Angle: 74 deg
- +X Angle: 0 deg
- R Ratio: 1 180. pri/Ohm

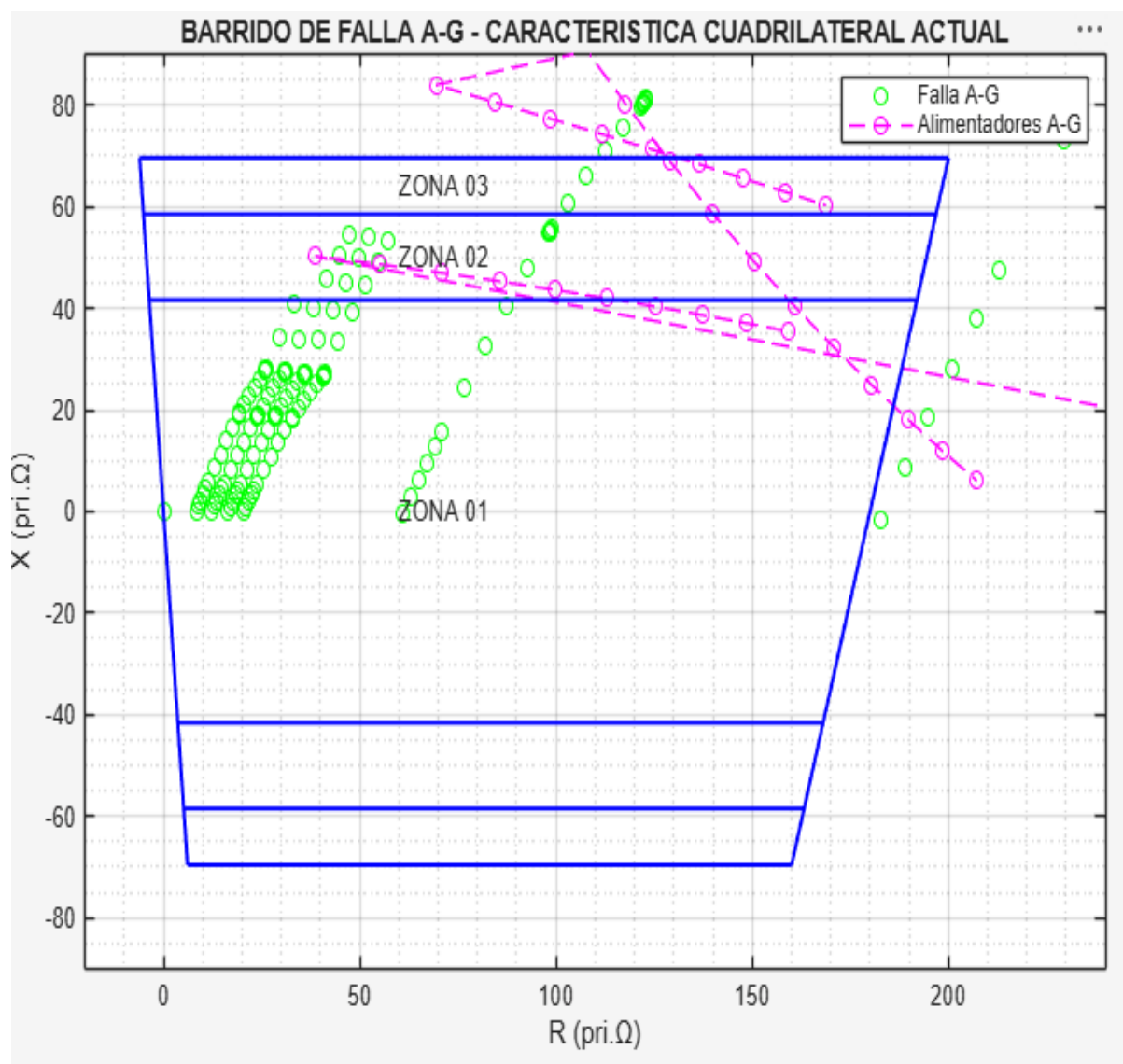
Zone 3 Configuration:

- IEC Symbol: Z>> ANSI Symbol: 21N
- Zone: 3 Unit: Earth
- Characteristic: Quadrilateral
- Name: Ph-Q3
- Type: → ...rary(ELSE)(RELS)SEL 311C(SEL 311C-1A)(Ph-Q3
- ☐ Out of Service
- Tripping Direction: External Directional Unit:
- +X Reach: 23.20 sec/Ohm 69.60001 pri/Ohm
- +R Resistance: 60.00 sec/Ohm 180. pri/Ohm
- Relay Angle: 74 deg
- +X Angle: 0 deg
- R Ratio: 1 180. pri/Ohm

Fuente: Elaboración propia, capturas de pantalla de la configuración del relé SEL-311C en DIgSILENT PowerFactory.

4.2.1.1 Estado Actual - Barrido de Falla A-G. La Figura 44 muestra el barrido de la falla A-G sobre la característica actual. Los puntos verdes representan el barrido de fallas hechas directamente en la línea de subtransmisión 6002, la cual se ubica correctamente entre las Zona 1 y Zona 2, esto está bien ya que el relé SEL-311C es una protección directa a la línea de subtransmisión, mientras que el barrido de los alimentadores representado con los puntos de color magenta ingresan en la Zona 1, evidenciando el sobrealcance de la característica hacia los alimentadores, las cuales producen las operaciones incorrectas del sistema de protección de la LT-6002.

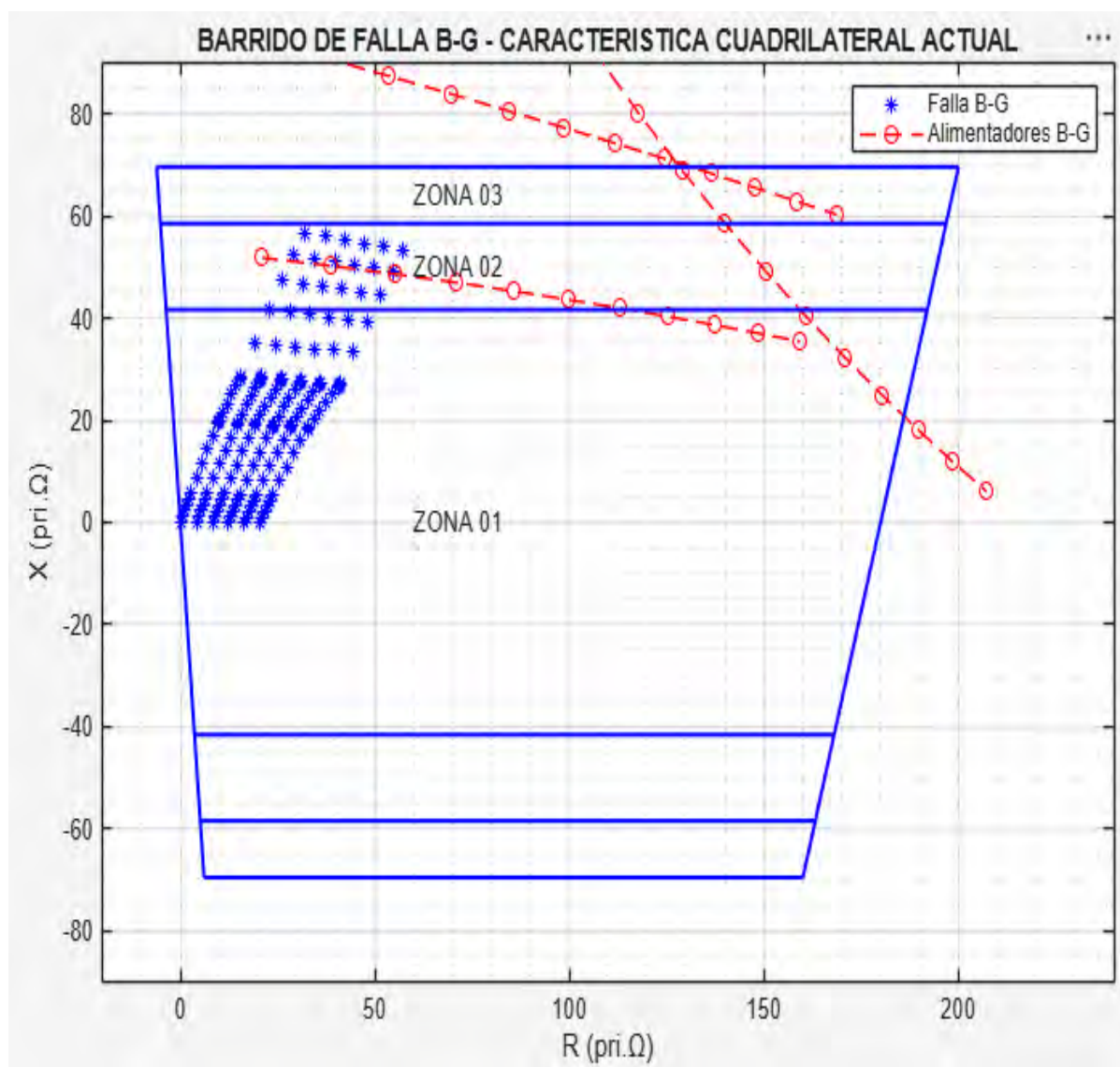
Figura 44 Barrido de Falla A-G — Característica Cuadrilateral en Estado Actual



Fuente: Elaboración propia.

4.2.1.2 Estado actual – Barrido de Falla B-G. La Figura 45 muestra el barrido de la falla B-G sobre la característica actual. Los puntos azules representan el barrido de fallas hechas directamente en la línea de subtransmisión 6002, la cual se ubica correctamente entre las Zona 1 y Zona 2, esto está bien ya que el relé SEL-311C es una protección directa a la línea de subtransmisión, mientras que el barrido de los alimentadores representado con los puntos de color rojo ingresan en la Zona 1, evidenciando el sobrealcance de la característica hacia los alimentadores, las cuales producen las operaciones incorrectas del sistema de protección de la LT-6002.

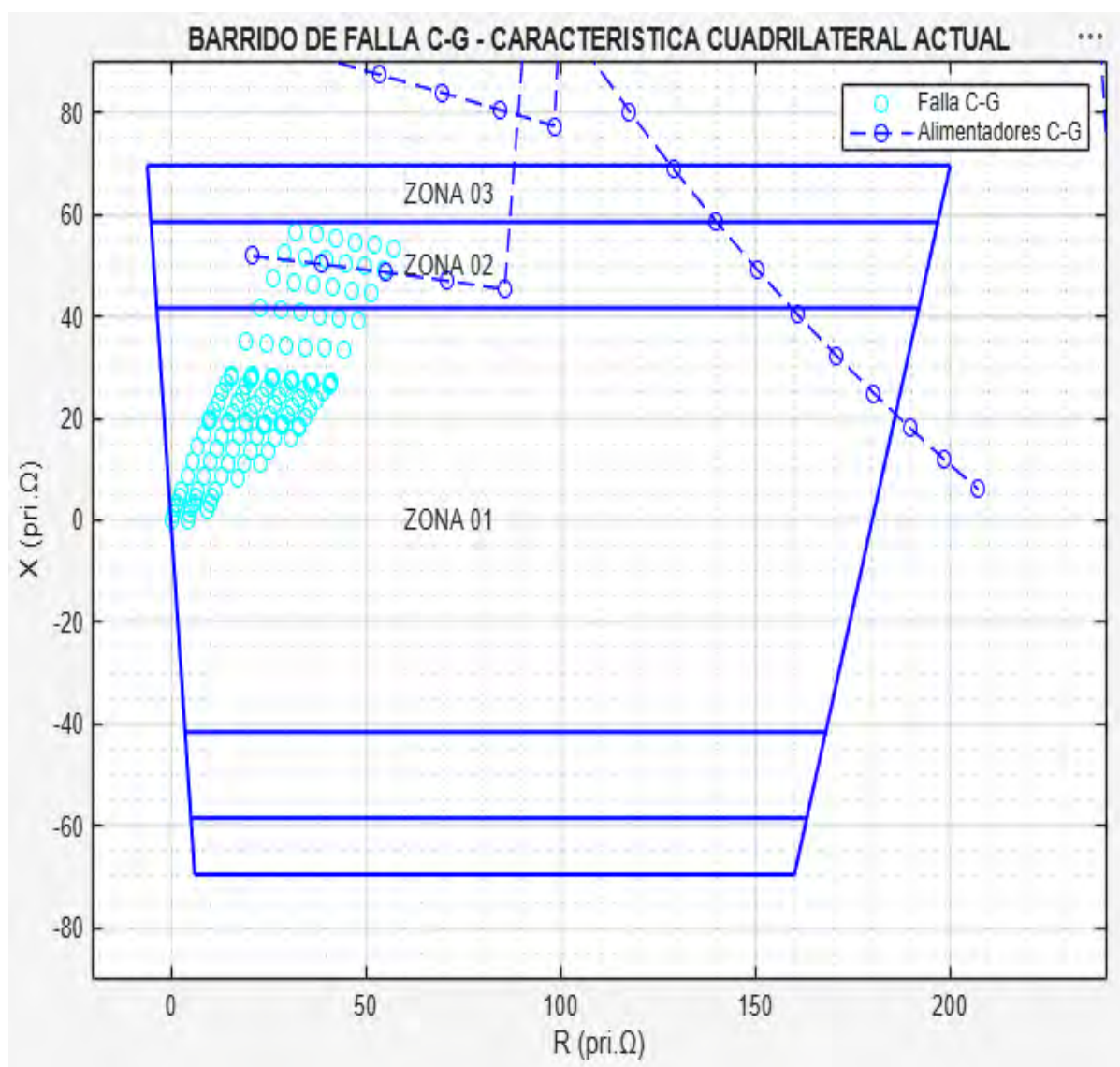
Figura 45 Barrido de Falla B-G — Característica Cuadrilateral en Estado Actual



Fuente: Elaboración propia.

4.2.1.3 Estado actual – Barrido de Falla C-G. La Figura 46 muestra el barrido de la falla C-G sobre la característica actual. Los puntos celestes representan el barrido de fallas hechas directamente en la línea de subtransmisión 6002, la cual se ubica correctamente entre las Zona 1 y Zona 2, esto está bien ya que el relé SEL-311C es una protección directa a la línea de subtransmisión, mientras que el barrido de los alimentadores representado con los puntos azules ingresan en la Zona 1, evidenciando el sobrealcance de la característica hacia los alimentadores, las cuales producen las operaciones incorrectas del sistema de protección de la LT-6002.

Figura 46 Barrido de Falla C-G — Característica Cuadrilateral en Estado Actual



Fuente: Elaboración propia.

4.2.2. Característica Cuadrilateral Propuesto

El ajuste propuesto de las zonas de protección de distancia (funciones 21 y 21N) del relé SEL-311C instalado en la LT-6002 se resume en la Tabla 33. Dicho ajuste comprende cuatro zonas: las Zonas 1, 2 y 3 configuradas en dirección Forward como protección principal y de respaldo de la línea de subtransmisión, con tiempos de operación de 0, 27 y 60 ciclos respectivamente (equivalentes a 0.0, 0.45 y 1.00 segundos); y la Zona 4, configurada en dirección Reverse con un retardo de 108 ciclos (1.80 s), utilizada como elemento de supervisión direccional hacia la barra remota, cabe indicar que no se cambia en tiempo de operación de las zonas debido a que se evidenciara que si coordina perfectamente con respecto a los alimentadores.

Tabla 33 Ajuste Propuesto de las Zonas de Protección de Distancia (21/21N) - Relé SEL 311C

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	Forward	Forward	Forward	Reverse
ZP (Ω)	13.88	19.50	23.20	1.60
ZMG (Ω)	-	-	-	-
XG (Ω)	11.43	17.95	23.20	1.36
RG (Ω)	60.00	60.00	60.00	60.00
Tan	-	-	-	-
ZPD	0 ciclos (0.0 s)	27 ciclos (0.45 s)	60 ciclos (1.00 s)	108 ciclos (1.80 s)
ZGD	0 ciclos (0.0 s)	27 ciclos (0.45 s)	60 ciclos (1.00 s)	108 ciclos (1.80 s)

Fuente: Elaboración Propia Base de Datos ELSE

La configuración de la característica cuadrilateral en el software DIgSILENT PowerFactory se realizó a partir de las propuestas del modelo del relé SEL-311C, definiendo los elementos direccionales de tierra (símbolo IEC Z>>, símbolo ANSI 21N, unidad Earth) para cada zona mediante los parámetros +X Reach (alcance reactivo) y +R Resistance (alcance resistivo), expresados tanto en valores secundarios (sec.Ohm) como primarios (pri.Ohm), además del ángulo característico del relé (Relay Angle) y el ángulo de la reactancia (+X Angle). La Figura 47 resume los parámetros configurados para las Zonas 1, 2 y 3 (elementos Ph-Q1, Ph-Q2 y PhQ3), los cuales son consistentes con los ajustes propuesto.

Figura 47 Parámetros de la característica cuadrilateral Propuesto configurados en Digsilent Power Factory (Zona 1, 2,3)

The figure displays three screenshots of the Digsilent Power Factory configuration window for a SEL-311C relay, showing parameters for a Quadrilateral characteristic across three zones (Zona 1, 2, and 3).

