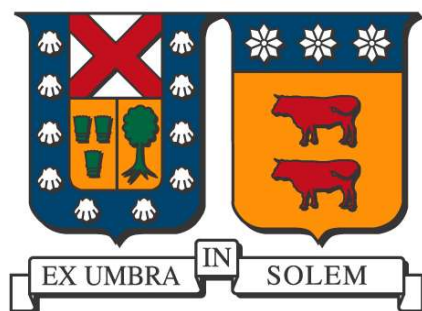


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAÍSO – CHILE



“Análisis de la calidad del servicio y mejoramiento del sistema de protecciones para la planta Cemento Melón LCA considerando el cambio en el nivel de tensión propuesto por la empresa en el mediano plazo y el ingreso de generación distribuida”

SERGIO IGNACIO BOLÍVAR RODRÍGUEZ
MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA.

PROFESOR PATROCINANTE 1: VÍCTOR HINOJOSA MATEUS
PROFESOR PATROCINANTE 2: JOHNY MONTAÑA

AGOSTO – 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Análisis de la calidad del servicio y mejoramiento del sistema de protecciones para la planta Cemento Melón LCA considerando el cambio en el nivel de tensión propuesto por la empresa en el mediano plazo y el ingreso de generación distribuida

Nombre del candidato(a): Sergio Ignacio Bolívar Rodríguez

Carrera / Grado: Ingeniero Electricista

Campus: Casa Central Departamento: Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Victor Hugo Hinojosa Mateus, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 08 de abril de 2026 Firma: _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 06 de abril de 2026 Firma: _____

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a la Universidad Técnica Federico Santa María y al Departamento de Ingeniería Eléctrica por brindarme la formación y las herramientas necesarias para el desarrollo de este trabajo.

Agradezco especialmente al profesor Víctor Hinojosa Mateus y al profesor Johny Montaña por su constante orientación, disposición y apoyo durante todas las etapas de esta memoria. Su experiencia y compromiso fueron fundamentales para alcanzar los objetivos propuestos.

Asimismo, agradezco a todos aquellos que me brindaron de su conocimiento y disposición.

Finalmente, quiero agradecer profundamente a mi familia y seres queridos, cuyo apoyo incondicional, comprensión y motivación fueron esenciales durante todo este proceso académico.

DEDICATORIA

Caminamos en hombros de gigantes.

A mis padres: soy lo que su esfuerzo me permitió ser. Gracias.

RESUMEN

La presente memoria de titulación desarrolla un estudio integral orientado a mejorar la calidad del servicio eléctrico y la coordinación del sistema de protecciones de la planta Cemento Melón LCA, considerando cambios operativos proyectados a mediano plazo. Estos cambios incluyen el reemplazo de equipos en 44 kV con vida útil sobrepasada, la migración a un nivel de 12 kV y la futura incorporación de una planta fotovoltaica PMGD en la red de 66 kV.

El trabajo tiene por objetivo asegurar la continuidad de suministro, la seguridad del sistema y el cumplimiento de la normativa vigente, para lo cual se implementó un modelo eléctrico detallado en DIgSILENT PowerFactory, evaluando un horizonte de diez años bajo distintos escenarios de demanda, penetración renovable y contingencias definidas por el criterio N-1. La metodología abarcó estudios de flujos de potencia, cortocircuito y coordinación de protecciones, complementados con una evaluación técnico-económica.

Los resultados evidencian que, en escenarios de alta demanda, se producen caídas de tensión que superan los rangos permitidos por norma. La solución planteada consiste en inyectar 10,8 MVAR de potencia reactiva en 66 kV, lo que restituye los niveles de tensión normativos, aunque provoca sobrecargas en transformadores y líneas, sugiriendo la necesidad de refuerzos de infraestructura en el mediano plazo. Los estudios de cortocircuito muestran que las modificaciones propuestas no incrementan de forma significativa las corrientes de falla, manteniéndose dentro de la capacidad de interrupción de los equipos existentes.

En cuanto a la coordinación de protecciones, se detectaron desajustes en las funciones de sobrecorriente y de distancia, además de falta de selectividad entre transformadores en paralelo. Se propusieron nuevos ajustes (ANSI 50/51, 51N, 21) y la incorporación de lógicas de bloqueo basadas en IEC 61850 GOOSE, logrando mejorar la confiabilidad y la seguridad del sistema. Finalmente, la evaluación económico-financiera, aunque arrojó un VAN negativo en el escenario base, reveló mediante análisis de sensibilidad que, con mayores ahorros anuales en mantenimiento, pérdidas y costos de falla, el proyecto podría alcanzar rentabilidad positiva. Pese a ello, se concluye que las mejoras técnicas resultan imprescindibles para la continuidad operativa y el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y los criterios del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

ABSTRACT

This thesis evaluates technical and economic measures to improve supply continuity, protection coordination, and regulatory compliance at the Cementos Melón La Calera (LCA) plant amid medium-term changes: retirement of end-of-life 44 kV equipment, migration to 12 kV, and the planned integration of a small-scale photovoltaic facility. A detailed network model was built in DIgSILENT PowerFactory and assessed over a 10-year horizon across demand and renewable-penetration scenarios and N-1 contingencies. The methodology combined power-flow, short-circuit, and protection-coordination studies with a techno-economic assessment.

Results show that under high-demand cases the steady-state voltage at 66/12 kV interfaces violates the applicable limits. Injecting 10,8 MVar at 66 kV restores voltages to within the normative range but introduces transformer and line overloads, indicating the need for medium-term reinforcements. Short-circuit analyses indicate that proposed modifications keep fault levels within the interrupting capabilities of existing switchgear. Protection studies revealed miscoordination in phase, residual overcurrent, and distance elements and insufficient selectivity between parallel transformers.

Updated settings (ANSI 50, ANSI 51, ANSI 51N, ANSI 21) and IEC 61850 GOOSE-based blocking are proposed to enhance reliability and safety. Economically, the base case yields a negative NPV; however, sensitivity analysis shows that higher annual savings from maintenance reduction, loss minimization, and avoided failure costs can render the project profitable. Overall, the technical measures are essential for operational continuity and compliance with the NTSyCS and CEN criteria.

NOMENCLATURA

<i>SE</i>	:	Subestación.
<i>SSEE</i>	:	Subestaciones.
<i>NTSyCS</i>	:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio.
<i>SEP</i>	:	Sistema eléctrico de potencia.
<i>TC</i>	:	Transformador de corriente.
<i>TP</i>	:	Transformador de potencial.
<i>EFP</i>	:	Estudio de flujos de potencia.
<i>ESM</i>	:	Estudio de saturación magnética.
<i>ECC</i>	:	Estudio de cortocircuito y verificación de capacidad de interruptores.
<i>CEN</i>	:	Coordinador eléctrico nacional.
<i>CC</i>	:	Centro de control.
<i>NT</i>	:	Número de líneas de transmisión.
<i>2D</i>	:	2 devanados.
<i>3D</i>	:	3 devanados
<i>ZI</i>	:	Zona de influencia.
<i>DA</i>	:	Demanda alta
<i>DM</i>	:	Demanda media
<i>TDF</i>	:	Tiempo de despeje de falla
<i>MR</i>	:	Modificación relevante
<i>NI</i>	:	Nueva instalación
<i>ERV</i>	:	Energías renovables

ÍNDICE

Capítulo 1	13
1.1. Planteamiento del problema	13
1.2. Justificación del tema	14
1.3. Objetivos	15
1.4. Alcance	16
Capítulo 2	18
2.1. Clasificación del proyecto	18
2.2. Calidad del servicio en sistemas eléctricos	18
2.3. Marco normativo para estudios de cortocircuito	20
2.4. Marco normativo para estudio de coordinación de protecciones	21
2.5. Evaluación de proyecto de reemplazo de equipos primarios	24
Capítulo 3	26
3.1. Descripción del sistema modelado	26
3.2. Antecedentes	30
3.3. Condiciones operacionales generales	30
3.4. Determinación de escenarios de operación para estudio de flujos de potencia	30
3.5. Procedimiento y criterios para estudios de cortocircuito y verificación de capacidad de interruptores	32
3.6. Determinación de ajustes para coordinación de protecciones	33
3.7. Evaluación técnico-económica	35
Capítulo 4	37
4.1. Evaluación de la calidad del servicio utilizando flujos de potencia	37
4.2. Metodología de solución	39
4.3. Resultados de las simulaciones ante escenarios de demanda media	40
4.3.1. Requerimiento de potencia reactiva	40
4.3.2. Verificación de los niveles de tensión	40
4.3.3. Cargabilidad de transformadores de 2 devanados	42
4.3.4. Cargabilidad de transformadores de 3 devanados	44
4.3.5. Cargabilidad en líneas de transmisión	46
4.4. Resultados de las simulaciones ante escenarios de demanda alta	48

4.4.1.	Requerimiento de potencia reactiva	48
4.4.2.	Verificación de los niveles de tensión.....	49
4.4.3.	Cargabilidad de transformadores de 2 devanados	50
4.4.4.	Cargabilidad de transformadores de 3 devanados	52
4.4.5.	Cargabilidad en líneas de transmisión.....	54
Capítulo 5.....		56
5.1.	Evaluación de los niveles de cortocircuito.....	56
5.2.	Coordinación de protecciones.....	58
5.2.1.	Resumen de ajustes existentes.....	58
5.2.2.	Proposición de mejoras y ajustes	58
5.2.3.	Curvas de tiempo-corriente	62
5.2.4.	Observaciones de los ajustes existentes	65
5.2.5.	Detección de descoordinaciones preexistentes.....	71
5.2.6.	Proposición de reajuste a protección de distancia	73
5.2.7.	Proposición de solución a los problemas de descoordinación de protecciones en la SE C de Cemento Melón	81
5.3.	Análisis técnico-económico	82
Resumen final y conclusiones		84
Bibliografía.....		86
ANEXO A.....		88
1)	Modelamiento de sistema equivalente	89
2)	Parámetros de los elementos primarios:	90
3)	Parámetros de elementos de medida:	92
4)	Información de intercambiadores de taps:	94
ANEXO B.....		95
1)	Resumen de ajustes de funciones de distancia existentes SE Calera Centro	96
2)	Resumen de ajustes de funciones de distancia existentes en SE Esperanza.....	100
3)	Resumen de ajustes de funciones de sobrecorriente existentes en SE Cemento Melón	104
4)	Resumen de ajustes de funciones de sobrecorriente existentes en SE Calera Centro	111
5)	Resumen de ajustes de funciones de sobrecorriente existentes en SE Cerro Calera.	114
6)	Resumen de ajustes de funciones de sobrecorriente existentes en SE Esperanza	115

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1: Diagrama representativo de ZI.	27
Figura 2: Diagrama descriptivo de protecciones existentes.	29
Figura 3: Distribución de tensiones en estado normal en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DM.	37
Figura 4: Distribución de tensiones ante contingencias en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DM.	38
Figura 5: Distribución de tensiones en estado normal en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DA.	38
Figura 6: Distribución de tensiones ante contingencias en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DA.	39
Figura 7: Máxima potencia reactiva requerida en DM para el horizonte de análisis.	40
Figura 8: Distribución de tensiones en estado normal en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DM implementando la solución propuesta.	41
Figura 9: Distribución de tensiones ante contingencias en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DM implementando la solución propuesta.	41
Figura 10: Cargabilidad máxima de transformadores 2D en escenarios de DM y estado normal. .	43
Figura 11: Cargabilidad máxima de transformadores 2D en escenarios de DM ante contingencias.	43
Figura 12: Cargabilidad máxima de transformadores 3D en escenarios de DM y operación normal.	45
Figura 13: Cargabilidad máxima de transformadores 3D en escenarios de DM considerando contingencias.	45
Figura 14: Cargabilidad máxima de líneas de transmisión presentes en la ZI en escenarios de DM y operación normal.	47
Figura 15: Cargabilidad máxima de líneas de transmisión presentes en la ZI en escenarios de DM considerando contingencias.	47
Figura 16: Máxima potencia reactiva requerida en DA para el horizonte de análisis.	48
Figura 17: Distribución de tensiones en estado normal en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DA.	49
Figura 18: Distribución de tensiones ante contingencias en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DA.	49
Figura 19: Cargabilidad máxima de transformadores 2D presentes en la ZI en escenarios de DA y operación normal.	51
Figura 20: Cargabilidad máxima de transformadores 2D presentes en la ZI en escenarios de DA considerando contingencias.	51
Figura 21: Cargabilidad máxima de transformadores 3D presentes en la ZI en escenarios de DA y operación normal.	53
Figura 22: Cargabilidad máxima de transformadores 3D presentes en la ZI en escenarios de DA considerando contingencias.	53
Figura 23: Cargabilidad máxima de líneas de transmisión presentes en la ZI en escenarios de DA y operación normal.	55

Figura 24: Cargabilidad máxima de líneas de transmisión presentes en la ZI en escenarios de DA considerando contingencias.....	55
Figura 25: Curvas de sobrecorriente de la protección asociada al paño FT3.....	61
Figura 26: Gráfico tiempo-corriente para protecciones de fase en el escenario CO1.....	63
Figura 27: Gráfico de tiempo-corriente para protecciones de fase en el escenario CO2.....	63
Figura 28: Gráfico de tiempo-corriente para protecciones residuales en el escenario CO1.....	64
Figura 29: Gráfico de tiempo-corriente para protecciones residuales en el escenario CO2.....	64
Figura 30: Diagrama R-X de la operación de la protección de distancia 21N del paño B1 de SE Esperanza ante falla monofásica con resistencia de falla $R_f=25[\Omega]$ al 22% del circuito 1 de Esperanza-Calera Centro 66kV.....	66
Figura 31: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 1 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas trifásicas.....	67
Figura 32: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 1 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas bifásicas.....	68
Figura 33: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 1 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas francas.....	68
Figura 34: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 1 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando falla monofásica con resistencia de falla $R_f=25[\Omega]$	69
Figura 35: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 2 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas trifásicas.....	69
Figura 36: Diagrama tiempo-distancia de circuito 2 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas bifásicas.....	70
Figura 37: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 2 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas francas.....	70
Figura 38: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 1 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando falla monofásica con resistencia de falla $R_f=25[\Omega]$	71
Figura 39: Diagrama Tiempo-Corriente de las funciones de protección pertenecientes al paño FT5 ante una falla trifásica en el lado de baja tensión de T7.....	72
Figura 40: Diagrama Tiempo-Corriente de las funciones de protección pertenecientes al paño FT7 ante una falla trifásica en el lado de baja tensión de T7.....	73
Figura 41: Comportamiento de la impedancia medida por relé de distancia de SE Esperanza al 80% de la línea.....	74
Figura 42: Diagrama tiempo-distancia de circuito 1 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas francas con ambos circuitos energizados.....	78
Figura 43: Diagrama tiempo-distancia de circuito 1 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas con resistencia de falla y ambos circuitos energizados.....	78
Figura 44: Diagrama tiempo-distancia de circuito 1 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas francas y circuito 2 desconectado.....	79
Figura 45: Diagrama tiempo-distancia de circuito 1 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas con resistencia de falla y circuito 2 desconectado.....	79
Figura 46: Diagrama tiempo-distancia de circuito 1 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas francas y circuito 2 aterrizado.....	80
Figura 47: Diagrama tiempo-distancia de circuito 1 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas con resistencia de falla y circuito 2 aterrizado.....	80

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Proyecciones de crecimiento demanda alta y clientes libres según [13].....	31
Tabla 2: Universo de escenarios creados según condición operacional, demanda y año.....	31
Tabla 3: Niveles de cortocircuito en barras según escenario y tipo de falla [13].....	57
Tabla 4: Ajustes propuestos para funciones de protección de sobrecorriente en paño FT3 de SE Cemento Melón.	60
Tabla 5: Proposición de reajustes para función ANSI 21, subestación Esperanza, paño B1.	75
Tabla 6: Proposición de reajustes para función ANSI 21, subestación Esperanza, paño B1.	75
Tabla 7: Proposición de reajustes para función ANSI 21, subestación Calera Centro, paño B5.	76
Tabla 8: Proposición de reajustes para función ANSI 21N, subestación Calera Centro, paño B5. ..	76
Tabla 9: Costos de inversión asociados al proyecto.....	82
Tabla 10: Variación de VAN, TIR y Payback en función del ahorro anual.....	83
Tabla 11: Datos para modelo de sistema equivalente.	89
Tabla 12: Parámetros de las líneas presentes en la ZI.	90
Tabla 13: Parámetros de transformadores 2D presentes en la ZI.....	90
Tabla 14: Parámetros de transformadores de 3 devanados presentes en la zona de influencia.....	91
Tabla 15: Parámetros de transformadores de corriente presentes en la SE Calera Centro.....	92
Tabla 16: Parámetros de transformadores de corriente presentes en la SE Cerro Calera.	92
Tabla 17: Parámetros de transformadores de corriente presentes en la SE Calera Centro.....	92
Tabla 18: Parámetros de transformadores de corriente presentes en la SE Cemento Melón.	92
Tabla 19: Parámetros de transformadores de potencial presentes en la SE Esperanza.	92
Tabla 20: Parámetros de transformadores de potencial presentes en la SE Calera Centro.	93
Tabla 21: Parámetros de transformadores de potencial presentes en la SE Cemento Melón.....	93
Tabla 22: Parámetros de transformadores de potencial presentes en la SE Cerro Calera.	93
Tabla 23: Datos de intercambiadores de taps en transformadores presentes en la ZI.	94
Tabla 24: Ajustes existentes para protección ANSI 21 en paño B5 de SE Calera Centro.	96
Tabla 25: Ajustes existentes para protección ANSI 21N en paño B5 de SE Calera Centro.	97
Tabla 26: Ajustes existentes para protección ANSI 21 en paño B6 de SE Calera Centro.	98
Tabla 27: Ajustes existentes para protección ANSI 21N en paño B6 de SE Calera Centro.	99
Tabla 28: Ajustes existentes para protección 21 en paño B1 de SE Esperanza.	100
Tabla 29: Ajustes existentes para protección ANSI 21N en paño B1 de SE Esperanza.	101
Tabla 30: Ajustes existentes para protección ANSI 21 en paño B2 de SE Esperanza.	102
Tabla 31: Ajustes existentes para protección ANSI 21N en paño B2 de SE Esperanza.	103
Tabla 32: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño B1 de SE Cemento Melón.	104
Tabla 33: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en paño FT1 de SE Cemento Melón.	104
Tabla 33: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño B2 de SE Cemento Melón.	105
Tabla 34: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en paño FT2 de SE Cemento Melón.	105

Tabla 4: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en paño BT3 de SE Cemento Melón.	106
Tabla 34: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño BT4 de SE Cemento Melón.	106
Tabla 35: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño FT4 de SE Cemento Melón.	107
Tabla 36: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño BT5 de SE Cemento Melón.	107
Tabla 37: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño FT5 de SE Cemento Melón.	108
Tabla 38: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño BT6 de SE Cemento Melón.	108
Tabla 39: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño FT6 de SE Cemento Melón.	109
Tabla 40: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño BT7 de SE Cemento Melón.	109
Tabla 41: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño FT7 de SE Cemento Melón.	110
Tabla 42: Ajustes existentes para protección 67/67N en el paño B1 de SE Calera Centro.....	111
Tabla 43: Ajustes existentes para protección 51/51N en paño B2 de SE Calera Centro.	111
Tabla 44: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 51N en paño B3 de SE Calera Centro.	112
Tabla 45: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 51N en paño B4 de SE Calera Centro.	112
Tabla 46: Ajustes existentes para protección ANSI 67 y ANSI 67N en paño B5 de SE Calera Centro.	112
Tabla 47: Ajustes existentes para protección 51/50N en paño B5 de SE Calera Centro.	113
Tabla 48: Ajustes existentes para protección ANSI 67 y ANSI 67N en paño B6 de SE Calera Centro.	113
Tabla 49: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 50N en paño B6 de SE Calera Centro.	113
Tabla 50: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 51N en paño BT de SE Cerro Calera.	114
Tabla 51: Ajustes existentes para protección ANSI 51 en paño HT de SE Cerro Calera.	114
Tabla 52: Ajustes existentes para protección ANSI 67 y ANSI 67N en paño B1 de SE Esperanza.	115
Tabla 53: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 50N en paño B1 de SE Esperanza.	115
Tabla 54: Ajustes existentes para protección ANSI 67 y ANSI 67N en paño B2 de SE Esperanza.	116
Tabla 55: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 50N en paño B1 de SE Esperanza.	116
Tabla 56: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 51N en paño BT de SE Esperanza.	117
Tabla 57: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 51N en paño HT de SE Esperanza.	117

Capítulo 1

1.1. Planteamiento del problema

El suministro eléctrico confiable es un elemento fundamental para el funcionamiento continuo de procesos industriales críticos, especialmente en industrias intensivas en energía como la del cemento. La calidad del servicio eléctrico, la continuidad del suministro y la capacidad del sistema para responder ante contingencias dependen, en gran medida, de la adecuada configuración y coordinación de los sistemas de protección [1]. En este contexto, las normas internacionales, como las de IEEE, y regulaciones nacionales, como la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) de la Comisión Nacional de Energía de Chile, establecen exigencias claras respecto a tiempos de despeje, selectividad y coordinación de protecciones [2].

En sistemas industriales con múltiples subestaciones y transformadores operando en paralelo, una configuración inadecuada de protecciones puede derivar en disparos no selectivos, pérdida de equipos sanos, y prolongados tiempos de recuperación ante fallas. A esto se suma la necesidad de adaptar las instalaciones a escenarios de mayor demanda, nuevas configuraciones topológicas y mayores exigencias de confiabilidad operacional [3].

La planta Cemento Melón – La Calera (LCA) presenta un sistema eléctrico con características que reflejan décadas de evolución y crecimiento. La coexistencia de transformadores de distintos niveles de tensión, la operación en paralelo de equipos con similares capacidades, pero diferentes impedancias, y la presencia de subestaciones con protecciones configuradas de forma independiente, han generado condiciones de riesgo desde el punto de vista de la selectividad y la confiabilidad. Diversos estudios y simulaciones han evidenciado la existencia de ajustes fuera de rango en protecciones de sobrecorriente de fase, sobrecorriente de neutro y de distancia. Entre estos se destacan los ajustes de corriente pickup que superan la corriente nominal de los equipos protegidos o que, por el contrario, no alcanzan los umbrales mínimos necesarios para una operación adecuada [4].

Por otro lado, la configuración resistiva de las protecciones de distancia ha demostrado ser inefectiva para la detección de fallas monofásicas con resistencia de falla, relegando la operación a zonas de mayor alcance y generando riesgos de actuación tardía o incluso de no detección. Estas deficiencias se agravan ante fallas cercanas a barras de transformadores en paralelo, donde se han observado disparos inmediatos en transformadores que no corresponden al punto de falla, lo que evidencia una pérdida de coordinación debido a la similitud en los niveles de impedancia y a los altos niveles de corriente presentes en esas condiciones [5].

El desafío se profundiza al considerar las futuras condiciones operativas proyectadas para la planta, las cuales contemplan un aumento en la demanda, la incorporación de nuevos transformadores y una eventual reconfiguración desde una red radial hacia una mallada. Estas

modificaciones exigen una revisión exhaustiva de la lógica de protecciones y sus ajustes, para asegurar que el sistema sea capaz de responder de forma rápida, confiable y selectiva ante cualquier tipo de contingencia [6].

En este contexto, el presente estudio busca verificar la calidad del servicio para escenarios de largo plazo e identificar las principales falencias en la coordinación de protecciones del sistema eléctrico de Cemento Melón LCA, evaluando los ajustes actuales frente a criterios técnicos estandarizados y proponiendo recomendaciones que permitan mejorar la confiabilidad del sistema. Este análisis se sustenta en simulaciones realizadas en la plataforma DIgSILENT PowerFactory y considera tanto condiciones actuales de operación como escenarios proyectados de mayor demanda y complejidad operacional [7].

1.2. Justificación del tema

Los SEP son una arista de gran importancia en la ingeniería eléctrica, debido a que constituyen un conjunto de instalaciones necesarias (e.g. centrales, subestaciones y líneas) para la entrega de suministro de energía al sector residencial e industrial de manera limpia, segura y económica [1,2]. El estudio de los SEP ofrece una mejora sustancial en la determinación de las condiciones operacionales de sistemas eléctricos, ya sea en condiciones de operación normales o anormales (perturbaciones) [2,3].

Dentro de los estudios, las soluciones ofrecidas por los flujos de potencia utilizando métodos numéricos representan una aproximación aceptable de las variables de estado (en general tensiones y corrientes con su respectiva magnitud y ángulo) con las cuales se puede determinar todas las variables del SEP en operación normal [3]. Por otra parte, para tratar condiciones anormales de operación tales como perturbaciones, operaciones anormales y/o fallas, es preciso señalar la existencia de desbalances en el sistema y se hace necesario emplear un análisis en otro plano matemático como las componentes simétricas [1]. Este análisis es relevante para determinar los riesgos que las condiciones anormales puedan generar en los equipos debido a las sobrecorrientes [2]. En este contexto, es de alta relevancia tener instalado un sistema de protección que considere la medición correcta y los equipos de protección adecuados para asegurar la integridad de los equipos primarios en las subestaciones y las personas [4].

Bajo esta premisa, se busca analizar el sistema eléctrico que alimenta la planta Cemento Melón LCA, la cual cuenta con 115 años de operación y es propiedad de la empresa Cemento Melón S.A. El sistema está compuesto por las subestaciones S/E Cemento Melón, S/E Calera Centro y S/E Esperanza y las líneas Calera Cerro – Calera Centro, Esperanza – Calera Centro y Calera Centro – Cemento Melón en 66 kV. Dado que es un sistema de larga data, la empresa consideró relevante analizar la seguridad y confiabilidad de la planta. La empresa realizó un análisis de riesgo en la subestación reductora Cemento Melón y verificó que existen equipos primarios en 44 kV (transformadores de poder, seccionadores e interruptores) con avanzada obsolescencia y vida útil sobrepasada. Considerando el envejecimiento del dieléctrico y los

mantenimientos mayores que han tenido estos equipos, continuar operando de esta forma el sistema eléctrico se traduce en una alta probabilidad de falla, y pone en riesgo la confiabilidad de la instalación.

Dicho esto, se destaca la importancia de salvaguardar la operación de la planta, por lo cual se propone realizar modificaciones en la SE Cemento Melón. La modificación implica reconfigurar la red a un nivel de tensión de 12 kV, considerando el cambio de todos los activos obsoletos en 44 kV. La modificación de la subestación está motivada principalmente por el riesgo que conlleva el tener equipos con vida útil sobrepasada operando. Sobre ello, el Departamento de Ingeniería Eléctrica desarrolló una memoria que trata el diseño de la subestación ante el cambio topológico en conjunto con la empresa Cemento Melón para el 2024 [16].

Sumado a esto, el sistema eléctrico que alimenta a la planta sufrirá una modificación importante a futuro. Para 2024 se pondrá en marcha un pequeño medio de generación distribuida (PMGD) Villa Alegre Solar mediante un tap-off en un circuito de la línea Esperanza - Calera Centro, el cual se espera que entre en operación en 2025 [5]. Esta modificación se traduce en cambios en la topología del sistema que alimenta a la planta, y añade restricciones operacionales que afectan directamente la seguridad del sistema que alimenta a la planta.

Estos cambios en la topología del circuito representarán una notoria variabilidad en los niveles de cortocircuito, los parámetros de los equipamientos y en el nivel de saturación en los transformadores de corriente. Por ende, son necesarios diversos estudios que consideren la instalación del PMGD Villa Alegre Solar y las modificaciones en la subestación, tales como flujos de potencia, estudios de coordinación de protecciones y análisis de saturación de transformadores. Adicionalmente, el estudio planteará propuestas de mejoras al sistema de protecciones.

Este trabajo estará enfocado en la viabilidad y proposición de mejoras operacionales del proyecto de modernización del sistema eléctrico en la SE Cemento Melón. El desarrollo de este trabajo deberá contemplar la operación del sistema en estado normal y estado de alerta ante la ocurrencia de perturbaciones para diferentes escenarios de operación de largo plazo.

1.3. Objetivos

En el estudio se define el siguiente objetivo general:

- Proponer mejoras de la operación, calidad del servicio y sistema de protecciones en la S/E Cementos Melón, empleando modelos y simulación en software especializado, utilizando distintos escenarios de operación de corto y mediano plazo.

Para asegurar el cumplimiento de este, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Generar escenarios de operación futuros en conjunto con la Empresa Cementos Melón S.A. de manera de representar el comportamiento del sistema eléctrico que alimenta a la S/E Cementos Melón con un horizonte de 10 años.
- Analizar la calidad del servicio del sistema mediante simulaciones de flujos de potencia para todos los escenarios de operación definidos anteriormente, con la finalidad de proponer mejoras que incluyan instalación de bancos de condensadores y refuerzos en alimentadores.
- Realizar el estudio de coordinación de protecciones utilizando un software especializado considerando los escenarios de operación críticos, de manera de entregar recomendaciones de funciones de protección si fuesen requeridas.
- Realizar una evaluación técnica-económica de las mejoras propuestas en el sistema eléctrico de la empresa con el propósito de cumplir con los estándares de seguridad y calidad.

1.4. Alcance

El presente estudio se enfoca en el análisis y proposición de mejoras al sistema eléctrico de la Subestación (SE) Cemento Melón. La evaluación considera un horizonte de planificación de largo plazo (10 años), durante el cual se proyectan distintos escenarios de operación derivados de los cambios en la topología del sistema, el reemplazo de equipos primarios y el cambio de nivel de tensión.

El trabajo contempla:

- El desarrollo de un modelo eléctrico de la SE Cemento Melón utilizando el software DIgSILENT PowerFactory.
- La definición y análisis de escenarios operativos futuros, considerando condiciones normales y contingencias.
- La simulación de flujos de potencia para cada escenario, con el objetivo de evaluar la calidad del servicio y proponer soluciones como la incorporación de bancos de condensadores.
- La ejecución de un estudio de coordinación de protecciones bajo distintas condiciones de carga y falla, evaluando la correcta operación de relés, interruptores y transformadores de corriente.
- La realización de una evaluación técnico-económica de las mejoras propuestas, priorizando soluciones viables que cumplan con estándares industriales de seguridad, confiabilidad y eficiencia.

Limitaciones del estudio:

- No se incluye la ejecución física de las mejoras propuestas ni la adquisición de los equipos.
- El estudio se limita al alcance interno de la subestación y sus alimentadores directos, sin abarcar redes de distribución externas o sistemas ajenos a la operación de la planta.

Capítulo 2

2.1. Clasificación del proyecto

Con motivo de determinar los procedimientos a realizar en el presente trabajo, se dan las siguientes definiciones según lo enunciado en [8]:

Modificación relevante (MR): Se considerará que la modificación de una instalación es relevante cuando el propietario, arrendatario, usufructuario o quien la explote a cualquier título, modifique, reemplace o incorpore algún equipamiento en sus instalaciones, provocando cambios de topología del sistema o en los niveles de cortocircuito en el punto de conexión de la instalación al sistema interconectado (SI), u otros que ocasionen cambios sustanciales para el SI, según lo determine el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Nuevas instalaciones (NI): Nuevas Instalaciones: Se entenderán como nuevas instalaciones a toda instalación o equipamiento que al momento de solicitar su declaración en construcción en los términos del artículo 72-17 de la Ley, no se encuentre interconectada al SI y que constituya o sea parte de:

- I. Una unidad generadora o componente de una unidad generadora (incluyendo su transformador elevador, si corresponde)
- II. Instalaciones o componentes del ST, incluidas aquellas instalaciones cuyo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título sea un cliente.

El proyecto, al considerar el reemplazo de transformadores de potencia, cambiará la topología del sistema, por lo que entra en la definición de MR.

2.2. Calidad del servicio en sistemas eléctricos

La calidad del servicio en sistemas eléctricos industriales es un aspecto fundamental para garantizar la operación eficiente y segura de una planta. La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) establece los requisitos mínimos de seguridad y calidad para los sistemas interconectados en Chile.

Según la NTSyCS, para un sistema de transmisión (ST) con tensión nominal menor a 200kV, la tensión debe mantenerse dentro de un margen del $\pm 7\%$ de la tensión nominal al encontrarse el sistema en condiciones normales de operación. Esto según lo indicado en el Artículo 5-19 de la norma:

"El SI deberá operar en estado normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el CEN y los centros de control (CC), según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].

b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].

c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV]."

Por otra parte, la NTSyCS establece también que, cuando el sistema entra en estado de alerta, la tensión en los sistemas de distribución y transmisión debe mantenerse dentro de un margen del $\pm 10\%$ de la tensión nominal. Esto aplica para niveles de tensión menores a 200kV, tal como se indica en el Artículo 5-23:

"En estado de alerta el CEN y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

a) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

b) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

c) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos."

1) Normativa sobre criterio N-1

La NTSyCS aporta las siguientes definiciones:

Criterio N-1: Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un SI que garantiza que, ante la ocurrencia de una contingencia simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

Contingencia simple: Falla o desconexión intempestiva de un elemento del SI, pudiendo ser este último una unidad generadora, un elemento serie del ST, una barra de consumo, o elemento paralelo del ST, entre otros y que puede ser controlada con los recursos generales de control de contingencias.

La normativa eléctrica vigente establece que los estudios de planificación y operación de los sistemas eléctricos deben regirse por el criterio de seguridad denominado criterio N-1. La NTSyCS lo define como el "criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un SI". Según lo dispuesto, "la planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1", y la operación debe garantizar que "se satisfaga el Criterio N-1" en condiciones normales de servicio.

En los sistemas de distribución, la regulación no obliga explícitamente a que cada red primaria esté diseñada con el criterio N-1, pero sí establece parámetros de continuidad de suministro y de gestión de contingencias. La NTSyCSD indica que "las Empresas

Distribuidoras deberán implementar sistemas de gestión para asegurar la continuidad operacional [...] y planes de contingencia para prevenir, evitar o mitigar los efectos” de fallas. Esto implica que, en la práctica, las empresas deben considerar escenarios de pérdida de un elemento y disponer de esquemas de transferencia o respaldo que permitan mantener el suministro dentro de los indicadores de calidad establecidos.

En este contexto, los estudios de flujos de potencia en Chile deben incorporar el criterio N-1 como parte fundamental del análisis. Esto significa simular la salida de servicio de un elemento serie a la vez (líneas, transformadores u otros equipos) y verificar si el sistema puede seguir operando en condiciones admisibles de tensión, carga y estabilidad. Dicho enfoque no solo responde a buenas prácticas internacionales, sino que constituye un requisito normativo para validar la robustez del sistema frente a contingencias, asegurando la continuidad del suministro eléctrico bajo el marco regulatorio vigente.

2) Límites de transmisión

Sobre los límites de transmisión, la NTSyCS establece que “Para cualquier configuración de demanda y generación del SI, el CEN y los CC, según corresponda, operarán los Elementos Serie manteniendo la corriente transportada en un valor inferior o a lo sumo igual al 100% de la capacidad de transmisión en régimen permanente, tanto en estado normal como en estado de alerta”. Dicho esto, la cargabilidad de los elementos no debe exceder el 100%.

2.3. Marco normativo para estudios de cortocircuito

Los estudios de cortocircuito son fundamentales para evaluar la capacidad de un sistema eléctrico para soportar y despejar fallas de manera segura. Estos estudios permiten dimensionar los equipos eléctricos, coordinar protecciones y cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en la normativa vigente.

Para una correcta evaluación del fenómeno de cortocircuito, es necesario diferenciar entre las distintas corrientes de falla, por lo cual se establecen las siguientes definiciones de acuerdo con [12]:

- Corriente de cortocircuito simétrica inicial (I''_k): Valor RMS de la componente simétrica de corriente alterna de una corriente de cortocircuito, aplicable en el instante de iniciado el cortocircuito, considerando que la impedancia mantiene el valor del instante $t=0$.
- Nivel máximo de corriente de cortocircuito simétrica inicial ($I''_{kMáx}$): Estará dado por la mayor de las correspondientes corrientes determinadas para cada tipo de cortocircuito (trifásico, bifásico aislado de tierra, bifásico a tierra y monofásico).
- Nivel máximo de corriente de cortocircuito máxima instantánea ($i_{pMáx}$):

$$i_{pMáx} = 2,7 \cdot I''_{kMáx}$$

- Nivel máximo de corriente de cortocircuito de interrupción ($I_{bMáx}$): Es el valor que deben soportar los interruptores al momento de despejar la falla.

$$I_{bM\acute{a}x} = I''_{kM\acute{a}x}$$

- Nivel máximo de la corriente de cortocircuito asimétrica de interrupción ($I_{ASIM\acute{a}x}$):

$$I_{ASIM\acute{a}x} = \sqrt{2} \cdot I''_{kM\acute{a}x}$$

- Corriente térmica de cortocircuito ($I_{th\ M\acute{a}x}$): Define el impacto térmico acumulado en el sistema.

$$I_{th\ M\acute{a}x} = \sqrt{t} \cdot I''_{kM\acute{a}x}$$

Estos valores dependen de la configuración del sistema, la impedancia del punto de falla y los factores de corrección establecidos por la NTSyCS.

Además de lo anterior, el estudio de cortocircuito considerará la peor condición de cortocircuito según las condiciones operacionales disponibles. Esto se ajusta al artículo 10 inciso b) de [8] que dictamina lo siguiente:

“Topología de la red: En el caso de nuevas instalaciones, se deberá considerar la configuración del sistema que presente la mayor contribución de centrales de generación al cortocircuito, esto es, tener conectadas todas las unidades de generación, todas las líneas y transformadores en servicio, a fin de que se configure el mayor enmallamiento del sistema.

En el caso de la determinación de corrientes de cortocircuito para instalaciones existentes, se deberá considerar la configuración del sistema en relación a su topología y despacho de unidades de generación, junto con el escenario más exigente y que representen la mayor contribución al cortocircuito en la operación del SEN;”

El proyecto, al ser MR, se considerará como instalación existente.

2.4. Marco normativo para estudio de coordinación de protecciones

El estudio de coordinación de protecciones, en adelante ECAP, tiene como objetivo asegurar que, ante una falla en el sistema eléctrico, los dispositivos de protección operen de manera selectiva y coordinada para minimizar la interrupción del servicio y evitar daños en los equipos.

1) Exigencias normativas sobre coordinación de protecciones:

La NTSyCS establece en su Artículo 5-40 los tiempos máximos de despeje de fallas:

- Inferior a 6 ciclos (120 ms) para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal igual o superior a 200 kV.
- Inferior a 20 ciclos (400 ms) para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200 kV.
- Paso de coordinación mínimo de 15 ciclos (300 ms) para garantizar la selectividad en la operación de las protecciones en respaldo.

Además, el Artículo 5-60 indica:

"Los estudios de coordinación de protecciones deberán garantizar que la operación de los dispositivos de protección sea selectiva, rápida y confiable, minimizando la afectación del sistema eléctrico ante una falla."

2) Tipos de protecciones exigidas según el nivel de tensión

La NTSyCS, en su Artículo 5-40, establece los requisitos mínimos de protección para los distintos niveles de tensión:

- Líneas de transmisión sobre 200 kV: Deben contar con un doble esquema de protecciones redundante, teleprotección y protección contra falla de interruptor.
- Líneas de transmisión bajo 200 kV: Deben contar al menos con un esquema de protección simple, siempre que se cumplan ciertas condiciones de seguridad.

Las protecciones exigidas para transformadores deben incluir los siguientes aspectos:

- Para transformadores con tensión nominal mayor a 200 kV en el devanado de mayor tensión: Requieren protección diferencial doble.
- Para transformadores con tensión nominal entre 100 kV y 200 kV en el devanado de mayor tensión: Requieren protección diferencial simple y una protección adicional.
- Para transformadores con tensión nominal menor a 100 kV en el devanado de mayor tensión y mayor a 12 MVA: Deben contar con protección diferencial o una protección equivalente.

3) Criterios de ajuste de protecciones

Para la definición de criterios de ajuste se siguieron las recomendaciones expuestas en [4] para protecciones de sobrecorriente y protecciones de distancia.

Las protecciones de sobrecorriente de fase constituyen la primera línea de defensa contra fallas entre fases. Los relés temporizados (ANSI 51) permiten coordinar la apertura selectiva de los distintos niveles de la red, evitando disparos innecesarios aguas arriba, mientras que los relés instantáneos (ANSI 50) despejan rápidamente cortocircuitos de gran magnitud en la zona más cercana al interruptor.

La selección de curvas de tiempo (inversa, muy inversa o extremadamente inversa) debe considerar la magnitud de las corrientes de cortocircuito y la necesidad de selectividad. El ajuste de corriente pickup debe fijarse por encima de la corriente máxima de carga, pero lo suficientemente bajo para garantizar sensibilidad ante fallas. Además de ello, debe considerarse que el ajuste de corriente pickup no supere la corriente nominal del transformador de corriente.

En el caso de los relés de neutro se emplean principalmente en sistemas con conexión a tierra sólida o a través de impedancia. Según la normativa, se recomienda emplearlos en conexión residual con transformadores de corriente o directamente en el conductor de neutro, dependiendo del esquema de puesta a tierra.

El dispositivo ANSI 50N permite despeje rápido de fallas monofásicas a tierra de alta magnitud, mientras que el ANSI 51N asegura sensibilidad para corrientes más bajas. El criterio de ajuste se basa en que el pickup debe superar las corrientes de desequilibrio, pero ser suficientemente bajo para detectar fallas de baja impedancia. Dado que el sistema analizado cuenta con transformadores, se recomienda privilegiar la sensibilidad de un relé conectado en el neutro del secundario (ANSI 51G) por sobre residuales en los alimentadores

El uso de relés de tierra en la conexión del neutro de transformadores (ANSI 51G) es recomendado para lograr alta sensibilidad y respaldo a las protecciones de alimentadores. En instalaciones sólidamente aterrizadas, los relés instantáneos (ANSI 50G) pueden configurarse con transformadores de corriente tipo toroidal o de núcleo balanceado, lo que mejora la capacidad de detección de pequeñas corrientes de falla.

La práctica sugiere que estos relés actúen directamente sobre el interruptor asociado al transformador, permitiendo proteger tanto contra fallas internas como externas. Su coordinación debe realizarse respecto de los relés de los alimentadores para evitar disparos simultáneos

Los relés de distancia (ANSI 21 y ANSI 21N) se aplican principalmente en líneas de subtransmisión y transmisión, donde se requiere despeje rápido y selectivo. A diferencia de los relés de sobrecorriente, su actuación depende de la impedancia aparente entre el punto de instalación y la falla, lo que les confiere independencia frente a variaciones de nivel de cortocircuito o topología del sistema.

Según la normativa, los relés de distancia se configuran con una primera zona instantánea que cubre aproximadamente el 80–90% de la línea protegida, y zonas adicionales con retardo que brindan respaldo a secciones adyacentes. Estos relés son especialmente útiles en líneas largas donde la coordinación con sobrecorriente implicaría retardos excesivos. En líneas cortas o cuando los niveles de falla son bajos y difíciles de distinguir de la carga, la norma indica que los relés de distancia pueden ser preferibles para asegurar selectividad.

4) Importancia del ECAP

El estudio de coordinación de protecciones es fundamental para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. La normativa exige que este estudio contemple:

- Verificación de tiempos de despeje de falla conforme a los estándares de la NTSyCS.
- Asegurar la selectividad de las protecciones para evitar desconexiones innecesarias.
- Garantizar la protección de respaldo local y remoto ante la falla de una protección primaria.

El cumplimiento de estos requisitos normativos es esencial para la estabilidad del sistema y la minimización de interrupciones en el servicio eléctrico.

2.5. Evaluación de proyecto de reemplazo de equipos primarios

La evaluación de proyectos es el proceso sistemático mediante el cual se determinan los méritos técnicos, económicos y financieros de una iniciativa antes de su ejecución. Según [17], esta disciplina busca establecer si un proyecto es viable y rentable, considerando la inversión requerida, los beneficios esperados y los riesgos asociados. La evaluación integra aspectos de ingeniería, economía y finanzas y se plasma en modelos de flujos de caja que representan los ingresos, costos, inversiones y ahorros derivados del proyecto.

En este marco, la decisión de invertir depende de si los beneficios futuros, debidamente actualizados al presente, superan a los costos y a la inversión inicial. La metodología se sustenta en el principio del valor temporal del dinero, que reconoce que un dólar hoy no vale lo mismo que un dólar mañana.

1) Evaluación Económica de Proyectos

De acuerdo con [17], la evaluación de proyectos se sustenta en la construcción de flujos de caja que incorporan las inversiones iniciales, costos de operación, costos de mantenimiento, beneficios y valores de desecho. Entre los criterios de evaluación más utilizados destacan:

Valor Actual Neto (VAN): corresponde a la suma de los flujos netos descontados a una tasa representativa del costo de capital. Un VAN positivo indica que el proyecto agrega valor.

Tasa Interna de Retorno (TIR): tasa de descuento que iguala el VAN a cero. Permite medir la rentabilidad relativa del proyecto

Periodo de Recuperación (Payback): tiempo necesario para que los beneficios acumulados cubran la inversión inicial. Se utiliza como indicador de liquidez y riesgo

2) Tasa de descuento y horizonte de evaluación

En la evaluación financiera se aplica una tasa de descuento que refleja el costo de oportunidad del capital o la rentabilidad mínima esperada. En este estudio se utiliza una tasa del 10%, valor estándar en evaluaciones industriales. El horizonte de evaluación corresponde a la vida útil económica de los transformadores, estimada en 25 años, lo cual coincide con valores referidos en la literatura de ingeniería eléctrica [18].

3) Beneficios por ahorro de costos

Los beneficios de proyectos de reemplazo de equipos primarios se manifiestan principalmente en forma de ahorros:

- i. Menores costos de mantenimiento,
- ii. Menores pérdidas técnicas de energía
- iii. Reducción de costos asociados a fallas o tiempos de inactividad.

Estos ahorros se consolidan en un único flujo anual de beneficios.

4) Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad permite evaluar cómo varían los indicadores de rentabilidad del proyecto ante cambios en variables críticas. En este caso, la variable crítica es el monto del ahorro anual. Variando este parámetro en un rango definido y recalculando VAN, TIR y Payback, se puede determinar la robustez del proyecto y el umbral mínimo de ahorro requerido para justificar la inversión [17].

Capítulo 3

3.1. Descripción del sistema modelado

El diagrama unilineal presentado en la Figura 1 corresponde a la zona de influencia (ZI) considerada en el proyecto considerando 2 niveles de adyacencia. En él se aprecian tres subestaciones externas principales: Esperanza, Calera Centro y Cerro Calera, desde las cuales se deriva el suministro hacia la SE Cemento Melón. Cabe destacar que, por criterios de operación, Cemento Melón recibe energía de forma exclusiva desde una de las subestaciones externas, es decir, puede ser alimentada desde SE Esperanza o bien desde SE Cerro Calera, pero nunca desde ambas en paralelo, lo que asegura un modo de operación selectivo y controlado. La SE Calera Centro, por su parte, actúa para regulación de tensión en la red de 66 kV.

Al interior de la SE Cemento Melón se distinguen varias áreas de transformación y distribución de energía. La SE A concentra transformadores de potencia de 60/12 kV con capacidades de 12,5 MVA, 10 MVA y 8 MVA, los cuales permiten reducir la tensión desde el nivel de subtransmisión hasta la red de 12 kV interna. En esta misma zona, también se encuentra un transformador adicional de 5 MVA que entrega suministro a un nivel de 4,16 kV, destinado a cargas específicas de la planta. La SE B se compone de los transformadores de menor potencia, de 3 MVA cada uno, que efectúan la conversión desde 12 kV a 0,55 kV, nivel requerido para alimentar equipos de baja tensión. De forma complementaria, la SE 3 dispone de un transformador de 1,5 MVA que cumple la misma función de reducción de tensión hacia 0,55 kV, garantizando el suministro a procesos locales específicos.

Finalmente, la SE C constituye una de las áreas de mayor robustez dentro de la planta, al contar con cuatro transformadores de 12,5 MVA, todos de 60/12 kV, que entregan energía hacia dos barras principales de 12 kV. Esta disposición ofrece, a priori, redundancia y capacidad de respaldo interno, asegurando la continuidad del servicio frente a eventuales contingencias. En conjunto, la disposición de las subestaciones internas permite a Cemento Melón recibir energía desde el sistema de transmisión en 60 kV y, a través de una cadena jerárquica de transformadores, disponer de los niveles de tensión adecuados para alimentar tanto las redes de media tensión como los equipos de baja tensión requeridos para la operación del complejo.

En el caso de los interruptores, se representaron mediante un cubículo rojo con su respectivo código ANSI y el paño donde se encuentran ubicados. En el caso de interruptores que no se encuentran nombrados por su código ANSI y nombre de paño, se consideran como secundarios para el análisis.

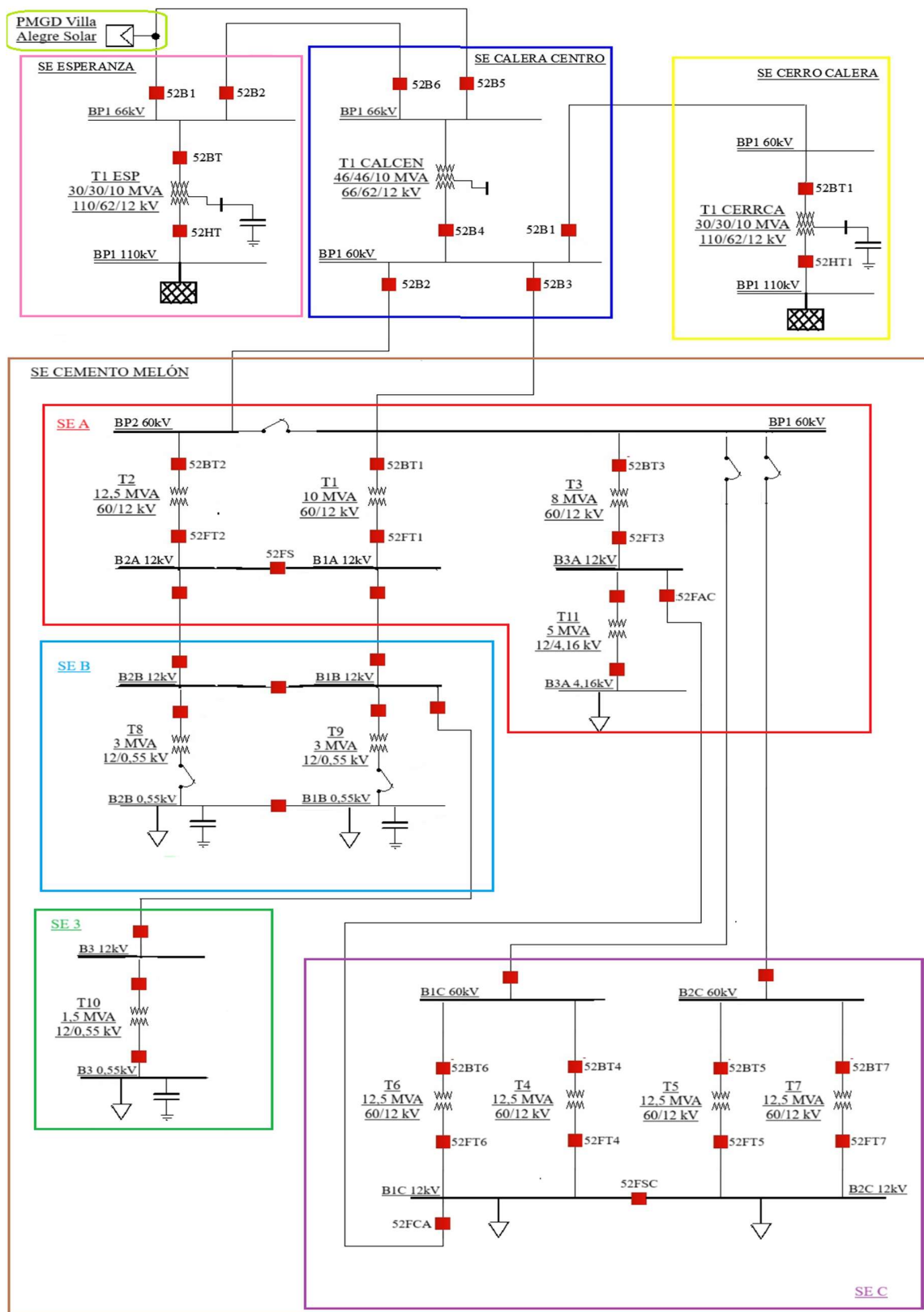


Figura 1: Esquema unifilar representativo de la zona de influencia (ZI) del sistema eléctrico analizado.

El diagrama unifilar de protecciones se presenta en la Figura 2 y muestra la configuración detallada de los esquemas de protección implementados en las subestaciones de la ZI. Las 4 subestaciones principales se identifican en la Figura 2: SE Esperanza, SE Cerro Calera, SE Calera Centro y SE Cemento Melón, cada una contenida dentro de recuadros con colores distintos para facilitar su identificación.

Cada celda o paño del sistema cuenta con información sobre el tipo de protección utilizada, la relación de transformación de cada transformador de corriente (TC) asociado y la ubicación de las funciones de sobrecorriente, tanto de fase como de neutro. Se visualizan también los interruptores principales, representados con el número 52 seguido del identificador del paño, conectando barras de distintos niveles de tensión. En los transformadores se detallan los parámetros de potencia nominal, niveles de tensión y su conexión respectiva entre barras.

En la parte superior del esquema se encuentran las subestaciones de Esperanza, Cerro Calera y Calera Centro, las cuales operan en niveles de tensión de 110 kV, 66 kV y 60 kV, conectadas a través de líneas de transmisión que convergen en la subestación Calera Centro. Estas subestaciones contienen transformadores de tres devanados, y en cada paño se representan interruptores, transformadores de corriente y relés de protección asociados, incluyendo protecciones ANSI 21, ANSI 50, ANSI 51, ANSI 50N, ANSI 51N y ANSI 67N, con equipos GE D60, SEL 751, RET650 y RET670.

La subestación Cemento Melón se encuentra en la parte inferior y presenta una estructura más compleja. Está dividida en distintos sectores, entre ellos SE A, SE B, SE 3 y SE C. Aquí se utilizan transformadores de dos devanados que conectan niveles de tensión de 60 kV, 12 kV, 4,16 kV y 0,55 kV. En esta subestación predominan los relés GE 745 para la protección de alimentadores y transformadores, los cuales se encuentran claramente indicados para cada equipo.

El esquema en su conjunto permite observar la disposición jerárquica de las barras, alimentadores, transformadores, interruptores y protecciones en cada subestación, representando de forma clara y ordenada la estructura del sistema eléctrico y su esquema de protección asociado.

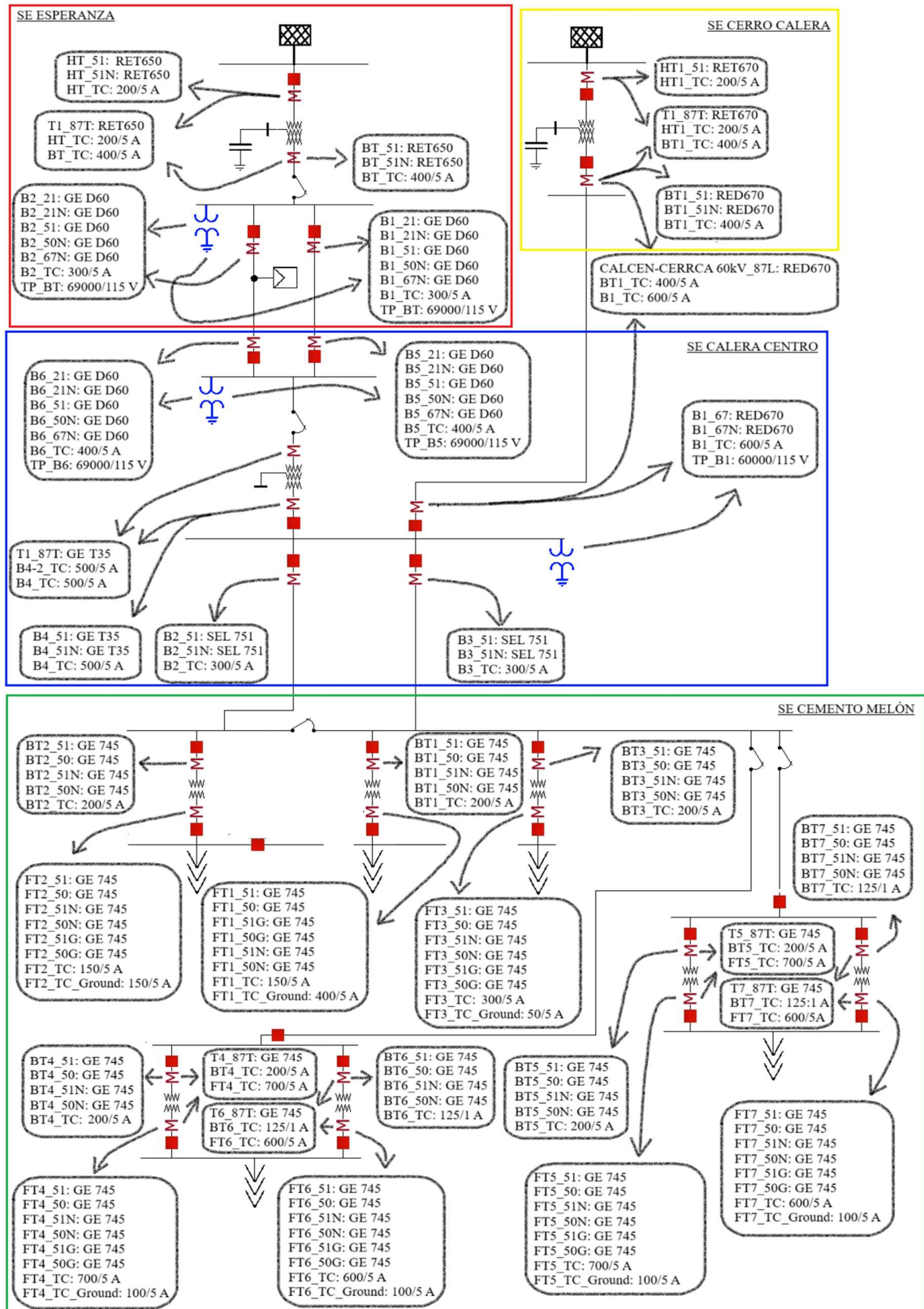


Figura 2: Diagrama de las protecciones existentes en la instalación

3.2. Antecedentes

La información detallada de los elementos utilizados para la modelación del sistema se enuncia en el Anexo A.

3.3. Condiciones operacionales generales

Con la finalidad de que los escenarios tengan validez para todos los estudios propuestos y que la modelación sea congruente con la alimentación de la planta desde distintas subestaciones, se utilizaron 2 escenarios base, que fueron nombrados de la siguiente forma:

- CO1 para la condición operacional que implica la alimentación de la SE Calera Centro mediante la línea de circuito simple hacia la SE Calera Cerro.
- CO2 para la condición operacional que implica la alimentación de la SE Calera Centro mediante la línea de circuito doble hacia la SE Esperanza.

Considerando las características y recomendaciones del informe de ingeniería básica proporcionado por la empresa Tecnored [14], se tendrá en operación solo un transformador en la SE B de Cemento Melón (transformadores T8 y T9). Al ser transformadores de iguales características, se considera redundante incluir entre los escenarios la operación de cada uno por separado, por lo cual solo se consideró la operación del transformador T8.

3.4. Determinación de escenarios de operación para estudio de flujos de potencia

Manteniendo el enfoque en la operación óptima de la planta, se generaron escenarios de operación a partir de las condiciones operacionales generales considerando la operación a largo plazo y el criterio N-1.

1) Variabilidad de la demanda

Asumiendo que la operación de la planta debe ser continua debido a procesos que no se pueden detener, se considerará crear escenarios donde se realice una variación de la demanda en día laboral con condición de demanda alta (DA) y demanda media (DM).

Para los escenarios en DA se consideró lo modelado para simulaciones de flujos de potencia en ETAP expuesto en [14].

La diferenciación de los escenarios en DA y DM implica la modificación de la demanda en la planta con una diferencia de 6,82% de DA respecto a DM según lo registrado en las cargas modeladas en la base de datos del CEN. La demanda media se modeló como un 93,18% de la demanda alta. No se consideraron escenarios asociados a sábados y domingos debido a que se asume que la planta tendrá la misma demanda que en día laboral.

2) Crecimiento de la demanda

Con motivo de asegurar la operación normal en el largo plazo, se crearon nuevos escenarios a partir de los escenarios de DA y DM para las condiciones CO1 y CO2. En estos nuevos escenarios se modificó la demanda año a año según las proyecciones establecidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [13].

Las proyecciones de demanda para clientes libres se ilustran en la Tabla 1.

Año	Proyección demanda alta	Proyección demanda media
2023	5,2%	5,1%
2024	7,9%	7,7%
2025	4,8%	4,4%
2026	6,1%	4,0%
2027	4,8%	1,9%
2028	6,1%	-1%
2029	0,8%	-0,6%
2030	7,0%	1,8%
2031	0,3%	-0,5%
2032	0,4%	-0,2%
2033	-0,1%	0,2%
2034	-1,0%	-1,2%

Tabla 1: Proyecciones de crecimiento demanda alta y clientes libres según [13].

Los escenarios generados se muestran en la Tabla 2.

CO1		CO2	
DA	DM	DA	DM
CO1_DA_2024	CO1_DM_2024	CO2_DA_2024	CO2_DM_2024
CO1_DA_2025	CO1_DM_2025	CO2_DA_2025	CO2_DM_2025
CO1_DA_2026	CO1_DM_2026	CO2_DA_2026	CO2_DM_2026
CO1_DA_2027	CO1_DM_2027	CO2_DA_2027	CO2_DM_2027
CO1_DA_2028	CO1_DM_2028	CO2_DA_2028	CO2_DM_2028
CO1_DA_2029	CO1_DM_2029	CO2_DA_2029	CO2_DM_2029
CO1_DA_2030	CO1_DM_2030	CO2_DA_2030	CO2_DM_2030
CO1_DA_2031	CO1_DM_2031	CO2_DA_2031	CO2_DM_2031
CO1_DA_2032	CO1_DM_2032	CO2_DA_2032	CO2_DM_2032
CO1_DA_2033	CO1_DM_2033	CO2_DA_2033	CO2_DM_2033
CO1_DA_2034	CO1_DM_2034	CO2_DA_2034	CO2_DM_2034

Tabla 2: Universo de escenarios creados según condición operacional, demanda y año.

3) Penetración mínima de energías renovables

Se consideraron los periodos donde la inyección de recursos renovables (ERV) fuese mínima. Para cada caso en estudio, se consideró la inyección mínima como inyección nula y se crearon nuevos escenarios a partir de los escenarios expuestos en la Tabla 2. En estos nuevos escenarios se dejaron fuera de servicio las plantas de energías renovables presentes en la ZI.

Dicho esto, el universo de escenarios totales aplicando estas modificaciones resultarán ser dos veces el número de escenarios de la Tabla 2.

4) Implementación del criterio N-1

Con el objetivo de que los niveles de tensión y cargabilidad se mantengan en niveles normados ante una contingencia, se considerarán escenarios con indisponibilidad de un elemento a la vez. Dicho esto, se crearán nuevos escenarios a partir de los escenarios creados con anterioridad, es decir, los escenarios de la Tabla 2 y los escenarios con inyección mínima de ERV creados a partir de la Tabla 2. Estos nuevos escenarios contarán con la desconexión de distintos elementos en concordancia con el cumplimiento del criterio N-1.

Los elementos que se desconectarán son los siguientes:

- Circuito 1 de la línea Esperanza – Calera Centro 66kV.
- Circuito 2 de la línea Esperanza – Calera Centro 66kV.
- Circuito 2 de la línea Cemento Melón – Calera Centro 60kV.
- T1, T2, T3, T4, T5, T6 y T7 de Cemento Melón.
- Circuito 1 de la conexión entre SE A y SE C de Cemento Melón.
- Circuito 2 de la conexión entre SE A y SE C de Cemento Melón.

Como la línea Cemento Melón – Calera Centro en 60kV es de doble circuito, se consideró redundante la desconexión del circuito 1 de la línea. Considerando esto, los escenarios totales aplicando estas modificaciones resultarán ser 26 veces los escenarios expuestos en la Tabla 2.

3.5. Procedimiento y criterios para estudios de cortocircuito y verificación de capacidad de interruptores

El estudio de cortocircuito y verificación de capacidad de interruptores (ECC) considerará los niveles de cortocircuito (calculados según [12]) de cada barra presente en la ZI. Se registrarán los niveles de cortocircuito sin la inclusión del proyecto (I_{sp}) y con la inclusión del proyecto (I_{cp}), de manera que se distinga la variación ε en los niveles de cortocircuito.

Esta variación se calcula como $\varepsilon = \frac{I_{sp} - I_{cp}}{I_{sp}}$. Si se cumple la condición $\varepsilon > 3\%$ en alguna barra, se procederá a revisar las capacidades de cada interruptor presente en la barra que cumpla esta condición. Este procedimiento se realiza en concordancia con [8].

Con la finalidad de asegurar que el análisis incluya las peores condiciones para corrientes de cortocircuito, se analizarán los cortocircuitos exigidos por la normativa vigente [12] para las condiciones operacionales CO1 y CO2, entendiendo que existen barras que tendrán distintos niveles de cortocircuito dependiendo de la condición operacional.

3.6. Determinación de ajustes para coordinación de protecciones

1) Función de distancia de fase y residual (ANSI 21/21N)

La función tendrá por objetivo proteger la línea ante fallas en esta. El criterio de protección se establece de la siguiente manera [4][15]:

- Operación en zona 1 para fallas dentro de la línea.
- Operación en zona 2 para dar respaldo remoto a fallas cercanas a la línea.
- Operación en zona 3 para dar respaldo remoto a fallas lejanas a la línea.

En concordancia a lo anterior, se establece el ajuste por zona de la siguiente forma:

- Zona 1: Se establece ajuste al 80% de la impedancia de la línea.
- Zona 2: Se establece ajuste al 120% de la impedancia de la línea.
- Zona 3: Se establece el ajuste por caso.

Las unidades ANSI 21 corresponden a características de impedancia tipo *mho*, mientras que las unidades ANSI 21N emplean una configuración cuadrilateral, lo que permite mejorar la sensibilidad ante fallas a tierra. Para garantizar un funcionamiento correcto, se incorpora una unidad direccional que restringe la operación a fallas dentro del sentido correcto de la línea. Para la protección ANSI 21/21N se consideran retardos de operación entre 0,2 y 0,4 [s] en la zona 2, y entre 0,5 y 0,8 [s] en la zona 3, con el fin de permitir la operación de protecciones primarias antes de activar los respaldos.