Zone 1 Configuration:

- IEC Symbol: Z>> ANSI Symbol: 21N
- Zone: 1 Unit: Earth
- Characteristic: Quadrilateral
- Name: Ph-Q1
- Type: → ...rary\ELSE\RELES\SEL 311C\SEL 311C-1A\Ph-Q1
- Out of Service: ☐
- Tripping Direction: External Directional Unit
- +X Reach: 11.43 sec/Ohm 34.29 pri/Ohm
- +R Resistance: 38.10 sec/Ohm 114.3 pri/Ohm
- Relay Angle: 58 deg
- +X Angle: 0 deg
- R Ratio: 1 114.3 pri/Ohm

Zone 2 Configuration:

- IEC Symbol: Z>> ANSI Symbol: 21N
- Zone: 2 Unit: Earth
- Characteristic: Quadrilateral
- Name: Ph-Q2
- Type: → ...rary\ELSE\RELES\SEL 311C\SEL 311C-1A\Ph-Q2
- Out of Service: ☐
- Tripping Direction: External Directional Unit
- +X Reach: 17.95 sec/Ohm 53.85 pri/Ohm
- +R Resistance: 38.10 sec/Ohm 114.3 pri/Ohm
- Relay Angle: 58 deg
- +X Angle: 0 deg
- R Ratio: 1 114.3 pri/Ohm

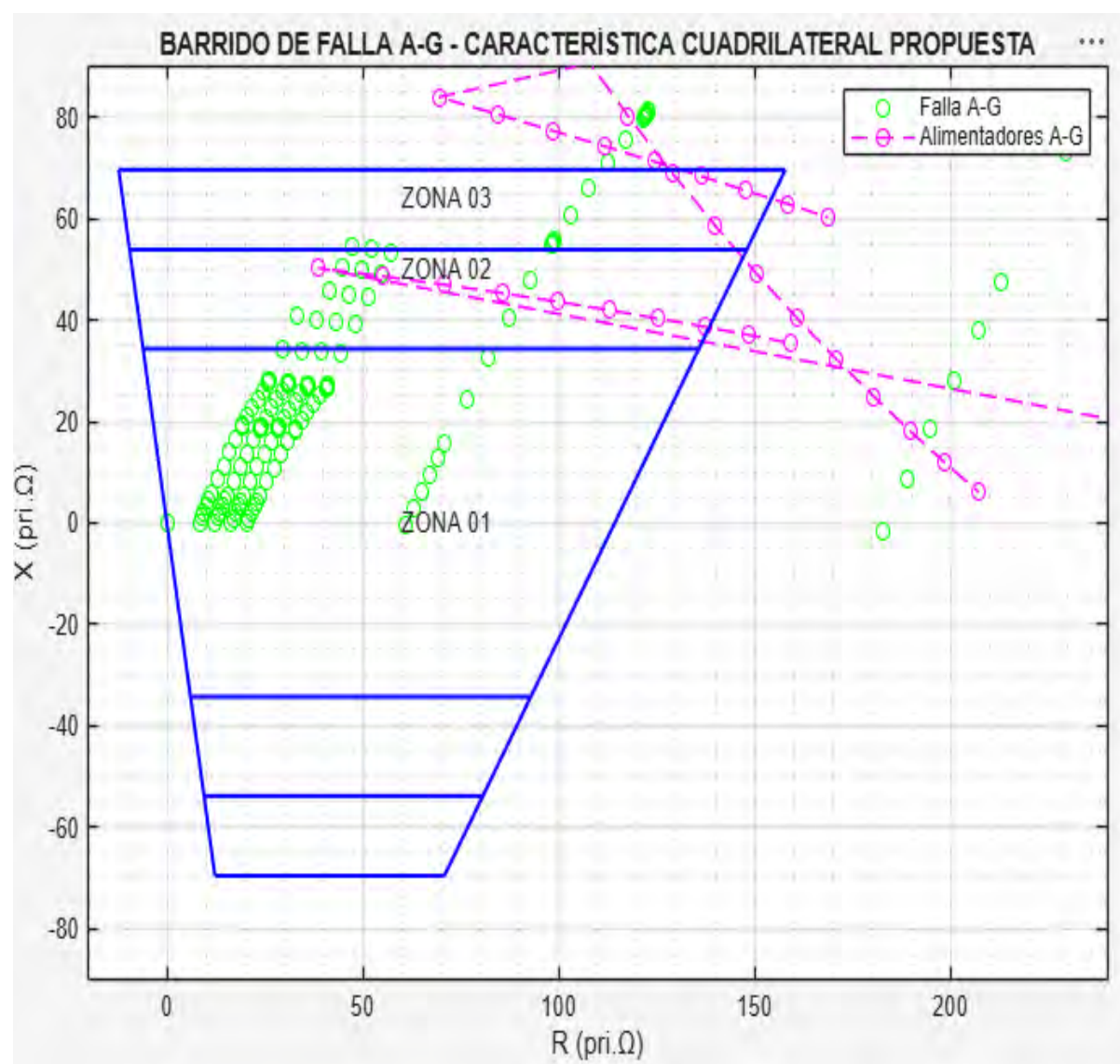
Zone 3 Configuration:

- IEC Symbol: Z>> ANSI Symbol: 21N
- Zone: 3 Unit: Earth
- Characteristic: Quadrilateral
- Name: Ph-Q3
- Type: → ...rary\ELSE\RELES\SEL 311C\SEL 311C-1A\Ph-Q3
- Out of Service: ☐
- Tripping Direction: External Directional Unit
- +X Reach: 23.20 sec/Ohm 69.60001 pri/Ohm
- +R Resistance: 38.10 sec/Ohm 114.3 pri/Ohm
- Relay Angle: 58 deg
- +X Angle: 0 deg
- R Ratio: 1 114.3 pri/Ohm

Fuente: Elaboración propia, capturas de pantalla de la configuración del relé SEL-311C en DIgSILENT PowerFactory.

4.2.2.1 Característica Cuadrilateral Propuesto Barrido de Falla A-G. La Figura 48 muestra el barrido de la falla A-G sobre la característica propuesta. Los puntos verdes representan el barrido de fallas hechas directamente en la línea de subtransmisión 6002, la cual se ubica correctamente entre las Zona 1 y Zona 2, esto está bien ya que el relé SEL-311C es una protección directa a la línea de subtransmisión, mientras que el barrido de los alimentadores se representan con los puntos magentas y ahora ya no ingresan a la Zona 1, evidenciando que ya no existe sobrealcance de la característica hacia los alimentadores, las cuales producen las operaciones incorrectas en el sistema de protección de la LT-6002.

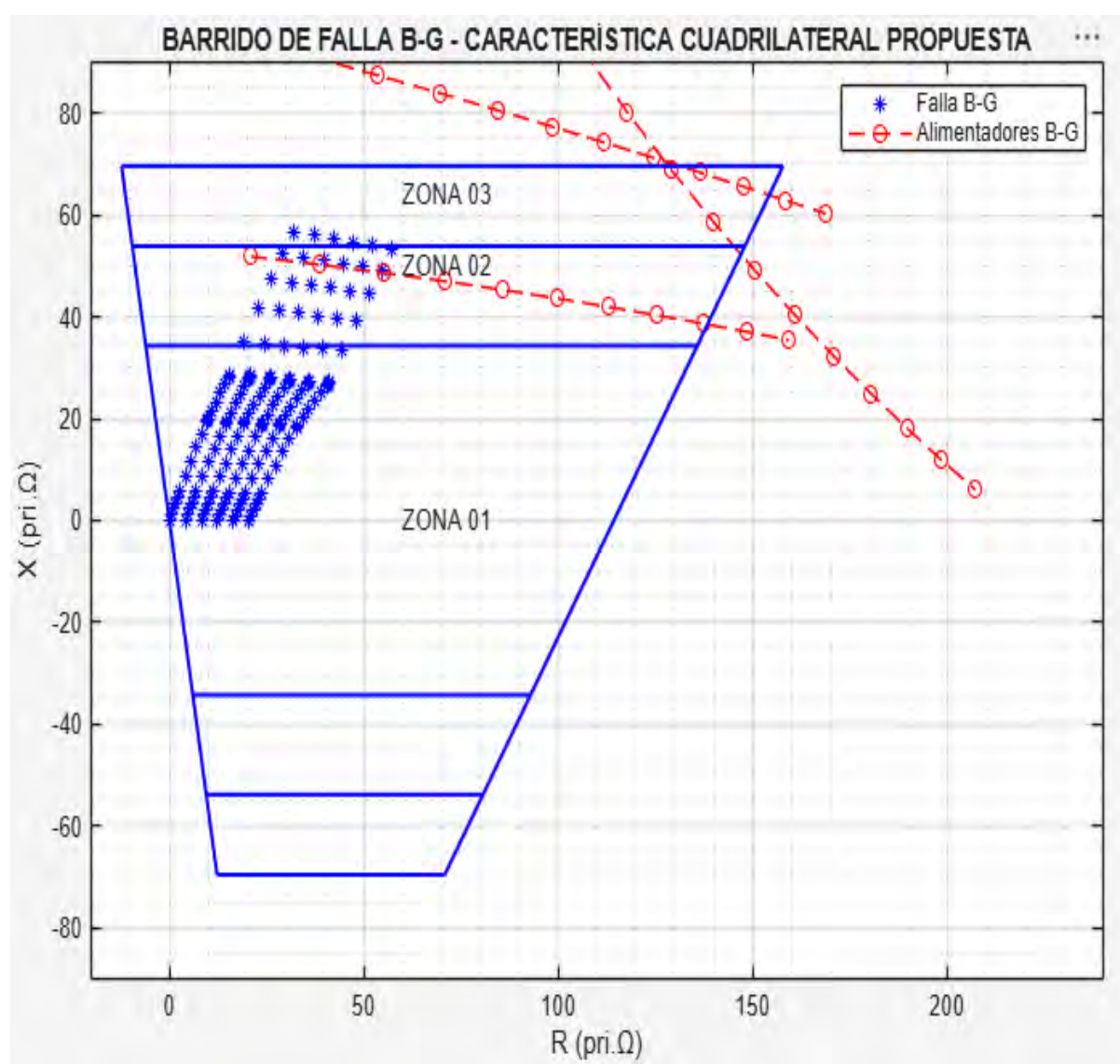
Figura 48 Barrido de Falla A-G Característica Cuadrilateral Propuesta (RC-PROPUESTO)



Fuente: Elaboración propia.

4.2.2.2 Característica Cuadrilateral Propuesto Barrido de Falla B-G. La Figura 49 muestra el barrido de la falla B-G sobre la característica propuesta. Los puntos azules representan el barrido de fallas hechas directamente en la línea de subtransmisión LT-6002, la cual se ubica correctamente entre las Zona 1 y Zona 2, esto está bien ya que el relé SEL-311C es una protección directa a la línea de subtransmisión, mientras que el barrido de los alimentadores se representa con los puntos rojos y ahora ya no ingresan a la Zona 1, evidenciando que ya no existe sobrealcance de la característica hacia los alimentadores, las cuales producen las operaciones incorrectas del sistema de protección de la LT-6002.

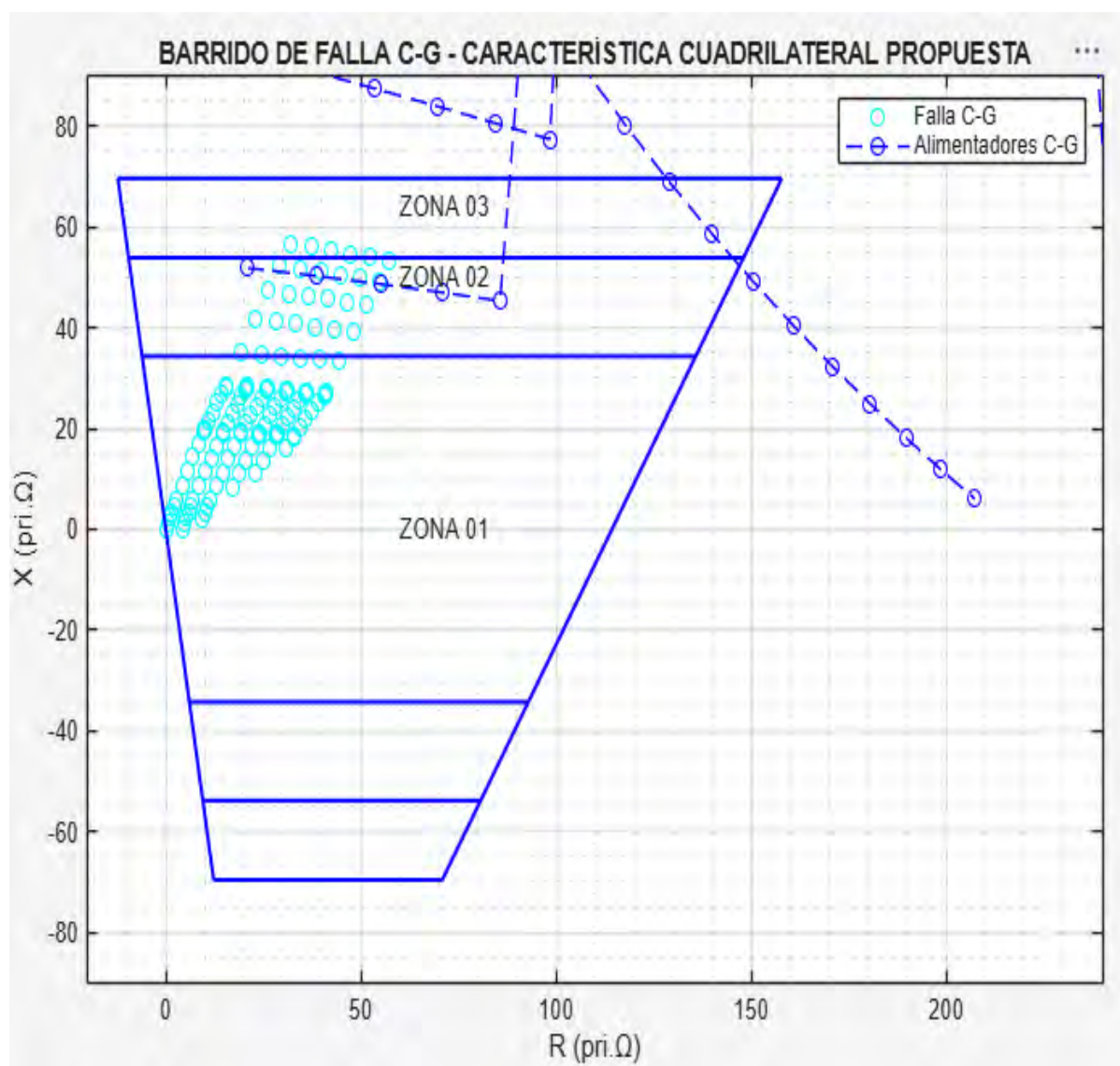
Figura 49 Barrido de falla B-G Característica Cuadrilateral Propuesta (RC-PROPUESTO)



Fuente: Elaboración propia.

4.2.2.3 Característica Cuadrilateral Propuesto Barrido de Falla C-G. La Figura 50 muestra el barrido de la falla C-G sobre la característica propuesta. Los puntos celestes representan el barrido de fallas hechas directamente en la línea de subtransmisión 6002, la cual se ubica correctamente entre las Zona 1 y Zona 2, esto está bien ya que el relé SEL-311C es una protección directa a la línea de subtransmisión, mientras que el barrido de los alimentadores se representan con los puntos azules y ahora ya no ingresan a la Zona 1, evidenciando que ya no existe sobrealcance de la característica hacia los alimentadores, las cuales producen las operaciones incorrectas en el sistema de protección de la LT-6002.

Figura 50 Barrido de falla C-G Característica Cuadrilateral Propuesta (RC-PROPUESTO)



Fuente: Elaboración propia.

4.2.3. Discusión de resultados del barrido

El contraste entre la Figura 44 a la Figura 46 (estado actual) y la Figura 48 a la Figura 50 (propuesta), demuestra de manera gráfica y cuantitativa, la efectividad de la reducción de la característica cuadrilateral. En el estado actual, los barridos de los alimentadores penetran en el área de operación de las zonas, originando la actuación indebida de la protección de distancia y, por consiguiente, las interrupciones registradas en la LT-6002. Con la característica propuesta, dichos barridos quedan fuera del alcance de las zonas para las tres fallas monofásicas evaluadas, mientras que las fallas internas de la línea conservan su cobertura, lo que evidencia que la propuesta corrige el sobrealcance sin sacrificar la sensibilidad ante fallas dentro del tramo protegido. Estos resultados sustentan técnicamente la selección de la alternativa de reducción de la característica cuadrilateral como la solución a la problemática de coordinación de la LT-6002, y constituyen la base para la validación de los casos de falla representativos.