En el caso del esquema de protección residual el alcance resistivo se determina a partir del caso de falla de mayor impedancia, en este caso, falla monofásica con resistencia de falla de 25[Ω].

2) Protección de sobrecorriente de fase y residual (ANSI 51/51N):

Las unidades de sobrecorriente de fase y de tierra/neutro se aplican como protección principal del alimentador y como respaldo selectivo frente a fallas en distintos puntos del sistema. La coordinación se establece entre dispositivos en serie manteniendo un margen temporal de 0,3–0,4 [s] en el punto crítico de coordinación, considerando tolerancias del relé, tiempos del interruptor y márgenes por TC [4].

Las curvas de tiempo inverso empleadas corresponden a los estándares IEC (NI, VI o EI) y se seleccionan según el grado de separación requerido entre protecciones adyacentes. Para las unidades de sobrecorriente de fase temporizada (ANSI 51), el pickup se fija por encima de la corriente máxima de operación (referencia práctica: ≥ 125 % de la carga de servicio, ajustando por inrush/arranques), y el time dial se ajusta para cumplir el margen de 0,3–0,4 [s] con el dispositivo aguas arriba. La sobrecorriente de fase instantánea (ANSI 50) se configura para despeje de fallas francas locales con pickup mayor a la corriente de operación máxima por un factor que considere la fluctuación y menor a la corriente de falla mínima en la zona protegida [4][15].

Para la protección residual/terrestre medida por suma de fases (ANSI 51N y ANSI 50N), el pickup de 51N se define por encima de la residual de operación (desequilibrio y errores de TC) y por debajo de la corriente mínima de falla a tierra en la zona, coordinando en tiempo con el mismo margen de 0,3–0,4 [s]. El elemento 50N sólo se aplica cuando la conexión a tierra ofrece corrientes elevadas y estables; en puesta a tierra por alta resistencia se recomienda omitirlo o fijarlo alto para evitar disparos espurios. Si se requiere mayor sensibilidad a tierra, se prefiere medir con TC toroidal (CBCT) empleando ANSI 51G y ANSI 50G: el pickup se debe fijar por encima del ruido residual del CBCT y por debajo de la corriente de falla mínima que se desea detectar, coordinando en tiempo con las demás protecciones de tierra [4].

Para facilitar la lectura de las planillas y diagramas, se mantiene la codificación cromática: rojo para unidades de fase (ANSI 50 y ANSI 51) y verde para unidades residuales/neutro (ANSI 50N y ANSI 51N); cuando se represente medición con CBCT, puede distinguirse en azul (ANSI 50G y ANSI 51G).

3) Coordinación y verificación de ajustes:

Como parte del proceso de validación, se realizan simulaciones de cortocircuito utilizando el software DlgSILENT PowerFactory, permitiendo evaluar el desempeño de los ajustes en distintos escenarios de falla. Con el fin de analizar los tiempos de operación de cada protección, se generarán gráficos de coordinación, verificando que las protecciones de respaldo actúen en tiempos mayores a las protecciones primarias. Finalmente, se llevan a cabo pruebas de inyección secundaria para comprobar la correcta parametrización de los relés y garantizar que los ajustes sean aplicados de manera precisa en el sistema.

Dado que no se contemplan modificaciones en generadores o motores, no se analizarán reajustes en protecciones de sobretensión (ANSI 59) ni protecciones de subtenensión (ANSI 27).

Siguiendo la misma lógica, debido a que no se contemplan nuevos paños para alimentadores en las barras, no se contempla un reajuste de las funciones de protección contra falla de interruptor (ANSI 50BF)

La modificación de ajustes en las protecciones diferenciales dependerá de los resultados del estudio de cortocircuito.

4) Simulaciones de fallas

La referencia [15] presenta un estudio de coordinación de protecciones para la misma zona analizada. Este estudio basó la ubicación de las fallas según lo solicitado por la carta de escenarios mínimos del CEN.

En concordancia con [15], para asegurar la validación de los ajustes y la correcta operación de las protecciones, se realizarán simulaciones de fallas en los siguientes puntos del sistema:

- Lado de alta y baja del transformador de poder de la S/E Cerro Calera.

- 1%, 50% y 99% de la línea Cerro Calera – Calera Centro 60 kV.
- 50% del circuito n.º 1 y circuito n.º 2 de la línea 60 kV Calera Centro – Cemento Melón.
- Lado de alta y baja de los transformadores en la subestación A y C de Cemento Melón.
- Barra de 66 kV en S/E Calera Centro.
- Barra de 66 kV y 110 kV en S/E Esperanza.

3.7. Evaluación técnico-económica

La metodología desarrollada tiene como propósito evaluar la viabilidad técnica y económica del proyecto de reemplazo de transformadores de poder cuya vida útil se encuentra sobrepasada. Se estructura en etapas secuenciales que permiten organizar los datos, identificar los costos y beneficios relevantes, construir flujos de caja y finalmente aplicar indicadores financieros de decisión.

El proyecto considera el reemplazo de los transformadores de poder en servicio por nuevas unidades de igual o mayor capacidad, con el objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico industrial, reducir las pérdidas energéticas, optimizar los costos de mantenimiento y disminuir el riesgo de fallas. El alcance incluye la compra, transporte y montaje de los equipos.

1) Supuestos de evaluación

- Inversión inicial: fija, determinada por el costo de adquisición e instalación los equipos.
- Vida útil: 25 años, horizonte de evaluación del proyecto.
- Tasa de descuento: 10% anual.
- Beneficios: ahorro anual consolidado en mantenimiento, downtime y pérdidas.
- Rango de análisis: ahorro inicial de US\$100.000, aumentando en pasos de US\$50.000.

2) Proyección de flujos de caja

El horizonte de análisis se establece en función de la vida útil esperada de los nuevos transformadores, considerando un rango de 20 a 25 años. Los flujos de caja contemplan la inversión inicial (año 0), los egresos operativos y de mantenimiento, los costos por fallas y el valor residual al término del período.

La formulación general del flujo en el año t es:

$$F_t = B_t$$

Donde:

- F_t : flujo neto en el año t .
- B_t : beneficios por ahorros obtenidos.

3) Evaluación financiera

La evaluación financiera se realiza aplicando los siguientes indicadores:

a) Valor Actual Neto (VAN):

$$VAN = -I_0 + \sum \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

b) Tasa Interna de Retorno (TIR):

$$0 = -I_0 + \sum \frac{F_t}{(1+TIR)^t}$$

c) Periodo de Recuperación (Payback):

$$Payback = \min \left\{ t: \sum F_i > I_0 \right\}$$

Los criterios de aceptación se resumen en: VAN positivo, TIR superior a la tasa mínima aceptable y Payback dentro de un horizonte razonable.

4) Procedimiento para el análisis de sensibilidad

El procedimiento que se adoptó para analizar la sensibilidad comienza construyendo el flujo de caja del proyecto considerando la inversión inicial en $t=0$ y los beneficios anuales constantes durante 25 años. Luego de ello, se procede a calcular VAN, TIR y Payback para el escenario base (ahorro de US\$100.000 anuales).

El cálculo del flujo de caja se repite aumentando el ahorro en incrementos de US\$50.000 (150k, 200k, 250k, etc.). A partir de ello, se registrarán los resultados de VAN, TIR y Payback para cada escenario.

Capítulo 4.

4.1. Evaluación de la calidad del servicio utilizando flujos de potencia

A partir del sistema modelado, se simularon todos los escenarios propuestos para los flujos de potencia y se tabuló la información de todos los niveles de tensión de cada barra presente en la ZI en un gráfico de cajas y bigotes, obteniendo lo expuesto en la Figura 3, Figura 4, Figura 5 y Figura 6. Los límites que se pueden visualizar en la leyenda de las figuras corresponden a los rangos aceptados por norma. Estos están diferenciados por estado normal y ante contingencias y corresponden a $\pm 7\%$ y $\pm 10\%$ respectivamente. Por conveniencia visual se aclara que las subestaciones Esperanza, Calera Centro y Cerro Calera se renombraron a ESP, CALCEN y CERRCA respectivamente. En el nombre de todas las barras pertenecientes a la ZI se incluyó el nivel.

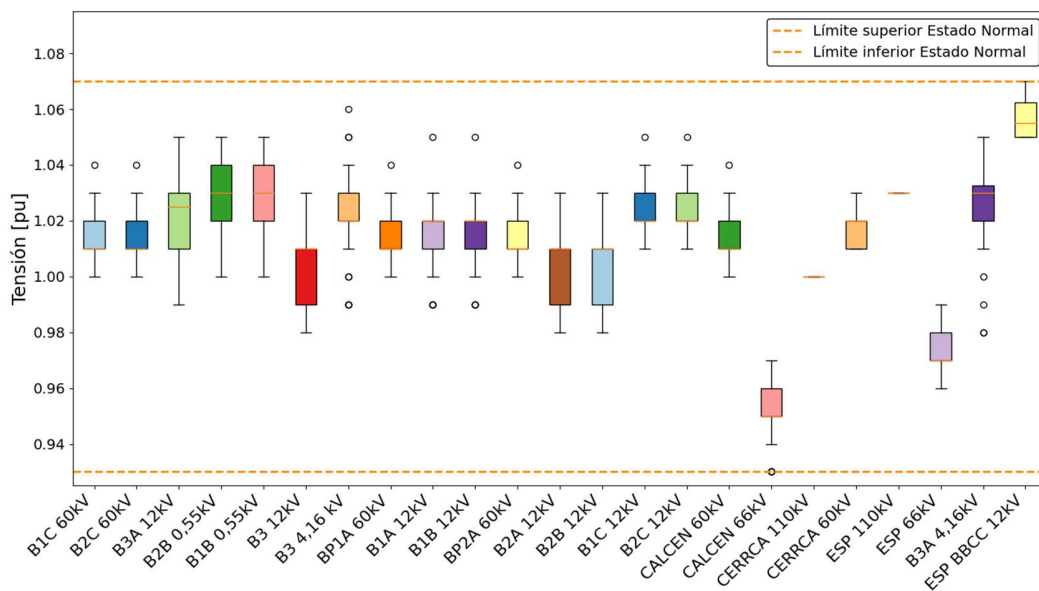


Figura 3: Distribución de tensiones en estado normal en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DM.

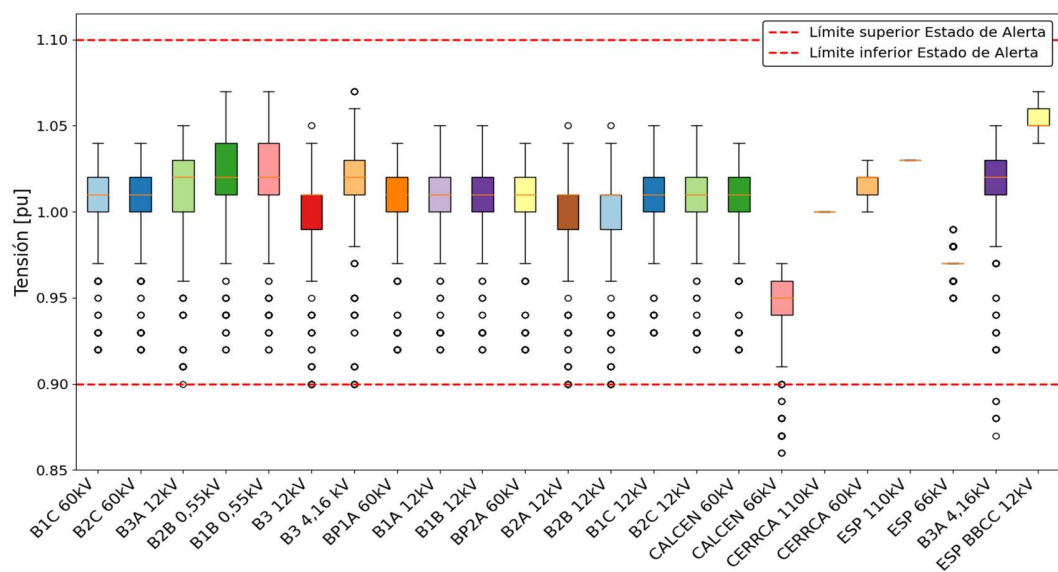


Figura 4: Distribución de tensiones ante contingencias en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DM.

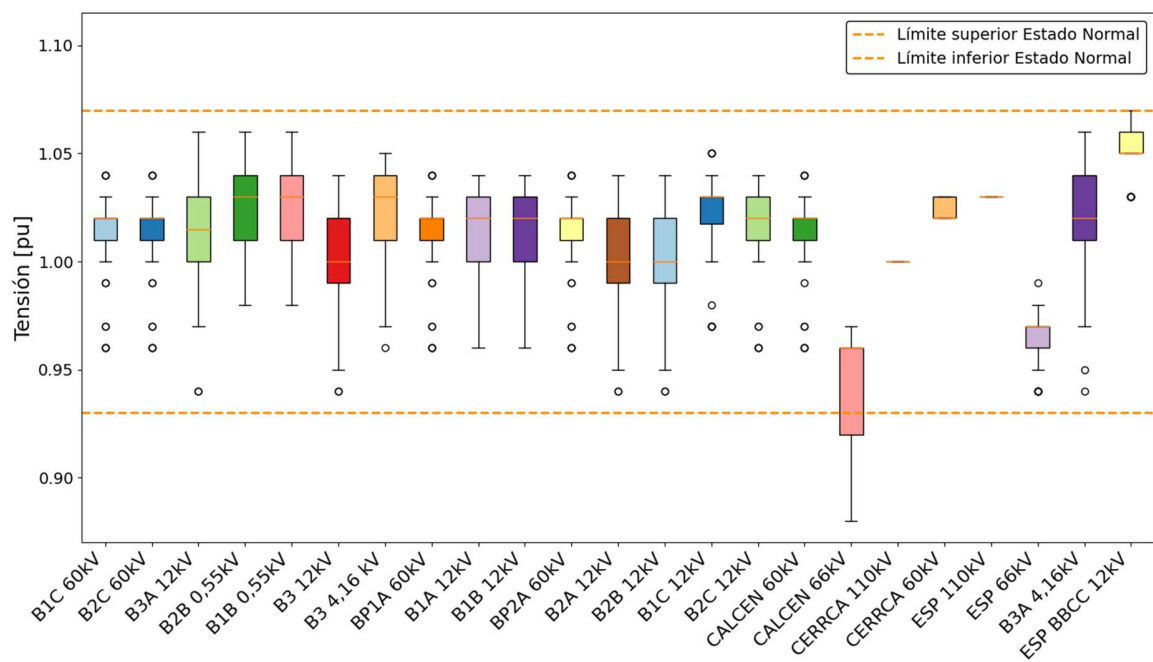


Figura 5: Distribución de tensiones en estado normal en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DA.

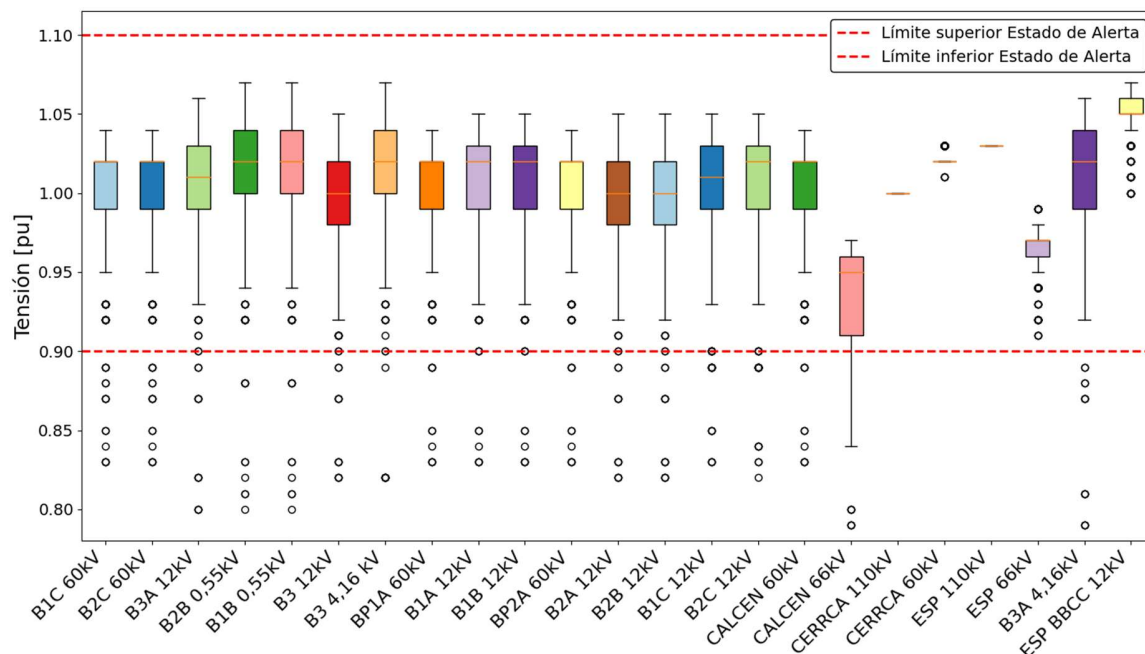


Figura 6: Distribución de tensiones ante contingencias en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DA.

De los gráficos presentados, se concluye que el sistema no presenta la robustez suficiente para mantener los niveles de tensión normados para estado normal y ante contingencias para los dos periodos de demanda analizados.

4.2. Metodología de solución

El problema de mantener los niveles de tensión se produce debido al aumento de la intensidad de corriente por la línea Esperanza – Calera Centro de 66kV, lo cual produce una mayor caída de tensión por la línea. En consecuencia, se produce la subtensión en las barras pertenecientes a la zona de influencia.

Para mantener los niveles de tensión en rangos aceptables, se propone que, para escenarios donde no se cumpla con los niveles de tensión normados, se establezca una inyección de potencia reactiva en la barra de 66kV de la SE Calera Centro. Esto con la finalidad de disminuir el requerimiento de potencia reactiva a través de la línea y, por consiguiente, la intensidad de corriente. Esta inyección se modeló mediante un elemento *External Grid* como barra PV, con nula inyección de potencia activa ($P = 0$ [MW]). El nivel de tensión dependerá de si el escenario considera o no contingencias, entendiendo que los rangos de tensión aceptables varían dependiendo de ello.

4.3. Resultados de las simulaciones ante escenarios de demanda media

4.3.1. Requerimiento de potencia reactiva en escenarios de demanda media

Luego de implementada la solución para las simulaciones, se dispusieron los máximos requerimientos de potencia año a año en la gráfica presentada en la Figura 7.

De la Figura 7 se puede decir que la máxima potencia reactiva requerida para mantener un adecuado nivel de servicio en los escenarios de DM resultó ser 3,6 [Mvar].

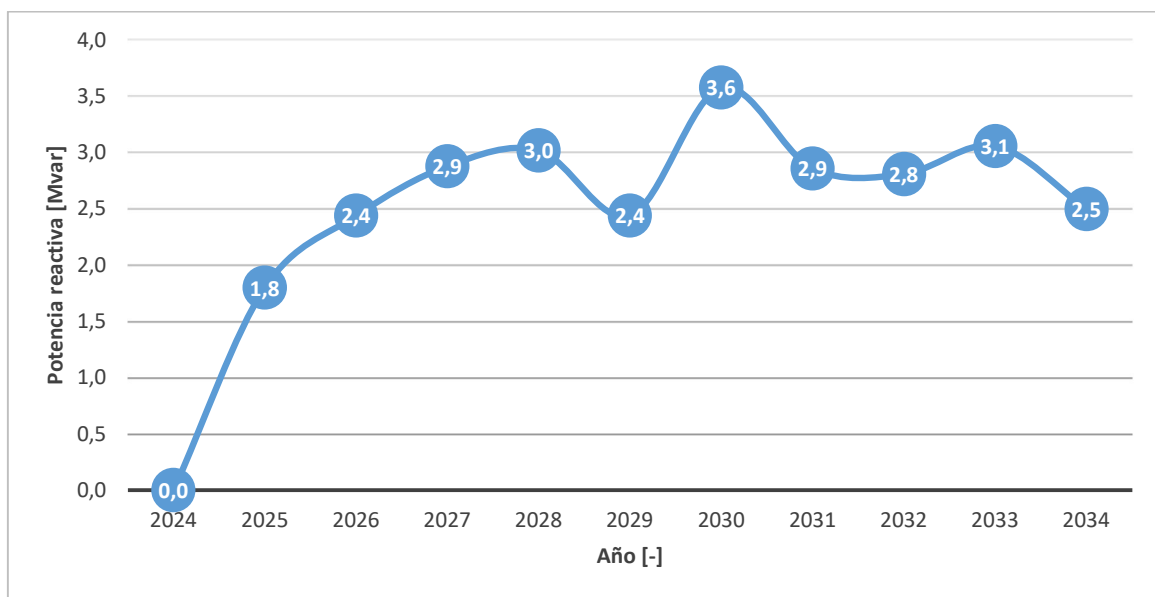


Figura 7: Máxima potencia reactiva requerida en DM para el horizonte de análisis

4.3.2. Verificación de los niveles de tensión en escenarios de demanda media

Los niveles de tensión de las barras pertenecientes a la ZI en escenarios de DM implementando la solución se presentan, tabulados en un gráfico de cajas y bigotes, en la Figura 8 y Figura 9.

A partir de lo visualizado en la Figura 8 y Figura 9, se concluye que los niveles de tensión se encuentran dentro de los rangos aceptables.

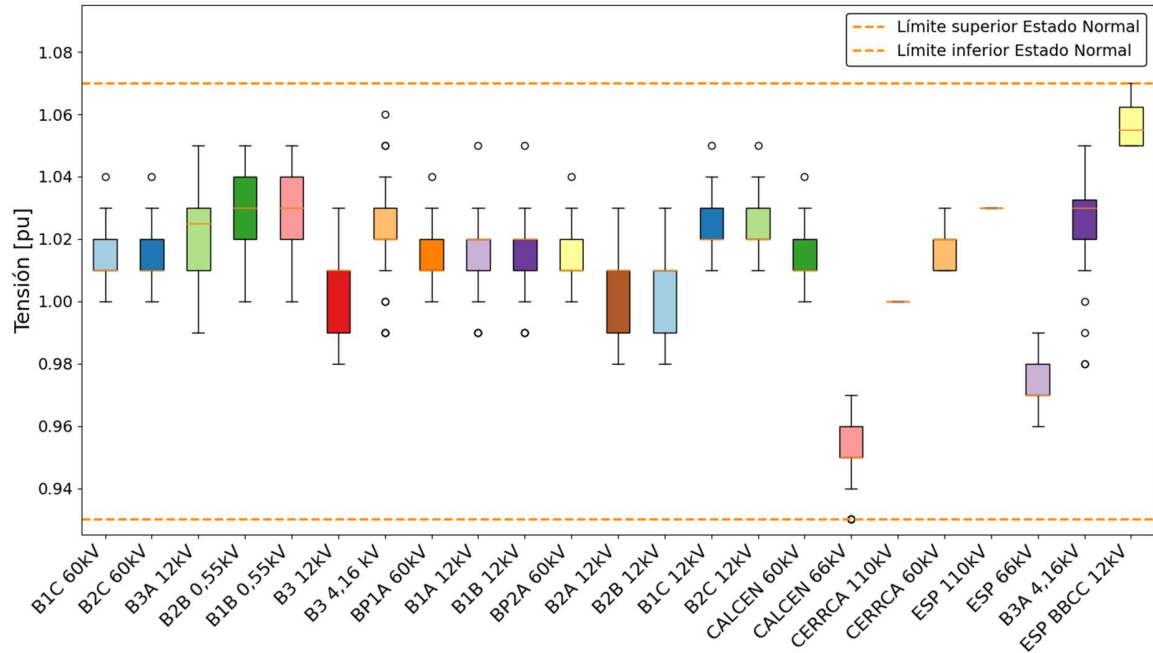


Figura 8: Distribución de tensiones en estado normal en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DM implementando la solución propuesta.

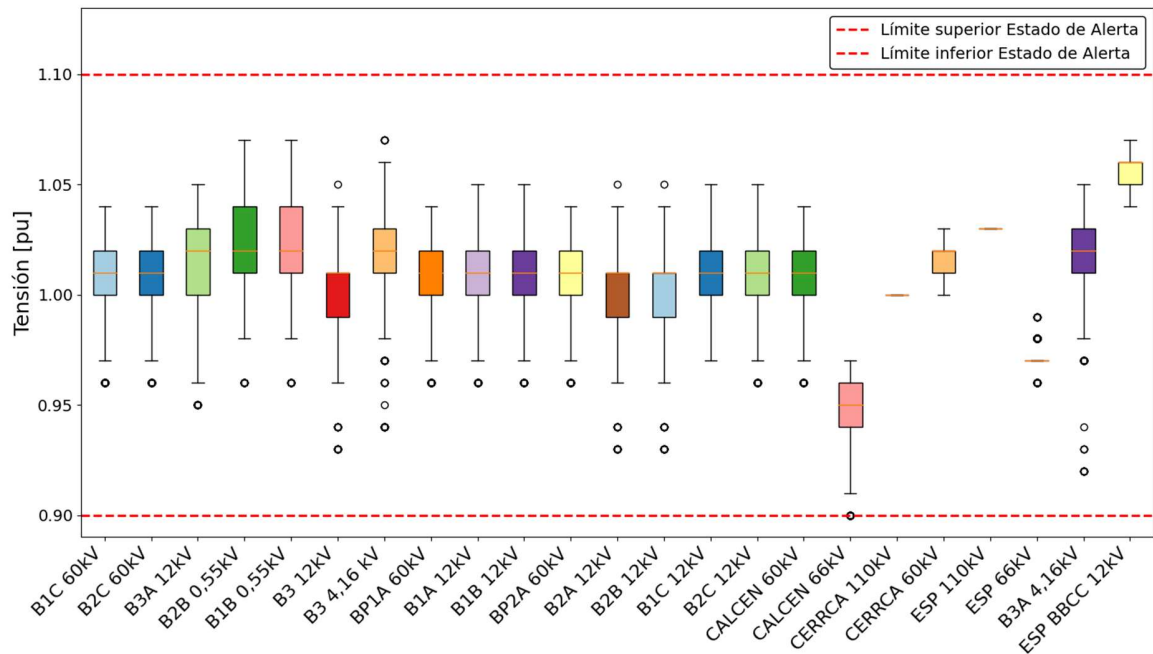


Figura 9: Distribución de tensiones ante contingencias en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DM implementando la solución propuesta.

4.3.3. Cargabilidad de transformadores de 2 devanados en escenarios de demanda media

En la Figura 10 se presenta la evolución de la cargabilidad máxima de los transformadores de dos devanados bajo condiciones de operación normal en el escenario de DM para el período 2024–2034. En este caso, la mayoría de los equipos permanece por debajo del límite del 100 %, lo que refleja un margen operativo aceptable durante casi toda la proyección. Sin embargo, el transformador T11 alcanza sobrecargas a partir del año 2029, manteniéndose por sobre el límite hasta 2034, lo que constituye una condición crítica a mediano plazo. El resto de los transformadores se mantienen bajo el umbral, aunque con una tendencia creciente especialmente en T8, T9 y T10, que hacia los últimos años rozan valores cercanos al 90 %.

Por su parte, la Figura 11 muestra los resultados bajo condiciones de contingencia simple (criterio N-1). En este escenario se evidencia una mayor severidad, puesto que varios transformadores superan la capacidad nominal de diseño. En particular:

T4 y T5 presentan sobrecargas desde el año 2027 en adelante, alcanzando valores superiores al 100 % en todos los años posteriores.

T11 sobrepasa el límite de forma más temprana, a partir del año 2026, manteniendo una condición de sobrecarga sostenida hasta el final del horizonte (2034), con valores que alcanzan aproximadamente un 115–118 % de cargabilidad.

En el caso de T6, T7, T8, T9 y T10, si bien no sobrepasan el límite del 100 %, se mantienen en rangos elevados (85–95 %), lo cual restringe su margen de operación bajo escenarios de demanda creciente.

En síntesis, los resultados muestran que bajo estado normal la principal restricción se concentra en T11 desde 2029 en adelante, mientras que bajo contingencia los transformadores T4, T5 y T11 configuran condiciones de riesgo operativo desde años más tempranos (2026–2027). Esto resalta la necesidad de establecer medidas preventivas de refuerzo y modernización para garantizar que el sistema cumpla con los criterios de confiabilidad y seguridad operativa exigidos en la normativa nacional.

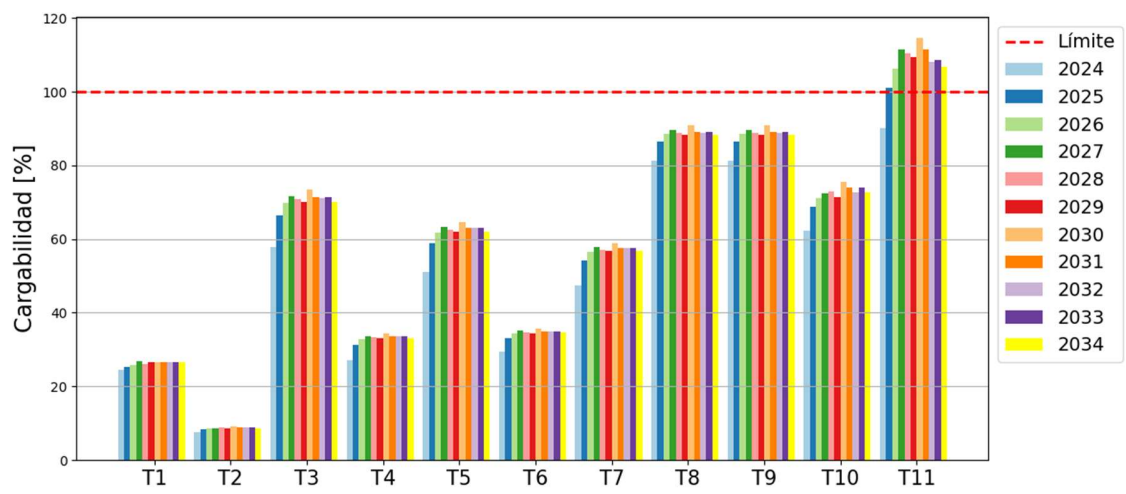


Figura 10: Cargabilidad máxima de transformadores 2D en escenarios de DM y estado normal.

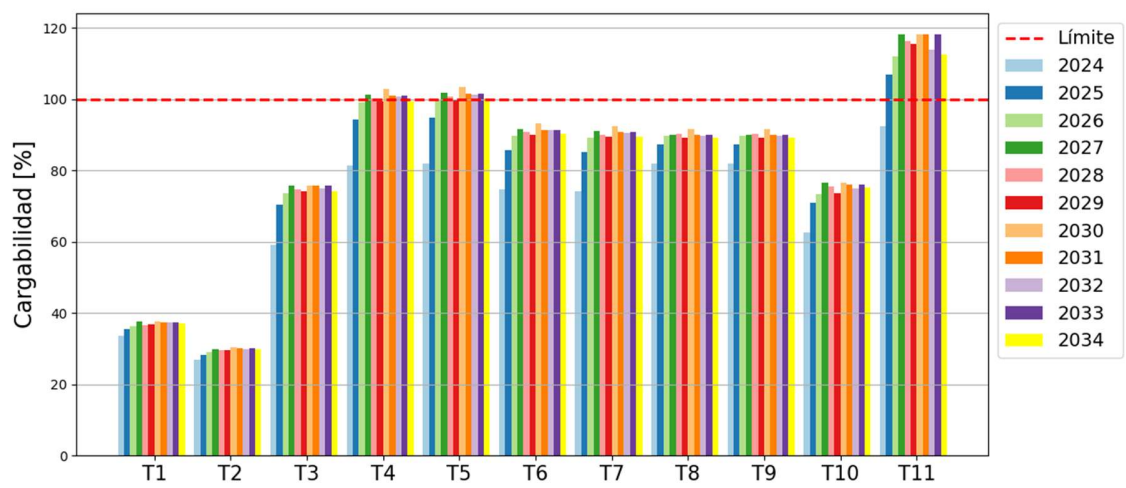


Figura 11: Cargabilidad máxima de transformadores 2D en escenarios de DM ante contingencias

4.3.4. Cargabilidad de transformadores de 3 devanados en escenarios de demanda media

En la Figura 12 se presentan los resultados de cargabilidad máxima de los transformadores de tres devanados en condiciones de operación normal para el escenario de demanda media (DM) durante el período 2024–2034. Se observa que los transformadores T1 CALCEN y T1 CERRCA mantienen niveles de utilización inferiores al 80 % y 65 %, respectivamente, en todos los años evaluados, lo que indica un adecuado margen de operación frente al crecimiento proyectado de la demanda. En contraste, el transformador T1 ESP muestra un comportamiento crítico a partir del año 2025, cuando su cargabilidad supera el 100 % de su capacidad nominal. Desde 2026 en adelante, la condición de sobrecarga se mantiene de forma sostenida, alcanzando un máximo cercano al 113–115 % hacia 2030, y manteniéndose en torno a dichos valores hasta el año 2034. Esto evidencia que T1 ESP constituye el punto más vulnerable en el sistema bajo operación normal.

La Figura 13 ilustra la evolución de la cargabilidad en condiciones de contingencia simple. En este escenario, la severidad de las sobrecargas en T1 ESP se incrementa respecto del caso normal, con valores que superan el 100 % ya desde 2025 y que alcanzan su punto más alto alrededor del año 2030, donde se aproxima al 115–118 % de cargabilidad. Durante el resto del período, este transformador se mantiene consistentemente en sobrecarga, lo cual representa una vulnerabilidad significativa para la seguridad operativa del sistema. En cambio, los transformadores T1 CALCEN y T1 CERRCA no sobrepasan en ningún momento el umbral del 100 %, estabilizándose en rangos de 70–77 % y 63–65 %, respectivamente, por lo que disponen de un margen suficiente incluso bajo contingencias.

En conclusión, los resultados comparativos entre la Figuras 12 y Figura 13 muestran que la principal restricción en el sistema de transformadores de tres devanados se concentra exclusivamente en T1 ESP, el cual opera en condición de sobrecarga tanto en estado normal como, con mayor severidad, en contingencia. Este hallazgo refuerza la necesidad de evaluar medidas de modernización o refuerzo en dicho transformador, a fin de garantizar el cumplimiento de los criterios de confiabilidad y seguridad operativa exigidos por la normativa.

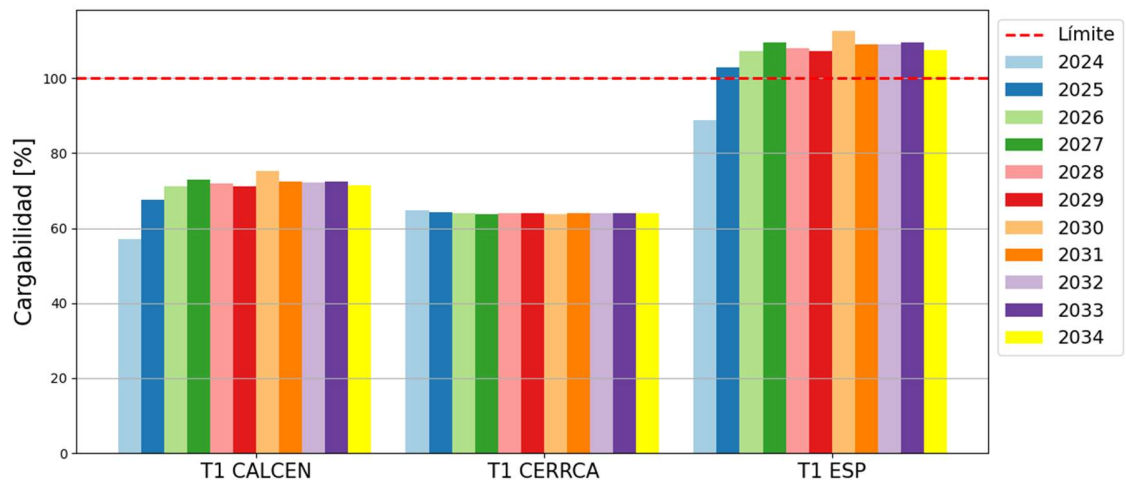


Figura 12: Cargabilidad máxima de transformadores 3D en escenarios de DM y operación normal.

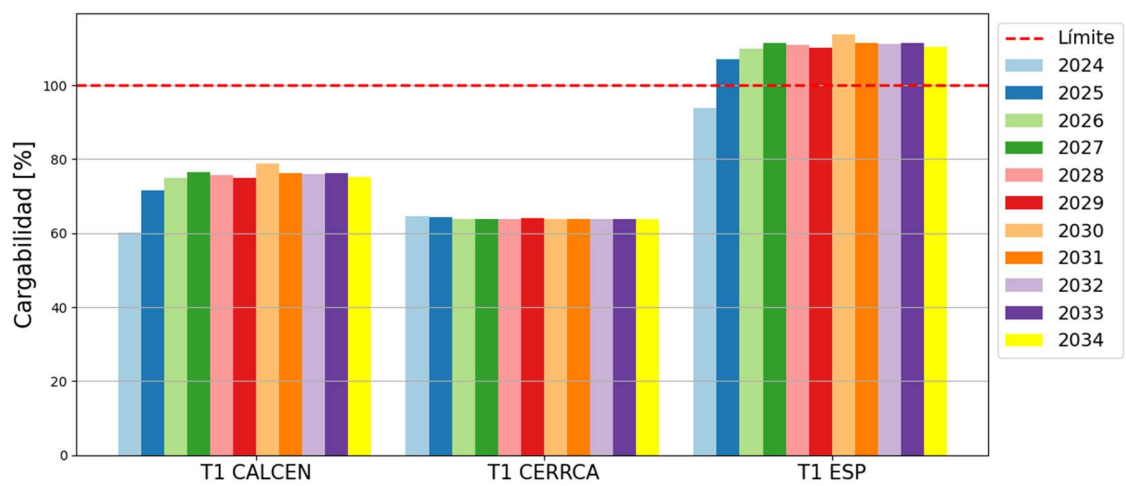


Figura 13: Cargabilidad máxima de transformadores 3D en escenarios de DM considerando contingencias.

4.3.5. Cargabilidad en líneas de transmisión en escenarios de demanda media

La Figura 14 y Figura 15 presentan gráficos de cargabilidad máxima de líneas presentes en la ZI. De la Figura 14 y Figura 15 se establece que el eje horizontal identifica a cada línea mediante abreviaciones específicas: por ejemplo, LA-AB-2 corresponde a una conexión interna de la subestación Cemento Melón; CER - CA representa la línea entre las subestaciones Cerro Calera y Calera Centro; TO - ESP corresponde a la línea Tap Off Villa Alegre Solar – Esperanza; y SE A - SE C corresponde a la línea de respaldo auxiliar que se habilita ante la indisponibilidad del transformador T3. El eje vertical muestra la cargabilidad en porcentaje respecto a la capacidad nominal de cada línea, y la línea punteada roja indica el umbral límite del 100 %, el cual no debe ser superado para condiciones de estado permanente.

En la Figura 14 se muestran los resultados de cargabilidad máxima de las principales líneas del sistema en condiciones de operación normal para el escenario de demanda media (DM) en el horizonte 2024–2034. Los valores obtenidos evidencian que ninguna de las líneas analizadas supera el umbral del 100% de su capacidad nominal, manteniéndose en los rangos de seguridad aceptables. Las líneas TO-CA, ESP-CA y LA-AB-1, presentan los mayores niveles de utilización, alcanzando valores entre 40 % y 50 % de cargabilidad máxima hacia el final del horizonte de análisis. El resto de las instalaciones, incluyendo las líneas de enlace LA-AB y LA-AC, conservan niveles de cargabilidad reducidos (menos de 40%), lo que refleja un margen de operación amplio bajo estado normal.

Por otro lado, la Figura 15 corresponde a los resultados obtenidos bajo condiciones de contingencia simple. En este escenario, se aprecia un aumento generalizado en los márgenes de operación de las líneas, particularmente las líneas LA-AC2, TO-CA, ESP-CA y TO-ESP presentan los mayores niveles de utilización, alcanzando entre un 70 % y un 80 % en los años de mayor demanda (2029–2031). El resto de las líneas —particularmente LA-AB2, LA-A3, CER-CA, Melón 1, Melón 2 y SEA-SEC— se mantienen con cargabilidades reducidas, en el orden del 20–45 %, lo que asegura holgura operativa incluso en escenario de indisponibilidad.

En conclusión, el análisis de la Figura 14 y Figura 15 muestra que, tanto en estado normal como en condiciones de contingencia, las líneas de transmisión del sistema mantienen niveles de utilización por debajo del límite crítico. Si bien algunas líneas como TO-CA, ESP-CA y TO-ESP presentan una mayor concentración de flujo, especialmente ante contingencias, ninguna supera el 80 %, lo que indica que la principal vulnerabilidad del sistema eléctrico no se encuentra en las líneas.

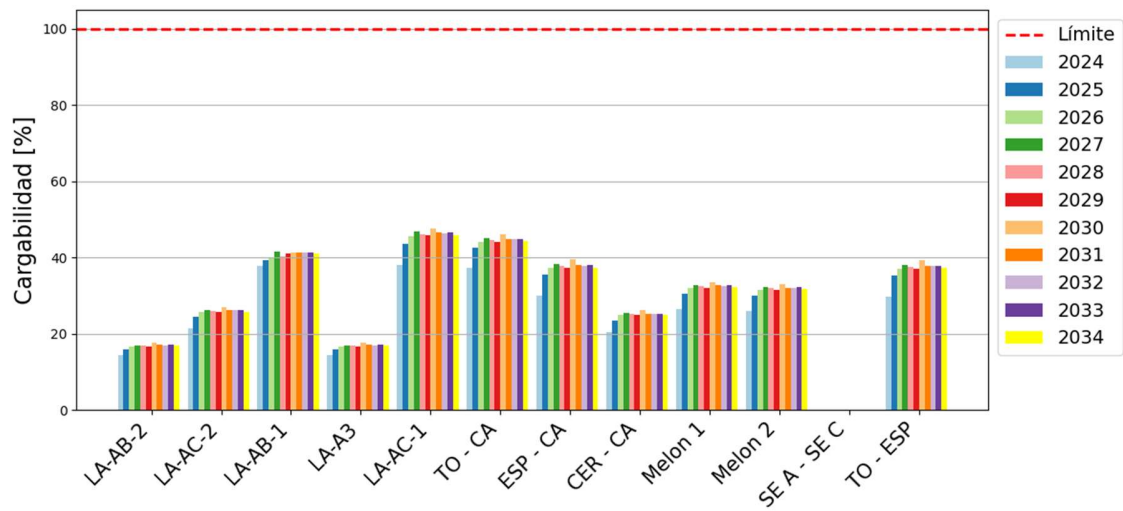


Figura 14: Cargabilidad máxima de líneas de transmisión presentes en la ZI en escenarios de DM y operación normal.

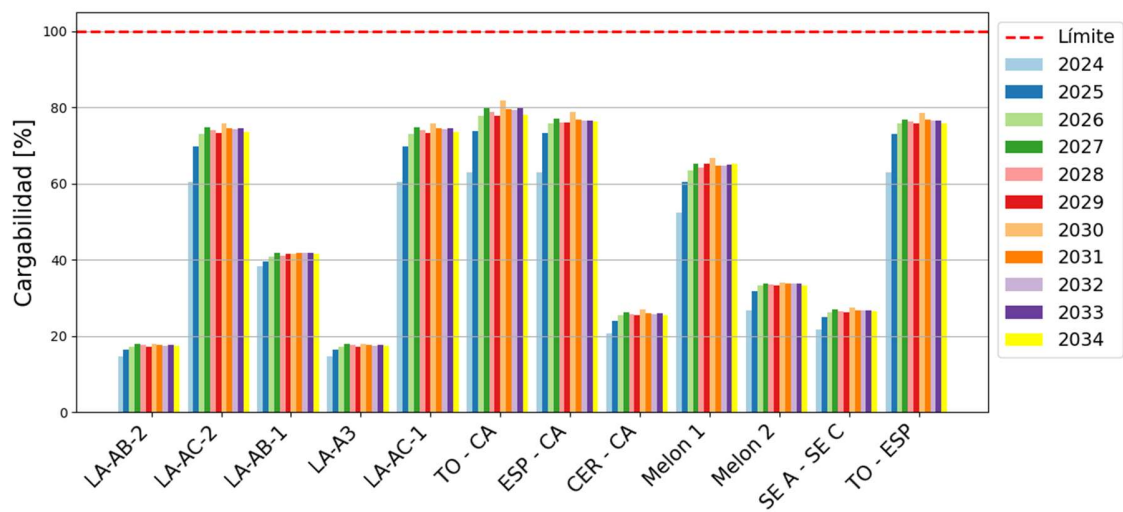


Figura 15: Cargabilidad máxima de líneas de transmisión presentes en la ZI en escenarios de DM considerando contingencias.

4.4. Resultados de las simulaciones ante escenarios de demanda alta

4.4.1. Requerimiento de potencia reactiva en escenarios de demanda alta

Con el propósito de informar los niveles máximos de requerimiento reactivo ante escenarios de DA, se dispusieron, en la Figura 16, los valores máximos de potencia reactiva requerida para mantener niveles de tensión dentro del rango.

Según lo presentado en la Figura 16, la máxima potencia reactiva requerida para mantener un adecuado nivel de servicio en los escenarios de demanda alta resultó ser 10,8 [Mvar].

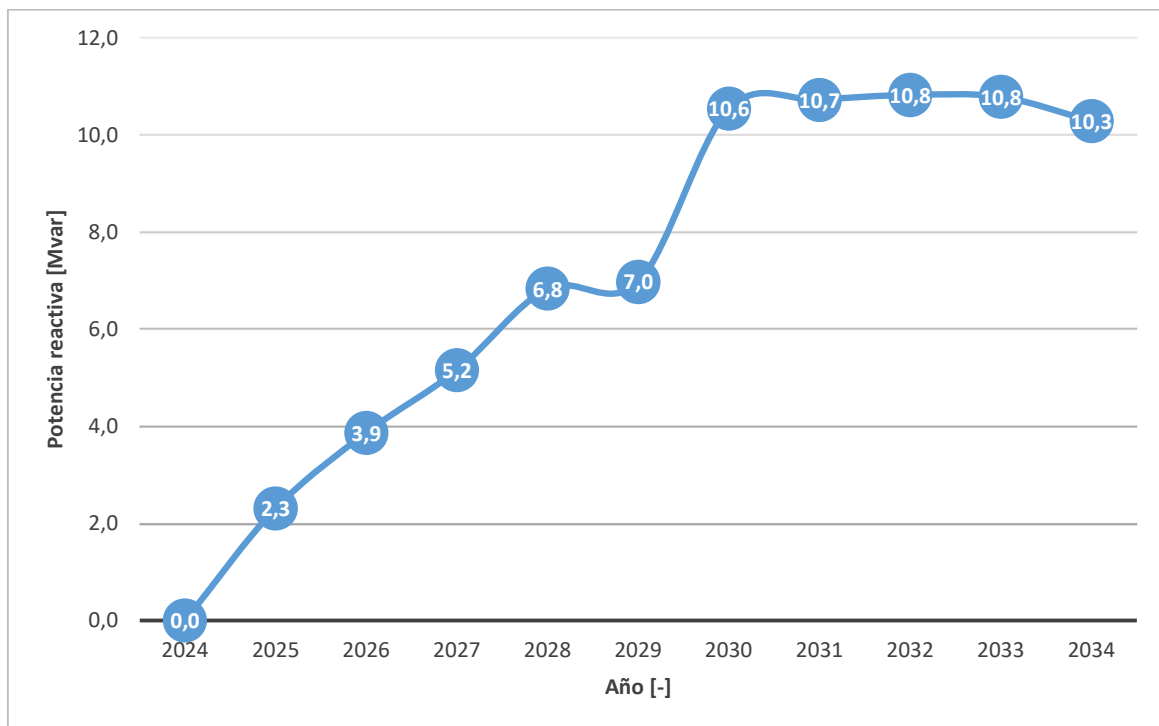


Figura 16: Máxima potencia reactiva requerida en DA para el horizonte de análisis

4.4.2. Verificación de los niveles de tensión en escenarios de demanda alta

Con el objetivo de evaluar la solución propuesta, se tabularon los datos de los perfiles de tensión de cada barra para demanda alta en la Figura 17 si el sistema se encuentra en estado normal. En cambio, para la Figura 18, se tabularon los datos cuando se considera condición de contingencia simple.

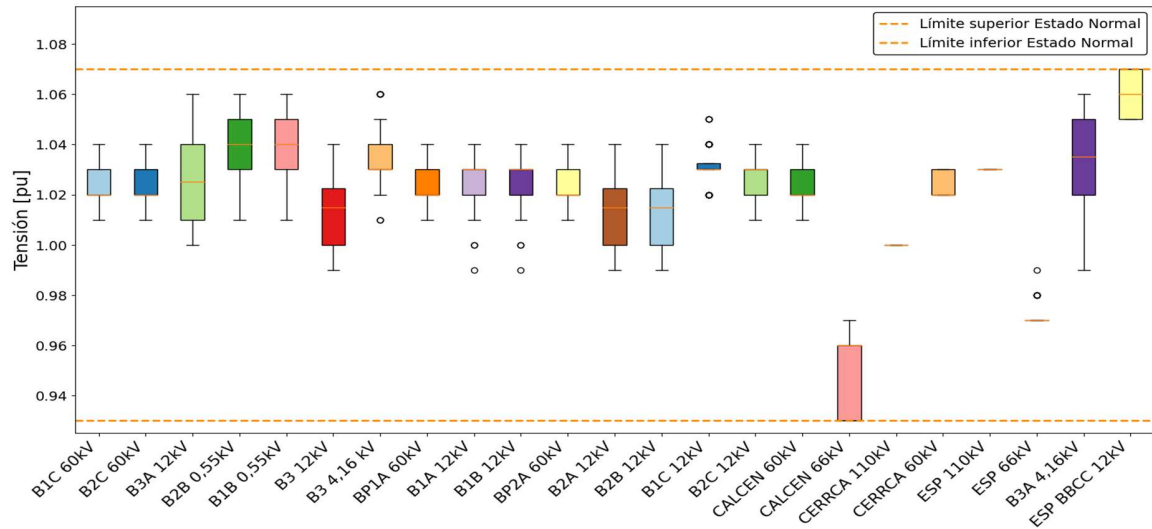


Figura 17: Distribución de tensiones en estado normal en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DA.

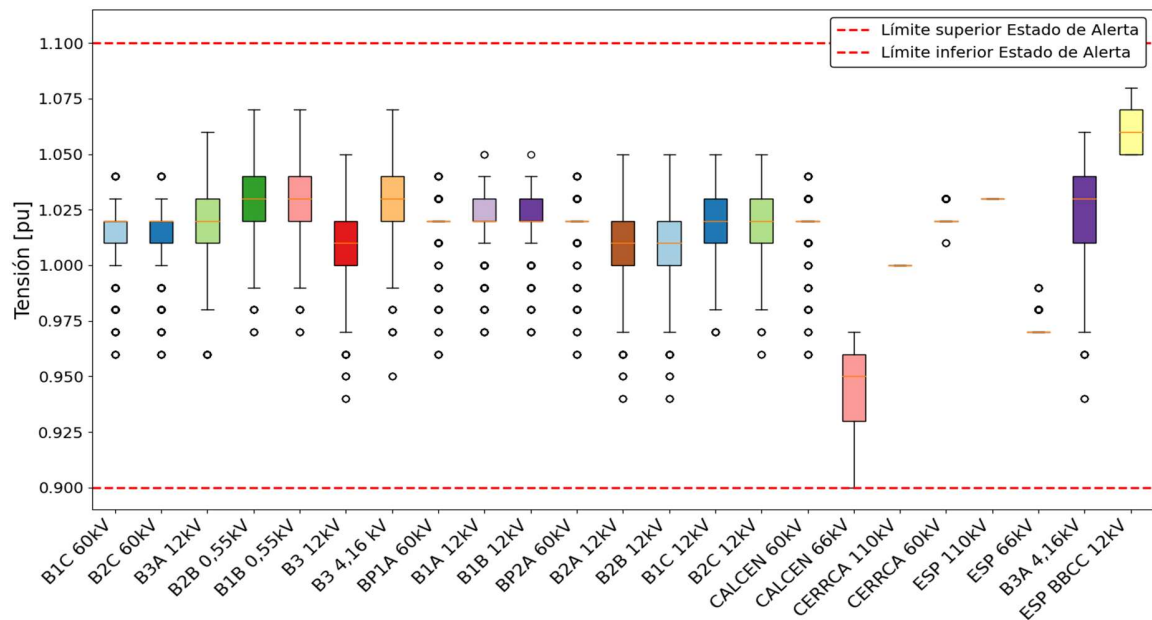


Figura 18: Distribución de tensiones ante contingencias en barras pertenecientes a la ZI para escenarios de DA.

4.4.3. Cargabilidad de transformadores de 2 devanados en escenarios de demanda alta

En la Figura 19 se muestra la evolución de la cargabilidad máxima de los transformadores de dos devanados en condiciones de operación normal para el escenario de demanda alta en el período 2024–2034. En este caso, se observa que varios equipos comienzan a acercarse tempranamente al límite del 100 % de su capacidad nominal. Destacan los transformadores T3, T8, T9, T10 y T11, que a partir de 2027–2028 presentan valores que superan el umbral permitido, alcanzando cargabilidades máximas en torno a 105–110 % en los últimos años del horizonte. El resto de los transformadores mantiene niveles inferiores, aunque con una tendencia creciente que reduce progresivamente el margen de operación.

Por su parte, la Figura 20 presenta los resultados bajo condiciones de contingencia simple. En este escenario, las sobrecargas se intensifican de manera significativa:

- Los transformadores T4 y T5 superan el 100 % desde el año 2027, llegando hasta valores cercanos al 120–125 % hacia 2030 y manteniéndose en torno a esos niveles hasta 2034.
- El transformador T11 constituye el caso más crítico, excediendo el 100 % ya en 2026 y alcanzando valores del orden de 140–145 % en el período 2030–2034.
- De manera adicional, los transformadores T6, T7, T8, T9 y T10 también sobrepasan el límite en distintos momentos entre 2028 y 2034, registrando cargabilidades entre 105 % y 115 %, lo que restringe severamente la capacidad de respaldo del sistema.

En conclusión, la comparación entre la Figura 19 y Figura 20 muestra que bajo operación normal ya se presentan riesgos de sobrecarga a partir de 2027 en algunos transformadores, pero bajo contingencia la severidad aumenta considerablemente, con T4, T5 y especialmente T11 en una condición crítica sostenida. Estos resultados confirman que el escenario de demanda alta compromete la seguridad y confiabilidad del sistema, haciendo necesario el planteamiento de medidas de reforzamiento, reemplazo o redistribución de carga en el corto plazo.

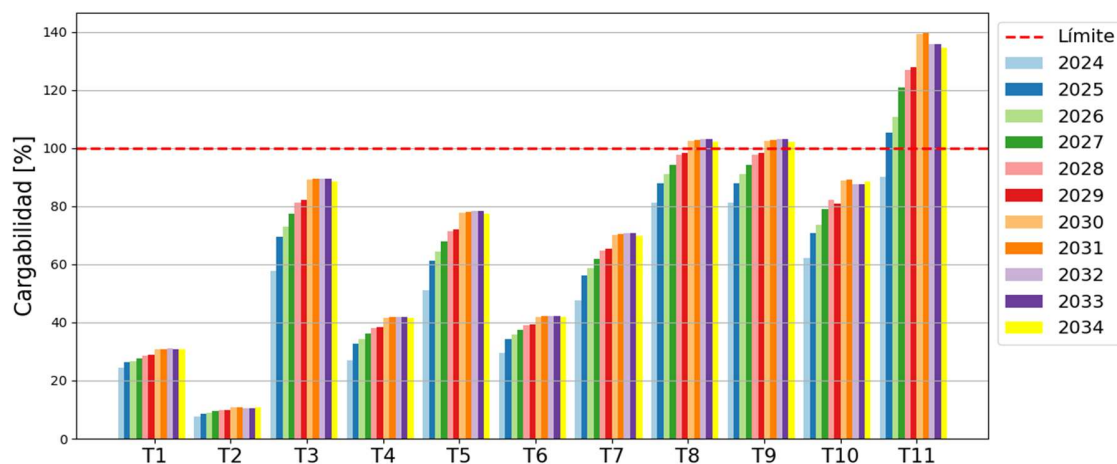


Figura 19: Cargabilidad máxima de transformadores 2D presentes en la ZI en escenarios de DA y operación normal.

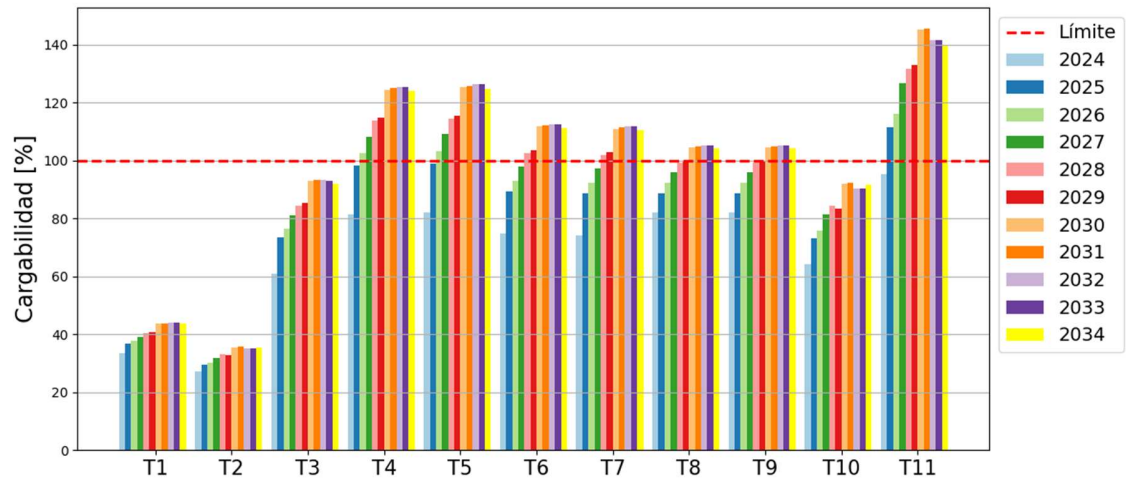


Figura 20: Cargabilidad máxima de transformadores 2D presentes en la ZI en escenarios de DA considerando contingencias

4.4.4. Cargabilidad de transformadores de 3 devanados en escenarios de demanda alta

En la Figura 21 se muestran los resultados de la cargabilidad máxima de los transformadores de tres devanados en estado normal para el escenario de demanda alta en el horizonte 2024–2034. Se observa que el transformador T3D CALCEN presenta un crecimiento sostenido de su utilización, alcanzando valores superiores al 100 % a partir del año 2029, condición que se mantiene hasta 2034 con máximos en torno al 95–100 %. El transformador T3D CERRO mantiene niveles de cargabilidad más moderados, en torno a 65–78 % durante todo el horizonte, sin superar el límite establecido. En contraste, el transformador T3D ESP constituye el caso más crítico, ya que desde 2026 supera el umbral del 100 %, llegando a cargabilidades cercanas al 130–133 % hacia los años 2030–2034. Esto revela que, aún bajo condiciones normales de operación, T3D ESP representa una vulnerabilidad significativa para el sistema.

En la Figura 22 se presentan los resultados correspondientes a condiciones de contingencia simple (criterio N-1). En este escenario, las condiciones de sobrecarga se intensifican en comparación con el caso normal. El transformador T3D CALCEN supera el 100 % un año antes, a partir de 2028, y mantiene cargabilidades críticas hasta 2034, en torno a 105–110 %. El transformador T3D CERRO experimenta un incremento respecto del caso normal, llegando a valores de 78–80 %, aunque sin alcanzar el límite de sobrecarga. Finalmente, el transformador T3D ESP se mantiene en una situación crítica durante todo el horizonte desde 2026 en adelante, con cargabilidades que superan consistentemente el 120 % y alcanzan hasta 135–138 % en los últimos años.

En conclusión, el análisis de la Figura 21 y Figura 22 muestra que, bajo el escenario de demanda alta, el transformador T3D ESP representa la principal restricción operativa del sistema, seguido por T3D CALCEN, el cual entra en sobrecarga bajo contingencias desde 2028. En cambio, T3D CERRO mantiene márgenes aceptables aun en condiciones críticas. Estos resultados confirman que la operación futura del sistema en alta demanda requiere medidas específicas de reforzamiento o reemplazo para los transformadores más exigidos, con el fin de garantizar la continuidad del suministro eléctrico.

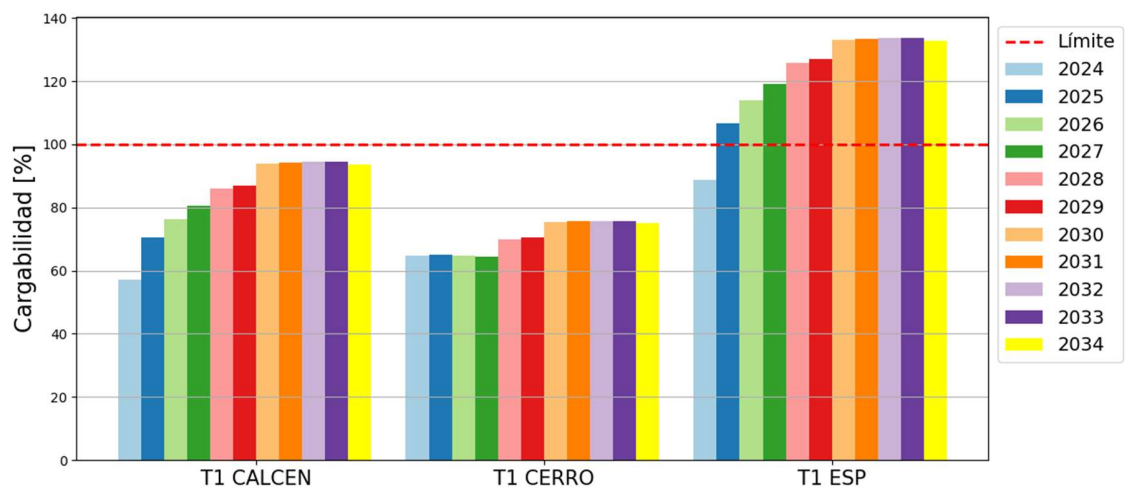


Figura 21: Cargabilidad máxima de transformadores 3D presentes en la ZI en escenarios de DA y operación normal.

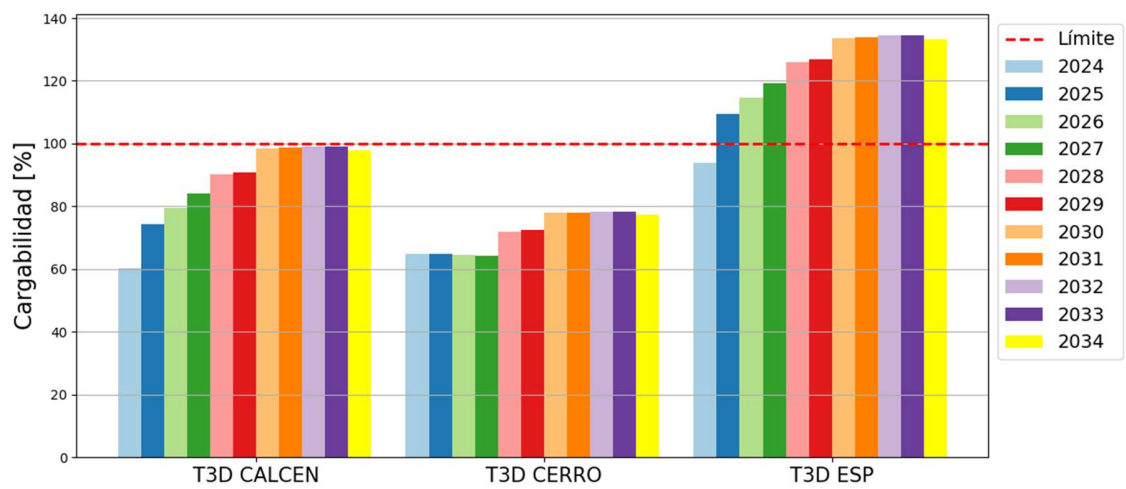


Figura 22: Cargabilidad máxima de transformadores 3D presentes en la ZI en escenarios de DA considerando contingencias

4.4.5. Cargabilidad de líneas de transmisión en escenarios de demanda alta

En la Figura 23 se presentan los resultados de la cargabilidad máxima de las líneas en estado normal para el escenario de demanda alta durante el período 2024–2034. Los valores muestran que todas las líneas se mantienen por debajo del límite del 100 %, con márgenes operativos suficientes en la mayor parte del horizonte. Sin embargo, se observa una tendencia creciente en las líneas LA-AC2, TO-CA, ESP-CA y TO-ESP, que alcanzan entre 55 % y 60 % hacia los últimos años. El resto de las instalaciones, como LA-AB2, LA-AB1, LA-A3, CER-CA, Melón 1, Melón 2 y SEA-SEC, operan en rangos más reducidos (20–45 %), lo que indica una holgura significativa bajo condiciones normales.

Por su parte, la Figura 24 muestra la cargabilidad máxima de las líneas en condiciones de contingencia simple. En este escenario, los niveles de utilización aumentan de forma importante en varias líneas debido a la redistribución de flujos. Las líneas LA-AC2, TO-CA, ESP-CA y TO-ESP alcanzan cargabilidades del orden de 85–95 % entre 2029 y 2034, aproximándose al límite máximo permitido, aunque sin superarlo. Asimismo, las líneas Melón 1 y CER-CA presentan incrementos relevantes, con valores cercanos al 80 % en los años de mayor demanda. En contraste, las líneas LA-AB2, LA-AB1, LA-A3, Melón 2 y SEA-SEC mantienen cargabilidades moderadas (40–60 %), sin constituir una restricción significativa.

En conclusión, el análisis de la Figura 23 y Figura 24 evidencia que, aunque en estado normal las líneas operan con amplios márgenes de seguridad, bajo contingencia varias instalaciones se aproximan a niveles críticos de cargabilidad, particularmente TO-CA, ESP-CA y TO-ESP, que rozan valores cercanos al 95 % hacia 2034. Si bien no se producen sobrecargas, la reducción de márgenes bajo demanda alta sugiere la necesidad de monitorear estas líneas en la planificación futura, especialmente ante escenarios de crecimiento acelerado de la demanda.