4.3. Coordinación de la Protección de Distancia (21n) con los Alimentadores

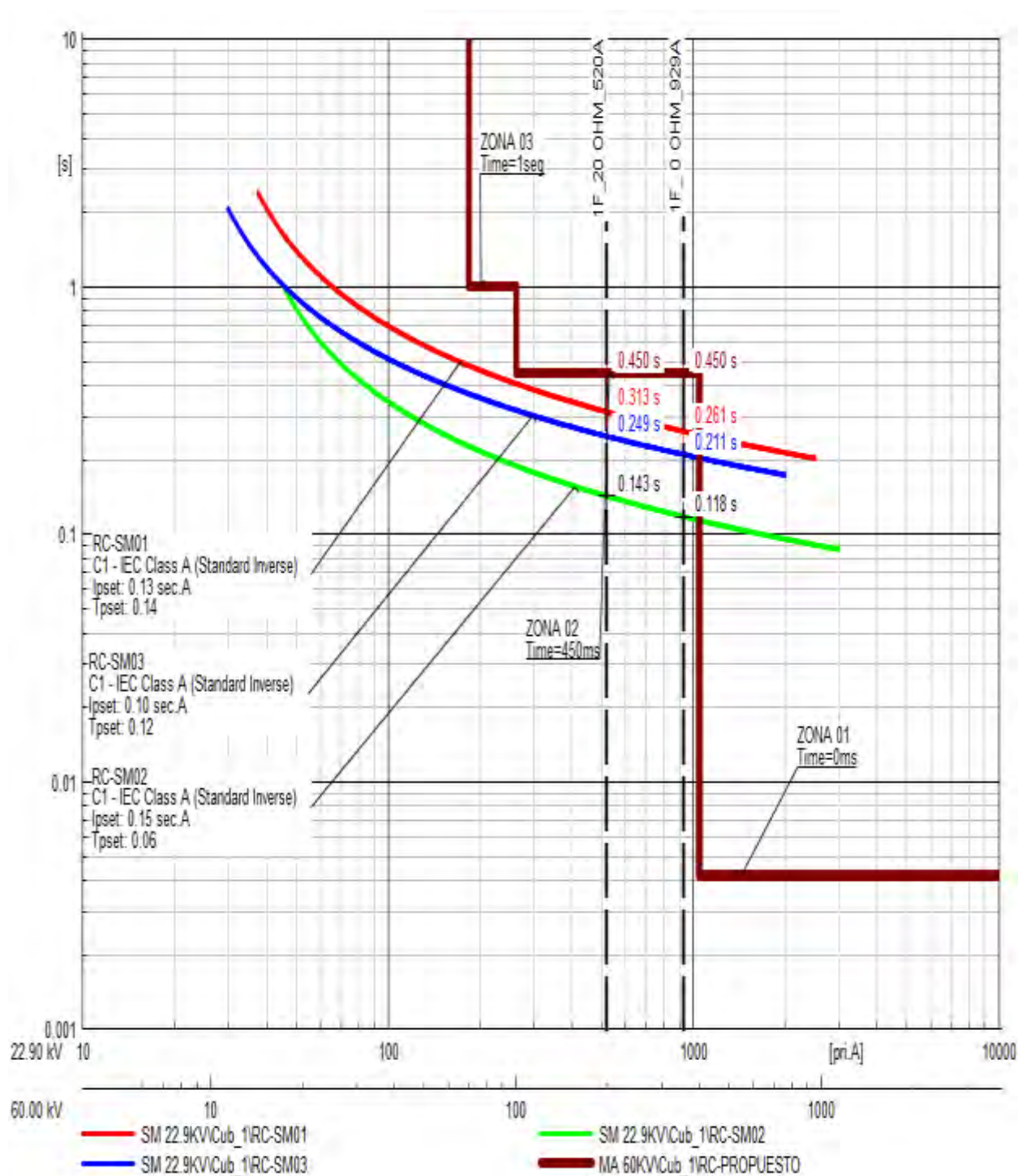
En esta sección se evalúa la coordinación de protección entre la LT-6002 y los alimentadores Santa María, Uripata y Chahuares. El análisis se enfoca en la interacción entre la protección de distancia de la línea y los relés de sobrecorriente de los alimentadores. Los eventos registrados en los últimos años revelan deficiencias en la selectividad y sensibilidad de los ajustes actuales, lo que ha provocado desconexiones indebidas de la línea de subtransmisión y ha afectado el índice de confiabilidad del sistema de protección del S.E. La Convención. Se revisan los ajustes de los relés de distancia y sobrecorriente, comparando sus curvas de operación y evaluando la coordinación entre las diferentes zonas de protección. El análisis también incluye cómo los alimentadores impactan en la operación del sistema ante fallas de diversos tipos y en diferentes condiciones de carga.

4.3.1 Coordinación de la Protección de la LT-6002 con la Protección del Alimentador Santa María Propuesta

La Figura 51 representa las curvas de protección de la línea de subtransmisión con el alimentador de Santa María, cabe indicar que se simulaban fallas de tipo monofásicas que

ocurrieron entre los años 2020 – 2024, las cuales se representan con las líneas entrecortadas de color negro, la cual evidencia que el nuevo ajuste del relé de protección es idónea, ya que las fallas serían despejadas adecuadamente por el sistema de protección del alimentador y no por el sistema de protección de la línea de subtransmisión.

Figura 51 Protección de Sobrecorriente del Alimentador Santa María con la Protección de Distancia Propuesta

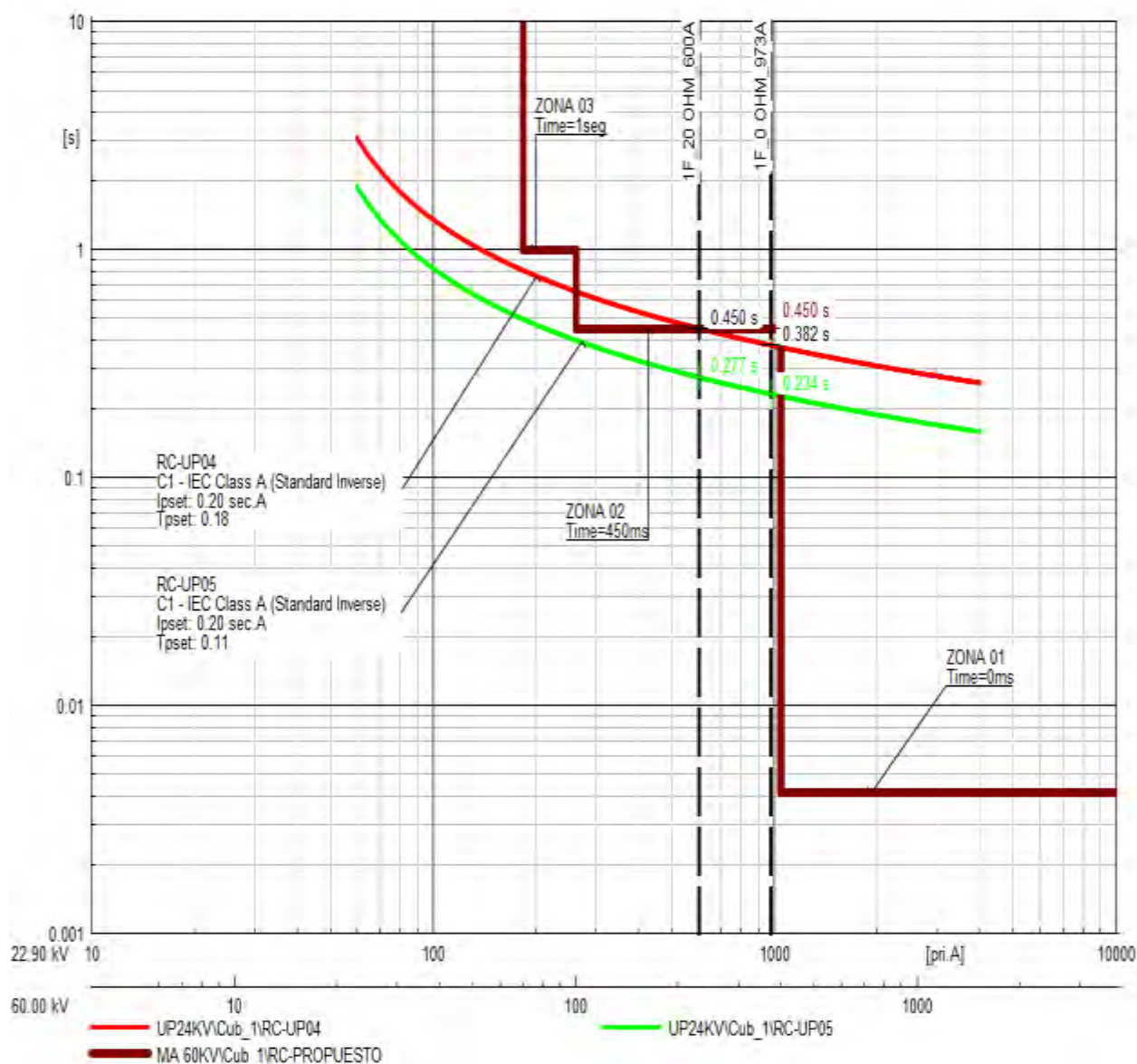


Fuente: Elaboración Propia Simulación DIGSILENT.

4.3.2 Coordinación de la Protección de la LT-6002 con la Protección del Alimentador Urpipata

La Figura 52 representa las curvas de protección de la línea de subtransmisión con el alimentador Urpipata, cabe indicar que se simularon fallas de tipo monofásicas que ocurrieron entre los años 2020 – 2024, las cuales se representan con las líneas entrecortadas de color negro, la cual evidencia que el nuevo ajuste del relé de protección es idóneo, ya que las fallas serían despejadas adecuadamente por el sistema de protección del alimentador y no por el sistema de protección de la línea de subtransmisión.

Figura 52 Protección de Sobrecorriente del Alimentador Urpipata con la Protección de Distancia

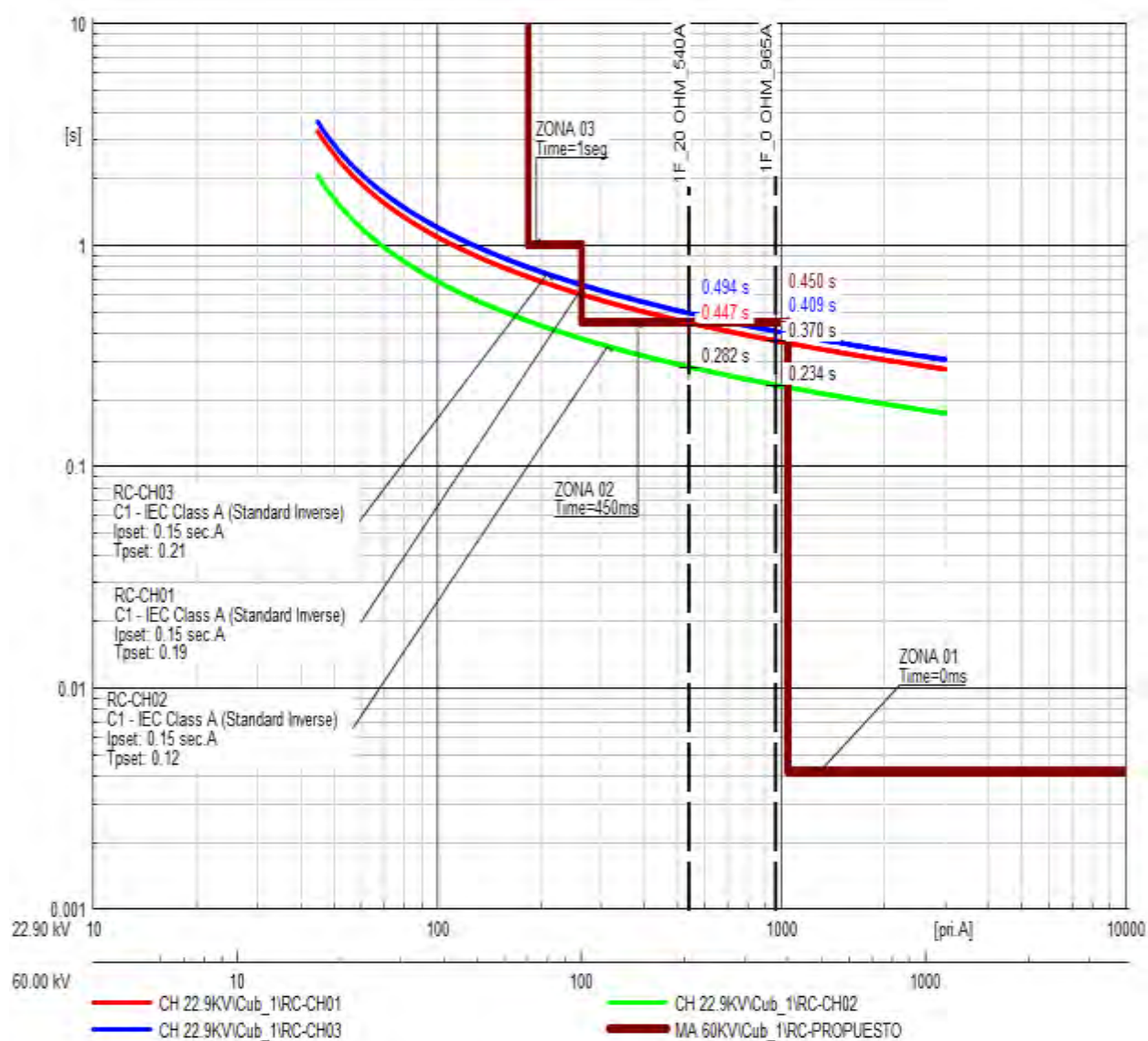


Fuente: Elaboración Propia Simulación DIgSILENT.

4.3.3 Coordinación de la Protección de la LT-6002 con la Protección del Alimentador Chahuare

La Figura 53 representa las curvas de protección de la línea de subtransmisión con el alimentador Chahuare, cabe indicar que se simularon fallas de tipo monofásicas que ocurrieron entre los años 2020 – 2024, las cuales se representan con las líneas entrecortadas de color negro, la cual evidencia que el nuevo ajuste del relé de protección es idóneo, ya que las fallas serían despejadas adecuadamente por el sistema de protección del alimentador y no por el sistema de protección de la línea de subtransmisión.

Figura 53 Protección de Sobrecorriente del Alimentador Chahuare con la Protección de Distancia



Fuente: Elaboración Propia Simulación DIgSILENT.

4.4. Evaluación del Índice de Confiabilidad

En esta sección se presenta la evaluación del índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002, calculado a partir de los registros anuales de operaciones correctas e incorrectas del periodo 2020-2024, aplicando la fórmula $P_c = N_c / (N_c + N_i)$, donde N_c representa el número de operaciones correctas y N_i el número de operaciones incorrectas registradas durante cada año de análisis, todo ello con la finalidad de contar con un diagnóstico integral de la situación actual y de contrastarla con los resultados que se obtendrían al implementar una nueva propuesta de coordinación. De esta manera fue posible determinar la variación del índice de confiabilidad que se obtendría al implementar este último respecto al esquema de protección vigente.

En la Tabla 34 se muestra el número total de operaciones registradas por año, así como las operaciones correctas e incorrectas correspondientes a ambos escenarios (coordinación actual y nueva coordinación). Posteriormente, en la Tabla 35 se presenta el índice de confiabilidad calculado para cada uno de los escenarios evaluados, junto con la variación porcentual obtenida entre ambos, lo cual permite evidenciar de manera cuantitativa la mejora alcanzada mediante la propuesta desarrollada en la presente investigación.

Tabla 34 Número de Operaciones de la Coordinación actual y la Nueva coordinación

Año	Nro Total de Operaciones	Coordinación de Protección Actual		Nueva Coordinación de Protección	
		Operaciones Correctas	Operaciones Incorrectas	Operaciones Correctas	Operaciones Incorrectas
2020	10	7	3	10	0
2021	6	3	3	6	0
2022	7	5	2	7	0
2023	5	3	2	5	0
2024	3	2	1	3	0
Total	31	20	11	31	0

Fuente: *Elaboración Propia.*

Tabla 35 Comparativo del Índice de Confiabilidad: Coordinación Actual vs. Nueva Coordinación

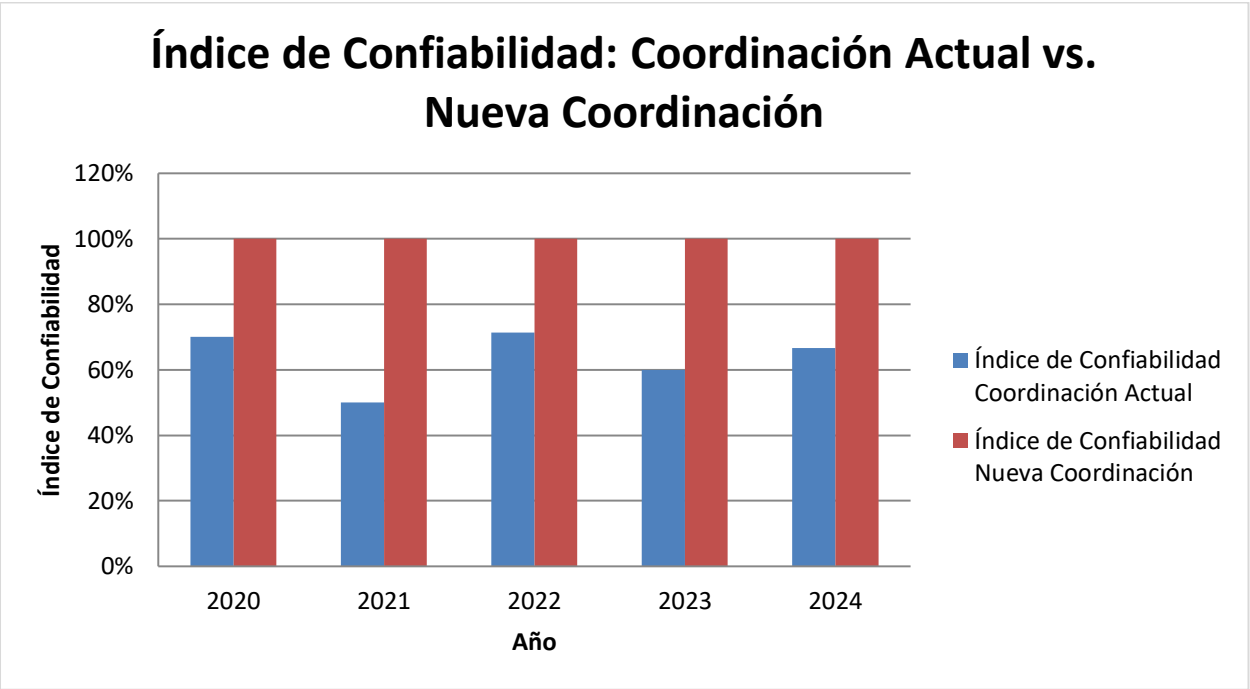
Índice de Confiabilidad					
Año	Índice de Confiabilidad con la Coordinación de Protección Actual	Interpretación del Índice de confiabilidad	Índice de Confiabilidad con la Nueva Coordinación de Protección	Interpretación del Índice de confiabilidad	Variación del Índice de Confiabilidad con la Nueva Coordinación de Protección
2020	70.00%	BAJO	100.00%	ALTO	30.00%
2021	50.00%	BAJO	100.00%	ALTO	50.00%
2022	71.43%	BAJO	100.00%	ALTO	28.57%
2023	60.00%	BAJO	100.00%	ALTO	40.00%
2024	66.67%	BAJO	100.00%	ALTO	33.33%
Promedio	63.62%	BAJO	100.00%	ALTO	36.38%

Fuente: *Elaboración Propia.*

Como se observa en la Tabla 35, el índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002 con la coordinación de protección actual presenta valores que oscilan entre 50.00% (año 2021) y 71.43% (año 2022), con un promedio de 63.62% durante el periodo 2020-2024. En contraste, al aplicar la nueva coordinación de protección, el índice de confiabilidad alcanza el 100.00% en todos los años evaluados, debido a que no se registraron operaciones incorrectas bajo este nuevo esquema.