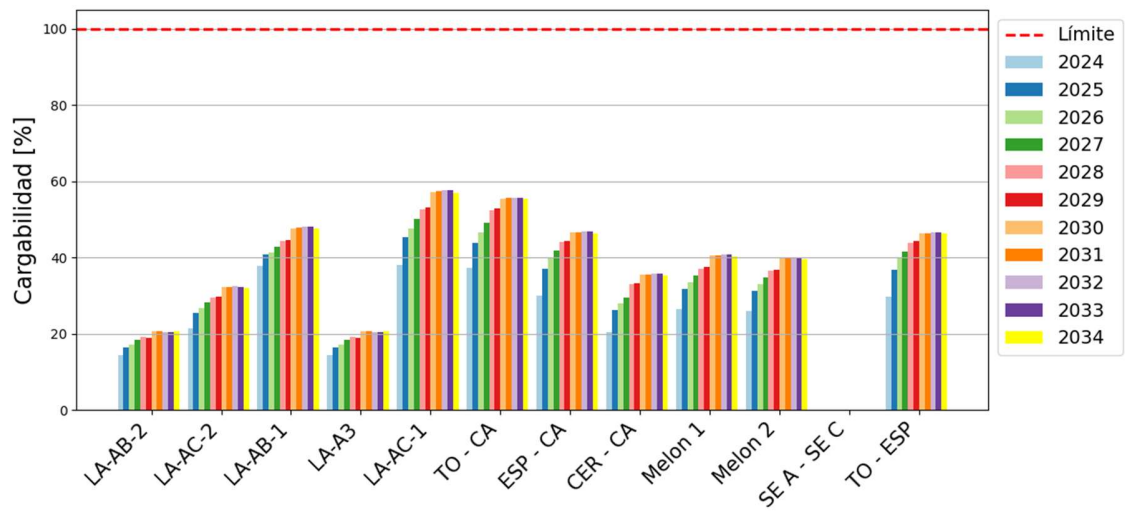


Figura 23: Cargabilidad máxima de líneas de transmisión presentes en la ZI en escenarios de DA y operación normal.

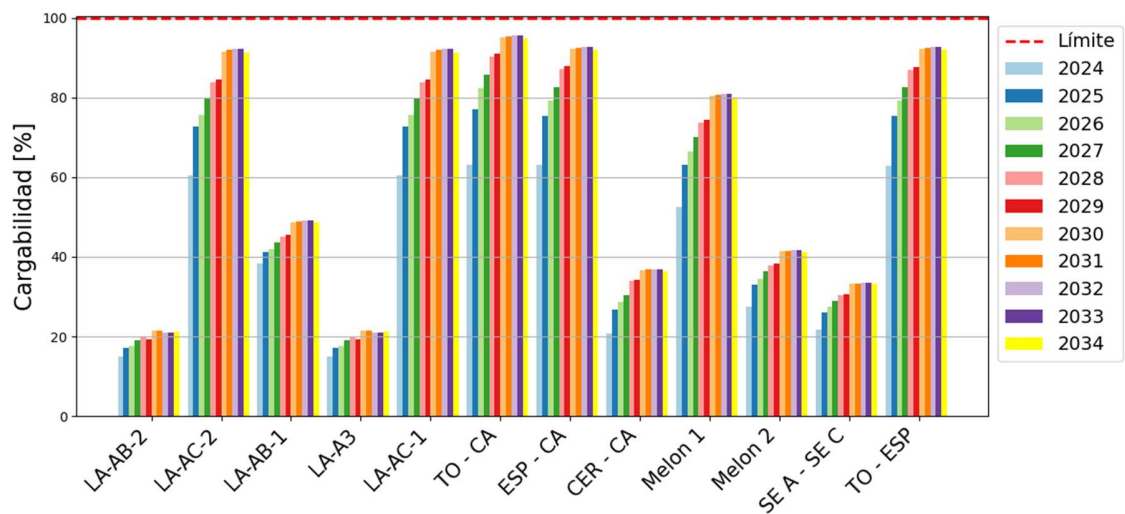


Figura 24: Cargabilidad máxima de líneas de transmisión presentes en la ZI en escenarios de DA considerando contingencias.

Capítulo 5

5.1. Evaluación de los niveles de cortocircuito

Con el objetivo de verificar si la implementación del proyecto produce variaciones significativas en los niveles de corriente de cortocircuito del sistema, se llevó a cabo una comparación entre dos configuraciones operativas: la condición CO1, que corresponde a la alimentación del sistema desde la subestación Cerro Calera, y la condición CO2, que representa la operación con alimentación desde la subestación Esperanza. Esta comparación se enfocó en las principales barras del sistema en los distintos niveles de tensión involucrados: 60 kV, 66 kV y 110 kV.

Para cada barra se evaluaron las corrientes de cortocircuito trifásica (3F), bifásica (2F), bifásica a tierra (2F-T) y monofásica a tierra (1F-T), obteniendo los valores máximos iniciales simétricos I''_k tanto para la condición sin proyecto (SP) como para la condición con proyecto (CP). La variación relativa entre ambas condiciones se calculó como porcentaje de diferencia respecto a SP. La herramienta utilizada para este análisis fue DIGSILENT PowerFactory, con modelos detallados de las subestaciones, líneas, transformadores y barras relevantes.

En la Tabla 3 se presentan los resultados de las simulaciones de cortocircuito. Se puede ver que, en general, las variaciones entre las condiciones SP y CP son pequeñas, manteniéndose dentro de un rango menor al 1% en prácticamente todas las barras analizadas. En particular, en barras como CALCEN 60 kV, CALCEN 66 kV, BP1A y BP2A, se observan reducciones de corriente de hasta un -0,8% en las fallas bifásicas a tierra, mientras que las fallas trifásicas y bifásicas presentan variaciones aún menores, cercanas al -0,2%. En el caso de ESP 110 kV, las diferencias son prácticamente despreciables, del orden de -0,01% a -0,02%, lo cual es esperable considerando la robustez de esta barra y la menor sensibilidad de las corrientes de cortocircuito ante modificaciones topológicas en este nivel de tensión. Un comportamiento similar se observa en ESP 66 kV y en CERRCA 110 kV, donde las variaciones oscilan entre -0,04% y -0,17%.

Cabe destacar que ninguna de las barras evaluadas presenta incrementos en las corrientes de cortocircuito que superen el umbral del 3%, criterio utilizado habitualmente para definir la necesidad de estudios adicionales, tales como verificaciones de capacidad de interruptores o análisis de saturación en transformadores de corriente. En consecuencia, se concluye que la implementación del proyecto no introduce alteraciones significativas en los niveles de corriente de falla, por lo que no se requiere realizar estudios complementarios en esta etapa de evaluación.

Barra	Escenario	Tipo	I''_k SP [kA]*	I''_k CP [kA]**	Variación
CALCEN 60kV	CO2	1F-T	3,8525	3,8327	-0,51%
CALCEN 60kV	CO2	2F	2,3931	2,3873	-0,24%
CALCEN 60kV	CO2	3F	2,7863	2,7796	-0,24%
CALCEN 60kV	CO2	2F-T	3,9722	3,9399	-0,81%
CALCEN 66kV	CO2	1F-T	3,9098	3,8627	-1,20%
CALCEN 66kV	CO2	2F	3,1735	3,1683	-0,16%
CALCEN 66kV	CO2	3F	3,7101	3,7042	-0,16%
CALCEN 66kV	CO2	2F-T	3,6836	3,6548	-0,78%
BP1A	CO2	1F-T	3,8466	3,8269	-0,51%
BP1A	CO2	2F	2,3907	2,3849	-0,24%
BP1A	CO2	3F	2,7834	2,7768	-0,24%
BP1A	CO2	2F-T	3,9661	3,9339	-0,81%
BP2A	CO2	1F-T	3,8472	3,8272	-0,52%
BP2A	CO2	2F	2,3909	2,3851	-0,24%
BP2A	CO2	3F	2,7837	2,777	-0,24%
BP2A	CO2	2F-T	3,9666	3,9342	-0,82%
ESP 110kV	CO2	1F-T	8,7523	8,7513	-0,01%
ESP 110kV	CO2	2F	9,0089	9,007	-0,02%
ESP 110kV	CO2	3F	10,4981	10,4959	-0,02%
ESP 110kV	CO2	2F-T	10,0285	10,0267	-0,02%
ESP 66kV	CO2	1F-T	6,0475	6,0378	-0,16%
ESP 66kV	CO2	2F	4,6416	4,6372	-0,09%
ESP 66kV	CO2	3F	5,4107	5,4056	-0,09%
ESP 66kV	CO2	2F-T	5,808	5,7984	-0,17%
CALCEN 60kV	CO1	1F-T	5,2384	5,2175	-0,40%
CALCEN 60kV	CO1	2F	3,2685	3,2628	-0,17%
CALCEN 60kV	CO1	3F	3,8267	3,8201	-0,17%
CALCEN 60kV	CO1	2F-T	5,4496	5,4165	-0,61%
CERRCA 60kV	CO1	1F-T	5,312	5,298	-0,26%
CERRCA 60kV	CO1	2F	3,3866	3,3809	-0,17%
CERRCA 60kV	CO1	3F	3,9628	3,9563	-0,16%
CERRCA 60kV	CO1	2F-T	5,43	5,4111	-0,35%
CERRCA 110kV	CO1	1F-T	6,235	6,2305	-0,07%
CERRCA 110kV	CO1	2F	5,969	5,9665	-0,04%
CERRCA 110kV	CO1	3F	6,9647	6,9619	-0,04%
CERRCA 110kV	CO1	2F-T	6,8417	6,8386	-0,05%

Tabla 3: Niveles de cortocircuito en barras según escenario y tipo de falla [13].

*Se utilizó SP para sin proyecto.

**Se utilizó CP para con proyecto.

5.2. Coordinación de protecciones

5.2.1. Resumen de ajustes existentes

El resumen de los ajustes existentes está disponible en el Anexo B.

5.2.2. Proposición de mejoras y ajustes

La Tabla 4 presenta los ajustes propuestos y los ajustes existentes del relé de protección asociado al paño FT3. Para la comprensión de los ajustes propuestos presentados en la Tabla 4, se presenta a continuación una descripción general de cada uno de los parámetros configurados en la protección del relé GE 745 correspondiente al paño FT3 de la SE Cemento Melón. En este caso, el diseño de los ajustes se sustenta en la correcta selección del TC asociado, ya que constituye el elemento primario encargado de reproducir la corriente de operación hacia el relé. Considerando que la corriente máxima de operación en el paño es de 220 A y que la tensión de servicio corresponde a 12 kV, se selecciona un TC con relación 300/5 [A]. Esta elección asegura que la corriente nominal del circuito secundario (5 [A]) sea alcanzada cuando en el primario circulen 300 A, permitiendo que los 220 [A] máximos de operación representen aproximadamente un 73 % de la capacidad del TC. De esta forma, se garantiza un margen suficiente para evitar saturación prematura, a la vez que se asegura sensibilidad adecuada en la detección de fallas.

En cuanto a la configuración del relé, el grupo de ajustes *WINDINGS 2* indica las características eléctricas generales del devanado secundario. Al ajuste *W2 Nominal Phase-to-Phase Voltage* se le nombró *W2 Nominal Ph-to-Ph Voltage*. Este ajuste representa en nivel de tensión en el devanado secundario y se recomienda reajustar para el nuevo nivel de tensión de 12[kV]. El ajuste *W2 Rated Load* indica la potencia nominal del devanado secundario. Los ajustes *W2 Phase CT Primary* y *W2 Ground CT Primary* indican la razón de transformación de los TC's de fase y de tierra respectivamente.

Por otra parte, la función *W2 Phase TOC Function* indica que se encuentra habilitada la protección de sobrecorriente de fase temporizada (ANSI 51). El ajuste *W2 Phase TOC Pickup* corresponde al valor de corriente a partir del cual se activa esta función, escalado según la relación del TC. La característica temporal utilizada está definida en *W2 Phase TOC Shape*, y el tiempo de operación se ajusta mediante el parámetro *W2 Phase TOC Multiplier*, que actúa como un factor de escala sobre la curva seleccionada. La función instantánea asociada a la sobrecorriente de fase (ANSI 50) está habilitada mediante *W2 Phase IOCI Function*, mientras que *W2 Phase IOCI Pickup* define el umbral de corriente para su operación. El retardo de actuación de esta función está indicado en *W2 Phase IOCI Delay*.

En relación con la protección de neutro, *W2 Neutral TOC Function* señala que la función temporizada de sobrecorriente de neutro (ANSI 51N) está activa. Su punto de activación está dado por *W2 Neutral TOC Pickup*, la curva de tiempo empleada se define mediante *W2 Neutral TOC Shape*, y el retardo temporal se ajusta con *W2 Neutral TOC Multiplier*. La función instantánea respectiva (ANSI 50N) se habilita con *W2 Neutral IOCI Function*, el valor de corriente de disparo se fija en *W2 Neutral IOCI Pickup*, y el retardo se configura en *W2 Neutral IOCI Delay*.

Para el ajuste de la protección ANSI 51 se consideró un ajuste mayor la máxima corriente de operación y se fijó un ajuste aplicando un margen del 25%, quedando $I_{pickup} = 330[A_{pri}]$. Este ajuste excede por un 10% la capacidad nominal del TC propuesto, lo que podría representar un peligro a largo plazo para el TC, por lo cual se fija la corriente de ajuste pickup $I_{pickup} = 300[A_{pri}]$. Este ajuste equivale a una vez la corriente nominal del TC y en la Tabla 4 se representa como 1,00xCT.

Dado que la arquitectura es radial y el presente ajuste corresponde a un alimentador aguas abajo, la función ANSI 50 se fija para maximizar la sensibilidad local y garantizar la selectividad ascendente. Los elementos instantáneos de sobrecorriente se ajustan en función de la coordinación con los dispositivos adyacentes y la disposición de los circuitos, reservando su operación a fallas francas internas de la zona protegida.

En consecuencia, el pickup del 50 se fija por encima de la corriente máxima de operación para evitar disparos por sobrecarga ($\geq 1,5 \times I_{carga}$) y por debajo de la mínima corriente de cortocircuito local, de modo de asegurar la actuación instantánea ante defectos internos, dejando a la 51 la coordinación en sobrecorrientes no francas.

SE Cemento Melón			
Paño FT1			
Ajustes existentes		Ajustes propuestos	
WINDINGS 2		WINDINGS 2	
W2 Nominal Ph-to-Ph Voltage	4,16 kV	W2 Nominal Ph-to-Ph Voltage	12 kV
W2 Rated Load	8 MVA	W2 Rated Load	8 MVA
W2 Phase CT Primary	1200/5	W2 Phase CT Primary	300/5
W2 Ground CT Primary	50/5	W2 Ground CT Primary	50/5
W2 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W2 PHASE TIME OC (ANSI 51)	
W2 Phase TOC Function	Enabled	W2 Phase TOC Function	Enabled
W2 Phase TOC Pickup	0,90 x CT	W2 Phase TOC Pickup	1,00 x CT
W2 Phase TOC Shape	Norm Inverse	W2 Phase TOC Shape	Norm Inverse
W2 Phase TOC Multiplier	0,6	W2 Phase TOC Multiplier	0,6
W2 PHASE INST OC (ANSI 50)		W2 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W2 Phase IOCI Function	Enabled	W2 Phase IOCI Function	Enabled
W2 Phase IOCI Pickup	7,30 x CT	W2 Phase IOCI Pickup	8,00 x CT
W2 Phase IOCI Delay	0 ms	W2 Phase IOCI Delay	0 ms
W2 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W2 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)	
W2 Neutral TOC Function	Enabled	W2 Neutral TOC Function	Enabled
W2 Neutral TOC Pickup	0,87 x CT	W2 Neutral TOC Pickup	0,20 x CT
W2 Neutral TOC Shape	Mod Inverse	W2 Neutral TOC Shape	Mod Inverse
W2 Neutral TOC Multiplier	0,2	W2 Neutral TOC Multiplier	0,2
W2 NEUTRAL INST OC (ANSI 50N)		W2 NEUTRAL INST OC (ANSI 50N)	
W2 Neutral IOCI Function	Enabled	W2 Neutral IOCI Function	Enabled
W2 Neutral IOCI Pickup	1,70 x CT	W2 Neutral IOCI Pickup	0,83 x CT
W2 Neutral IOCI Delay	0 ms	W2 Neutral IOCI Delay	0 ms

Tabla 4: Ajustes propuestos para funciones de protección de sobrecorriente en paño FT3 de SE Cemento Melón.

En la Figura 25 se presenta el diagrama tiempo–corriente del paño FT3 (12 kV), en ejes logarítmicos. Se muestran las características de disparo de las protecciones del relé (referidas al primario): ANSI 50/51 (fase) en rojo, ANSI 50G/51G (tierra con TC toroidal) en azul y ANSI 50N/51N (neutro 3I₀) en verde. También se incluye la curva de daño/soportabilidad del transformador (marrón) y una línea vertical que indica su corriente nominal es 384,9 [A] para una tensión de 12 [kV].

Para evaluar la maniobra de energización, se modeló la corriente de inrush como un transitorio de $\approx 8 \cdot I_n$ con duración del orden de 0,1 s, valor orientativo recomendado por la literatura de IEEE para coordinación de protecciones de transformadores (el Buff Book indica rangos típicos de $8-12 \cdot I_n$ por $\sim 0,1$ s, y alternativamente $20-25 \cdot I_n$ por $\sim 0,01$ s en casos más severos). Estas referencias sustentan la curva de inrush trazada en la figura.

Con ese escenario, se observa que el elemento instantáneo de fase (ANSI 50) intercepta la zona de inrush; dado que un instantáneo opera ante corrientes momentáneas aun cuando no

persistan el tiempo suficiente para que actúe la función temporizada, el ANSI 50 podría disparar durante la energización si no se aplica una mitigación específica.

Por lo anterior, se recomienda bloquear el ANSI 50 durante la energización del transformador. Una práctica efectiva y simple es implementar un bloqueo temporizado (o arming window) gobernado por la señal de cierre del interruptor (contacto 52a/estado de bay), con una ventana de $\approx 0,15$ s, suficiente para franquear el transitorio típico ($\sim 0,1$ s) y dejar que la ANSI 51 asuma cobertura en ese intervalo. Alternativamente—si la plataforma de relé lo permite—puede supervisarse el instantáneo con lógica de detección de inrush/armónico de 2.º de manera que la protección ANSI 50 permanezca inhibido mientras existan componentes característicos de magnetización y se habilite automáticamente una vez que el transitorio decaiga. La base técnica para elegir la temporización proviene de la duración típica del inrush indicada por IEEE.

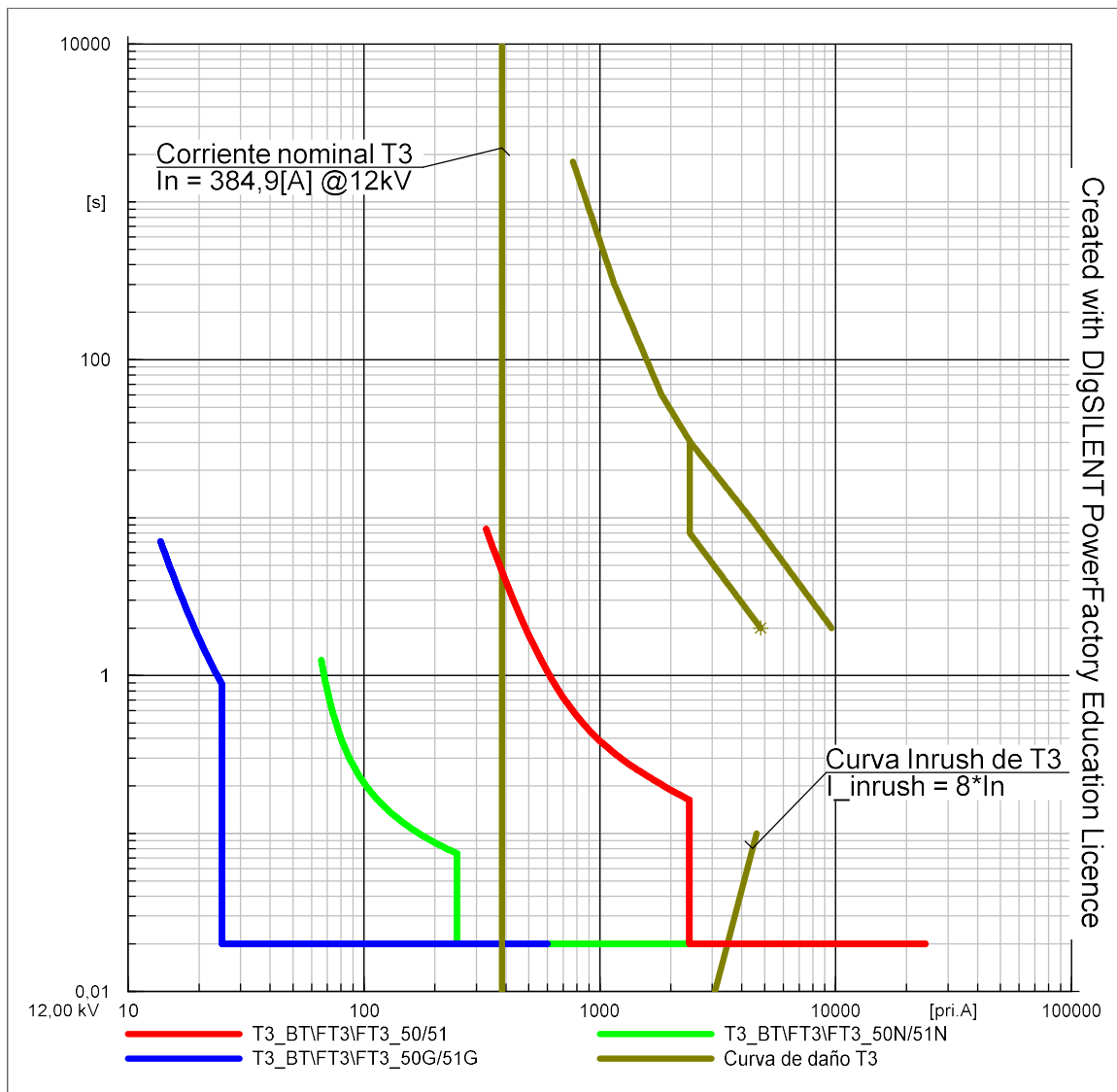


Figura 25: Curvas de sobrecorriente de la protección asociada al paño FT3

5.2.3. Curvas de tiempo-corriente

En la Figura 26, Figura 27, Figura 28 y Figura 29 se presentan los gráficos de curvas tiempo-corriente. Estos gráficos permiten visualizar el comportamiento de las protecciones ante diferentes niveles de corriente de falla. Estas curvas, generadas mediante el software DIgSILENT PowerFactory, corresponden a distintas condiciones de operación del sistema eléctrico, y están divididas en protecciones de fase (ANSI 50 y ANSI 51) y protecciones residuales (ANSI 50N y ANSI 51N).

En cada gráfico, el eje horizontal representa la corriente de falla en valores primarios, mientras que el eje vertical muestra el tiempo de operación de la protección en segundos. Cada curva representa una función de protección específica asociada a transformadores, barras o alimentadores del sistema.

La Figura 26 y Figura 27 muestran curvas de sobrecorriente de fase para la condición operacional CO1 y CO2, respectivamente. En cambio, la Figura 28 y la Figura 29 se relacionan con las curvas de sobrecorriente residual para la condición de operacional CO1 y CO2, respectivamente.

Estos gráficos permiten observar de manera clara cómo se coordinan las distintas protecciones del sistema ante escenarios de cortocircuito. La representación facilita el análisis visual de los tiempos de despeje y la correcta secuencia de actuación de los distintos equipos de protección involucrados.

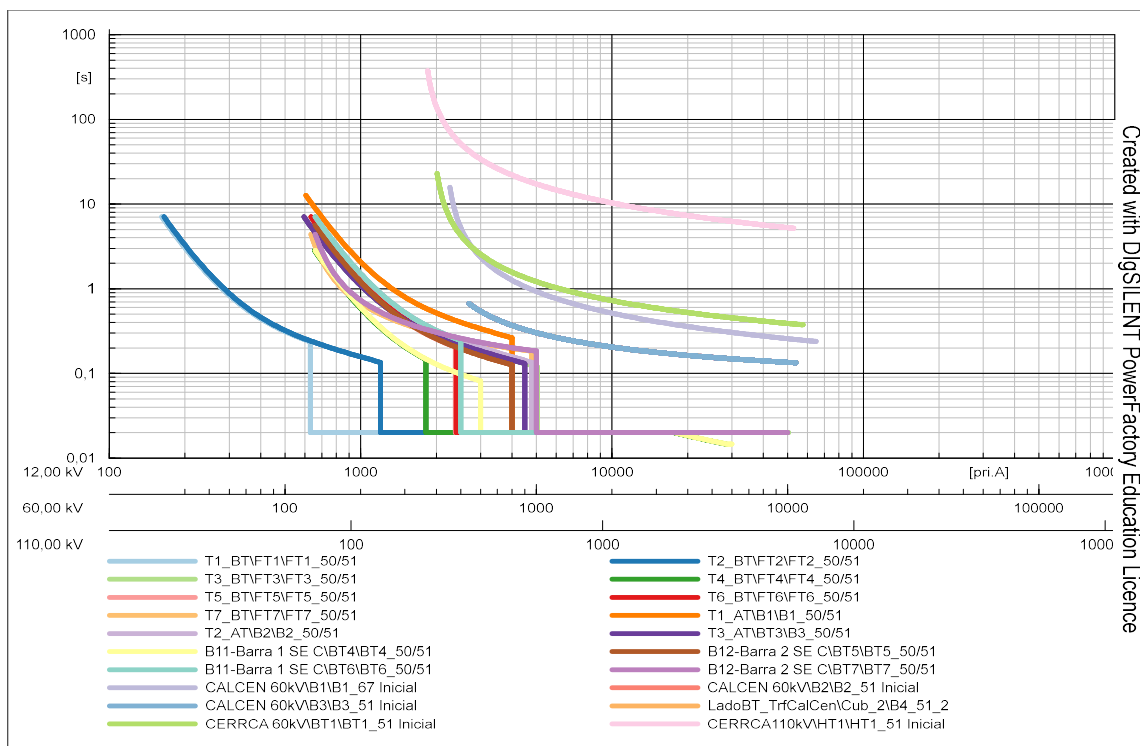


Figura 26: Gráfico tiempo-corriente para protecciones de fase en el escenario CO1.

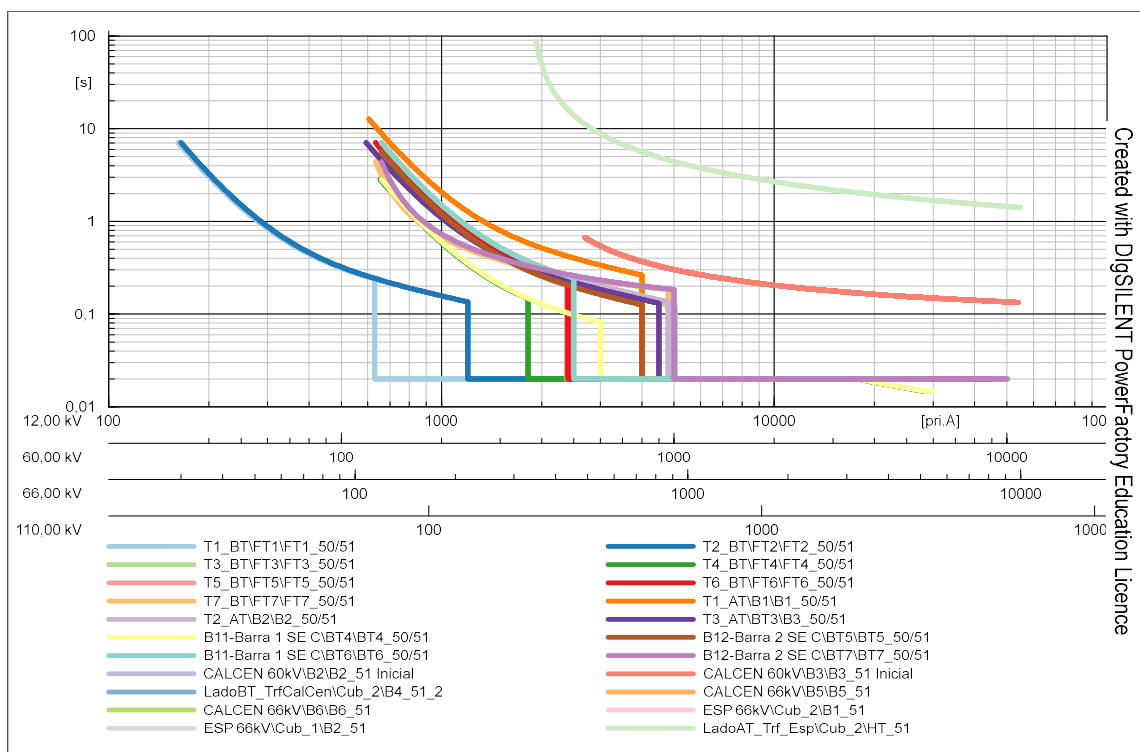


Figura 27: Gráfico de tiempo-corriente para protecciones de fase en el escenario CO2.

5.2.4. Observaciones de los ajustes existentes

Para los transformadores T4, T5, T6 y T7, se identificó que el ajuste de corriente de la protección de sobrecorriente residual ANSI 51N excede el rango establecido en los criterios definidos para este informe, ya que el valor de pickup supera el 20% de la corriente nominal del equipo protegido. No obstante, este ajuste no representa un riesgo operativo en el lado de baja tensión, debido a que las protecciones de tierra ANSI 51G y ANSI 50G son las encargadas de cubrir adecuadamente las fallas a tierra en ese nivel. Asimismo, en el lado de alta tensión, se verificó mediante las simulaciones de fallas que dicho ajuste no impidió la detección oportuna de este tipo de fallas.

En la SE Calera Centro se detectó que los ajustes de corriente pickup de la protección ANSI 51 en los paños B2 y B3 superan la corriente nominal de los transformadores de corriente asociados. Esta condición podría ser crítica ante una sobrecarga sostenida, ya que existe riesgo de daño en los equipos de medición. En contraste, el paño B1 presenta un ajuste de la protección ANSI 67 con un valor de pickup inferior a la corriente nominal de la línea Calera Centro – Cerro Calera de 60 kV. Si bien esto no compromete inmediatamente el desempeño de la protección, se considera adecuado en la medida que la línea opera bajo su capacidad nominal.

La Figura 29 muestra el plano de impedancias correspondiente a la protección de distancia tipo ANSI 21N instalada en el paño B1 de la subestación Esperanza. Esta protección está encargada de proteger la línea hacia la subestación Calera Centro. En este gráfico se representa la trayectoria de una falla monofásica con resistencia de falla de 25 ohm, ubicada al 22% de la longitud de la línea medida desde la subestación Esperanza.

El comportamiento de la trayectoria indica que dicha falla no es detectada por la zona 1 de la protección, quedando su despeje supeditado a la zona 2, con un tiempo de actuación de 0,73 [s]. Esta condición representa un retardo en la respuesta del sistema frente a un evento que, idealmente, debería ser despejado por la zona más rápida y selectiva.

Este fenómeno se atribuye principalmente a un ajuste inadecuado del alcance resistivo de la protección, el cual no abarca completamente trayectorias de fallas con componentes resistivas elevadas, como la aquí simulada. Adicionalmente, el ángulo de sensibilidad de la protección (*Non-Homogen Angle*) configurado en el equipo resulta inferior al recomendado, lo que reduce el rango angular efectivo para la detección de este tipo de fallas.

Ambas condiciones, tanto el alcance resistivo como el ángulo de sensibilidad, comprometen la capacidad de la protección para operar de forma rápida y eficaz ante contingencias con resistencia de falla, como es común en líneas de media o alta impedancia. Mantener esta configuración podría afectar la confiabilidad del sistema eléctrico ante eventos similares, por lo que se recomienda revisar y ajustar adecuadamente los parámetros involucrados para mejorar la sensibilidad y selectividad del esquema de protección.

visualmente la cobertura de cada una frente a las distintas condiciones de falla simuladas. Las zonas están dispuestas de forma escalonada, siendo la zona 1 la más inmediata, seguida de la zona 2 y finalmente la zona 3, que otorga cobertura de respaldo ante fallas más alejadas.

A partir de la observación de estas figuras, se evidencia que los ajustes de alcance por zona de todas las protecciones de distancia consideradas resultan inadecuados. En particular, se constata que los ajustes configurados en los paños B1 y B2 de SE Esperanza alcanzan un 28,2 % de la longitud de línea en zona 1, 42,29 % en Zona 2 y hasta un 94 % en zona 3. Por su parte, las protecciones correspondientes a los paños B5 y B6 de SE Calera Centro reflejan una cobertura igualmente limitada: 28,2 % en Zona 1 y 42,29 % en zona 2. En el caso de la protección de distancia residual (ANSI 21N), el alcance observado es igual o inferior al de las protecciones principales.

Estos valores indican una subutilización del alcance disponible en cada zona, lo que conlleva una disminución en la capacidad de despeje efectivo ante contingencias, especialmente en zonas medias y alejadas del circuito. Mantener estos ajustes compromete directamente la confiabilidad del sistema eléctrico, ya que aumenta la dependencia de protecciones remotas para el despeje de fallas, elevando los tiempos de despeje y reduciendo la selectividad del sistema.



Figura 31: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 1 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas trifásicas.

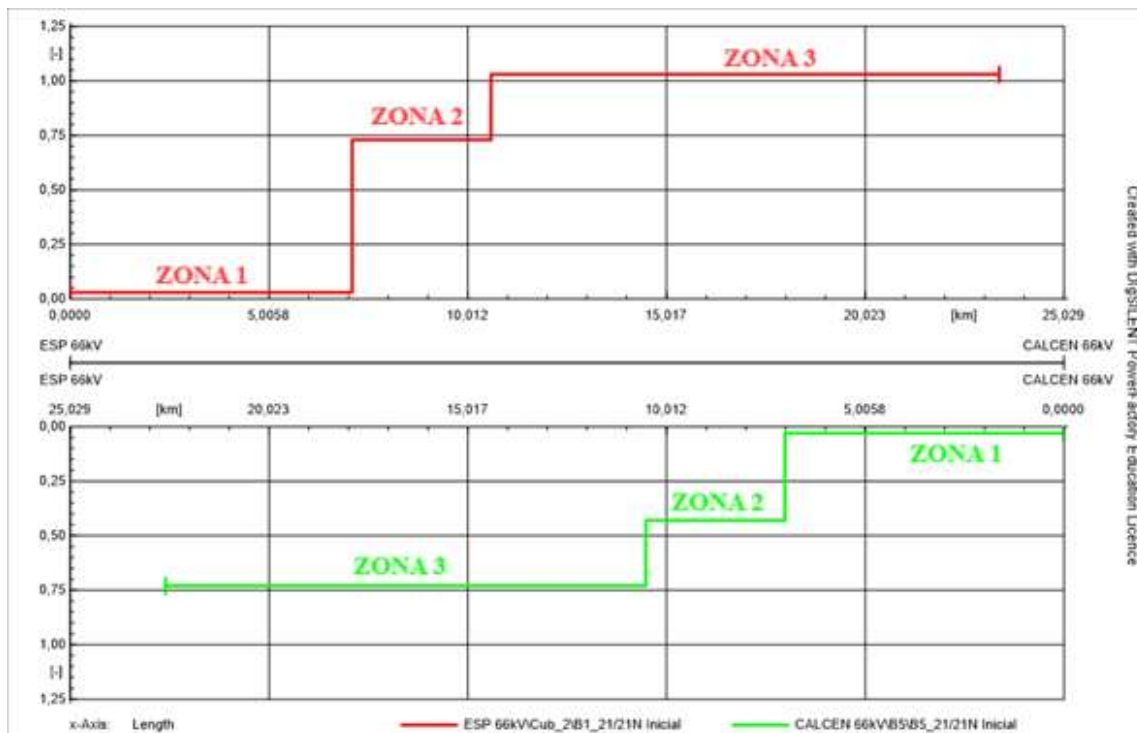


Figura 32: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 1 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas bifásicas.



Figura 33: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 1 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas francas.



Figura 34: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 1 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando falla monofásica con resistencia de falla $R_f=25[\Omega]$.

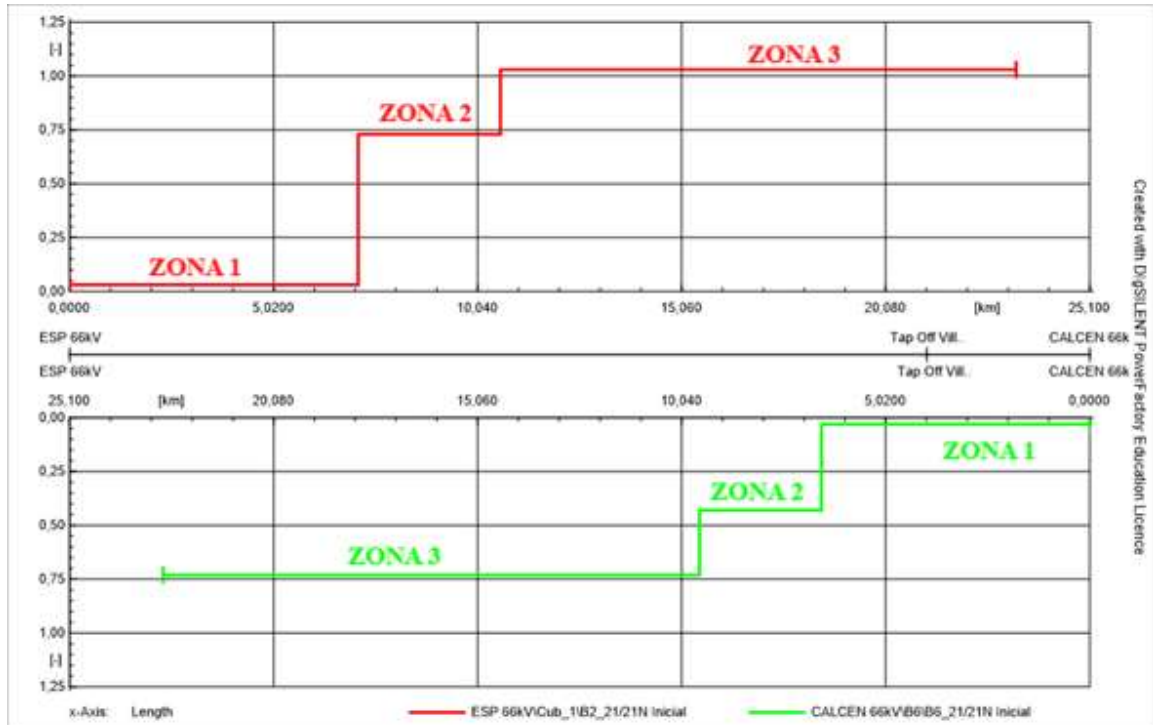


Figura 35: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 2 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas trifásicas.

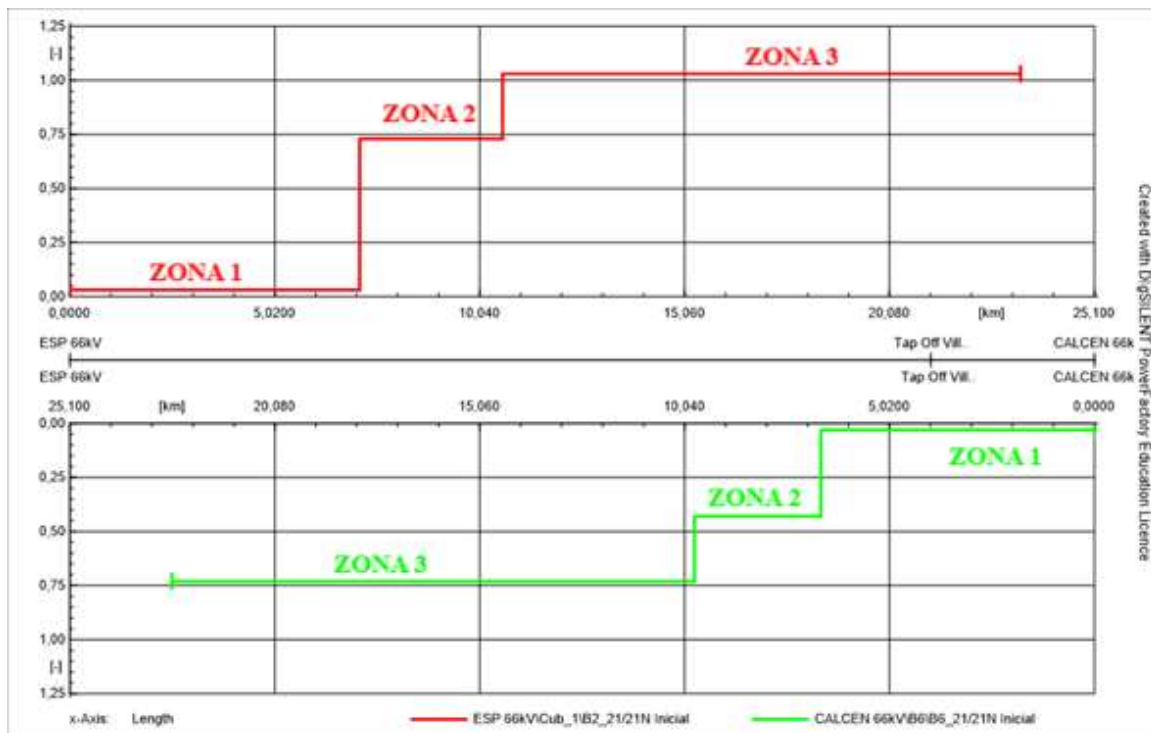


Figura 36: Diagrama tiempo-distancia de circuito 2 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas bifásicas.

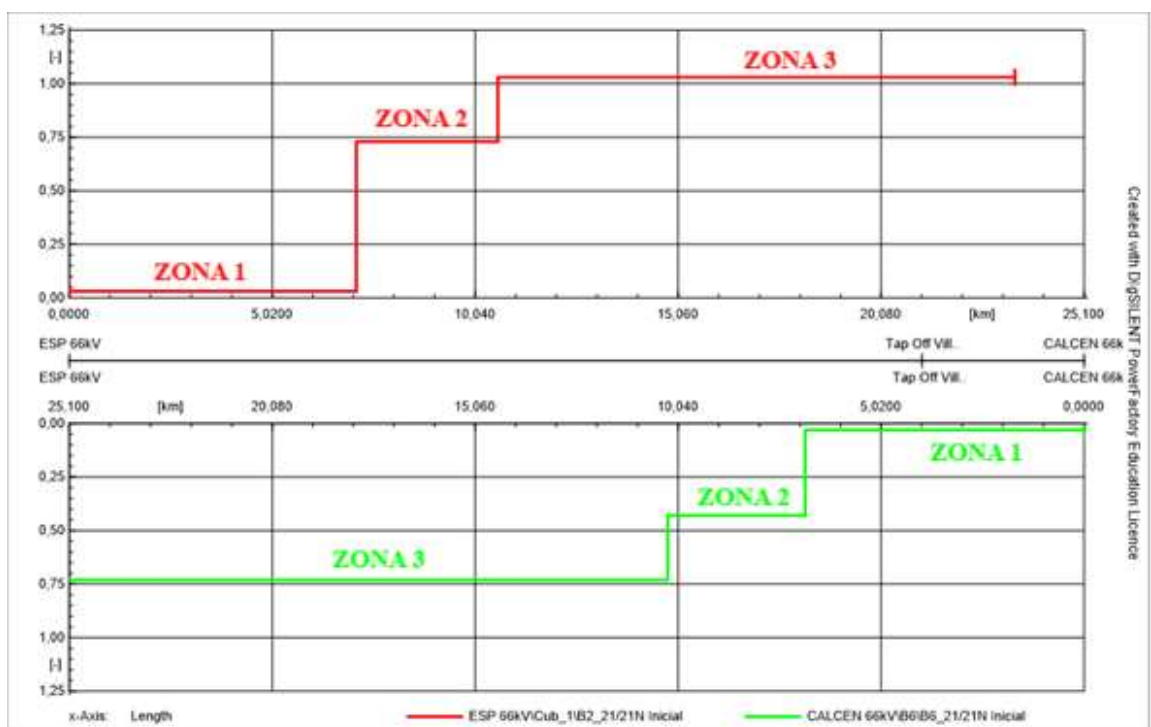


Figura 37: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 2 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas francas.

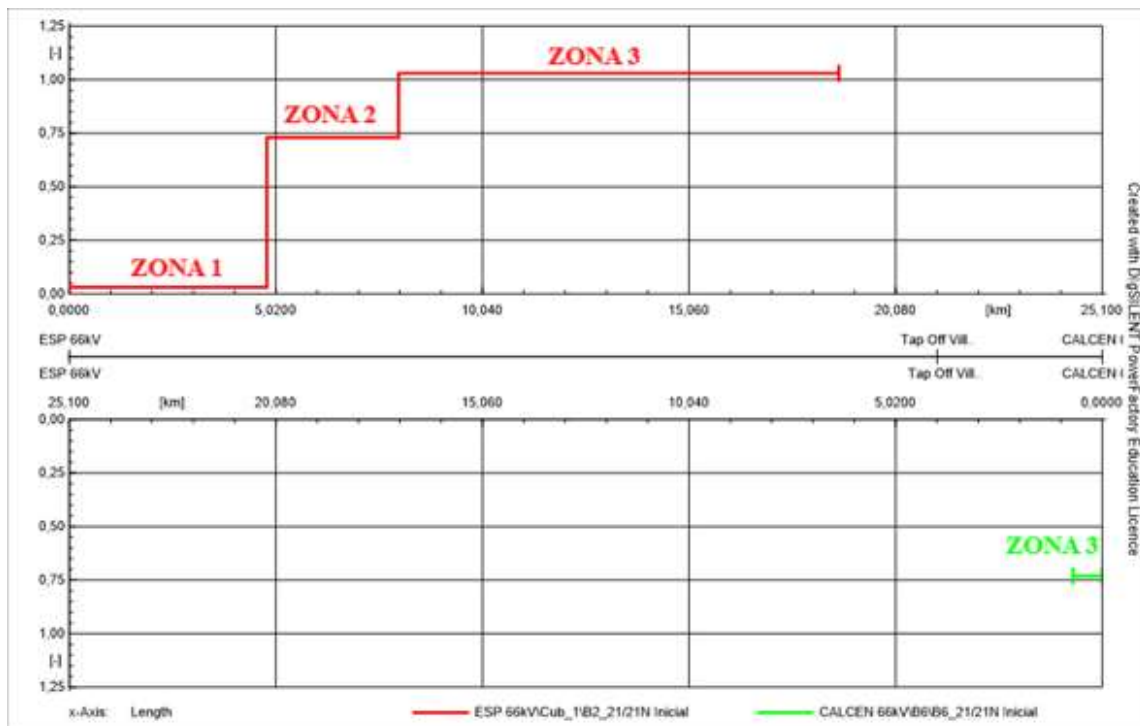


Figura 38: Diagrama tiempo-distancia para el circuito 1 de la línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando falla monofásica con resistencia de falla $R_f=25[\Omega]$.

5.2.5. Detección de descoordinaciones preexistentes

A continuación, se presentan la Figuras 39 y Figura 40, correspondientes a los diagramas tiempo-corriente obtenidos a partir de la simulación de una falla trifásica en el lado de baja tensión del transformador T7 de la subestación Cemento Melón. Estas gráficas permiten visualizar la respuesta de las protecciones de sobrecorriente instaladas en los transformadores T5 y T7 frente a la contingencia mencionada.

En la operación de las protecciones en baja tensión de los transformadores T4 y T6 se identificó una descoordinación. Esta situación se repite en las protecciones en baja tensión de los transformadores T5 y T7. Esta condición se presenta cuando se aplican fallas en el lado de baja tensión de cualquiera de los transformadores mencionados, y se repite sistemáticamente para fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas. La pérdida de coordinación implica que el transformador no afectado por la falla opera antes que el directamente involucrado, lo cual compromete la selectividad del sistema de protección.

En el caso de T5 y T7, al simular una falla trifásica en el lado de baja tensión de T7, se observa que la protección de sobrecorriente instantánea del transformador T5 actúa de inmediato, mientras que la protección del propio T7 responde de forma retardada mediante la función temporizada. Esta situación se repite también para fallas bifásicas. En el caso de fallas monofásicas, considerando o no resistencia de falla, ambas protecciones operan

instantáneamente. Dado que los transformadores están conectados en paralelo y poseen características eléctricas similares, la corriente de falla se distribuye de manera proporcional a sus impedancias, lo que puede favorecer la operación de uno por sobre el otro, aun cuando no sea el transformador directamente afectado.

Este mismo comportamiento se replica en los transformadores T4 y T6, donde la protección del transformador T4 actúa con mayor rapidez que la del T6, independiente del punto de falla. De esta forma, T4 responde de forma inmediata frente a cualquier tipo de falla en su barra de baja tensión.

Además, se verificó que las protecciones instaladas en los paños B2 y B3 de Calera Centro no cumplen con el tiempo de paso mínimo establecido ante fallas ocurridas en la subestación Cemento Melón, registrando tiempos de despeje cercanos a los 200 [ms]. Esta operación afecta la coordinación esperada.

Respecto a la línea Calera Centro – Cerro Calera, no se evidenció detección de fallas simétricas por parte de las protecciones de sobrecorriente. No obstante, al tratarse de una línea presumiblemente protegida mediante una función diferencial de línea, se asume que estas contingencias serán despejadas correctamente por dicha función.

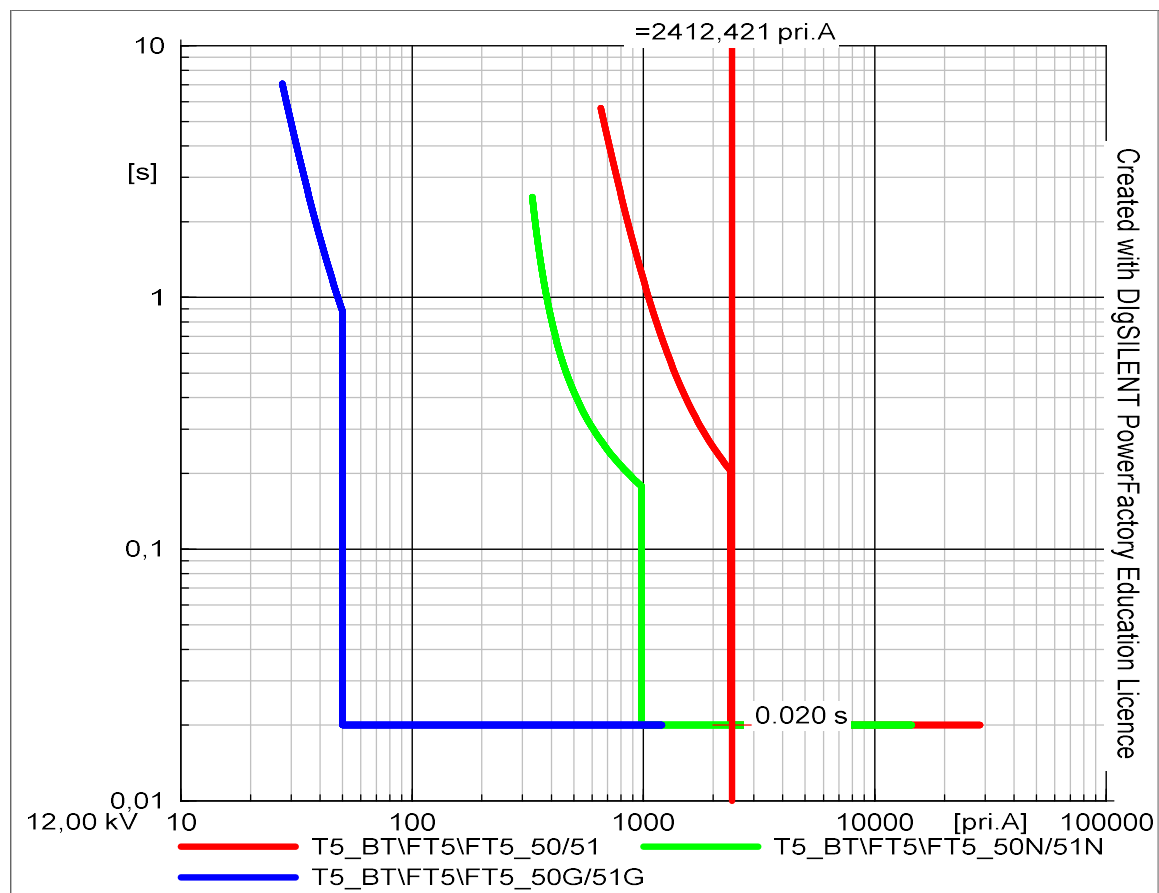


Figura 39: Diagrama Tiempo-Corriente de las funciones de protección pertenecientes al paño FT5 ante una falla trifásica en el lado de baja tensión de T7.

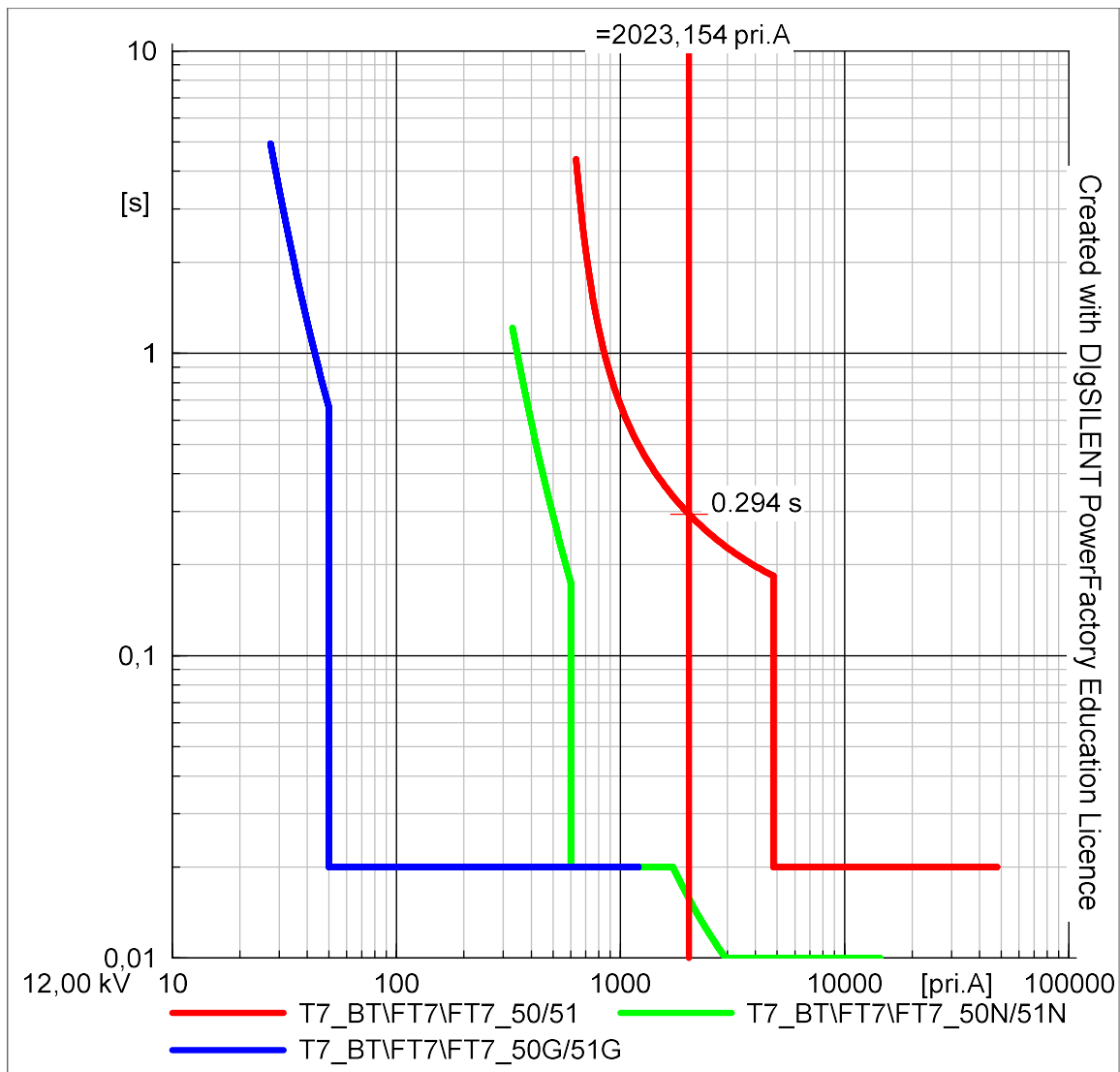


Figura 40: Diagrama Tiempo-Corriente de las funciones de protección pertenecientes al paño FT7 ante una falla trifásica en el lado de baja tensión de T7.

5.2.6. Proposición de reajuste a protección de distancia

A partir de las observaciones sobre los ajustes existentes, se propone aumentar el alcance de las zonas 1, 2 y 3 de las protecciones de distancia presentes en la SE Esperanza 66kV y las zonas 1 y 2 de las protecciones de distancia presentes en la SE Calera Centro 66kV.

La propuesta de reajustes a los esquemas de protección asociados a la línea Esperanza – Calera Centro de impedancia de $10,64[\Omega]$ es la siguiente:

Zona 1 al 80%: $8,512[\Omega]$

Zona 2 al 120%: 12,768[Ω]

Zona 3 de SE Esperanza al 140%: 15[Ω]

Además de ello, se definió el ajuste de *Non-Homogen Angle* a partir del comportamiento de la impedancia medida por los equipos de protección utilizando fallas monofásicas a lo largo de la línea con distintas resistencias de falla a tierra. Los resultados se muestran en la Figura 41.

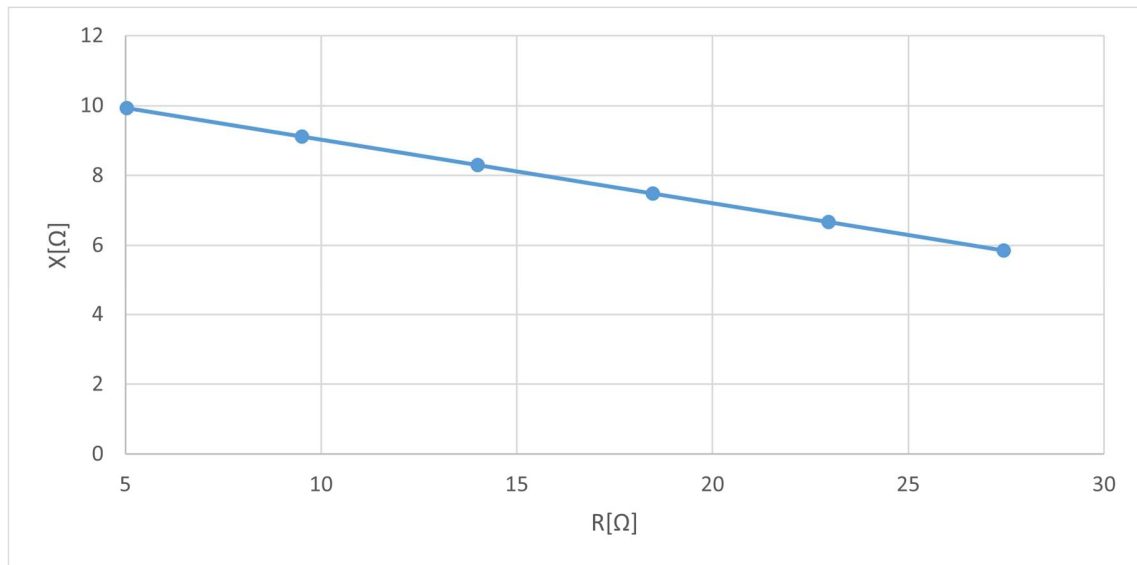


Figura 41: Comportamiento de la impedancia medida por relé de distancia de SE Esperanza al 80% de la línea.

Para determinar el ángulo de inclinación θ se utilizaron los valores del gráfico expuesto en la Figura 41. El ángulo de inclinación se calculó como $\theta = \tan^{-1} \left(\frac{X_{\max} - X_{\min}}{R_{\max} - R_{\min}} \right)$. El cálculo del ángulo de inclinación resultó ser $\theta \approx 5,15^\circ$, por lo que se fijará el ajuste *Non-Homogen Angle* en 6° .

Dicho esto, se presentan en rojo los reajustes del paño B1 de SE Esperanza y del paño B5 de SE Calera Centro. Los ajustes de estos paños serán homólogos a los de las protecciones pertenecientes al circuito paralelo.

El contraste de ajustes existentes y ajustes propuestos se muestran tabulado en la Tabla 6, Tabla 7, Tabla 8 y Tabla 9. La Tabla 6 y la Tabla 7 corresponden a ajustes de SE Esperanza paño B1 considerando la función de protección ANSI 21 y ANSI 21N respectivamente. Del mismo modo, La Tabla 9 y la Tabla 10 corresponde a ajustes de SE Calera Centro paño B5 considerando la función de protección ANSI 21 y ANSI 21N, respectivamente

Las tablas muestran en letras de color rojo los ajustes que se proponen modificar. En general este ajuste fue el alcance de impedancia (*Reach*) y el *Non-Homogen angle*. Entendiendo que ambos circuitos de la línea Esperanza – Calera Centro son de las mismas características, se consideró redundante añadir tablas de los paños Esperanza B2 y Calera Centro B6.

	SE Esperanza B1					
	Ajustes existentes			Ajustes propuestos		
	PHASE DISTANCE (ANSI 21)			PHASE DISTANCE (ANSI 21)		
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3
Function	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward
Shape	Mho	Mho	Mho	Mho	Mho	Mho
Reach	0.30 ohms	0.45 ohms	1.00 ohms	0.85 ohms	1.28 ohms	1.50 ohms
RCA	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg
Delay	0.000 s	0.700 s	1.000 s	0.000 s	0.700 s	1.000 s

Tabla 5: Proposición de reajustes para función ANSI 21, subestación Esperanza, paño B1.

	SE Esperanza B1					
	Ajustes existentes			Ajustes propuestos		
	GROUND DISTANCE (ANSI 21N)			GROUND DISTANCE (ANSI 21N)		
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3
Function	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward
Shape	Quad	Quad	Quad	Quad	Quad	Quad
Z0/Z1 Mag	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95
Z0/Z1 Ang	20 deg	20 deg	20 deg	20 deg	20 deg	20 deg
Reach	0.30 ohms	0.45 ohms	1.00 ohms	0.85 ohms	1.28 ohms	1.50 ohms
RCA	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg
Rev Reach	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Rev Reach RCA	90 deg	85 deg	85 deg	90 deg	85 deg	85 deg
Non-Homogen Ang	-12.0 deg	-12.0 deg	-12.0 deg	-6.0 deg	-6.0 deg	-6.0 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg
DIR Comp Limit	75 deg	75 deg	75 deg	75 deg	75 deg	75 deg
Quad Right Blinder	2.30 ohms	3.50 ohms	4.50 ohms	2.30 ohms	3.50 ohms	4.50 ohms
Quad Right Blinder RCA	80 deg	80 deg	80 deg	80 deg	80 deg	80 deg
Quad Left Blinder	0.60 ohms	0.60 ohms	0.60 ohms	0.60 ohms	0.60 ohms	0.60 ohms
Quad Left Blinder RCA	80 deg	80 deg	80 deg	80 deg	80 deg	80 deg
Delay	0.000 s	0.700 s	1.000 s	0.000 s	0.700 s	1.000 s

Tabla 6: Proposición de reajustes para función ANSI 21, subestación Esperanza, paño B1.

	SE Calera Centro B5					
	Ajustes existentes			Ajustes propuestos		
	PHASE DISTANCE (ANSI 21)			PHASE DISTANCE (ANSI 21)		
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3
Function	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward
Shape	Mho	Mho	Mho	Mho	Mho	Mho
Reach	0.40 ohms	0.6 ohms	4.40 ohms	1.14 ohms	1.7 ohms	4.40 ohms
RCA	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg
Delay	0.000 s	0.400 s	0.700 s	0.000 s	0.400 s	0.700 s

Tabla 7: Proposición de reajustes para función ANSI 21, subestación Calera Centro, paño B5.

	SE Calera Centro B1					
	Ajustes existentes			Ajustes propuestos		
	GROUND DISTANCE (ANSI 21N)			GROUND DISTANCE (ANSI 21N)		
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3
Function	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward
Shape	Quad	Quad	Quad	Quad	Quad	Quad
Z0/Z1 Mag	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95
Z0/Z1 Ang	20 deg	20 deg	20 deg	20 deg	20 deg	20 deg
Reach	0.40 ohms	0.60 ohms	4.40 ohms	1.14 ohms	1.70 ohms	4.40 ohms
RCA	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg
Rev Reach	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Rev Reach RCA	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg
POL Current	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq
Non-Homogen Ang	-13.0 deg	-13.0 deg	-13.0 deg	-6.0 deg	-6.0 deg	-6.0 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg	60 deg
DIR Comp Limit	75 deg	75 deg	75 deg	75 deg	75 deg	75 deg
Quad Right Blinder	1.10 ohms	2.00 ohms	3.00 ohms	1.10 ohms	2.00 ohms	3.00 ohms
Quad Right Blinder RCA	80 deg	80 deg	80 deg	80 deg	80 deg	80 deg
Quad Left Blinder	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Quad Left Blinder RCA	80 deg	80 deg	80 deg	80 deg	80 deg	80 deg
Delay	0.000 s	0.400 s	0.700 s	0.000 s	0.400 s	0.700 s

Tabla 8: Proposición de reajustes para función ANSI 21N, subestación Calera Centro, paño B5.

Con la finalidad de analizar el reajuste del alcance de la zona 1 ante fallas a tierra, se generaron gráficos de tiempo – distancia para 2 condiciones de falla a tierra y 3 escenarios.

Para fallas monofásicas francas con circuito paralelo en servicio en la Figura 42, fallas monofásicas con resistencia de falla y circuito paralelo en servicio en la Figura 43, fallas monofásicas francas con un circuito fuera de servicio en la Figura 44, fallas monofásicas con resistencia de falla y un circuito fuera de servicio en la Figura 45, fallas monofásicas francas con un circuito aterrizado en la Figura 46, fallas monofásicas con resistencia de falla y un circuito aterrizado en la Figura 47.

De la Figura 42, se puede visualizar que, ante fallas monofásicas francas y con la energización de ambos circuitos, la zona 1 de SE Esperanza opera hasta los 17,52[km], lo cual representa el 70% de la línea. La zona 2 opera hasta el 95% de la línea.

La zona 1 de la SE Calera Centro opera hasta los 23,8[km] ante fallas monofásicas francas y ambos circuitos en operación. Esto representa el 95% de la línea. La zona 2 y 3 no operan.