Esta comparación evidencia una variación positiva del índice de confiabilidad en todos los años analizados, siendo la mayor variación la registrada en el año 2021 (50.00%) y la menor en el año 2022 (28.57%), con una variación promedio de 36.38% para todo el periodo. Estos resultados indican que la implementación de la nueva coordinación de protección permite mejorar significativamente la confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002 respecto a su coordinación actual, la cual se evidencia gráficamente en la Figura 54.

Figura 54 Índice de Confiabilidad: Coordinación Actual vs Nueva Coordinación



Fuente: *Elaboración Propia.*

CONCLUSIONES

1. Se concluye que, mediante el diagnóstico de la situación actual, la identificación de la técnica de coordinación adecuada y su implementación simulada mediante la técnica de barrido de fallas en DIgSILENT PowerFactory y Matlab, es posible mejorar el índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002 de 63.62% a 100.00%.
2. Se determinó que el índice de confiabilidad actual del sistema de protección de la LT-6002 es, en promedio, de $P_c = 63.62\%$ (periodo 2020-2024), obtenido a partir del análisis de 31 registros anuales de eventos, de los cuales 20 fueron operaciones correctas y 11 incorrectas.
3. Se identificó que la técnica de coordinación de protección más adecuada para mejorar el índice de confiabilidad del sistema de protección de la LT-6002 es el Barrido de Falas, en base a la revisión de artículos científicos y antecedentes.
4. Al implementar la nueva coordinación de protección mediante la técnica de barrido de fallas y simular el sistema en DIgSILENT PowerFactory y Matlab, el índice de confiabilidad mejoró de 63.62% a 100.00%, lo que representa un incremento promedio de 36.38%.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda implementar en campo los ajustes propuestos para las zonas de protección de distancia (21/21N) del relé SEL-311C de la LT-6002, validados previamente mediante pruebas de inyección secundaria antes de su puesta en servicio, con el fin de confirmar en la práctica la mejora del índice de confiabilidad obtenida en la simulación.
2. Se recomienda mantener un registro sistemático y actualizado de los eventos de operación correcta e incorrecta del sistema de protección de la LT-6002, y recalcular periódicamente el índice de confiabilidad mediante la fórmula $P_c = N_c / (N_c + N_i)$, a fin de monitorear el desempeño del esquema de protección a lo largo del tiempo y detectar oportunamente cualquier nueva desviación.
3. Se recomienda extender la aplicación de la técnica de barrido de fallas a otras líneas de subtransmisión y esquemas de protección del sistema eléctrico, dado que permitió identificar de manera objetiva el sobrealcance de las zonas de distancia y sustentar el reajuste de la característica cuadrilateral en la LT-6002.
4. Se recomienda revisar y, de ser necesario, reajustar la coordinación de protecciones propuesta cada vez que se incorporen nuevos alimentadores, cargas o modificaciones en la topología aguas abajo de la LT-6002, ya que estos cambios podrían alterar las condiciones de cortocircuito consideradas en el presente estudio y reintroducir el problema de sobrealcance.

BIBLIOGRAFÍA

- A. A. Chavez, J. L. Guardado, D. Sebastian, & E. Melgoza. (2008). *Coordinacion de proteccion de distancia utilizando metodos de busquedas*. IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS.
- A. Mohajeri, H. S. (2015). Ajuste óptimo de la característica cuadrilateral de los relés de distancia. *Sistema de Energia y potencia a electricas*.
- Anderson. (1999). *Power System Protection*. Nueva York: Mc Graw Hill.
- Arash Samadi, R. M. (2025). Protección de distancia adaptativa para un alcance óptimo en la zona 1 para mitigar el impacto de. *Revista internacional de sistemas eléctricos de potencia y energía*.
- Billinton, & Allan. (1996). Reliability Evaluation of Powe Systems.
- Billinton, & Allan. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems (2nd ed.)*.
- Blackburn, L., & Domin, T. (2006). *Protective Relaying: Principles and Applications*. Boca Raton, Florida, EE.UU.: CRC Press — Taylor & Francis Group.
- C37.113, Norma IEEE. (2015). *Guia IEEE para aplicaciones de reles de proteccion en lineas de transmision*.
- COES. (2014). *REQUISITOS MINIMOS PARA SISTEMAS DE PROTECCION SEIN*. LIMA: COES.
- COES SINAC. (2014). *criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*.
- EEP-Electrical Engineering Portal. (s.f.). Obtenido de Pilot schemes for transmission line protection.
- Electrical Technology. (2013). <https://www.electricaltechnology.org/2013/05/typical-ac-power-supply-system-scheme.html>.
- Electro Sur Este S.A.A. (2023). *PLAN AMBIENTAL DETALLADO DE LA DE LA LINEA DE TRANSMISION LT-6002 MACHU PICCHU - URPIPATA*. Obtenido de

<https://www.else.com.pe/else/media/4284/15-pad-de-la-lt-l-6002-machupicchu-1.pdf>

EMB. (2023). Confiabilidad de sistemas eléctricos: clave para la eficiencia y la gestión de riesgos. <https://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2804>.

Feras Alasali, Naser El-Naily, Haytham Y. Mustafa, Hassen Loukil, Saad M. Saad, Abdelaziz Salah Saidi, & William Holderbaum. (2024). Esquema avanzado de coordinacion optima de reles de sobrecorriente y de distancia. *Revista de ingenieria Ain Shams*.

Feras, A., Naser, E.-N., Haytham Y., M., Hassen , L., Saad, M., Salah Saidi , A., & Holderbaum, W. (2024). Esquema avanzado de coordinacion optima de reles de sobrecorriente y de distancia. *Revista de ingenieria Ain Shams*, www.sciencedirect.com.

Glover, D., Sarma, M., & Overbye, T. (2012). *Power System Analysis & Desing*. Australia*brazil*japan: CENCAGE Learning.

Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. . (1994). *Power System Analysis*. McGraw-Hill.

Grainger, J., & Stevenson, W. (1994). *Power System Analysis*. North Carolina State University: McGraw-Hill.

Horowitz, & Phadke. (2014). *Informe tecnico*.

Horowitz, S., & Phadke, A. (2014). *Power System Relaying*. Wiley-IEEE Press.

IEEE. (2000). *The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms*. IEEE.

IEEE. (2006). std 762.

IEEE. (2008). *IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*. New York: IEEE.

IEEE. (2015). Obtenido de Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines. Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IEEE. (2015). *IEEE guide for protective relay applications to transmission lines*. IEEE.

IEEE PSRC. (2010).

IEEE Standards association. (2018).

IEEE Std 493-1997. (s.f.).

IEEE Std 493-2007. (s.f.). *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems.*

IEEE std C37.231. (2006).

Mohajeri, Seyedi, & Sabahi. (2015). Ajuste óptimo de la característica cuadrilateral de los relés de distancia. *Sistema de Energia y potencia a electricas.*

Mohajeri, S. S. (2015). Ajuste óptimo de la característica cuadrilateral de los relés de distancia. *Sistema de Energia y potencia a electricas.*

Mohammadi, H., Mohammadi , C., & Mahdi Ghotbi, M. (2025). Revista internacional de sistemas electricos de potencia y energia. *cienciadirect.*

Organismo Supervisor de la Inversión en Energia y Minería. (2022). *Pronunciamiento sobre la solicitud de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025.* Lima.

Seyed Alireza, A., Hossein , K., & B., G. (2017). coordinacion integral de relees direccionales combinados de sobrecorriente y distancia considerando la reduccion de la descoordinacion. *Sistemas de energia y potencia electrica.*

Sorrentino, E., Rojas, E., & Hernandez, J. (2009). METHOD FOR SETTING THE RESISTIVE REACH OF QUADRILATERAL CHARACTERISTICS OF DISTANCE RELAYS. *IEEE.*

Zapata, C. (2011). *Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia.* Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.

Zapata, C., Ortiz, E., & Rios, M. (2014). Aspectos de confiabilidad de las protecciones de los sistemas electricos. *MUNDO ELECTRICO N°71.*

Ziegler, G. (2011). Numerical Distance Protection Principles And Application Publicis Pub .

ANEXOS

ANEXOS N°1 Solicitud de Información de la Línea de Subtransmisión LT-6002 a Electro Sur Este S.A.A.

Cusco, 04 de Mayo del 2022

SEÑORES:

ELECTRO SUR ESTE S.A.A.

ATENCION:

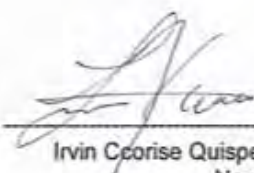
Gerente de Operaciones - Oswaldo Bejar Alagon.

Asunto: Solicitud de información de la Línea de transmisión 6002 con fines académicos.

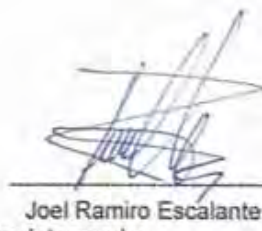
Mediante el presente, nos permitimos abusar de su amabilidad con la finalidad de solicitar la colaboración de su empresa en brindarnos información sobre la Línea de transmisión 6002 con fines académicos, ya que será de gran aporte para la elaboración de nuestra tesis que consiste en el mejoramiento del desempeño de la protección de distancia de la línea mencionada.

Cualquier comunicación respecto a este trámite, agradeceré enviar al correo consignado líneas abajo, sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente.



Irvin Corise Quispe



Joel Ramiro Escalante Ochoa

Nombre y firma de los Interesados

Email: irvin.cc.97@gmail.com

Celular: [984192732](tel:984192732)



Cusco, 24 de octubre del 2023

SEÑORES,
ELECTRO SUR ESTE S.A.A.

ATENCIÓN.
FREDY HERNAN GONZALES DE LA VEGA,
GERENTE GENERAL.



2023 027929

Asunto: Solicitud de información de la LT-6002, LA CONVENCION - CUSCO, con fines académicos.

Mediante el presente, nos permitimos abusar de su amabilidad con la finalidad de solicitar la colaboración de su empresa, para facilitarnos información referente a la LT-6002, LA CONVENCION - CUSCO, con fines académicos, ya que será de gran aporte para la elaboración de nuestra tesis denominada "MEJORAMIENTO DEL INDICE DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCION DE LA LT-6002, LA CONVENCION - CUSCO", solicitamos la presente información:

- Estado actual de la línea de transmisión 6002.
- Reportes de operaciones correctas e incorrectas de los últimos 5 años que ha tenido la línea de transmisión
- Reportes de SAIFI y SAIDI de la línea de transmisión.

Se adjunta:

- Resolución N° D-4645-2023-FIEEIM-UNSAAC.

Cualquier comunicación respecto a este trámite, agradeceré enviar al correo consignado líneas abajo Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente,

Irvin Ccorise Quispe

Joel Ramiro Escalante Ochca

Nombre y firma de los Interesados

Email: irvin.cc.97@gmail.com Celular: 974 681668

ANEXOS N°2 Script de Programación DPL para el Barrido de Fallas A-G en Digsilent Powerfactory

```
! =====
! Barrido Fallas Monofasicas A-G - TESIS (AUTOMATIZADO)
! LINEAS: 6002/1, 6002/1b, 6002/2, 6002/3, 6002/4, 6004
! ALIMENTADORES: stesa10, SM 22.9KV, UP10KV, UP24KV, CH 22.9KV, CH 10
! Metodo: COMPLETE (Filtro automático de canales dinámicos)
! =====

int pos_idx; int rf_idx; int lin_idx; int ali_idx;
int sim_num; int ierr; int ok_count; int err_count;
int cmp; int linea_encontrada; int linea_ok; int encontrada;
double pos_pct; double rf_val; double ikss; double unom; double factor;
double Rfrel; double Xfrel; double Zfrel;
double Ra; double Xa; double Rb; double Xb; double Rc; double Xc;
double R_tmp1; double X_tmp1; double R_tmp2; double X_tmp2; double R_tmp3; double
X_tmp3;
string nombre; string nombre_buscar;
object linea; object obj; object shc; object xnet; object bar;
object rele; object polz; object res; object res2; object sc;
object rele2; object polz2; object res3; object res4;
set setLineas; set setXnet; set setBarras; set sRele; set sPolz; set sAlim; set sPolz2;

sim_num=0; ok_count=0; err_count=0;

printf('=== BARRIDO A-G LINEAS Y ALIMENTADORES - METODO COMPLETE
===');
printf('Rf: 0,4,8,12,16,20 Ohm | Pos: 0,20,40,60,80,100 pct');
printf('Impedancia medida por el rele SEL311C (RC-ACTUAL/Pol-Z) - Ordenado por
Codigo');
printf('Sim | Linea | Pos | Rf | Za | Zb | Zc | Zrele(A)');
printf('-----');

! --- Comando de cortocircuito ---
shc=GetCaseCommand('ComShc');
if(shc=NULL){
printf('ERROR: ComShc');
exit();
}
shc:iopt_mde=3;
shc:iopt_shc='spgf';
shc:iopt_allbus=0;

! --- Red externa ---
setXnet=AllRelevant('*.ElmXnet');
xnet=setXnet.First();
if(xnet=NULL){
printf('ERROR: no se encontro la red externa (ElmXnet)');
exit();
}
```

```

! --- Rele RC-ACTUAL y su bloque Pol-Z ---
factor=3.0;
rele=NULL;
sRele=AllRelevant('*ElmRelay');
obj=sRele.First();
while(obj){
cmp=strcmp(obj:loc_name,'RC-ACTUAL');
if(cmp=0){
rele=obj;
}
obj=sRele.Next();
}
if(rele=NULL){
printf('ERROR: no se encontro el rele RC-ACTUAL');
exit();
}
sPolz=rele.GetContents('Pol-Z.RelZpol');
polz=sPolz.First();
if(polz=NULL){
printf('ERROR: no se encontro el bloque Pol-Z');
exit();
}

! --- Resultados para graficar los puntos en RX-ACTUAL (ElmRes) ---
res=GetCaseObject('ElmRes');
res.Clear();
res.AddVariable(polz,'m:R:A');
res.AddVariable(polz,'m:X:A');
res.AddVariable(polz,'m:R:B');
res.AddVariable(polz,'m:X:B');
res.AddVariable(polz,'m:R:C');
res.AddVariable(polz,'m:X:C');
res.Init();

! --- Segundo ElmRes solo para ALIMENTADORES ---
sc=shc.GetParent();
sAlim=sc.GetContents('Alimentadores.ElmRes');
res2=sAlim.First();
if(res2=NULL){
res2=sc.CreateObject('ElmRes','Alimentadores');
}
res2.Clear();
res2.AddVariable(polz,'m:R:A');
res2.AddVariable(polz,'m:X:A');
res2.AddVariable(polz,'m:R:B');
res2.AddVariable(polz,'m:X:B');
res2.AddVariable(polz,'m:R:C');
res2.AddVariable(polz,'m:X:C');
res2.Init();

```

```

! --- Rele RC-PROPUESTO + su Pol-Z ---
rele2=NULL;
obj=sRele.First();
while(obj){
  cmp=strcmp(obj:loc_name,'RC-PROPUESTO');
  if(cmp=0){
    rele2=obj;
  }
  obj=sRele.Next();
}
if(rele2=NULL){
  printf('ERROR: no se encontro el rele RC-PROPUESTO');
  exit();
}
sPolz2=rele2.GetContents('Pol-Z.RelZpol');
polz2=sPolz2.First();
if(polz2=NULL){
  printf('ERROR: no se encontro Pol-Z de RC-PROPUESTO');
  exit();
}

```

```

! --- ElmRes de RC-PROPUESTO (Lineas Propuestas) ---
sAlim=sc.GetContents('Lineas_Prop.ElmRes');
res3=sAlim.First();
if(res3=NULL){
  res3=sc.CreateObject('ElmRes','Lineas_Prop');
  res3.Clear();
  res3.AddVariable(polz2,'m:R:A');
  res3.AddVariable(polz2,'m:X:A');
  res3.AddVariable(polz2,'m:R:B');
  res3.AddVariable(polz2,'m:X:B');
  res3.AddVariable(polz2,'m:R:C');
  res3.AddVariable(polz2,'m:X:C');
  res3.Init();
}
if(res3<>NULL){
  res3.Clear();
  res3.AddVariable(polz2,'m:R:A');
  res3.AddVariable(polz2,'m:X:A');
  res3.AddVariable(polz2,'m:R:B');
  res3.AddVariable(polz2,'m:X:B');
  res3.AddVariable(polz2,'m:R:C');
  res3.AddVariable(polz2,'m:X:C');
  res3.Init();
}