Cabe destacar que, para fallas trifásicas francas y bifásicas francas, la operación de la zona 1 es al 80% tanto en SE Esperanza como en SE Calera Centro.

De la Figura 43, se puede visualizar que, ante fallas monofásicas con resistencia de falla, la zona 1 de la SE Esperanza opera hasta los 16,27[km], lo cual se traduce en un alcance del 65% de la línea.

De la Figura 44, se puede visualizar que, ante fallas monofásicas francas y el circuito 2 desconectado, la zona 1 de SE Esperanza opera hasta los 22,53[km], lo cual representa el 90% de la línea.

A partir de los presentado en la Figura 45, se puede observar que, ante fallas monofásicas con resistencia de falla y circuito 2 desconectado, la operación de la protección de distancia presente en SE Esperanza opera de forma instantánea.

Esta operación se repite en SE Esperanza para las condiciones enunciadas en la Figura 46 y la Figura 47.

En relación con la operación del relé de distancia instalado en la SE Calera Centro, se observa, a partir de lo mostrado en la Figura 45, Figura 46 y Figura 47, que este no actúa ante ninguna de las condiciones representadas en dichas figuras. La operación de la protección de distancia de SE Calera Centro es nula ante estas condiciones de operación.



Figura 42: Diagrama tiempo-distancia de circuito 1 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas francas con ambos circuitos energizados.

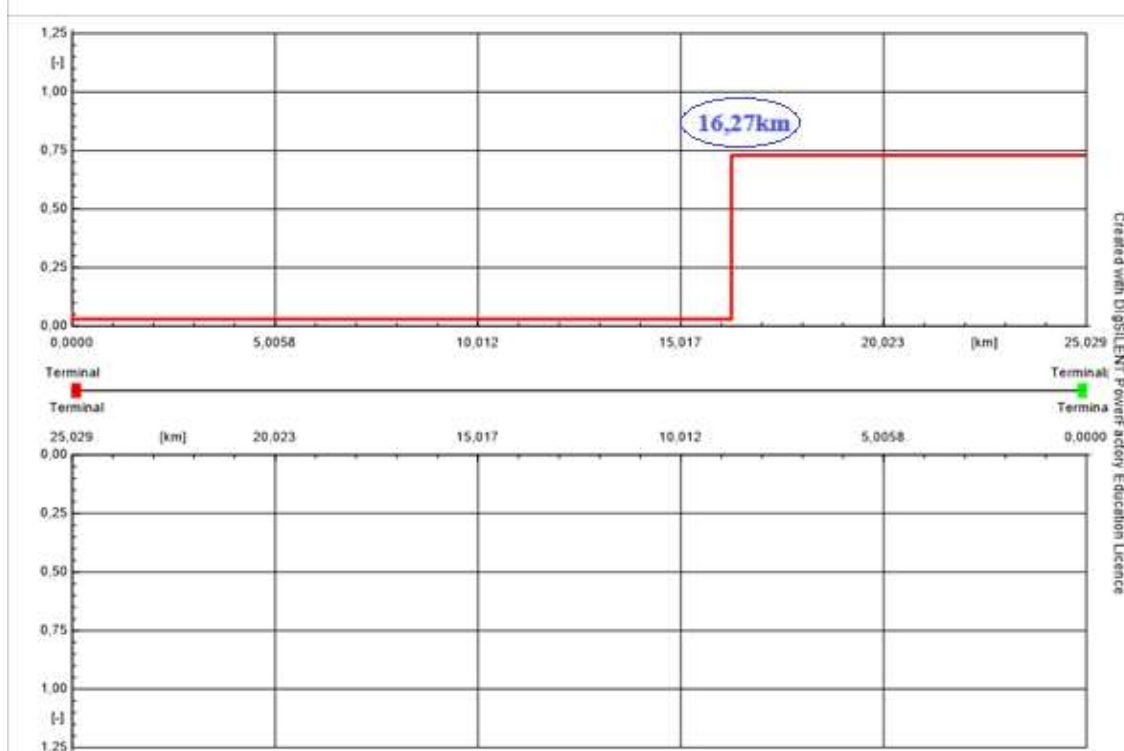


Figura 43: Diagrama tiempo-distancia de circuito 1 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas con resistencia de falla y ambos circuitos energizados.



Figura 44: Diagrama tiempo-distancia de circuito 1 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas francas y circuito 2 desconectado.



Figura 45: Diagrama tiempo-distancia de circuito 1 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas con resistencia de falla y circuito 2 desconectado.



Figura 46: Diagrama tiempo-distancia de circuito 1 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas francas y circuito 2 aterrizado.



Figura 47: Diagrama tiempo-distancia de circuito 1 de línea Esperanza – Calera Centro 60kV simulando fallas monofásicas con resistencia de falla y circuito 2 aterrizado.

5.2.7. Proposición de solución a los problemas de descoordinación de protecciones en la SE C de Cemento Melón

El objetivo de esta propuesta es establecer un procedimiento detallado para implementar una lógica que inhiba temporalmente las protecciones ANSI 50 y ANSI 51 de uno de los transformadores en paralelo cuando se detecta una operación de la protección diferencial ANSI 87T del otro transformador. De esta manera, se busca mantener la selectividad, continuidad de servicio y cumplimiento normativo.

Para aplicar esta solución, se requiere un sistema de comunicación entre relés, que puede ser mediante IEC 61850 GOOSE o, en su defecto, a través de cableado físico entre entradas y salidas digitales.

El procedimiento consiste en verificar primero que la función ANSI 87T esté correctamente habilitada y ajustada en cada transformador, asegurando su estabilidad ante fallas externas. Luego, se programa una salida digital en el relé del transformador T4/T5, la cual se active al operar la ANSI 87T. Esta salida, que puede ser etiquetada como *Bloqueo_50_51_Paralelo* por ejemplo, será cableada hacia una entrada digital del relé del transformador T6/T7.

En el relé del transformador T6/T7, se utilizará la entrada digital recibida para implementar, mediante lógica *FlexLogic*, una condición que inhiba temporalmente la habilitación de las protecciones de sobrecorriente. Esta inhibición debe estar limitada temporalmente, por ejemplo, a 1[s], utilizando temporizadores internos que aseguren el restablecimiento automático de las protecciones una vez despejada la falla y disipada la corriente remanente.

Es importante que se incorporen mecanismos de supervisión y alarmas. Si se recibe una señal de bloqueo sin que exista una operación local de ANSI 87T, debe generarse una alarma. Asimismo, se debe supervisar la integridad de las señales de entrada digital para detectar condiciones anómalas, como señales persistentes o ausentes.

Además, debe verificarse que esta lógica no interfiera con la función de protección de falla de interruptor (ANSI 50BF). El disparo remoto por ANSI 50BF debe mantenerse operativo independientemente de la lógica de inhibición, garantizando la confiabilidad del sistema ante fallas persistentes.

Dado que el relé GE Multilin 745 no incluye por defecto soporte para comunicación IEC 61850 ni mensajería GOOSE, esta lógica de inhibición debe implementarse exclusivamente mediante cableado físico entre dispositivos. Específicamente, la salida digital del relé del transformador T4/T5 debe conectarse a una entrada digital del relé del transformador T6/T7. Esta señal será utilizada por el relé de T6/T7 en su lógica *FlexLogic* para deshabilitar temporalmente sus funciones de sobrecorriente mientras persista la condición de operación de la ANSI 87T en el transformador T4/T5. Esta solución de comunicación entre paños distintos es técnica y normativamente válida, siempre que se garantice una correcta documentación, supervisión de señales y aplicación de los tiempos de retardo apropiados.

Durante el proceso de comisionamiento, se deben realizar pruebas funcionales completas. Estas deben incluir la simulación de una operación de ANSI 87T en uno de los transformadores para verificar que el otro inhiba correctamente sus funciones de sobrecorriente, confirmando también que estas se restablecen luego del tiempo definido. Adicionalmente, deben simularse fallas externas para comprobar que la lógica no produce bloqueos indebidos, y debe verificarse el correcto funcionamiento del esquema de ANSI 50BF bajo esta lógica.

5.3. Análisis técnico-económico

El sistema operará a nivel de 12 kV en una nueva topología más flexible y preparada para el crecimiento de demanda. La Tabla 9 presenta los costos de las acciones que el proyecto requiere.

Acción	Costo [USD]
Compra de transformador 12/6.6/4.2 [kV]	\$ 250.000
Compra de subestación móvil 12/0.55/0.4 [kV]	\$ 200.000
Compra de interruptor de poder 60 [kV]	\$ 100.000
Obras eléctricas y montaje (100 kUSD).	\$ 100.000
Ingeniería básica y de detalle distribución en 12 [kV]	\$ 150.000
Compra de Switchgear 12 [kV] S/E C	\$ 350.000
Montaje de Switchgear 12[kV] S/E C	\$ 57.613
Compra de transformador 60/12 [kV] S/E A	\$ 300.000
Montaje de transformador 60/12 [kV] S/E A	\$ 41.152
Compra de transformador N1 12/0,55 [kV] S/E B	\$ 200.000
Montaje de transformador N1 12/0,55 [kV] S/E B	\$ 32.922
Compra de Switchgear 12 [kV] S/E B	\$ 175.000
Montaje de Switchgear 12 [kV] S/E B	\$ 28.808
Compra de Switchgear S/E E	\$ 35.000
Montaje de Switcgear S/E E	\$ 5.761
Compra de Transformador 12/0.55 [kV] S/E 3	\$ 100.000
Montaje de transformador 12/0,55 [kV] S/E 3	\$ 16.641
Compra de Switchgear 12 [kV] S/E 3	\$ 105.000
Montaje de Switchgear 12 [kV] S/E 3	\$ 12.284

Tabla 9: Costos de inversión asociados al proyecto.

La propuesta considera una inversión inicial estimada en aproximadamente 2,33 millones de dólares. Estos costos se respaldan en cotizaciones entregadas por la empresa Cementos Melón S.A. y reflejan la magnitud de la inversión necesaria para la modernización de la infraestructura eléctrica de la planta.

Con el fin de evaluar la viabilidad económica del proyecto se realizó un análisis de sensibilidad considerando como variable crítica el ahorro anual esperado en costos operativos. Dicho ahorro engloba la reducción de gastos en mantenimiento, las menores

pérdidas técnicas y la disminución de costos por fallas e indisponibilidades. El análisis se efectuó sobre un horizonte de 25 años y con una tasa de descuento del 10% anual, variando el ahorro entre 100.000 y 500.000 dólares anuales en incrementos de 50.000 dólares. Para cada escenario se calcularon los indicadores financieros más relevantes: VAN, TIR y Payback

En la Tabla 10 se muestran los indicadores VAN, TIR y payback ante distintos valores de ahorro. Los resultados muestran que con un ahorro de 100.000 dólares anuales la TIR es prácticamente nula, el VAN resulta negativo en aproximadamente -1,55 millones de dólares y el payback supera la vida útil del proyecto. Con un ahorro de 250.000 dólares, aunque la TIR alcanza un 8,95%, el VAN todavía es negativo y el periodo de recuperación se sitúa en 10 años, lo que indica que el proyecto aún no es viable bajo esos supuestos.

A partir de un ahorro de 300.000 dólares, el VAN se vuelve positivo con 0,26 millones de dólares y la TIR supera el 11%, mostrando que el proyecto comienza a ser atractivo desde el punto de vista financiero. Conforme se incrementa el ahorro a 350.000 y 400.000 dólares, el VAN crece a 0,71 y 1,17 millones respectivamente, mientras que la TIR se eleva a 13,7% y 15,9%. En estos escenarios el periodo de recuperación se acorta a 8 y 7 años, lo cual refleja una mayor robustez económica. Finalmente, en el escenario más optimista de 500.000 dólares de ahorro anual, el VAN alcanza 2,08 millones, la TIR se sitúa en 20,3% y el payback se reduce a 5 años.

La interpretación de estos resultados permite concluir que la viabilidad económica del proyecto depende fuertemente del nivel de ahorro alcanzado. En escenarios conservadores con ahorros iguales o inferiores a 250.000 dólares anuales, la inversión no logra cubrir la rentabilidad mínima exigida y el VAN permanece negativo. En cambio, a partir de los 300.000 dólares anuales el proyecto genera valor y cumple con los criterios financieros establecidos, recuperando la inversión en un plazo competitivo. Esto confirma que la estrategia de modernización del sistema en 12 kV puede ser económicamente conveniente siempre que los ahorros proyectados por reducción de costos de mantenimiento, downtime y pérdidas efectivamente se materialicen en magnitudes cercanas o superiores a dicho umbral.

Ahorro	TIR [-]	VAN [kUSD]	Payback [-]
A1 = 100 [kUSD]	0,026%	\$ -1.554	25 años
A2 = 150 [kUSD]	3,470%	\$ -1.100	17 años
A3 = 200 [kUSD]	6,360%	\$ -646	13 años
A4 = 250 [kUSD]	8,956%	\$ -192	10 años
A5 = 300 [kUSD]	11,380%	\$ 262	9 años
A6 = 350 [kUSD]	13,696%	\$ 715	8 años
A7 = 400 [kUSD]	15,942%	\$ 1.169	7 años
A8 = 450 [kUSD]	18,142%	\$ 1.623	6 años
A9 = 500 [kUSD]	20,312%	\$ 2.077	5 años

Tabla 10: Variación de VAN, TIR y Payback en función del ahorro anual

Resumen final y conclusiones

El estudio realizado permitió diagnosticar con precisión los desafíos técnicos, económicos y regulatorios que enfrenta la planta Cemento Melón LCA frente a la modernización de su sistema eléctrico. Desde la perspectiva técnica, se comprobó que los escenarios de alta demanda generan caídas de tensión que exceden los márgenes normativos, y que la solución basada en la inyección de potencia reactiva, aunque efectiva para corregir los perfiles de voltaje, ocasiona sobrecargas en transformadores y líneas. Esto evidencia que las mejoras deben acompañarse de un plan gradual de refuerzos de infraestructura, incluyendo el reemplazo o aumento de capacidad de transformadores y la eventual incorporación de nuevas alimentaciones para aliviar la carga de la red. Asimismo, se constató que los niveles de cortocircuito permanecen dentro de los límites de capacidad de los interruptores, lo que asegura que no se requieren reemplazos inmediatos en este ámbito.

En materia de protecciones, se detectó que los ajustes actuales carecen de selectividad y presentan descoordinaciones que podrían ocasionar disparos innecesarios o pérdida de equipos sanos en paralelo. Las propuestas desarrolladas, basadas en nuevos ajustes de funciones de sobrecorriente y distancia, además de la incorporación de lógicas de bloqueo mediante IEC 61850, permiten restaurar la coordinación y asegurar un despeje oportuno de las fallas en conformidad con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Este rediseño no solo fortalece la confiabilidad operativa, sino que también alinea la instalación con las exigencias regulatorias del Coordinador Eléctrico Nacional.

Desde el punto de vista económico, la evaluación reveló un Valor Actual Neto negativo en el escenario base, lo que indica que la inversión en modernización no se justifica financieramente bajo supuestos conservadores. No obstante, el análisis de sensibilidad demostró que, a partir de mayores ahorros anuales en mantenimiento, pérdidas y costos de falla, la rentabilidad del proyecto puede volverse positiva, lo que lo transforma en una alternativa atractiva en un contexto de mayores exigencias operativas. En este sentido, se concluye que los beneficios técnicos y regulatorios asociados a la continuidad del servicio superan los resultados financieros desfavorables de corto plazo, posicionando las mejoras como una necesidad estratégica más que como una opción sujeta únicamente a rentabilidad económica.

En cuanto a la dimensión regulatoria, se verificó que las soluciones planteadas cumplen con los criterios establecidos en la NTSyCS, especialmente en lo referente a márgenes de tensión, tiempos máximos de despeje y aplicación del criterio N-1. De esta manera, la planta podrá enfrentar con mayor robustez las contingencias operativas, garantizando la seguridad de las personas, la integridad de los equipos y la continuidad del suministro, en línea con las exigencias normativas nacionales e internacionales.

Finalmente, se reconoce que este trabajo constituye un primer paso hacia la modernización integral del sistema eléctrico de la planta. Como líneas de investigación y trabajos futuros, se propone profundizar en el análisis de esquemas avanzados de protección adaptativa que

consideren la variabilidad de la generación renovable, incorporar estudios de estabilidad transitoria y dinámica para escenarios con mayor penetración de energías renovables, y evaluar alternativas de refuerzo de infraestructura en distintas configuraciones topológicas. Asimismo, se sugiere desarrollar evaluaciones económicas más amplias que incluyan variables externas, como los costos de no suministro y posibles incentivos regulatorios a la confiabilidad, de modo de entregar una visión más completa de los beneficios globales de la inversión. Con ello, se dará continuidad al proceso de modernización, garantizando que la planta Cemento Melón LCA pueda sostener su operación bajo condiciones crecientes de demanda y competitividad.

Bibliografía

- [1] N. Leiva Blanco, I. Calle, “Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia”, Editorial USM, 1ra edición, 2021.
- [2] J. Duncan Glover, M. Sarma. “Sistemas de Potencia: Análisis y diseño”. McGraw Hill, 3ra edición, 2002.
- [3] W. Stevenson y J. Grainger. “Análisis de sistemas de Potencia”. Mc Graw Hill, 1ra edición, 1996.
- [4] IEEE Std 242-2001: “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”, 2001. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/974402>
- [5] Coordinador Eléctrico Nacional. “Informe de Uso Capacidad Técnica Disponible Definitivo para la conexión del proyecto Villa Alegre Solar (9 MW)”, 2023.
- [6] Comisión Nacional de Energía. “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTCyS)”, 2020. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>
- [7] Comisión Nacional de Energía. “Anexo Técnico: Requisitos técnicos mínimos para instalaciones que se interconectan al SI”, 2020. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/REQUISITOS-TÉCNICOS-MÍNIMOS-DE-INSTALACIONES-QUE-SE-INTERCONECTAN-AL-SI.pdf>
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional. “Estudios de Interconexión para la Revisión de Ingeniería”, 2019. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/08/EDE-01-Estudios-de-Interconexión-GIP-RevB.pdf>
- [9] Coordinador Eléctrico Nacional. “Guía Aspectos a considerar para la elaboración del Estudio de Flujos de Potencia por parte de Empresas Solicitantes”, 2020. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/09/Guía-Técnica-para-la-Elaboracion-de-EFP_VF2.pdf
- [10] Coordinador Eléctrico Nacional. “Guía Aspectos a considerar para la elaboración del Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones por parte de Empresas Solicitantes”, 2020. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/09/Guía-Técnica-para-la-Elaboracion-de-ECAP_VF.pdf
- [11] IEEE C37.110-2007 “Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes”, 2007.
- [12] Comisión Nacional de Energía. “Anexo Técnico: Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito”, 2019. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/CÁLCULO-DE-NIVEL-MÁXIMO-DE-CORTOCIRCUITO.pdf>
- [13] Coordinador Eléctrico Nacional. “Proyección de Demanda de Largo Plazo del Sistema Eléctrico Nacional”, 2024. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/01/Appendice-IV---Proyeccion-de-Demanda.pdf>
- [14] Tecnoled. “Ingeniería para modificación parcial del sistema eléctrico de planta La Calera (LCA) de MELÓN S.A.”, 2024.
- [15] Alfa Protec. “Estudio de ajustes y coordinación de protecciones en las SS/EE Cerro Calera, Calera Centro y Esperanza 60kV”, 2017.

- [16] Emilio Aravena Galleguillos, “Propuesta de modificación a subestación “B” de la planta Cementos Melón LCA dedicada al área de producción aplicando normativa vigente en Chile.”, 2024.
- [17] Nassir Sapag Chain, “Proyectos de inversión. Formulación y Evaluación”, 2da edición, 2011.
- [18] Castro-Meneses, J.M; Gómez-Ramírez, G.A; Núñez-Mata, O. “Índice de estimación de la vida residual en transformadores eléctricos de potencia basado en condición.”, 2022.

ANEXO A

Antecedentes relevantes para la modelación en DIgSILENT PowerFactory

1) Modelamiento de sistema equivalente

Para la simplificación del modelo, se utilizaron sistemas equivalentes en las barras de 110kV que representen el comportamiento del SEN. Estas se modelaron en el software DIg Silent Power Factory con el elemento *External Grid*. Las variables de tensión y potencia se ajustaron en concordancia con los rangos establecidos para estado normal en la NTSyCS.

En el caso de la determinación de corrientes de cortocircuito máximas del sistema equivalente y relaciones de impedancias y reactancias, se utilizó la base de datos del CEN y la licencia de DigSILENT PowerFactory para investigación del Departamento de Ingeniería Eléctrica (DIE).

Los datos mostrados en la Tabla 11 corresponden a resultados de fallas monofásicas en las barras de SE Esperanza 110kV y SE Cerro Calera 110 kV desconectando de la red lo que concierne a la ZI. En los parámetros de entrada del elemento *External Grid* se utilizó la menor impedancia de cortocircuito y se estimó el nivel máximo de corriente de cortocircuito simétrica inicial en cada barra por separado como $I_{kss} = \frac{110}{Z_1\sqrt{3}}$ [kA].

De la Tabla 11 se aclara que Skss:A es la potencia de falla en la fase fallada (en este caso, fase A), Ikss:A es la corriente de cortocircuito simétrica inicial en la fase A y ip:A es la corriente peak de cortocircuito en la fase A.

SE Cerro Calera 110kV		SE Esperanza 110kV	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Skss:A	287,99 MVA	Skss:A	503,19 MVA
Ikss:A	4,535 kA	Ikss:A	7,923 kA
ip:A	10,098 kA	ip:A	17,889 kA
R0	6,636 Ohm	R0	1,925 Ohm
X0	19,640 Ohm	X0	10,159 Ohm
R1	2,643 Ohm	R1	1,479 Ohm
X1	10,190 Ohm	X1	6,679 Ohm
R2	2,832 Ohm	R2	1,591 Ohm
X2	10,314 Ohm	X2	6,760 Ohm

Tabla 11: Datos para modelo de sistema equivalente.

2) Parámetros de los elementos primarios:

Línea	Longitud [km]	r1 [ohm/km]	x1 [ohm/km]	r0 [ohm/km]	x0 [ohm/km]
La Calera - La Calera Centro	1,37	0,1538	0,4	0,4326	1,48
Esperanza - Calera Centro C1	25,029	0,21148	0,36878	0,35682	1,56492
Tap Off Villa Alegre Solar - Esperanza	21,09	0,21148	0,36878	0,35682	1,56492
Calera Centro-TapOff Villa Alegre Solar	4,01	0,21148	0,36878	0,35682	1,56492
LA-AB-1	0,03	0,33879	0,39713	0,48447	1,56873
Melon 2(2)	0,061	0,2113	0,253	0,2113	0,253
LA-A3-1	0,03	0,33879	0,39713	0,48447	1,56873
LA-22-2	0,015	0,33879	0,39713	0,48447	1,56873
Melon 1	0,06	0,2113	0,253	0,2113	0,253
LA-22-1	0,03	0,33879	0,39713	0,48447	1,56873
SE A - SE C	0,025	0,3365	0,5337	0,4687	1,5737
LA-AB-2	0,03	0,33879	0,383	0,48446	1,59701

Tabla 12: Parámetros de las líneas presentes en la ZI.

Transformador	Snom [MVA]	Vnom HV [kV]	Vnom LV [kV]	Z1 [%]	Z0 [%]	S base [MVA]	Grupo de conexión
T2 (TF02Y01)	12,5	60	12	8,11	8,11	12,5	Dyn11
T3	8	60	12	8	3	8	Dyn1
C831TF01(T8)	3	12	0,55	5,75	488	3	Dyn11
TF04Y03 (T7)	12,5	60	12	9,71	8,25	12,5	Dyn11
TF01Y01 (T1)	10	60	12	6,49	6,49	10	Dyn11
TF53Y05	1,5	12	0,55	5,75	6,99	1,5	Dyn11
TF03Y03 (T6)	12,5	60	12	9,65	8,2	12,5	Dyn11
C831TF02 (T9)	3	12	0,55	5,75	489	3	Dyn11
TF01Y03 (T4)	12,5	60	12	8,11	6,89	12,5	Dyn11
Trf ABB	5	12	4,16	6,46	6,46	5	Dyn1
TF02Y03 (T5)	12,5	60	12	8,05	6,84	12,5	Dyn11

Tabla 13: Parámetros de transformadores 2D presentes en la ZI.

TR CERRO CALERA 110/62/12kV 30MVA (1)		TR ESPERANZA 110/62/12kV 30MVA N1(1)		ATR CALERA CENTRO 62/60/12kV 46MVA N2(1)	
S nominal HV [MVA]	30	S nominal HV [MVA]	30	S nominal HV [MVA]	46
S nominal MV [MVA]	30	S nominal MV [MVA]	30	S nominal MV [MVA]	46
S nominal LV [MVA]	8	S nominal LV [MVA]	10	S nominal LV [MVA]	10
V nominal HV [kV]	110	V nominal HV [kV]	110	V nominal HV [kV]	62
V nominal MV [kV]	61	V nominal MV [kV]	61	V nominal MV [kV]	60
V nominal LV [kV]	12	V nominal LV [kV]	12	V nominal LV [kV]	12
Z1 HV-MV [%]	13,917	Z1 HV-MV [%]	10,9	Z1 HV-MV [%]	13
Sb Z1 HV-MV	30	Sb Z1 HV-MV	30	Sb Z1 HV-MV	46
Z1 MV-LV [%]	2,64	Z1 MV-LV [%]	1,707	Z1 MV-LV [%]	2,13
Sb Z1 MV-LV	8	Sb Z1 MV-LV	10	Sb Z1 MV-LV	10
Z1 LV-HV [%]	6,83	Z1 LV-HV [%]	5,227	Z1 LV-HV [%]	9,5
Sb Z1 LV-HV	8	Sb Z1 LV-HV	10	Sb Z1 LV-HV	10
Z0 HV-MV [%]	13,917	Z0 HV-MV [%]	10,9	Z0 HV-MV [%]	11,04
Sb Z0 HV-MV	30	Sb Z0 HV-MV	30	Sb Z0 HV-MV	46
Z0 MV-LV [%]	2,64	Z0 HV-MV [%]	1,707	Z0 HV-MV [%]	1,81
Sb Z0 MV-LV	8	Sb Z0 MV-LV	10	Sb Z0 MV-LV	10
Z0 LV-HV [%]	6,83	Z0 LV-HV [%]	5,227	Z0 LV-HV [%]	8,08
Sb Z0 LV-HV	8	Sb Z0 LV-HV	10	Sb Z0 LV-HV	10
Grupo de conexión	YN0yn0d1	Grupo de conexión	D0yn1yn1	Grupo de conexión	YN0yn0d1

Tabla 14: Parámetros de transformadores de 3 devanados presentes en la zona de influencia.

3) Parámetros de elementos de medida:

SE Esperanza					
Paño	Marca	Tensión máxima [V]	Razón [A]	Burden [VA]	Clase
B1	ABB	72,5	150-300/5-5	15	5P20
B2	ABB	72,5	150-300/5-5	15	5P20
BT	Schlumberger	72,5	400/5	40	5P20

Tabla 15: Parámetros de transformadores de corriente presentes en la SE Calera Centro.

SE Cerro Calera					
Paño	Marca	Tensión máxima [V]	Razón [A]	Burden [VA]	Clase
HT1	Schlumberger	123	200/5	40	5P20
BT1	Schlumberger	72,5	400/5	40	5P20

Tabla 16: Parámetros de transformadores de corriente presentes en la SE Cerro Calera.

SE Calera Centro					
Paño	Marca	Tensión máxima [V]	Razón [A]	Burden [VA]	Clase
B1	S/I	72,5	600/5	15	10P20
B2	S/I	72,5	600/5	15	10P20
B3	S/I	72,5	600/5	15	10P20
B4	S/I	72,5	600/5	15	10P20
B5	Enertec	72,5	400/5	50	5P15
B6	Enertec	72,5	400/5	50	5P15

Tabla 17: Parámetros de transformadores de corriente presentes en la SE Calera Centro.

SE Cemento Melón					
Paño	Marca	Tensión máxima [V]	Razón [A]	Burden [VA]	Clase
B1	Pfiffner	123	300/5-5	40/60	5P20
B2	Pfiffner	72,5	300/5-5	40/60	5P20

Tabla 18: Parámetros de transformadores de corriente presentes en la SE Cemento Melón.

SE Esperanza					
Paño	Marca	Tensión máxima [V]	Razón [V]	Burden [VA]	Clase
B1	ABB	72,5	$60000/\sqrt{3} / 115/\sqrt{3}$	150	0,5
B2	ABB	72,5	$60000/\sqrt{3} / 115/\sqrt{3}$	150	0,5
BT	ABB	72,5	$60000/\sqrt{3} / 115/\sqrt{3}$	150	0,5

Tabla 19: Parámetros de transformadores de potencial presentes en la SE Esperanza.

SE Calera Centro					
Paño	Marca	Tensión máxima [V]	Razón [V]	Burden [VA]	Clase
B1	Enertec	72,5	$60000/\sqrt{3} / 115/\sqrt{3}$	15	10P20
B2	Enertec	72,5	$60000/\sqrt{3} / 115/\sqrt{3}$	15	10P20
B3	Enertec	72,5	$60000/\sqrt{3} / 115/\sqrt{3}$	15	10P20
B4	Enertec	72,5	$60000/\sqrt{3} / 115/\sqrt{3}$	15	10P20
B5	Enertec	72,5	$60000/\sqrt{3} / 115/\sqrt{3}$	50	5P15
B6	Enertec	72,5	$60000/\sqrt{3} / 115/\sqrt{3}$	50	5P15

Tabla 20: Parámetros de transformadores de potencial presentes en la SE Calera Centro.

SE Cemento Melón					
Paño	Marca	Tensión máxima [V]	Razón [V]	Burden [VA]	Clase
B1	Pfiffner	72,5	69000/115	60	0,2
B2	Pfiffner	72,5	69000/115	60	0,2

Tabla 21: Parámetros de transformadores de potencial presentes en la SE Cemento Melón.

SE Cerro Calera					
Paño	Marca	Tensión máxima [V]	Razón [A]	Burden [VA]	Clase
HT1	Schlumberger	123	200/5	40	5P20
BT1	Schlumberger	72,5	400/5	40	5P20

Tabla 22: Parámetros de transformadores de potencial presentes en la SE Cerro Calera.

4) Información de intercambiadores de taps:

Transformador	Nº de Taps	Derivación [%]	Tap min	Tap máx
TR CERRO CALERA 110/62/12kV 30MVA (1)	5	2,25	-1	3
TR ESPERANZA 110/62/12kV 30MVA N1(1)	5	2,25	-1	3
ATR CALERA CENTRO 62/60/12kV 46MVA N2(1)	5	2,25	-1	3
T2 (TF02Y01) *	5	2,25	-2	2
T3*	5	2,25	-2	2
C831TF01(T8) *	5	2,25	-2	2
TF04Y03 (T7)	33	0,9375	-16	16
TF01Y01 (T1)	5	2,25	-2	2
TF53Y05 *	5	2,25	-2	2
TF03Y03 (T6)	17	1,5	-8	8
C831TF02 (T9) *	5	2,25	-2	2
TF01Y03 (T4)	33	0,9375	-16	16
Trf ABB *	33	0,9375	-16	16
TF02Y03 (T5)	17	1,5	-8	8

Tabla 23: Datos de intercambiadores de taps en transformadores presentes en la ZI.

**Se asume intercambiador de taps igual a elemento semejante.*

ANEXO B

Ajustes existentes en equipos de protección presentes en la zona de
influencia

1) Resumen de ajustes de funciones de distancia existentes SE Calera Centro

SE Calera Centro			
Paño B5			
PHASE DISTANCE (ANSI 21)			
	Z1	Z2	Z3
Function	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward
Shape	Mho	Mho	Mho
Xfmr Vol Connection	None	None	None
Xfmr Curr Connection	None	None	None
Reach	0.40 ohms	0.6 ohms	4.40 ohms
RCA	60 deg	60 deg	60 deg
Rev Reach	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	60 deg	60 deg	60 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	10.00 ohms	10.00 ohms	10.00 ohms
Quad Right Blinder RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Quad Left Blinder	10.00 ohms	10.00 ohms	10.00 ohms
Quad Left Blinder RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Supervision	0.250 pu	0.250 pu	0.250 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0.400 s	0.700 s
Block	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)
Target	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled

Tabla 24: Ajustes existentes para protección ANSI 21 en paño B5 de SE Calera Centro.

SE Calera Centro			
Paño B5			
GROUND DISTANCE (ANSI 21N)			
	Z1	Z2	Z3
Function	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward
Shape	Quad	Quad	Quad
Z0/Z1 Mag	3.95	3.95	3.95
Z0/Z1 Ang	20 deg	20 deg	20 deg
Z0M/Z1 Mag	0.00	0.00	0.00
Z0M/Z1 Ang	0 deg	0 deg	0 deg
Reach	0.40 ohms	0.60 ohms	4.40 ohms
RCA	60 deg	60 deg	60 deg
Rev Reach	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Rev Reach RCA	60 deg	60 deg	60 deg
POL Current	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq
Non-Homogen Ang	-13.0 deg	-13.0 deg	-13.0 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	60 deg	60 deg	60 deg
DIR Comp Limit	75 deg	75 deg	75 deg
Quad Right Blinder	1.10 ohms	2.00 ohms	3.00 ohms
Quad Right Blinder RCA	80 deg	80 deg	80 deg
Quad Left Blinder	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Quad Left Blinder RCA	80 deg	80 deg	80 deg
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0.400 s	0.700 s
Block	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)
Target	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled

Tabla 25: Ajustes existentes para protección ANSI 21N en paño B5 de SE Calera Centro.

SE Calera Centro			
Paño B6			
PHASE DISTANCE (ANSI 21)			
	Z1	Z2	Z3
Function	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward
Shape	Mho	Mho	Mho
Xfmr Vol Connection	None	None	None
Xfmr Curr Connection	None	None	None
Reach	0.40 ohms	0.6 ohms	4.40 ohms
RCA	60 deg	60 deg	60 deg
Rev Reach	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	60 deg	60 deg	60 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	10.00 ohms	10.00 ohms	10.00 ohms
Quad Right Blinder RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Quad Left Blinder	10.00 ohms	10.00 ohms	10.00 ohms
Quad Left Blinder RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Supervision	0.250 pu	0.250 pu	0.250 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0.400 s	0.700 s
Block	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)
Target	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled

Tabla 26: Ajustes existentes para protección ANSI 21 en paño B6 de SE Calera Centro.

	SE Calera Centro		
	Paño B6		
	GROUND DISTANCE (ANSI 21N)		
	Z1	Z2	Z3
Function	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward
Shape	Quad	Quad	Quad
Z0/Z1 Mag	3.95	3.95	3.95
Z0/Z1 Ang	20 deg	20 deg	20 deg
Z0M/Z1 Mag	0.00	0.00	0.00
Z0M/Z1 Ang	0 deg	0 deg	0 deg
Reach	0.40 ohms	0.60 ohms	4.40 ohms
RCA	60 deg	60 deg	60 deg
Rev Reach	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Rev Reach RCA	60 deg	60 deg	60 deg
POL Current	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq
Non-Homogen Ang	-13.0 deg	-13.0 deg	-13.0 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	60 deg	60 deg	60 deg
DIR Comp Limit	75 deg	75 deg	75 deg
Quad Right Blinder	1.10 ohms	2.00 ohms	3.00 ohms
Quad Right Blinder RCA	80 deg	80 deg	80 deg
Quad Left Blinder	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Quad Left Blinder RCA	80 deg	80 deg	80 deg
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0.400 s	0.700 s
Block	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)
Target	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled

Tabla 27: Ajustes existentes para protección ANSI 21N en paño B6 de SE Calera Centro.

2) Resumen de ajustes de funciones de distancia existentes en SE Esperanza

	SE Esperanza		
	Paño B1		
	PHASE DISTANCE (ANSI 21)		
	Z1	Z2	Z3
Function	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward
Shape	Mho	Mho	Mho
Xfmr Vol Connection	None	None	None
Xfmr Curr Connection	None	None	None
Reach	0.30 ohms	0.45 ohms	1.00 ohms
RCA	60 deg	60 deg	60 deg
Rev Reach	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	85 deg	85 deg	85 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	10.00 ohms	10.00 ohms	10.00 ohms
Quad Right Blinder RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Quad Left Blinder	10.00 ohms	10.00 ohms	10.00 ohms
Quad Left Blinder RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Supervision	0.250 pu	0.250 pu	0.250 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0.700 s	1.000 s
Block	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)
Target	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled

Tabla 28: Ajustes existentes para protección 21 en paño B1 de SE Esperanza.

	SE Esperanza		
	Paño B1		
	GROUND DISTANCE (ANSI 21N)		
	Z1	Z2	Z3
Function	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward
Shape	Quad	Quad	Quad
Z0/Z1 Mag	3.95	3.95	3.95
Z0/Z1 Ang	20 deg	20 deg	20 deg
Z0M/Z1 Mag	0.00	0.00	0.00
Z0M/Z1 Ang	0 deg	0 deg	0 deg
Reach	0.30 ohms	0.45 ohms	1.00 ohms
RCA	60 deg	60 deg	60 deg
Rev Reach	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Rev Reach RCA	90 deg	85 deg	85 deg
POL Current	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq
Non-Homogen Ang	-12.0 deg	-12.0 deg	-12.0 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	60 deg	60 deg	60 deg
DIR Comp Limit	75 deg	75 deg	75 deg
Quad Right Blinder	2.30 ohms	3.50 ohms	4.50 ohms
Quad Right Blinder RCA	80 deg	80 deg	80 deg
Quad Left Blinder	0.60 ohms	0.60 ohms	0.60 ohms
Quad Left Blinder RCA	80 deg	80 deg	80 deg
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0.700 s	1.000 s
Block	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)
Target	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled

Tabla 29: Ajustes existentes para protección ANSI 21N en paño B1 de SE Esperanza.

SE Esperanza			
Paño B2			
PHASE DISTANCE (ANSI 21)			
	Z1	Z2	Z3
Function	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward
Shape	Mho	Mho	Mho
Xfmr Vol Connection	None	None	None
Xfmr Curr Connection	None	None	None
Reach	0.30 ohms	0.45 ohms	1.00 ohms
RCA	60 deg	60 deg	60 deg
Rev Reach	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	85 deg	85 deg	85 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	10.00 ohms	10.00 ohms	10.00 ohms
Quad Right Blinder RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Quad Left Blinder	10.00 ohms	10.00 ohms	10.00 ohms
Quad Left Blinder RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Supervision	0.250 pu	0.250 pu	0.250 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0.700 s	1.000 s
Block	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)
Target	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled

Tabla 30: Ajustes existentes para protección ANSI 21 en paño B2 de SE Esperanza.

	SE Esperanza		
	Paño B2		
	GROUND DISTANCE (ANSI 21N)		
	Z1	Z2	Z3
Function	Enabled	Enabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Forward
Shape	Quad	Quad	Quad
Z0/Z1 Mag	3.95	3.95	3.95
Z0/Z1 Ang	20 deg	20 deg	20 deg
Z0M/Z1 Mag	0.00	0.00	0.00
Z0M/Z1 Ang	0 deg	0 deg	0 deg
Reach	0.30 ohms	0.45 ohms	1.00 ohms
RCA	60 deg	60 deg	60 deg
Rev Reach	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Rev Reach RCA	85 deg	85 deg	85 deg
POL Current	Zero-seq	Zero-seq	Zero-seq
Non-Homogen Ang	-12.0 deg	-12.0 deg	-12.0 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	60 deg	60 deg	60 deg
DIR Comp Limit	75 deg	75 deg	75 deg
Quad Right Blinder	2.30 ohms	3.50 ohms	4.50 ohms
Quad Right Blinder RCA	80 deg	80 deg	80 deg
Quad Left Blinder	0.60 ohms	0.60 ohms	0.60 ohms
Quad Left Blinder RCA	80 deg	80 deg	80 deg
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0.700 s	1.000 s
Block	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)	21_BL_____ On (VO13)
Target	Latched	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled	Enabled

Tabla 31: Ajustes existentes para protección ANSI 21N en paño B2 de SE Esperanza.

3) Resumen de ajustes de funciones de sobrecorriente existentes en SE Cemento Melón

SE Cemento Melón			
Paño B1			
W1 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W1 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W1 Phase TOC Function	Enabled	W1 Phase IOCI Function	Enabled
W1 Phase TOC Pickup	0.55 x CT1	W1 Phase IOCI Target	Latched
W1 Phase TOC Shape	Norm Inverse	W1 Phase IOCI Pickup	4.00 x CT1
W1 Phase TOC Multiplier	0.9	W1 Phase IOCI Delay	0 ms
W1 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W1 NEUTRAL INST OC (50N)	
W1 Neutral TOC Function	Enabled	W1 Neutral IOCI Function	Enabled
W1 Neutral TOC Pickup	0.36 x CT	W1 Neutral IOCI Target	Latched
W1 Neutral TOC Shape	Mod Inverse	W1 Neutral IOCI Pickup	0.72 x CT
W1 Neutral TOC Multiplier	0.20	W1 Neutral IOCI Delay	0 ms

Tabla 32: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño B1 de SE Cemento Melón.

SE Cemento Melón			
Paño FT1			
W2 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W2 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W2 Phase TOC Function	Enabled	W2 Phase IOCI Function	Enabled
W2 Phase TOC Pickup	0.98 x CT1	W2 Phase IOCI Target	Latched
W2 Phase TOC Shape	Norm Inverse	W2 Phase IOCI Pickup	4.20 x CT1
W2 Phase TOC Multiplier	0.5	W2 Phase IOCI Delay	0 ms
W2 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W2 NEUTRAL INST OC (ANSI 50N)	
W2 Neutral TOC Function	Enabled	W2 Neutral IOCI Function	Enabled
W2 Neutral TOC Pickup	0.87 x CT	W2 Neutral IOCI Target	Latched
W2 Neutral TOC Shape	Mod Inverse	W2 Neutral IOCI Pickup	1.70 x CT
W2 Neutral TOC Multiplier	0.20	W2 Neutral IOCI Delay	0 ms
W2 GROUND TIME OC (ANSI 51G)		W2 GROUND INST OC (ANSI 50G)	
W2 Ground TOC Function	Enabled	W2 Ground IOCI Function	Enabled
W2 Ground TOC Pickup	0.1 x CT	W2 Ground IOCI Target	Latched
W2 Ground TOC Shape	Norm Inverse	W2 Ground IOCI Pickup	0.50 x CT
W2 Ground TOC Multiplier	0.50	W2 Ground IOCI Delay	0 ms

Tabla 33: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en paño FT1 de SE Cemento Melón.

SE Cemento Melón			
Paño B2			
W1 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W1 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W1 Phase TOC Function	Enabled	W1 Phase IOCI Function	Enabled
W1 Phase TOC Pickup	0.6 x CT	W1 Phase IOCI Target	Latched
W1 Phase TOC Shape	Norm Inverse	W1 Phase IOCI Pickup	4.8 x CT
W1 Phase TOC Multiplier	0.5	W1 Phase IOCI Delay	0 ms
W1 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W1 NEUTRAL INST OC (50N)	
W1 Neutral TOC Function	Enabled	W1 Neutral IOCI Function	Enabled
W1 Neutral TOC Pickup	0.5 x CT	W1 Neutral IOCI Target	Latched
W1 Neutral TOC Shape	Mod Inverse	W1 Neutral IOCI Pickup	1.50 x CT
W1 Neutral TOC Multiplier	0.30	W1 Neutral IOCI Delay	0 ms

Tabla 34: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño B2 de SE Cemento Melón.

SE Cemento Melón			
Paño FT2			
W2 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W2 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W2 Phase TOC Function	Enabled	W2 Phase IOCI Function	Enabled
W2 Phase TOC Pickup	1.00 x CT	W2 Phase IOCI Target	Latched
W2 Phase TOC Shape	Norm Inverse	W2 Phase IOCI Pickup	8.00 x CT
W2 Phase TOC Multiplier	0.5	W2 Phase IOCI Delay	0 ms
W2 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W2 NEUTRAL INST OC (ANSI 50N)	
W2 Neutral TOC Function	Enabled	W2 Neutral IOCI Function	Enabled
W2 Neutral TOC Pickup	1.00 x CT	W2 Neutral IOCI Target	Latched
W2 Neutral TOC Shape	Mod Inverse	W2 Neutral IOCI Pickup	2.60 x CT
W2 Neutral TOC Multiplier	0.30	W2 Neutral IOCI Delay	0 ms
W2 GROUND TIME OC (ANSI 51G)		W2 GROUND INST OC (ANSI 50G)	
W2 Ground TOC Function	Enabled	W2 Ground IOCI Function	Enabled
W2 Ground TOC Pickup	0.1 x CT	W2 Ground IOCI Target	Latched
W2 Ground TOC Shape	Norm Inverse	W2 Ground IOCI Pickup	0.50 x CT
W2 Ground TOC Multiplier	0.50	W2 Ground IOCI Delay	0 ms

Tabla 35: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en paño FT2 de SE Cemento Melón.

SE Cemento Melón			
Paño BT3			
W1 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W1 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W1 Phase TOC Function	Enabled	W1 Phase IOCI Function	Enabled
W1 Phase TOC Pickup	0.6 x CT	W1 Phase IOCI Target	Latched
W1 Phase TOC Shape	Norm Inverse	W1 Phase IOCI Pickup	3.00 x CT
W1 Phase TOC Multiplier	0.5	W1 Phase IOCI Delay	0 ms
W1 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W1 NEUTRAL INST OC (50N)	
W1 Neutral TOC Function	Enabled	W1 Neutral IOCI Function	Enabled
W1 Neutral TOC Pickup	0.5 x CT	W1 Neutral IOCI Target	Latched
W1 Neutral TOC Shape	Norm Inverse	W1 Neutral IOCI Pickup	1.00 x CT
W1 Neutral TOC Multiplier	0.50	W1 Neutral IOCI Delay	0 ms

Tabla 36: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en paño BT3 de SE Cemento Melón.

SE Cemento Melón			
Paño BT4			
W1 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W1 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W1 Phase TOC Function	Enabled	W1 Phase IOCI Function	Enabled
W1 Phase TOC Pickup	0.60 x CT	W1 Phase IOCI Target	Latched
W1 Phase TOC Shape	Norm Inverse	W1 Phase IOCI Pickup	3.00 x CT
W1 Phase TOC Multiplier	0.20	W1 Phase IOCI Delay	0 ms
W1 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W1 NEUTRAL INST OC (50N)	
W1 Neutral TOC Function	Enabled	W1 Neutral IOCI Function	Enabled
W1 Neutral TOC Pickup	0.50 x CT	W1 Neutral IOCI Target	Latched
W1 Neutral TOC Shape	Norm Inverse	W1 Neutral IOCI Pickup	1.00 x CT
W1 Neutral TOC Multiplier	0.50	W1 Neutral IOCI Delay	0 ms

Tabla 37: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño BT4 de SE Cemento Melón.

SE Cemento Melón			
Paño FT4			
W2 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W2 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W2 Phase TOC Function	Enabled	W2 Phase IOCI Function	Enabled
W2 Phase TOC Pickup	0.85 x CT	W2 Phase IOCI Target	Latched
W2 Phase TOC Shape	Norm Inverse	W2 Phase IOCI Pickup	2.60 x CT
W2 Phase TOC Multiplier	0.20	W2 Phase IOCI Delay	0 ms
W2 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W2 NEUTRAL INST OC (ANSI 50N)	
W2 Neutral TOC Function	Enabled	W2 Neutral IOCI Function	Enabled
W2 Neutral TOC Pickup	0.42 x CT	W2 Neutral IOCI Target	Latched
W2 Neutral TOC Shape	Norm Inverse	W2 Neutral IOCI Pickup	0.86 x CT
W2 Neutral TOC Multiplier	0.50	W2 Neutral IOCI Delay	0 ms
W2 GROUND TIME OC (ANSI 51G)		W2 GROUND INST OC (ANSI 50G)	
W2 Ground TOC Function	Enabled	W2 Ground IOCI Function	Enabled
W2 Ground TOC Pickup	0.25 x CT	W2 Ground IOCI Target	Latched
W2 Ground TOC Shape	Norm Inverse	W2 Ground IOCI Pickup	0.50 x CT
W2 Ground TOC Multiplier	0.50	W2 Ground IOCI Delay	0 ms

Tabla 38: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño FT4 de SE Cemento Melón.

SE Cemento Melón			
Paño BT5			
W1 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W1 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W1 Phase TOC Function	Enabled	W1 Phase IOCI Function	Enabled
W1 Phase TOC Pickup	0.60 x CT	W1 Phase IOCI Target	Latched
W1 Phase TOC Shape	Norm Inverse	W1 Phase IOCI Pickup	4.00 x CT
W1 Phase TOC Multiplier	0.40	W1 Phase IOCI Delay	0 ms
W1 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W1 NEUTRAL INST OC (50N)	
W1 Neutral TOC Function	Enabled	W1 Neutral IOCI Function	Enabled
W1 Neutral TOC Pickup	0.30 x CT	W1 Neutral IOCI Target	Latched
W1 Neutral TOC Shape	Mod Inverse	W1 Neutral IOCI Pickup	1.00 x CT
W1 Neutral TOC Multiplier	0.40	W1 Neutral IOCI Delay	0 ms

Tabla 39: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño BT5 de SE Cemento Melón.

SE Cemento Melón			
Paño FT5			
W2 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W2 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W2 Phase TOC Function	Enabled	W2 Phase IOCI Function	Enabled
W2 Phase TOC Pickup	0.85 x CT	W2 Phase IOCI Target	Latched
W2 Phase TOC Shape	Norm Inverse	W2 Phase IOCI Pickup	3.40 x CT
W2 Phase TOC Multiplier	0.4	W2 Phase IOCI Delay	0 ms
W2 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W2 NEUTRAL INST OC (ANSI 50N)	
W2 Neutral TOC Function	Enabled	W2 Neutral IOCI Function	Enabled
W2 Neutral TOC Pickup	0.43 x CT	W2 Neutral IOCI Target	Latched
W2 Neutral TOC Shape	Mod Inverse	W2 Neutral IOCI Pickup	1.40 x CT
W2 Neutral TOC Multiplier	0.40	W2 Neutral IOCI Delay	0 ms
W2 GROUND TIME OC (ANSI 51G)		W2 GROUND INST OC (ANSI 50G)	
W2 Ground TOC Function	Enabled	W2 Ground IOCI Function	Enabled
W2 Ground TOC Pickup	0.25 x CT	W2 Ground IOCI Target	Latched
W2 Ground TOC Shape	Norm Inverse	W2 Ground IOCI Pickup	0.50 x CT
W2 Ground TOC Multiplier	0.50	W2 Ground IOCI Delay	0 ms

Tabla 40: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño FT5 de SE Cemento Melón.

SE Cemento Melón			
Paño BT6			
W1 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W1 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W1 Phase TOC Function	Enabled	W1 Phase IOCI Function	Enabled
W1 Phase TOC Pickup	0.96 x CT	W1 Phase IOCI Target	Latched
W1 Phase TOC Shape	Norm Inverse	W1 Phase IOCI Pickup	4.00 x CT
W1 Phase TOC Multiplier	0.50	W1 Phase IOCI Delay	0 ms
W1 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W1 NEUTRAL INST OC (50N)	
W1 Neutral TOC Function	Enabled	W1 Neutral IOCI Function	Enabled
W1 Neutral TOC Pickup	0.50 x CT	W1 Neutral IOCI Target	Latched
W1 Neutral TOC Shape	Ext Inverse	W1 Neutral IOCI Pickup	1.00 x CT
W1 Neutral TOC Multiplier	0.50	W1 Neutral IOCI Delay	0 ms

Tabla 41: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño BT6 de SE Cemento Melón.

SE Cemento Melón			
Paño FT6			
W2 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W2 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W2 Phase TOC Function	Enabled	W2 Phase IOCI Function	Enabled
W2 Phase TOC Pickup	0.96 x CT	W2 Phase IOCI Target	Latched
W2 Phase TOC Shape	Norm Inverse	W2 Phase IOCI Pickup	4.00 x CT
W2 Phase TOC Multiplier	0.50	W2 Phase IOCI Delay	0 ms
W2 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W2 NEUTRAL INST OC (ANSI 50N)	
W2 Neutral TOC Function	Enabled	W2 Neutral IOCI Function	Enabled
W2 Neutral TOC Pickup	0.50 x CT	W2 Neutral IOCI Target	Latched
W2 Neutral TOC Shape	Ext Inverse	W2 Neutral IOCI Pickup	1.00 x CT
W2 Neutral TOC Multiplier	0.50	W2 Neutral IOCI Delay	0 ms
W2 GROUND TIME OC (ANSI 51G)		W2 GROUND INST OC (ANSI 50G)	
W2 Ground TOC Function	Enabled	W2 Ground IOCI Function	Enabled
W2 Ground TOC Pickup	0.25 x CT	W2 Ground IOCI Target	Latched
W2 Ground TOC Shape	Very Inverse	W2 Ground IOCI Pickup	0.50 x CT
W2 Ground TOC Multiplier	0.50	W2 Ground IOCI Delay	0 ms

Tabla 42: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño FT6 de SE Cemento Melón.

SE Cemento Melón			
Paño BT7			
W1 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W1 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W1 Phase TOC Function	Enabled	W1 Phase IOCI Function	Enabled
W1 Phase TOC Pickup	0.96 x CT	W1 Phase IOCI Target	Latched
W1 Phase TOC Shape	Ext Inverse	W1 Phase IOCI Pickup	8.00 x CT
W1 Phase TOC Multiplier	0.70	W1 Phase IOCI Delay	0 ms
W1 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W1 NEUTRAL INST OC (50N)	
W1 Neutral TOC Function	Enabled	W1 Neutral IOCI Function	Enabled
W1 Neutral TOC Pickup	0.50 x CT	W1 Neutral IOCI Target	Latched
W1 Neutral TOC Shape	Ext Inverse	W1 Neutral IOCI Pickup	1.00 x CT
W1 Neutral TOC Multiplier	0.10	W1 Neutral IOCI Delay	0 ms

Tabla 43: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño BT7 de SE Cemento Melón.

SE Cemento Melón			
Paño FT7			
W2 PHASE TIME OC (ANSI 51)		W2 PHASE INST OC (ANSI 50)	
W2 Phase TOC Function	Enabled	W2 Phase IOCI Function	Enabled
W2 Phase TOC Pickup	0.96 x CT	W2 Phase IOCI Target	Latched
W2 Phase TOC Shape	Mod Inverse	W2 Phase IOCI Pickup	8.00 x CT
W2 Phase TOC Multiplier	0.70	W2 Phase IOCI Delay	0 ms
W2 NEUTRAL TIME OC (ANSI 51N)		W2 NEUTRAL INST OC (ANSI 50N)	
W2 Neutral TOC Function	Enabled	W2 Neutral IOCI Function	Enabled
W2 Neutral TOC Pickup	0.50 x CT	W2 Neutral IOCI Target	Latched
W2 Neutral TOC Shape	Ext Inverse	W2 Neutral IOCI Pickup	1.00 x CT
W2 Neutral TOC Multiplier	0.10	W2 Neutral IOCI Delay	0 ms
W2 GROUND TIME OC (ANSI 51G)		W2 GROUND INST OC (ANSI 50G)	
W2 Ground TOC Function	Enabled	W2 Ground IOCI Function	Enabled
W2 Ground TOC Pickup	0.25 x CT	W2 Ground IOCI Target	Latched
W2 Ground TOC Shape	Very Inverse	W2 Ground IOCI Pickup	0.50 x CT
W2 Ground TOC Multiplier	0.50	W2 Ground IOCI Delay	0 ms

Tabla 44: Ajustes existentes para protecciones de sobrecorriente en el paño FT7 de SE Cemento Melón.

4) Resumen de ajustes de funciones de sobrecorriente existentes en SE Calera Centro

SE Calera Centro			
Paño B1			
OC4PTOC (ANSI 67)		EF4PTOC (ANSI 67N)	
Operation	On	Operation	On
I _{Base}	600 A	I _{Base}	600 A
U _{Base}	60.00 kV	U _{Base}	60.00 kV
Angle _{RCA}	65 Deg	DirMode1	Forward
Angle _{ROA}	80 Deg	Characterist1	IEC Norm. inv.
StartPhSel	1 out of 3	IN1>	10 %IB
I _{MinOpPhSel}	7 %IB	t1	0.000 s
2ndHarmStab	20 %IB	k1	0.11
DirMode1	Forward	I _{Min1}	10.00 %IB
Characterist1	IEC Norm. Inv	t1Min	0.000 s
I1>	72%IB	IN1Mult	1.0
t1	0,000s	ResetTypeCrv1	Instantaneous
k1	0,11	tReset1	0.000 s
I _{Min1}	72%IB	HarmRestrained1	Off

Tabla 45: Ajustes existentes para protección 67/67N en el paño B1 de SE Calera Centro.

SE Calera Centro					
Paño B2					
ANSI 51			ANSI 51N		
51P1P (TOC TRIP LVL)	A	6	51G1P (TOC TRIP LVL)	A	1
51P1C (TOC CURVE SEL)	-	U5	51G1C (TOC CURVE SEL)	-	U5
51P1TD (TOC TIME DIAL)	s	1.44	51G1TD (TOC TIME DIAL)	s	2.35
51P1RS (EM RESET DELAY)	-	N	51G1RS (EM RESET DELAY)	-	N
51P1CT (CONST TIME ADDER)	s	0.06	51G1CT (CONST TIME ADDER)	s	0.08
51P1MR (MIN RESPONSE TIME)	s	0	51G1MR (MIN RESPONSE TIME)	s	0
51P1TC (TOC TRQ CONTROL)	-	DIRPF	51G1TC (TOC TRQ CONTROL)	-	DIRGF

Tabla 46: Ajustes existentes para protección 51/51N en paño B2 de SE Calera Centro.

SE Calera Centro					
Paño B3					
ANSI 51			ANSI 51N		
51P1P (TOC TRIP LVL)	A	6	51G1P (TOC TRIP LVL)	A	1
51P1C (TOC CURVE SEL)	-	U5	51G1C (TOC CURVE SEL)	-	U5
51P1TD (TOC TIME DIAL)	s	1.44	51G1TD (TOC TIME DIAL)	s	2.35
51P1RS (EM RESET DELAY)	-	N	51G1RS (EM RESET DELAY)	-	N
51P1CT (CONST TIME ADDER)	s	0.06	51G1CT (CONST TIME ADDER)	s	0.08
51P1MR (MIN RESPONSE TIME)	s	0	51G1MR (MIN RESPONSE TIME)	s	0
51P1TC (TOC TRQ CONTROL)	-	DIRPF	51G1TC (TOC TRQ CONTROL)	-	DIRGF

Tabla 47: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 51N en paño B3 de SE Calera Centro.

Paño B4			
51		51N	
Function	Enabled	Function	Enabled
Input	Phasor	Source	SRC 1 (SRC 1)
Pickup	1.200 pu	Pickup	0.16 pu
Curve	Definite Time	Curve	Definite Time
TD Multiplier	0.20	TD Multiplier	0.6

Tabla 48: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 51N en paño B4 de SE Calera Centro.

SE Calera Centro	
Paño B5	
NEUTRAL TOC (ANSI 67N)	
Function	Enabled
Input	Phasor
Pickup	0.280 pu
Curve	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	0.38
NEUTRAL DIRECTIONAL (ANSI 67N)	
Function	Enabled
Polarizing Voltage	Calculated V0
Op Current	Calculated 3I0
POS SEQ Restraint	0.063
Offset	0.00 ohms
Forward ECA	0° Lag
Forward Limit Angle	90 deg
Forward Pickup	0.050 pu
Reverse Limit Angle	90 deg
Reverse Pickup	0.050 pu

Tabla 49: Ajustes existentes para protección ANSI 67 y ANSI 67N en paño B5 de SE Calera Centro.

SE Calera Centro			
Paño B5			
PHASE TOC (ANSI 51)		NEUTRAL IOC (ANSI 50N)	
Function	Enabled	Function	Enabled
Input	Phasor	Source	SRC 1 (SRC 1)
Pickup	0.676 pu	Pickup	2.550 pu
Curve	IEEE Mod Inv	Delay	0.20 s
TD Multiplier	0.23	Reset Delay	0.00 s

Tabla 50: Ajustes existentes para protección 51/50N en paño B5 de SE Calera Centro.

SE Calera Centro	
Paño B6	
NEUTRAL TOC (ANSI 67N)	
Function	Enabled
Input	Phasor
Pickup	0.280 pu
Curve	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	0.38
NEUTRAL DIRECTIONAL (ANSI 67N)	
Function	Enabled
Polarizing Voltage	Calculated V0
Op Current	Calculated 3I0
POS SEQ Restraint	0.063
Offset	0.00 ohms
Forward ECA	0° Lag
Forward Limit Angle	90 deg
Forward Pickup	0.050 pu
Reverse Limit Angle	90 deg
Reverse Pickup	0.050 pu

Tabla 51: Ajustes existentes para protección ANSI 67 y ANSI 67N en paño B6 de SE Calera Centro.

SE Calera Centro			
Paño B6			
PHASE TOC (ANSI 51)		NEUTRAL IOC (ANSI 50N)	
Function	Enabled	Function	Enabled
Input	Phasor	Source	SRC 1 (SRC 1)
Pickup	0.676 pu	Pickup	2.550 pu
Curve	IEEE Mod Inv	Delay	0.20 s
TD Multiplier	0.23	Reset Delay	0.00 s

Tabla 52: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 50N en paño B6 de SE Calera Centro.

5) Resumen de ajustes de funciones de sobrecorriente existentes en SE Cerro Calera

SE Cerro Calera			
Paño BT			
OC4PTOC (ANSI 51)		EF4PTOC (ANSI 51N)	
Operation	On	Operation	On
I _{Base}	400A	I _{Base}	400 A
StartPhSel	1 out of 3	StartPhSel	1 out of 3
DirMode1	Non-directional	DirMode1	Non-directional
Characteristic1	ANSI Norm. inv.	Characteristic1	ANSI Mod. inv.
I _{1>}	96%IB	I _{1>}	33%IB
t ₁	Irrelevantes	t ₁	Irrelevantes
k ₁	2.60	k ₁	0.60
I _{Min1}	96%IB	I _{Min1}	33%IB
t _{1Min}	0s	t _{1Min}	0.000s
I _{1Mult}	1	I _{1Mult}	1.0
ResetTypeCrv1	Instantaneous	ResetTypeCrv1	Instantaneous
tReset1	0.000s	tReset1	0.000s
HarmRestraining1	Off	HarmRestraining1	Off

Tabla 53: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 51N en paño BT de SE Cerro Calera.

SE Cerro Calera	
Paño HT	
OC4PTOC (ANSI 51)	
Operation	On
I _{Base}	200 A
StartPhSel	1 out of 3
DirMode1	Non-directional
Characteristic1	ANSI Norm. inv.
I _{1>}	113 %IB
k ₁	3,8
I _{Min1}	113 %IB
t _{1Min}	0.000 s
I _{1Mult}	1
ResetTypeCrv1	Instantaneous
tReset1	0.000 s
HarmRestraining1	Off

Tabla 54: Ajustes existentes para protección ANSI 51 en paño HT de SE Cerro Calera.

6) Resumen de ajustes de funciones de sobrecorriente existentes en SE Esperanza

SE Esperanza	
Paño B1	
NEUTRAL TOC (ANSI 67N)	
Function	Enabled
Input	Phasor
Pickup	0.226 pu
Curve	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	0.55
NEUTRAL DIRECTIONAL (ANSI 67N)	
Function	Enabled
Polarizing Voltage	Calculated V0
Op Current	Calculated 3I0
POS SEQ Restraint	0.063
Offset	0.00 ohms
Forward ECA	0° Lag
Forward Limit Angle	90 deg
Forward Pickup	0.050 pu
Reverse Limit Angle	90 deg
Reverse Pickup	0.050 pu

Tabla 55: Ajustes existentes para protección ANSI 67 y ANSI 67N en paño B1 de SE Esperanza.

SE Esperanza			
Paño B1			
PHASE TOC (ANSI 51)		NEUTRAL IOC (ANSI 50N)	
Function	Enabled	Function	Enabled
Input	Phasor	Source	SRC 1 (SRC 1)
Pickup	0.900 pu	Pickup	3.750 pu
Curve	IEEE Mod Inv	Delay	0.40 s
TD Multiplier	0.33	Reset Delay	0.00 s

Tabla 56: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 50N en paño B1 de SE Esperanza.

SE Esperanza	
Paño B2	
NEUTRAL TOC (ANSI 67N)	
Function	Enabled
Input	Phasor
Pickup	0.226 pu
Curve	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	0.55
NEUTRAL DIRECTIONAL (ANSI 67N)	
Function	Enabled
Polarizing Voltage	Calculated V0
Op Current	Calculated 3I0
POS SEQ Restraint	0.063
Offset	0.00 ohms
Forward ECA	0° Lag
Forward Limit Angle	90 deg
Forward Pickup	0.050 pu
Reverse Limit Angle	90 deg
Reverse Pickup	0.050 pu

Tabla 57: Ajustes existentes para protección ANSI 67 y ANSI 67N en paño B2 de SE Esperanza.

SE Esperanza			
Paño B2			
PHASE TOC (ANSI 51)		NEUTRAL IOC (ANSI 50N)	
Function	Enabled	Function	Enabled
Input	Phasor	Source	SRC 1 (SRC 1)
Pickup	0.900 pu	Pickup	3.750 pu
Curve	IEEE Mod Inv	Delay	0.40 s
TD Multiplier	0.33	Reset Delay	0.00 s

Tabla 58: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 50N en paño B1 de SE Esperanza.

SE Esperanza			
Paño BT			
OC4PTOC (ANSI 51)		EF4PTOC (51N)	
Operation	Enabled	Operation	Enabled
DirModeSel1	Non-directional	DirModeSel1	Non-directional
Characterist1	ANSI Mod. Inv.	Characterist1	ANSI Very inv.
Pickup	129%IB	Pickup1	75%IB
TD1	1,65	TD1	2,6
IB = 284 A		IB=200 A	

Tabla 59: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 51N en paño BT de SE Esperanza.

SE Esperanza			
Paño HT			
OC4PTOC (ANSI 51)		EF4PTOC (51N)	
Operation	Enabled	Operation	Enabled
DirModeSel1	Non-directional	DirModeSel1	Non-directional
Characterist1	ANSI Mod. Inv.	Characterist1	ANSI Very inv.
Pickup	127%IB	Pickup1	25%IB
TD1	1,66	TD1	0,25
IB = 158 A			

Tabla 60: Ajustes existentes para protección ANSI 51 y ANSI 51N en paño HT de SE Esperanza.