```

```

! --- ElmRes de RC-PROPUESTO (Alimentadores Propuestos) ---
sAlim=sc.GetContents('Alim_Prop.ElmRes');
res4=sAlim.First();
if(res4=NULL){

```

```

res4=sc.CreateObject('ElmRes','Alim_Prop');
res4.Clear();
res4.AddVariable(polz2,'m:R:A');
res4.AddVariable(polz2,'m:X:A');
res4.AddVariable(polz2,'m:R:B');
res4.AddVariable(polz2,'m:X:B');
res4.AddVariable(polz2,'m:R:C');
res4.AddVariable(polz2,'m:X:C');
res4.Init();
}
if(res4<>NULL){
res4.Clear();
res4.AddVariable(polz2,'m:R:A');
res4.AddVariable(polz2,'m:X:A');
res4.AddVariable(polz2,'m:R:B');
res4.AddVariable(polz2,'m:X:B');
res4.AddVariable(polz2,'m:R:C');
res4.AddVariable(polz2,'m:X:C');
res4.Init();
}

lin_idx=1;
while(lin_idx<=6){
if(lin_idx=1){nombre_buscar='6002/1';}
if(lin_idx=2){nombre_buscar='6002/1b';}
if(lin_idx=3){nombre_buscar='6002/2';}
if(lin_idx=4){nombre_buscar='6002/3';}
if(lin_idx=5){nombre_buscar='6002/4';}
if(lin_idx=6){nombre_buscar='6004';}
linea=NULL;
linea_encontrada=0;
setLineas=AllRelevant('*.ElmLne');
obj=setLineas.First();
while(obj){
nombre=obj:loc_name;
cmp=strcmp(nombre,nombre_buscar);
if(cmp=0){
linea=obj;
linea_encontrada=1;
}
obj=setLineas.Next();
}
linea_ok=linea_encontrada;
if(linea_ok=0){
printf('ADVERTENCIA: %s no encontrada',nombre_buscar);
}
if(linea_ok=1){
unom = linea:Unom;
printf("");
printf(">> %d/6: %s %.2f km Unom=%.1f kV", lin_idx, linea:loc_name, linea:dline, unom);

```

```

shc:shcobj=linea;
pos_idx=0;
while(pos_idx<=5){
pos_pct = pos_idx*20.0;
shc:ppro = pos_pct;
rf_idx=0;
while(rf_idx<=5){
rf_val = rf_idx*4.0;
sim_num = sim_num+1;
shc:Rf = rf_val;
shc:Xf = 0.0;
ierr=shc.Execute();
if(ierr<>0){
err_count=err_count+1;
printf('Sim %d ERROR: %s Pos=%.0f Rf=%.0f',sim_num,linea:loc_name,pos_pct,rf_val);
}
if(ierr=0){
! Lectura en bruto de las variables de PF
R_tmp1 = polz:m:R:A; X_tmp1 = polz:m:X:A;
R_tmp2 = polz:m:R:B; X_tmp2 = polz:m:X:B;
R_tmp3 = polz:m:R:C; X_tmp3 = polz:m:X:C;
! Algoritmo inteligente de emparejamiento por reactancia capacitiva (Zc siempre es < 0)
if(X_tmp1 < 0.0){
Rc = R_tmp1; Xc = X_tmp1;
Ra = R_tmp2; Xa = X_tmp2;
Rb = R_tmp3; Xb = X_tmp3;
}
if(X_tmp2 < 0.0){
Rc = R_tmp2; Xc = X_tmp2;
Ra = R_tmp3; Xa = X_tmp3;
Rb = R_tmp1; Xb = X_tmp1;
}
if(X_tmp3 < 0.0){
Rc = R_tmp3; Xc = X_tmp3;
Ra = R_tmp1; Xa = X_tmp1;
Rb = R_tmp2; Xb = X_tmp2;
}
! Aplicación del factor de escala secundario a primario
Ra = Ra*factor; Xa = Xa*factor;
Rb = Rb*factor; Xb = Xb*factor;
Rc = Rc*factor; Xc = Xc*factor;
! En falla A-G, la impedancia de lazo bajo estudio siempre es Za del gráfico
Rfrel = Ra; Xfrel = Xa;
Zfrel = sqrt((Rfrel*Rfrel)+(Xfrel*Xfrel));
res.Write();
res3.Write();
ok_count=ok_count+1;
printf('Sim %d: %s Pos=%.0f Rf=%.0f | Za=%.2f , %.2fj | Zb=%.2f , %.2fj | Zc=%.2f , %.2fj
| Zrele(A)=%.3f', sim_num, linea:loc_name, pos_pct, rf_val, Ra, Xa, Rb, Xb, Rc, Xc, Zfrel);
}

```

```

rf_idx=rf_idx+1;
}
pos_idx=pos_idx+1;
}
}
lin_idx=lin_idx+1;
}

! =====
! FALLAS EN ALIMENTADORES (barras) - solo barrido de Rf
! =====

printf("");
printf('=== FALLAS EN ALIMENTADORES (barras) - Rf 0-20 paso 2 ===');
printf('Sim | Alimentador | Rf | Rfrel Ohm | Xfrel Ohm | Zfrel Ohm');
printf('-----');

ali_idx=1;
while(ali_idx<=6){
if(ali_idx=1){nombre_buscar='stesa10';}
if(ali_idx=2){nombre_buscar='SM 22.9KV';}
if(ali_idx=3){nombre_buscar='UP10KV';}
if(ali_idx=4){nombre_buscar='UP24KV';}
if(ali_idx=5){nombre_buscar='CH 22.9KV';}
if(ali_idx=6){nombre_buscar='CH 10';}
bar=NULL;
encontrada=0;
setBarras=AllRelevant('*ElmTerm');
obj=setBarras.First();
while(obj){
nombre=obj.loc_name;
cmp=strcmp(nombre,nombre_buscar);
if(cmp=0){
bar=obj;
encontrada=1;
}
obj=setBarras.Next();
}
if(encontrada=0){
printf('ADVERTENCIA: alimentador %s no encontrado',nombre_buscar);
}
if(encontrada=1){
printf("");
printf('>> Alimentador: %s', bar.loc_name);
shc:shcobj=bar;
rf_idx=0;
while(rf_idx<=10){
rf_val = rf_idx*2.0;
sim_num = sim_num+1;
shc:Rf = rf_val;
shc:Xf = 0.0;

```

```

ierr=shc.Execute();
if(ierr<>0){
err_count=err_count+1;
printf('Sim %d ERROR: %s Rf=%.0f,sim_num,bar:loc_name,rf_val);
}
if(ierr=0){
! Lectura en bruto de las variables de PF
R_tmp1 = polz:m:R:A; X_tmp1 = polz:m:X:A;
R_tmp2 = polz:m:R:B; X_tmp2 = polz:m:X:B;
R_tmp3 = polz:m:R:C; X_tmp3 = polz:m:X:C;
! Algoritmo inteligente de emparejamiento por reactancia capacitiva (Zc siempre es < 0)
if(X_tmp1 < 0.0){
Rc = R_tmp1; Xc = X_tmp1;
Ra = R_tmp2; Xa = X_tmp2;
Rb = R_tmp3; Xb = X_tmp3;
}
if(X_tmp2 < 0.0){
Rc = R_tmp2; Xc = X_tmp2;
Ra = R_tmp3; Xa = X_tmp3;
Rb = R_tmp1; Xb = X_tmp1;
}
if(X_tmp3 < 0.0){
Rc = R_tmp3; Xc = X_tmp3;
Ra = R_tmp1; Xa = X_tmp1;
Rb = R_tmp2; Xb = X_tmp2;
}
! Aplicación del factor de escala secundario a primario
Ra = Ra*factor; Xa = Xa*factor;
Rb = Rb*factor; Xb = Xb*factor;
Rc = Rc*factor; Xc = Xc*factor;
! En falla A-G, la impedancia de lazo bajo estudio siempre es Za del gráfico
Rfrel = Ra; Xfrel = Xa;
Zfrel = sqrt((Rfrel*Rfrel)+(Xfrel*Xfrel));
res2.Write();
res4.Write();
ok_count=ok_count+1;
printf('Sim %d: %s Rf=%.0f | Za=%.2f , %.2fj | Zb=%.2f , %.2fj | Zc=%.2f , %.2fj |
Zrele(A)=%.3f', sim_num, bar:loc_name, rf_val, Ra, Xa, Rb, Xb, Rc, Xc, Zfrel);
}
rf_idx=rf_idx+1;
}
}
ali_idx=ali_idx+1;
}

printf("");
printf('=====');
printf('BARRIDO COMPLETADO - METODO COMPLETE');
printf('Simulaciones OK %d', ok_count);
printf('Errores %d', err_count);

```

```
printf('Total %d', sim_num);

res.Flush();
res2.Flush();
res3.Flush();
res4.Flush();

printf('RC-ACTUAL ElmRes de lineas y de alim creados');
printf('RC-PROPUESTO ElmRes de lineas y de alim creados');
printf('Para graficar en RX-ACTUAL mapeo directo');
printf(' ZA grafico mapea a mRA y mXA');
printf(' ZB grafico mapea a mRB y mXB');
printf(' ZC grafico mapea a mRC y mXC');
printf('=====');
```

ANEXOS N°3 Impedancia de Fallas A-G Producidas por Barrido de Fallas en la LT-6002

Línea	N° Punto	R (Ω)	X (Ω)	Z = R + jX (Ω)	Z (Ω)	Ángulo ($^\circ$)
6002/1	1	0.00	0.00	0.00+j0.00	0.00	0.00
6002/1	2	-99.32	589.76	-99.32+j589.76	598.06	99.56
6002/1	3	8.30	-0.05	8.30-j0.05	8.30	-0.35
6002/1	4	12.36	-0.09	12.36-j0.09	12.36	-0.42
6002/1	5	16.36	-0.13	16.36-j0.13	16.36	-0.46
6002/1	6	20.31	-0.18	20.31-j0.18	20.31	-0.51
6002/1	7	60.94	-0.54	60.94-j0.54	60.94	-0.51
6002/1	8	182.82	-1.61	182.82-j1.61	182.83	-0.50
6002/1	9	8.89	1.10	8.89+j1.10	8.96	7.05
6002/1	10	12.98	1.05	12.98+j1.05	13.02	4.62
6002/1	11	17.01	1.00	17.01+j1.00	17.04	3.36
6002/1	12	20.98	0.94	20.98+j0.94	21.00	2.57
6002/1	13	62.95	2.82	62.95+j2.82	63.01	2.56
6002/1	14	188.85	8.47	188.85+j8.47	189.04	2.57
6002/1	15	9.49	2.23	9.49+j2.23	9.75	13.22
6002/1	16	13.60	2.18	13.60+j2.18	13.77	9.11
6002/1	17	17.65	2.11	17.65+j2.11	17.78	6.82
6002/1	18	21.65	2.05	21.65+j2.05	21.75	5.41
6002/1	19	64.96	6.14	64.96+j6.14	65.25	5.40
6002/1	20	194.87	18.42	194.87+j18.42	195.74	5.40
6002/1	21	10.08	3.35	10.08+j3.35	10.62	18.38
6002/1	22	14.22	3.29	14.22+j3.29	14.60	13.03
6002/1	23	18.30	3.21	18.30+j3.21	18.58	9.95
6002/1	24	22.32	3.14	22.32+j3.14	22.54	8.01
6002/1	25	66.96	9.41	66.96+j9.41	67.62	8.00
6002/1	26	200.89	28.23	200.89+j28.23	202.86	8.00
6002/1	27	10.67	4.46	10.67+j4.46	11.56	22.68
6002/1	28	14.84	4.38	14.84+j4.38	15.47	16.44
6002/1	29	18.94	4.30	18.94+j4.30	19.42	12.79
6002/1	30	22.99	4.21	22.99+j4.21	23.37	10.38
6002/1	31	68.97	12.64	68.97+j12.64	70.12	10.39
6002/1	32	206.91	37.92	206.91+j37.92	210.36	10.39
6002/1	33	11.26	5.55	11.26+j5.55	12.55	26.24
6002/1	34	15.45	5.46	15.45+j5.46	16.39	19.46
6002/1	35	19.59	5.37	19.59+j5.37	20.31	15.33
6002/1	36	23.66	5.28	23.66+j5.28	24.24	12.58
6002/1b	1	70.97	15.83	70.97+j15.83	72.71	12.57
6002/1b	2	212.92	47.48	212.92+j47.48	218.15	12.57
6002/1b	3	11.26	5.55	11.26+j5.55	12.55	26.24
6002/1b	4	15.45	5.46	15.45+j5.46	16.39	19.46
6002/1b	5	19.59	5.37	19.59+j5.37	20.31	15.33
6002/1b	6	23.66	5.28	23.66+j5.28	24.24	12.58

6002/1b	7	70.97	15.83	70.97+j15.83	72.71	12.57
6002/1b	8	212.92	47.48	212.92+j47.48	218.15	12.57
6002/1b	9	12.88	8.47	12.88+j8.47	15.42	33.33
6002/1b	10	17.15	8.36	17.15+j8.36	19.08	25.99
6002/1b	11	21.35	8.24	21.35+j8.24	22.88	21.10
6002/1b	12	25.49	8.12	25.49+j8.12	26.75	17.67
6002/1b	13	76.48	24.36	76.48+j24.36	80.27	17.67
6002/1b	14	229.45	73.07	229.45+j73.07	240.80	17.66
6002/1b	15	14.48	11.27	14.48+j11.27	18.35	37.89
6002/1b	16	18.83	11.13	18.83+j11.13	21.87	30.59
6002/1b	17	23.11	10.99	23.11+j10.99	25.59	25.43
6002/1b	18	27.32	10.84	27.32+j10.84	29.39	21.64
6002/1b	19	81.97	32.53	81.97+j32.53	88.19	21.65
6002/1b	20	245.92	97.59	245.92+j97.59	264.58	21.64
6002/1b	21	16.07	13.94	16.07+j13.94	21.27	40.94
6002/1b	22	20.49	13.78	20.49+j13.78	24.69	33.92
6002/1b	23	24.85	13.61	24.85+j13.61	28.33	28.71
6002/1b	24	29.14	13.44	29.14+j13.44	32.09	24.76
6002/1b	25	87.43	40.32	87.43+j40.32	96.28	24.76
6002/1b	26	262.29	120.96	262.29+j120.96	288.84	24.76
6002/1b	27	17.62	16.48	17.62+j16.48	24.13	43.09
6002/1b	28	22.14	16.29	22.14+j16.29	27.49	36.34
6002/1b	29	26.58	16.10	26.58+j16.10	31.08	31.20
6002/1b	30	30.95	15.90	30.95+j15.90	34.80	27.19
6002/1b	31	92.85	47.71	92.85+j47.71	104.39	27.20
6002/1b	32	278.56	143.14	278.56+j143.14	313.18	27.20
6002/1b	33	19.15	18.87	19.15+j18.87	26.88	44.58
6002/1b	34	23.76	18.66	23.76+j18.66	30.21	38.14
6002/1b	35	28.29	18.45	28.29+j18.45	33.77	33.11
6002/1b	36	32.74	18.23	32.74+j18.23	37.47	29.11
6002/2	1	98.23	54.69	98.23+j54.69	112.43	29.11
6002/2	2	294.69	164.07	294.69+j164.07	337.28	29.11
6002/2	3	19.15	18.87	19.15+j18.87	26.88	44.58
6002/2	4	23.76	18.66	23.76+j18.66	30.21	38.14
6002/2	5	28.29	18.45	28.29+j18.45	33.77	33.11
6002/2	6	32.74	18.23	32.74+j18.23	37.47	29.11
6002/2	7	98.23	54.69	98.23+j54.69	112.43	29.11
6002/2	8	294.69	164.07	294.69+j164.07	337.28	29.11
6002/2	9	19.20	18.95	19.20+j18.95	26.98	44.62
6002/2	10	23.80	18.74	23.80+j18.74	30.29	38.22
6002/2	11	28.33	18.53	28.33+j18.53	33.85	33.19
6002/2	12	32.78	18.31	32.78+j18.31	37.55	29.19
6002/2	13	98.35	54.93	98.35+j54.93	112.65	29.18
6002/2	14	295.05	164.79	295.05+j164.79	337.95	29.18
6002/2	15	19.24	19.04	19.24+j19.04	27.07	44.70
6002/2	16	23.84	18.83	23.84+j18.83	30.38	38.30

6002/2	17	28.37	18.61	28.37+j18.61	33.93	33.26
6002/2	18	32.82	18.39	32.82+j18.39	37.62	29.26
6002/2	19	98.47	55.17	98.47+j55.17	112.87	29.26
6002/2	20	295.42	165.51	295.42+j165.51	338.62	29.26
6002/2	21	19.28	19.12	19.28+j19.12	27.15	44.76
6002/2	22	23.88	18.91	23.88+j18.91	30.46	38.37
6002/2	23	28.41	18.69	28.41+j18.69	34.01	33.34
6002/2	24	32.86	18.47	32.86+j18.47	37.70	29.34
6002/2	25	98.59	55.41	98.59+j55.41	113.09	29.34
6002/2	26	295.78	166.23	295.78+j166.23	339.29	29.34
6002/2	27	19.32	19.20	19.32+j19.20	27.24	44.82
6002/2	28	23.92	18.99	23.92+j18.99	30.54	38.45
6002/2	29	28.45	18.77	28.45+j18.77	34.08	33.41
6002/2	30	32.90	18.55	32.90+j18.55	37.77	29.42
6002/2	31	98.71	55.65	98.71+j55.65	113.32	29.41
6002/2	32	296.14	166.95	296.14+j166.95	339.96	29.41
6002/2	33	19.36	19.29	19.36+j19.29	27.33	44.90
6002/2	34	23.96	19.07	23.96+j19.07	30.62	38.52
6002/2	35	28.49	18.85	28.49+j18.85	34.16	33.49
6002/2	36	32.94	18.63	32.94+j18.63	37.84	29.49
6002/3	1	98.83	55.89	98.83+j55.89	113.54	29.49
6002/3	2	296.50	167.67	296.50+j167.67	340.63	29.49
6002/3	3	19.15	18.87	19.15+j18.87	26.88	44.58
6002/3	4	23.76	18.66	23.76+j18.66	30.21	38.14
6002/3	5	28.29	18.45	28.29+j18.45	33.77	33.11
6002/3	6	32.74	18.23	32.74+j18.23	37.47	29.11
6002/3	7	98.23	54.69	98.23+j54.69	112.43	29.11
6002/3	8	294.69	164.07	294.69+j164.07	337.28	29.11
6002/3	9	20.52	20.89	20.52+j20.89	29.28	45.51
6002/3	10	25.20	20.66	25.20+j20.66	32.59	39.35
6002/3	11	29.81	20.42	29.81+j20.42	36.13	34.41
6002/3	12	34.34	20.18	34.34+j20.18	39.83	30.44
6002/3	13	103.02	60.54	103.02+j60.54	119.49	30.44
6002/3	14	309.06	181.63	309.06+j181.63	358.48	30.44
6002/3	15	21.85	22.77	21.85+j22.77	31.56	46.18
6002/3	16	26.62	22.52	26.62+j22.52	34.87	40.23
6002/3	17	31.31	22.26	31.31+j22.26	38.42	35.41
6002/3	18	35.92	22.00	35.92+j22.00	42.12	31.49
6002/3	19	107.76	66.00	107.76+j66.00	126.37	31.49
6002/3	20	323.28	198.00	323.28+j198.00	379.10	31.49
6002/3	21	23.16	24.51	23.16+j24.51	33.72	46.62
6002/3	22	28.01	24.24	28.01+j24.24	37.04	40.87
6002/3	23	32.79	23.96	32.79+j23.96	40.61	36.16
6002/3	24	37.48	23.68	37.48+j23.68	44.33	32.28
6002/3	25	112.44	71.04	112.44+j71.04	133.00	32.28
6002/3	26	337.32	213.13	337.32+j213.13	399.01	32.29

6002/3	27	24.43	26.10	24.43+j26.10	35.75	46.89
6002/3	28	29.38	25.81	29.38+j25.81	39.11	41.30
6002/3	29	34.24	25.52	34.24+j25.52	42.70	36.70
6002/3	30	39.02	25.22	39.02+j25.22	46.46	32.88
6002/3	31	117.06	75.65	117.06+j75.65	139.38	32.87
6002/3	32	351.17	226.95	351.17+j226.95	418.12	32.87
6002/3	33	25.66	27.53	25.66+j27.53	37.63	47.01
6002/3	34	30.71	27.23	30.71+j27.23	41.04	41.56
6002/3	35	35.66	26.92	35.66+j26.92	44.68	37.05
6002/3	36	40.53	26.60	40.53+j26.60	48.48	33.28
6002/4	1	121.60	79.80	121.60+j79.80	145.45	33.27
6002/4	2	364.79	239.41	364.79+j239.41	436.34	33.28
6002/4	3	25.66	27.53	25.66+j27.53	37.63	47.01
6002/4	4	30.71	27.23	30.71+j27.23	41.04	41.56
6002/4	5	35.66	26.92	35.66+j26.92	44.68	37.05
6002/4	6	40.53	26.60	40.53+j26.60	48.48	33.28
6002/4	7	121.60	79.80	121.60+j79.80	145.45	33.27
6002/4	8	364.79	239.41	364.79+j239.41	436.34	33.28
6002/4	9	25.73	27.64	25.73+j27.64	37.76	47.05
6002/4	10	30.78	27.33	30.78+j27.33	41.16	41.60
6002/4	11	35.75	27.02	35.75+j27.02	44.81	37.08
6002/4	12	40.62	26.70	40.62+j26.70	48.61	33.32
6002/4	13	121.86	80.10	121.86+j80.10	145.83	33.32
6002/4	14	365.58	240.29	365.58+j240.29	437.48	33.32
6002/4	15	25.81	27.74	25.81+j27.74	37.89	47.06
6002/4	16	30.86	27.43	30.86+j27.43	41.29	41.63
6002/4	17	35.83	27.12	35.83+j27.12	44.94	37.12
6002/4	18	40.71	26.80	40.71+j26.80	48.74	33.36
6002/4	19	122.12	80.39	122.12+j80.39	146.20	33.36
6002/4	20	366.36	241.18	366.36+j241.18	438.62	33.36
6002/4	21	25.88	27.85	25.88+j27.85	38.02	47.10
6002/4	22	30.94	27.53	30.94+j27.53	41.41	41.66
6002/4	23	35.91	27.22	35.91+j27.22	45.06	37.16
6002/4	24	40.79	26.89	40.79+j26.89	48.86	33.39
6002/4	25	122.38	80.68	122.38+j80.68	146.58	33.40
6002/4	26	367.13	242.05	367.13+j242.05	439.74	33.40
6002/4	27	25.96	27.95	25.96+j27.95	38.15	47.11
6002/4	28	31.02	27.64	31.02+j27.64	41.55	41.70
6002/4	29	35.99	27.32	35.99+j27.32	45.18	37.20
6002/4	30	40.88	26.99	40.88+j26.99	48.99	33.43
6002/4	31	122.64	80.97	122.64+j80.97	146.96	33.43
6002/4	32	367.91	242.92	367.91+j242.92	440.87	33.44
6002/4	33	26.03	28.05	26.03+j28.05	38.27	47.14
6002/4	34	31.10	27.74	31.10+j27.74	41.67	41.73
6002/4	35	36.08	27.41	36.08+j27.41	45.31	37.22
6002/4	36	40.96	27.09	40.96+j27.09	49.11	33.48

6004	1	122.89	81.26	122.89+j81.26	147.33	33.47
6004	2	368.68	243.79	368.68+j243.79	441.99	33.47
6004	3	25.66	27.53	25.66+j27.53	37.63	47.01
6004	4	30.71	27.23	30.71+j27.23	41.04	41.56
6004	5	35.66	26.92	35.66+j26.92	44.68	37.05
6004	6	40.53	26.60	40.53+j26.60	48.48	33.28
6004	7	121.60	79.80	121.60+j79.80	145.45	33.27
6004	8	364.79	239.41	364.79+j239.41	436.34	33.28
6004	9	29.58	34.44	29.58+j34.44	45.40	49.34
6004	10	34.63	34.04	34.63+j34.04	48.56	44.51
6004	11	39.58	33.63	39.58+j33.63	51.94	40.35
6004	12	44.45	33.22	44.45+j33.22	55.49	36.77
6004	13	133.34	99.67	133.34+j99.67	166.47	36.78
6004	14	400.03	299.00	400.03+j299.00	499.42	36.78
6004	15	33.25	40.65	33.25+j40.65	52.52	50.72
6004	16	38.29	40.16	38.29+j40.16	55.49	46.37
6004	17	43.25	39.67	43.25+j39.67	58.69	42.53
6004	18	48.11	39.18	48.11+j39.18	62.05	39.16
6004	19	144.34	117.54	144.34+j117.54	186.14	39.16
6004	20	433.02	352.63	433.02+j352.63	558.44	39.16
6004	21	1299.06	1057.89	1299.06+j1057.89	1675.32	39.16
6004	22	41.66	45.62	41.66+j45.62	61.78	47.60
6004	23	46.62	45.06	46.62+j45.06	64.84	44.03
6004	24	51.50	44.49	51.50+j44.49	68.06	40.82
6004	25	154.49	133.48	154.49+j133.48	204.17	40.83
6004	26	463.47	400.44	463.47+j400.44	612.50	40.83
6004	27	1390.42	1201.32	1390.42+j1201.32	1837.51	40.83
6004	28	44.72	50.42	44.72+j50.42	67.39	48.43
6004	29	49.69	49.79	49.69+j49.79	70.34	45.06
6004	30	54.57	49.17	54.57+j49.17	73.45	42.02
6004	31	163.71	147.51	163.71+j147.51	220.36	42.02
6004	32	491.14	442.52	491.14+j442.52	661.09	42.02
6004	33	1473.43	1327.56	1473.43+j1327.56	1983.28	42.02
6004	34	47.42	54.57	47.42+j54.57	72.29	49.01
6004	35	52.41	53.89	52.41+j53.89	75.17	45.80
6004	36	57.31	53.22	57.31+j53.22	78.21	42.88

ANEXOS N°4 Impedancia de Fallas A-G Producidas por Barrido de Fallas en los Alimentadores

Alimentador	N° Punto	R (Ω)	X (Ω)	Z = R + jX (Ω)	Z (Ω)	Ángulo ($^\circ$)
stesa10	1	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
stesa10	2	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
stesa10	3	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
stesa10	4	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
stesa10	5	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
stesa10	6	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
stesa10	7	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
stesa10	8	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
stesa10	9	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
stesa10	10	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
stesa10	11	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
SM 22.9KV	1	106.04	92.65	106.04+j92.65	140.81	41.14
SM 22.9KV	2	117.64	80.28	117.64+j80.28	142.42	34.31
SM 22.9KV	3	128.93	68.96	128.93+j68.96	146.21	28.14
SM 22.9KV	4	139.89	58.60	139.89+j58.60	151.67	22.73
SM 22.9KV	5	150.51	49.09	150.51+j49.09	158.31	18.06
SM 22.9KV	6	160.80	40.35	160.80+j40.35	165.79	14.09
SM 22.9KV	7	170.74	32.32	170.74+j32.32	173.77	10.72
SM 22.9KV	8	180.35	24.93	180.35+j24.93	182.06	7.87
SM 22.9KV	9	189.62	18.11	189.62+j18.11	190.48	5.46
SM 22.9KV	10	198.56	11.82	198.56+j11.82	198.91	3.41
SM 22.9KV	11	207.20	6.00	207.20+j6.00	207.29	1.66
UP10KV	1	266.10	172.17	266.10+j172.17	316.94	32.90
UP10KV	2	276.69	121.62	276.69+j121.62	302.24	23.73
UP10KV	3	292.21	81.97	292.21+j81.97	303.49	15.67
UP10KV	4	309.50	51.16	309.50+j51.16	313.70	9.39
UP10KV	5	326.82	27.19	326.82+j27.19	327.95	4.76
UP10KV	6	343.34	8.45	343.34+j8.45	343.44	1.41
UP10KV	7	358.69	-6.33	358.69-j6.33	358.75	-1.01
UP10KV	8	372.76	-18.09	372.76-j18.09	373.20	-2.78
UP10KV	9	385.56	-27.55	385.56-j27.55	386.54	-4.09
UP10KV	10	397.19	-35.21	397.19-j35.21	398.75	-5.07
UP10KV	11	407.73	-41.49	407.73-j41.49	409.84	-5.81
UP24KV	1	1223.20	-124.46	1223.20-j124.46	1229.52	-5.81
UP24KV	2	38.62	50.23	38.62+j50.23	63.36	52.44
UP24KV	3	55.22	48.60	55.22+j48.60	73.56	41.35
UP24KV	4	70.87	46.95	70.87+j46.95	85.01	33.52
UP24KV	5	85.63	45.28	85.63+j45.28	96.86	27.87
UP24KV	6	99.59	43.61	99.59+j43.61	108.72	23.65
UP24KV	7	112.80	41.95	112.80+j41.95	120.35	20.40
UP24KV	8	125.32	40.29	125.32+j40.29	131.64	17.82
UP24KV	9	137.20	38.65	137.20+j38.65	142.54	15.73
UP24KV	10	148.50	37.03	148.50+j37.03	153.05	14.00
UP24KV	11	159.24	35.42	159.24+j35.42	163.13	12.54

CH 22.9KV	1	477.73	106.27	477.73+j106.27	489.41	12.54
CH 22.9KV	2	1433.20	318.82	1433.20+j318.82	1468.23	12.54
CH 22.9KV	3	69.39	83.94	69.39+j83.94	108.91	50.42
CH 22.9KV	4	84.31	80.58	84.31+j80.58	116.62	43.70
CH 22.9KV	5	98.40	77.35	98.40+j77.35	125.16	38.17
CH 22.9KV	6	111.73	74.24	111.73+j74.24	134.15	33.60
CH 22.9KV	7	124.35	71.24	124.35+j71.24	143.31	29.81
CH 22.9KV	8	136.32	68.34	136.32+j68.34	152.49	26.63
CH 22.9KV	9	147.69	65.55	147.69+j65.55	161.58	23.93
CH 22.9KV	10	158.50	62.86	158.50+j62.86	170.51	21.63
CH 22.9KV	11	168.80	60.26	168.80+j60.26	179.23	19.65
CH 10	1	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
CH 10	2	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
CH 10	3	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
CH 10	4	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
CH 10	5	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
CH 10	6	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
CH 10	7	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
CH 10	8	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
CH 10	9	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
CH 10	10	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31
CH 10	11	586.99	-75.33	586.99-j75.33	591.80	-7.31

ANEXOS N°5 Solicitud de Información de la Línea de Subtransmisión LT-6002 a Electro Sur Este S.A.A

```
% grafica de zonas proteccion actual
clear;clc;
% Barrido de Fallas
%plot([168 192],[-41.64 41.64])
y1=34.29;
y2=53.85;
y3=69.60001;
%zona 1-----
x1=y1/tand(58); %zona 1
x1l=y1/tand(80); %zona 1
%zona 2-----
x2=y2/tand(58); %zona 2
x22=y2/tand(80); %zona 2
%zona 3-----
x3=y3/tand(58); %zona 3
x33=y3/tand(80); %zona 3

figure(1)

%BARRIDO DE FALLA A-G -----
% ---- LINEA: 6002/1 ----
R=[0.0 -99.32 8.3 12.36 16.36 20.31 60.94 182.82 8.89 12.98 17.01 20.98 62.95 188.85 9.49 13.6 17.65 21.65
64.96 194.87 10.08 14.22 18.3 22.32 66.96 200.89 10.67 14.84 18.94 22.99 68.97 206.91 11.26 15.45 19.59
23.66];
X=[0.0 589.76 -0.05 -0.09 -0.13 -0.18 -0.54 -1.61 1.1 1.05 1.0 0.94 2.82 8.47 2.23 2.18 2.11 2.05 6.14 18.42
3.35 3.29 3.21 3.14 9.41 28.23 4.46 4.38 4.3 4.21 12.64 37.92 5.55 5.46 5.37 5.28];
h1 = plot(R,X,'o',"Color",'g'); % handle para leyenda "Falla A-G"
hold on;

% ---- LINEA: 6002/1b ----
R=[70.97 212.92 11.26 15.45 19.59 23.66 70.97 212.92 12.88 17.15 21.35 25.49 76.48 229.45 14.48 18.83
23.11 27.32 81.97 245.92 16.07 20.49 24.85 29.14 87.43 262.29 17.62 22.14 26.58 30.95 92.85 278.56 19.15
23.76 28.29 32.74];
X=[15.83 47.48 5.55 5.46 5.37 5.28 15.83 47.48 8.47 8.36 8.24 8.12 24.36 73.07 11.27 11.13 10.99 10.84 32.53
97.59 13.94 13.78 13.61 13.44 40.32 120.96 16.48 16.29 16.1 15.9 47.71 143.14 18.87 18.66 18.45 18.23];
plot(R,X,'o',"Color",'g','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- LINEA: 6002/2 ----
R=[98.23 294.69 19.15 23.76 28.29 32.74 98.23 294.69 19.2 23.8 28.33 32.78 98.35 295.05 19.24 23.84 28.37
32.82 98.47 295.42 19.28 23.88 28.41 32.86 98.59 295.78 19.32 23.92 28.45 32.9 98.71 296.14 19.36 23.96
28.49 32.94];
X=[54.69 164.07 18.87 18.66 18.45 18.23 54.69 164.07 18.95 18.74 18.53 18.31 54.93 164.79 19.04 18.83
18.61 18.39 55.17 165.51 19.12 18.91 18.69 18.47 55.41 166.23 19.2 18.99 18.77 18.55 55.65 166.95 19.29
19.07 18.85 18.63];
plot(R,X,'o',"Color",'g','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- LINEA: 6002/3 ----
R=[98.83 296.5 19.15 23.76 28.29 32.74 98.23 294.69 20.52 25.2 29.81 34.34 103.02 309.06 21.85 26.62 31.31
35.92 107.76 323.28 23.16 28.01 32.79 37.48 112.44 337.32 24.43 29.38 34.24 39.02 117.06 351.17 25.66
30.71 35.66 40.53];
X=[55.89 167.67 18.87 18.66 18.45 18.23 54.69 164.07 20.89 20.66 20.42 20.18 60.54 181.63 22.77 22.52
22.26 22.0 66.0 198.0 24.51 24.24 23.96 23.68 71.04 213.13 26.1 25.81 25.52 25.22 75.65 226.95 27.53 27.23
26.92 26.6];
plot(R,X,'o',"Color",'g','HandleVisibility','off');
hold on;
```

```

% ---- LINEA: 6002/4 ----
R=[121.6 364.79 25.66 30.71 35.66 40.53 121.6 364.79 25.73 30.78 35.75 40.62 121.86 365.58 25.81 30.86
35.83 40.71 122.12 366.36 25.88 30.94 35.91 40.79 122.38 367.13 25.96 31.02 35.99 40.88 122.64 367.91
26.03 31.1 36.08 40.96];
X=[79.8 239.41 27.53 27.23 26.92 26.6 79.8 239.41 27.64 27.33 27.02 26.7 80.1 240.29 27.74 27.43 27.12 26.8
80.39 241.18 27.85 27.53 27.22 26.89 80.68 242.05 27.95 27.64 27.32 26.99 80.97 242.92 28.05 27.74 27.41
27.09];
plot(R,X,'o','Color','g','HandleVisibility','off');
hold on;
% ---- LINEA: 6004 ----
R=[122.89 368.68 25.66 30.71 35.66 40.53 121.6 364.79 29.58 34.63 39.58 44.45 133.34 400.03 33.25 38.29
43.25 48.11 144.34 433.02 1299.06 41.66 46.62 51.5 154.49 463.47 1390.42 44.72 49.69 54.57 163.71 491.14
1473.43 47.42 52.41 57.31];
X=[81.26 243.79 27.53 27.23 26.92 26.6 79.8 239.41 34.44 34.04 33.63 33.22 99.67 299.0 40.65 40.16 39.67
39.18 117.54 352.63 1057.89 45.62 45.06 44.49 133.48 400.44 1201.32 50.42 49.79 49.17 147.51 442.52
1327.56 54.57 53.89 53.22];
plot(R,X,'o','Color','g','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: stesa10 ----
R=[586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99];
X=[-75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33];
h2 = plot(R,X,'--o','Color','m'); % handle para leyenda "Falla Alimentadores A-G"
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: SM 22.9KV ----
R=[106.04 117.64 128.93 139.89 150.51 160.8 170.74 180.35 189.62 198.56 207.2];
X=[92.65 80.28 68.96 58.6 49.09 40.35 32.32 24.93 18.11 11.82 6.0];
plot(R,X,'--o','Color','m','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: UP10KV ----
R=[266.1 276.69 292.21 309.5 326.82 343.34 358.69 372.76 385.56 397.19 407.73];
X=[172.17 121.62 81.97 51.16 27.19 8.45 -6.33 -18.09 -27.55 -35.21 -41.49];
plot(R,X,'--o','Color','m','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: UP24KV ----
R=[1223.2 38.62 55.22 70.87 85.63 99.59 112.8 125.32 137.2 148.5 159.24];
X=[-124.46 50.23 48.6 46.95 45.28 43.61 41.95 40.29 38.65 37.03 35.42];
plot(R,X,'--o','Color','m','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: CH 22.9KV ----
R=[477.73 1433.2 69.39 84.31 98.4 111.73 124.35 136.32 147.69 158.5 168.8];
X=[106.27 318.82 83.94 80.58 77.35 74.24 71.24 68.34 65.55 62.86 60.26];
plot(R,X,'--o','Color','m','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: CH 10 ----
R=[586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99];
X=[-75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33];
plot(R,X,'--o','Color','m','HandleVisibility','off');
hold on;

text(60,0,"ZONA 01");
text(60,50,"ZONA 02");
text(60,64,"ZONA 03");

```

```

%laterales-----
plot([70.8091 157.791],[-y3 y3],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
plot([-12.2724 12.2724],[y3 -y3],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
%zona 1-----
plot([-x11 114.3+x1],[y1 y1],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
plot([x11 114.3-x1],[-y1 -y1],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
%zona 2-----
plot([-x22 114.3+x2],[y2 y2],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
plot([x22 114.3-x2],[-y2 -y2],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
%zona 3-----
plot([-x33 114.3+x3],[y3 y3],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
plot([x33 114.3-x3],[-y3 -y3],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
hold off; grid on; grid minor;
xlim([-100 250]); ylim([-90 90]);
xlabel('R (pri.\Omega)'); ylabel('X (pri.\Omega)');
title('BARRIDO DE FALLA A-G - CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL
PROPUESTA','FontWeight','bold');
axis equal; xlim([-20 240]); ylim([-90 90]);
legend([h1 h2], {'Falla A-G','Alimentadores A-G'}, 'Location','northeast');

figure(2)
%BARRIDO DE FALLA B-G -----
% ---- LINEA: 6002/1 ----
R=[0.0 4.18 8.3 12.36 16.36 20.31 0.54 4.75 8.89 12.98 17.01 20.98 1.09 5.32 9.49 13.6 17.65 21.65 1.63 5.88
10.08 14.22 18.3 22.32 2.16 6.45 10.67 14.84 18.94 22.99 2.7 7.01 11.26 15.45 19.59 23.66];
X=[0.0 -0.02 -0.05 -0.09 -0.13 -0.18 1.17 1.14 1.1 1.05 1.0 0.94 2.32 2.28 2.23 2.18 2.11 2.05 3.46 3.41 3.35
3.29 3.21 3.14 4.59 4.53 4.46 4.38 4.3 4.21 5.7 5.63 5.55 5.46 5.37 5.28];
h1 = plot(R,X,'*',"Color",'b'); % handle para leyenda "Falla B-G"
hold on;

% ---- LINEA: 6002/1b ----
R=[2.7 7.01 11.26 15.45 19.59 23.66 4.16 8.55 12.88 17.15 21.35 25.49 5.6 10.07 14.48 18.83 23.11 27.32 7.01
11.57 16.07 20.49 24.85 29.14 8.38 13.04 17.62 22.14 26.58 30.95 9.73 14.48 19.15 23.76 28.29 32.74];
X=[5.7 5.63 5.55 5.46 5.37 5.28 8.67 8.58 8.47 8.36 8.24 8.12 11.53 11.4 11.27 11.13 10.99 10.84 14.25 14.1
13.94 13.78 13.61 13.44 16.83 16.66 16.48 16.29 16.1 15.9 19.27 19.07 18.87 18.66 18.45 18.23];
plot(R,X,'*',"Color",'b','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- LINEA: 6002/2 ----
R=[9.73 14.48 19.15 23.76 28.29 32.74 9.77 14.52 19.2 23.8 28.33 32.78 9.81 14.56 19.24 23.84 28.37 32.82
9.85 14.6 19.28 23.88 28.41 32.86 9.89 14.64 19.32 23.92 28.45 32.9 9.94 14.69 19.36 23.96 28.49 32.94];
X=[19.27 19.07 18.87 18.66 18.45 18.23 19.35 19.15 18.95 18.74 18.53 18.31 19.44 19.24 19.04 18.83 18.61
18.39 19.52 19.33 19.12 18.91 18.69 18.47 19.61 19.41 19.2 18.99 18.77 18.55 19.7 19.5 19.29 19.07 18.85
18.63];
plot(R,X,'*',"Color",'b','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- LINEA: 6002/3 ----
R=[9.73 14.48 19.15 23.76 28.29 32.74 10.92 15.76 20.52 25.2 29.81 34.34 12.08 17.01 21.85 26.62 31.31
35.92 13.19 18.22 23.16 28.01 32.79 37.48 14.27 19.39 24.43 29.38 34.24 39.02 15.29 20.52 25.66 30.71 35.66
40.53];
X=[19.27 19.07 18.87 18.66 18.45 18.23 21.33 21.11 20.89 20.66 20.42 20.18 23.26 23.02 22.77 22.52 22.26
22.0 25.04 24.78 24.51 24.24 23.96 23.68 26.67 26.39 26.1 25.81 25.52 25.22 28.13 27.84 27.53 27.23 26.92
26.6];
plot(R,X,'*',"Color",'b','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- LINEA: 6002/4 ----

```

```

R=[15.29 20.52 25.66 30.71 35.66 40.53 15.36 20.59 25.73 30.78 35.75 40.62 15.43 20.66 25.81 30.86 35.83
40.71 15.49 20.73 25.88 30.94 35.91 40.79 15.56 20.8 25.96 31.02 35.99 40.88 15.62 20.87 26.03 31.1 36.08
40.96];
X=[28.13 27.84 27.53 27.23 26.92 26.6 28.24 27.94 27.64 27.33 27.02 26.7 28.35 28.05 27.74 27.43 27.12 26.8
28.46 28.15 27.85 27.53 27.22 26.89 28.56 28.26 27.95 27.64 27.32 26.99 28.67 28.36 28.05 27.74 27.41
27.09];
plot(R,X,'*',"Color",'b','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- LINEA: 6004 ----
R=[15.29 20.52 25.66 30.71 35.66 40.53 19.22 24.45 29.58 34.63 39.58 44.45 22.88 28.11 33.25 38.29 43.25
48.11 26.22 31.47 36.61 41.66 46.62 51.5 29.23 34.49 39.65 44.72 49.69 54.57 31.88 37.16 42.34 47.42 52.41
57.31];
X=[28.13 27.84 27.53 27.23 26.92 26.6 35.24 34.84 34.44 34.04 33.63 33.22 41.63 41.14 40.65 40.16 39.67
39.18 47.32 46.75 46.19 45.62 45.06 44.49 52.32 51.68 51.05 50.42 49.79 49.17 56.63 55.94 55.25 54.57 53.89
53.22];
plot(R,X,'*',"Color",'b','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: stesa10 ----
R=[586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99];
X=[-75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33];
h2 = plot(R,X,'--o',"Color",'r'); % handle para leyenda "Falla Alimentadores A-G"
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: SM 22.9KV ----
R=[106.04 117.64 128.93 139.89 150.51 160.8 170.74 180.35 189.62 198.56 207.2];
X=[92.65 80.28 68.96 58.6 49.09 40.35 32.32 24.93 18.11 11.82 6.0];
plot(R,X,'--o',"Color",'r','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: UP10KV ----
R=[266.1 276.69 292.21 309.5 326.82 343.34 358.69 372.76 385.56 397.19 407.73];
X=[172.17 121.62 81.97 51.16 27.19 8.45 -6.33 -18.09 -27.55 -35.21 -41.49];
plot(R,X,'--o',"Color",'r','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: UP24KV ----
R=[20.96 38.62 55.22 70.87 85.63 99.59 112.8 125.32 137.2 148.5 159.24];
X=[51.82 50.23 48.6 46.95 45.28 43.61 41.95 40.29 38.65 37.03 35.42];
plot(R,X,'--o',"Color",'r','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: CH 22.9KV ----
R=[36.75 53.57 69.39 84.31 98.4 111.73 124.35 136.32 147.69 158.5 168.8];
X=[91.03 87.42 83.94 80.58 77.35 74.24 71.24 68.34 65.55 62.86 60.26];
plot(R,X,'--o',"Color",'r','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: CH 10 ----
R=[586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99];
X=[-75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33];
plot(R,X,'--o',"Color",'r','HandleVisibility','off');
hold on;

text(60,0,"ZONA 01");
text(60,50,"ZONA 02");
text(60,64,"ZONA 03");

%laterales-----

```

```

plot([70.8091 157.791],[-y3 y3],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
plot([-12.2724 12.2724],[y3 -y3],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
%zona 1-----
plot([-x11 114.3+x1],[y1 y1],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
plot([x11 114.3-x1],[-y1 -y1],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
%zona 2-----
plot([-x22 114.3+x2],[y2 y2],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
plot([x22 114.3-x2],[-y2 -y2],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
%zona 3-----
plot([-x33 114.3+x3],[y3 y3],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
plot([x33 114.3-x3],[-y3 -y3],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
hold off; grid on; grid minor;
xlim([-100 250]); ylim([-90 90]);
xlabel('R (pri.\Omega)'); ylabel('X (pri.\Omega)');
title('BARRIDO DE FALLA B-G - CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL
PROPUESTA','FontWeight','bold');
axis equal; xlim([-20 240]); ylim([-90 90]);
legend([h1 h2], {'Falla B-G','Alimentadores B-G'}, 'Location','northeast');

figure(3)
%BARRIDO DE FALLA C-G -----

% ---- LINEA: 6002/1 ----
R=[0.0 4.18 73.26 189.58 270.03 286.03 0.54 4.75 32.45 145.37 227.66 274.35 1.09 5.32 9.49 108.86 190.59
253.38 1.63 5.88 10.08 78.7 158.37 221.5 2.16 6.45 10.67 53.73 130.44 192.91 2.7 7.01 11.26 32.97 106.23
167.36];
X=[-0.0 -0.02 544.34 488.89 435.94 -69.68 1.17 1.14 517.59 480.09 439.03 -65.18 2.32 2.28 2.23 467.91
437.24 405.05 3.46 3.41 3.35 454.01 432.14 406.62 4.59 4.53 4.46 439.42 424.87 405.29 5.7 5.63 5.55 424.74
416.21 401.83];
h1 = plot(R,X,'o','Color','c'); % handle para leyenda "Falla C-G"
hold on;

% ---- LINEA: 6002/1b ----
R=[2.7 7.01 11.26 32.97 106.23 167.36 4.16 8.55 12.88 17.15 54.76 110.28 5.6 10.07 14.48 18.83 23.11 68.7
7.01 11.57 16.07 20.49 24.85 38.19 8.38 13.04 17.62 22.14 26.58 30.95 9.73 14.48 19.15 23.76 28.29 32.74];
X=[5.7 5.63 5.55 424.74 416.21 401.83 8.67 8.58 8.47 8.36 388.78 385.31 11.53 11.4 11.27 11.13 10.99 364.18
14.25 14.1 13.94 13.78 13.61 341.87 16.83 16.66 16.48 16.29 16.1 15.9 19.27 19.07 18.87 18.66 18.45 18.23];
plot(R,X,'o','Color','c','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- LINEA: 6002/2 ----
R=[9.73 14.48 19.15 23.76 28.29 32.74 9.77 14.52 19.2 23.8 28.33 32.78 9.81 14.56 19.24 23.84 28.37 32.82
9.85 14.6 19.28 23.88 28.41 32.86 9.89 14.64 19.32 23.92 28.45 32.9 9.94 14.69 19.36 23.96 28.49 32.94];
X=[19.27 19.07 18.87 18.66 18.45 18.23 19.35 19.15 18.95 18.74 18.53 18.31 19.44 19.24 19.04 18.83 18.61
18.39 19.52 19.33 19.12 18.91 18.69 18.47 19.61 19.41 19.2 18.99 18.77 18.55 19.7 19.5 19.29 19.07 18.85
18.63];
plot(R,X,'o','Color','c','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- LINEA: 6002/3 ----
R=[9.73 14.48 19.15 23.76 28.29 32.74 10.92 15.76 20.52 25.2 29.81 34.34 12.08 17.01 21.85 26.62 31.31
35.92 13.19 18.22 23.16 28.01 32.79 37.48 14.27 19.39 24.43 29.38 34.24 39.02 15.29 20.52 25.66 30.71 35.66
40.53];
X=[19.27 19.07 18.87 18.66 18.45 18.23 21.33 21.11 20.89 20.66 20.42 20.18 23.26 23.02 22.77 22.52 22.26
22.0 25.04 24.78 24.51 24.24 23.96 23.68 26.67 26.39 26.1 25.81 25.52 25.22 28.13 27.84 27.53 27.23 26.92
26.6];
plot(R,X,'o','Color','c','HandleVisibility','off');
hold on;

```

```

% ---- LINEA: 6002/4 ----
R=[15.29 20.52 25.66 30.71 35.66 40.53 15.36 20.59 25.73 30.78 35.75 40.62 15.43 20.66 25.81 30.86 35.83
40.71 15.49 20.73 25.88 30.94 35.91 40.79 15.56 20.8 25.96 31.02 35.99 40.88 15.62 20.87 26.03 31.1 36.08
40.96];
X=[28.13 27.84 27.53 27.23 26.92 26.6 28.24 27.94 27.64 27.33 27.02 26.7 28.35 28.05 27.74 27.43 27.12 26.8
28.46 28.15 27.85 27.53 27.22 26.89 28.56 28.26 27.95 27.64 27.32 26.99 28.67 28.36 28.05 27.74 27.41
27.09];
plot(R,X,'o',"Color",'c','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- LINEA: 6004 ----
R=[15.29 20.52 25.66 30.71 35.66 40.53 19.22 24.45 29.58 34.63 39.58 44.45 22.88 28.11 33.25 38.29 43.25
48.11 26.22 31.47 36.61 41.66 46.62 51.5 29.23 34.49 39.65 44.72 49.69 54.57 31.88 37.16 42.34 47.42 52.41
57.31];
X=[28.13 27.84 27.53 27.23 26.92 26.6 35.24 34.84 34.44 34.04 33.63 33.22 41.63 41.14 40.65 40.16 39.67
39.18 47.32 46.75 46.19 45.62 45.06 44.49 52.32 51.68 51.05 50.42 49.79 49.17 56.63 55.94 55.25 54.57 53.89
53.22];
plot(R,X,'o',"Color",'c','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: stesa10 ----
R=[586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99];
X=[-75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33];
h2 = plot(R,X,'o--',"Color",'b'); % handle para leyenda "Falla Alimentadores C-G"
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: SM 22.9KV ----
R=[106.04 117.64 128.93 139.89 150.51 160.8 170.74 180.35 189.62 198.56 207.2];
X=[92.65 80.28 68.96 58.6 49.09 40.35 32.32 24.93 18.11 11.82 6.0];
plot(R,X,'o--',"Color",'b','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: UP10KV ----
R=[266.1 276.69 301.52 340.43 370.12 393.49 412.35 427.87 440.87 451.92 461.41];
X=[172.17 121.62 352.07 284.73 235.64 198.29 168.93 145.25 125.74 109.4 95.51];
plot(R,X,'o--',"Color",'b','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: UP24KV ----
R=[20.96 38.62 55.22 70.87 85.63 110.03 151.86 189.73 223.78 253.74 265.72];
X=[51.82 50.23 48.6 46.95 45.28 286.03 289.84 289.69 286.64 -104.63 -110.57];
plot(R,X,'o--',"Color",'b','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: CH 22.9KV ----
R=[36.75 53.57 69.39 84.31 98.4 119.28 167.29 209.2 245.73 269.67 279.25];
X=[91.03 87.42 83.94 80.58 77.35 393.29 385.74 375.36 363.25 -79.19 -85.56];
plot(R,X,'o--',"Color",'b','HandleVisibility','off');
hold on;

% ---- ALIMENTADOR: CH 10 ----
R=[586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99 586.99];
X=[-75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33 -75.33];
plot(R,X,'o--',"Color",'b','HandleVisibility','off');
hold on;

text(60,0,"ZONA 01");
text(60,50,"ZONA 02");
text(60,64,"ZONA 03");

```

```

%laterales-----
plot([70.8091 157.791],[-y3 y3],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
plot([-12.2724 12.2724],[y3 -y3],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
%zona 1-----
plot([-x11 114.3+x1],[y1 y1],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
plot([x11 114.3-x1],[-y1 -y1],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
%zona 2-----
plot([-x22 114.3+x2],[y2 y2],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
plot([x22 114.3-x2],[-y2 -y2],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
%zona 3-----
plot([-x33 114.3+x3],[y3 y3],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
plot([x33 114.3-x3],[-y3 -y3],'b','LineWidth',1.5,'HandleVisibility','off')
hold off; grid on; grid minor;
xlim([-100 250]); ylim([-90 90]);
xlabel('R (pri.\Omega)'); ylabel('X (pri.\Omega)');
title('BARRIDO DE FALLA C-G - CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL
PROPUESTA','FontWeight','bold');
axis equal; xlim([-20 240]); ylim([-90 90]);
legend([h1 h2], {'Falla C-G','Alimentadores C-G'}, 'Location','northeast');

```

ANEXOS N°6 Saifi y Saidi de los Alimentadores y Sistema Eléctrico de la Convención

ENERO (2024)									
ALIMENTADOR	Usua. Afectados	Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI	% SAIFI	%SAIDI	SAIFI	SAIDI	Cientes
CH01	327	1233.83	0.001	0.002	0.10%	0.17%	0.140	0.529	2333
CH02	12838	59315.66	0.022	0.104	3.80%	7.99%	2.384	11.017	5384
CH03	2138	1467.64355	0.004	0.003	0.63%	0.20%	1.070	0.734	1999
SM01	1924	6621.19408	0.003	0.012	0.57%	0.89%	0.406	1.397	4738
SM02	2164	8964.915	0.004	0.016	0.64%	1.21%	1.326	5.493	1632
SM03	2710	12421.7784	0.005	0.022	0.80%	1.67%	1.054	4.830	2572
UP01	288	547.2	0.001	0.001	0.09%	0.07%	0.063	0.120	4564
UP02	992	4464	0.002	0.008	0.29%	0.60%	0.130	0.583	7652
UP04	447	1474.2494	0.001	0.003	0.13%	0.20%	0.180	0.592	2490

Sistema Eléctrico		Cientes	N. Usuarios Afectados	Dura. Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI
La Convención	SE0036	14443	1280	5011.2	0.089	0.347

FEBRERO (2024)									
ALIMENTADOR	Usua. Afectados	Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI	% SAIFI	%SAIDI	SAIFI	SAIDI	Cientes
CH01	1208	4442.65	0.002	0.008	0.39%	0.62%	0.518	1.904	2333
CH02	11826	44914.29	0.021	0.079	3.86%	6.29%	2.197	8.342	5384
CH03	3253	6960.78443	0.006	0.012	1.06%	0.97%	1.627	3.482	1999
SM01	2969	8804.2939	0.005	0.015	0.97%	1.23%	0.627	1.858	4738
SM02	2417	11657.0999	0.004	0.020	0.79%	1.63%	1.481	7.143	1632
SM03	6168	33716.7681	0.011	0.059	2.01%	4.72%	2.398	13.109	2572
UP01	1900	1851.69938	0.003	0.003	0.62%	0.26%	0.416	0.406	4564
UP02	9366	6868.36878	0.016	0.012	3.06%	0.96%	1.224	0.898	7652
UP04	3252	4799.97729	0.006	0.008	1.06%	0.67%	1.306	1.928	2490
UP05	418	349.46738	0.001	0.001	0.14%	0.05%	0.633	0.529	660

Sistema Eléctrico		Cientes	N. Usuarios Afectados	Dura. Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI
La Convención	SE0036	14443	11266	8720.06816	0.780	0.604

MARZO (2024)									
ALIMENTADOR	Usua. Afectados	Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI	% SAIFI	%SAIDI	SAIFI	SAIDI	Cientes
CH01	2418	4079.93	0.004	0.007	0.78%	0.51%	1.036	1.749	2333
CH02	1695	13924.9	0.003	0.024	0.54%	1.75%	0.315	2.586	5384
CH03	919	1270.561	0.002	0.002	0.29%	0.16%	0.460	0.636	1999
SM01	2526	4002.058	0.004	0.007	0.81%	0.50%	0.533	0.845	4738
SM02	1609	4791.002	0.003	0.008	0.52%	0.60%	0.986	2.936	1632
SM03	2143	13329.38	0.004	0.023	0.69%	1.67%	0.833	5.182	2572
UP02	7979	9596.43	0.014	0.017	2.56%	1.20%	1.043	1.254	7652
UP04	9375	31992.49	0.016	0.056	3.01%	4.01%	3.765	12.848	2490
UP05	217	347.0833	0.000	0.001	0.07%	0.04%	0.329	0.526	660

Sistema Eléctrico		Cientes	N. Usuarios Afectados	Dura. Hor.Suministro	SAIFI	SAIDI
La Convención	SE0036	14443	7979	9596.42958	0.552	0.664

ABRIL (2024)									
ALIMENTADOR	Usua. Afectados	Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI	% SAIFI	%SAIDI	SAIFI	SAIDI	Cientes
CH01	4973	10938.92	0.009	0.019	1.80%	2.65%	2.132	4.689	2333
CH02	1864	2662.535	0.003	0.005	0.67%	0.65%	0.346	0.495	5384
CH03	883	7347.101	0.002	0.013	0.32%	1.78%	0.442	3.675	1999
SM01	8946	12902.64	0.016	0.023	3.24%	3.13%	1.888	2.723	4738
SM02	2971	24674.05	0.005	0.043	1.08%	5.98%	1.820	15.119	1632
SM03	4534	13098.32	0.0079	0.02291	1.64%	3.18%	1.763	5.093	2572
UP02	406	385.7	0.001	0.001	0.15%	0.09%	0.053	0.050	7652
UP04	8038	4863.654	0.014	0.009	2.91%	1.18%	3.228	1.953	2490

Sistema Eléctrico		Cientes	N. Usuarios Afectados	Dura. Hor.Sumministr o	SAIFI	SAIDI
La Convención	SE0036	14443	406	385.7	0.028	0.027

MAYO (2024)									
ALIMENTADOR	Usua. Afectados	Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI	% SAIFI	%SAIDI	SAIFI	SAIDI	Cientes
CH01	3320	11085.90	0.006	0.019	1.30%	2.38%	1.423	4.752	2333
CH02	3217	2744.17	0.006	0.005	1.26%	0.59%	0.598	0.510	5384
CH03	6345	37400.55489	0.011	0.065	2.49%	8.02%	3.174	18.710	1999
SM01	4772	26741.6408	0.008	0.047	1.87%	5.74%	1.007	5.644	4738
SM02	3209	17900.24819	0.006	0.03131	1.26%	3.84%	1.966	10.968	1632
SM03	2100	521.70666	0.004	0.001	0.82%	0.11%	0.816	0.203	2572
UP02	8570	26288.38822	0.015	0.046	3.37%	5.64%	1.120	3.435	7652
UP03	436	872	0.001	0.002	0.17%	0.19%	0.196	0.392	2227
UP04	2678	7206.60613	0.005	0.013	1.05%	1.55%	1.076	2.894	2490

Sistema Eléctrico		Cientes	N. Usuarios Afectados	Dura. Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI
La Convención	SE0036	14443	9006	27160.38822	0.624	1.881

JUNIO (2024)									
ALIMENTADOR	Usua. Afectados	Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI	% SAIFI	%SAIDI	SAIFI	SAIDI	Cientes
CH01	3151	8057.19	0.006	0.014	1.41%	1.47%	1.351	3.454	2333
CH02	8093	15231.03346	0.014	0.027	3.61%	2.77%	1.503	2.829	5384
CH03	1194	6167.30157	0.002	0.011	0.53%	1.12%	0.597	3.085	1999
SM01	6868	22134.47013	0.012	0.039	3.06%	4.03%	1.450	4.672	4738
SM02	5748	20854.29527	0.010	0.036	2.56%	3.79%	3.522	12.778	1632
SM03	5101	8225.14958	0.009	0.014	2.28%	1.50%	1.983	3.198	2572
UP02	986	5998.73594	0.002	0.010	0.44%	1.09%	0.129	0.784	7652
UP04	5552	18273.37295	0.010	0.032	2.48%	3.32%	2.230	7.339	2490
UP05	1467	1604.6304	0.003	0.003	0.65%	0.29%	2.223	2.431	660

Sistema Eléctrico		Cientes	N. Usuarios Afectados	Dura. Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI
La Convención	SE0036	14443	986	5998.7359	0.068	0.415

JULIO (2024)									
ALIMENTADOR	Usua. Afectados	Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI	% SAIFI	%SAIDI	SAIFI	SAIDI	Cientes
CH01	9535	58213.40	0.016	0.100	4.08%	8.61%	4.051	24.730	2354
CH02	1613	7933.37	0.003	0.014	0.69%	1.17%	0.290	1.427	5559
CH03	3554	6889.44146	0.006	0.012	1.52%	1.02%	1.782	3.455	1994
SM01	8891	8966.00	0.015	0.015	3.80%	1.33%	1.857	1.873	4787
SM02	3734	49335.62	0.006	0.085	1.60%	7.30%	2.269	29.973	1646
SM03	2202	6312.19	0.004	0.011	0.94%	0.93%	0.852	2.442	2585
UP02	474	318.6348	0.001	0.001	0.20%	0.05%	0.061	0.041	7754
UP04	3987	2476.81111	0.007	0.004	1.71%	0.37%	1.571	0.976	2538
UP05	3260	3393.08632	0.006	0.006	1.39%	0.50%	4.711	4.903	692

Sistema Eléctrico		Cientes	N. Usuarios Afectados	Dura. Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI
La Convención	SE0036	14695	474	318.6348	0.032	0.022

AGOSTO (2024)									
ALIMENTADOR	Usua. Afectados	Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI	% SAIFI	%SAIDI	SAIFI	SAIDI	Cientes
CH01	15903	81714.72	0.027	0.140	4.81%	9.60%	6.756	34.713	2354
CH02	10514	53740.01412	0.018	0.092	3.18%	6.32%	1.891	9.667	5559
CH03	1909	3003.54876	0.003	0.005	0.58%	0.35%	0.957	1.506	1994
SM01	2475	5078.16664	0.004	0.009	0.75%	0.60%	0.517	1.061	4787
SM02	6151	26232.11395	0.011	0.045	1.86%	3.08%	3.737	15.937	1646
SM03	487	14466.15091	0.001	0.025	0.15%	1.70%	0.188	5.596	2585
UP01	9264	3937.2	0.016	0.007	2.80%	0.46%	2.000	0.850	4632
UP04	10818	33910.32106	0.019	0.058	3.27%	3.99%	4.262	13.361	2538
UP05	3131	7894.32624	0.005	0.014	0.95%	0.93%	4.525	11.408	692

Sistema Eléctrico		Cientes	N. Usuarios Afectados	Dura. Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI
La Convención	SE0036	14695	9264	3937.2000	0.630	0.268

SEPTIEMBRE (2024)									
ALIMENTADOR	Usua. Afectados	Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI	% SAIFI	%SAIDI	SAIFI	SAIDI	Cientes
CH01	15802	53654.43	0.027	0.092	4.08%	6.88%	6.713	22.793	2354
CH02	3369	17249.76603	0.006	0.030	0.87%	2.21%	0.606	3.103	5559
CH03	470	3378.68246	0.001	0.006	0.12%	0.43%	0.236	1.694	1994
SM01	9386	47370.22394	0.016	0.081	2.42%	6.08%	1.961	9.896	4787
SM02	3414	17133.42613	0.006	0.02943	0.88%	2.20%	2.074	10.409	1646
SM03	4084	10786.58969	0.007	0.019	1.05%	1.38%	1.580	4.173	2585
UP03	942	423.9	0.002	0.001	0.24%	0.05%	0.408	0.184	2309
UP04	2104	7066.2303	0.004	0.012	0.54%	0.91%	0.829	2.784	2538
UP05	430	1727.16595	0.001	0.003	0.11%	0.22%	0.621	2.496	692

Sistema Eléctrico		Cientes	N. Usuarios Afectados	Dura. Hor.Sumini stro	SAIFI	SAIDI
La Convención	SE0036	14695	942	423.9000	0.064	0.029

OCTUBRE (2024)									
ALIMENTADOR	Usua. Afectados	Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI	% SAIFI	%SAIDI	SAIFI	SAIDI	Cientes
CH01	13352	37607.82	0.023	0.065	2.49%	2.48%	5.672	15.976	2354
CH02	16796	87712.89527	0.029	0.151	3.13%	5.78%	3.021	15.779	5559
CH03	1199	8502.268	0.002	0.015	0.22%	0.56%	0.601	4.264	1994
SM01	7387	27251.31921	0.013	0.04681	1.38%	1.80%	1.543	5.693	4787
SM02	3173	15077.25299	0.005	0.026	0.59%	0.99%	1.928	9.160	1646
SM03	11342	34732.46227	0.019	0.060	2.11%	2.29%	4.388	13.436	2585
UP01	2904	4501.2	0.005	0.008	0.54%	0.30%	0.627	0.972	4632
UP02	3981	3646.65369	0.007	0.006	0.74%	0.24%	0.513	0.470	7754
UP03	335	195.41555	0.001	0.000	0.06%	0.01%	0.145	0.085	2309
UP04	7958	19954.45414	0.014	0.034	1.48%	1.32%	3.136	7.862	2538

Sistema Eléctrico		Cientes	N. Usuarios Afectados	Dura. Hor.Sumini stro	SAIFI	SAIDI
La Convención	SE0036	14695	7220	8343.2692	0.491	0.568

NOVIEMBRE (2024)									
ALIMENTADOR	Usua. Afectados	Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI	% SAIFI	%SAIDI	SAIFI	SAIDI	Cientes
CH01	3154	45945.87	0.005	0.079	0.54%	3.11%	1.340	19.518	2354
CH02	14789	105641.0924	0.025	0.181	2.54%	7.15%	2.660	19.004	5559
CH03	399	3546.53295	0.001	0.006	0.07%	0.24%	0.200	1.779	1994
SM01	4414	9420.13301	0.008	0.016	0.76%	0.64%	0.922	1.968	4787
SM02	798	11388.76473	0.001	0.020	0.14%	0.77%	0.485	6.919	1646
SM03	1535	15652.95459	0.003	0.027	0.26%	1.06%	0.594	6.055	2585
UP01	624	519.99792	0.001	0.001	0.11%	0.04%	0.135	0.112	4632
UP02	1068	943.60077	0.002	0.002	0.18%	0.06%	0.138	0.122	7754
UP04	522	3604.24934	0.001	0.006	0.09%	0.24%	0.206	1.420	2538

Sistema Eléctrico		Cientes	N. Usuarios Afectados	Dura. Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI
La Convención	SE0036	14695	1692	1463.5987	0.115	0.100

DICIEMBRE (2024)									
ALIMENTADOR	Usua. Afectados	Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI	% SAIFI	%SAIDI	SAIFI	SAIDI	Cientes
CH01	3371	28483.48	0.006	0.049	0.56%	1.73%	1.432	12.100	2354
CH02	10467	51219.39581	0.018	0.088	1.73%	3.10%	1.883	9.214	5559
CH03	1057	4947.39856	0.002	0.008	0.17%	0.30%	0.530	2.481	1994
SM01	2775	6612.68599	0.005	0.011	0.46%	0.40%	0.580	1.381	4787
SM02	3958	32965.18655	0.007	0.057	0.65%	2.00%	2.405	20.027	1646
SM03	3419	25129.77903	0.006	0.043	0.57%	1.52%	1.323	9.721	2585
UP01	1248	863.20416	0.002	0.001	0.21%	0.05%	0.269	0.186	4632
UP04	15490	61514.72553	0.027	0.106	2.56%	3.73%	6.103	24.237	2538
UP05	1669	6098.38497	0.003	0.010	0.28%	0.37%	2.412	8.813	692

Sistema Eléctrico		Cientes	N. Usuarios Afectados	Dura. Hor. Suministro	SAIFI	SAIDI
La Convención	SE0036	14695	1248	863.2042	0.085	0.059