

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso – Chile



“Evaluación del ajuste de las protecciones de distancia y sobrecorriente en tres líneas pertenecientes al Anillo Metropolitano de 110 kV”

Rocío Gabriela Araya Valdés

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA ELECTRICISTA**

Profesor Guía

Johny Montaña

Profesor Correferente

Esteban Pulido

08/10/2026

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: *Evaluación del ajuste de las protecciones de distancia y sobrecorriente en tres líneas pertenecientes al Anillo Metropolitano de 110 kV.*

Nombre del candidato(a): Rocío Gabriela Araya Valdés

Carrera / Grado: Ingeniería Eléctrica

Campus: Casa Central **Departamento:** Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Johny Hernan Montaña Chaparro, 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: Johny Montaña

Fecha: 8 de octubre de 2026

Firma:

Estudiante o Candidato(a): Rocío Araya

Fecha: 8 de octubre 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.

Resumen

El presente trabajo tuvo como objetivo evaluar la coordinación de las protecciones de distancia asociadas a las líneas 2x110 kV Florida–Ochagavía, 1x110 kV Ochagavía–Metro y 2x110 kV Cerro Navia–Lo Aguirre, junto con sus instalaciones de primera adyacencia pertenecientes al anillo metropolitano de 110 kV.

La motivación del estudio surge a partir de eventos operacionales ocurridos en el Sistema Eléctrico Nacional y de las directrices emitidas por el Coordinador Eléctrico Nacional mediante las Cartas de Escenarios Mínimos de fechas de octubre 2023, las cuales establecen la necesidad de revisar el desempeño de las protecciones de las líneas que conforman el anillo metropolitano. Para ello, se realizó una revisión de las memorias de cálculo de las líneas bajo estudio, verificando la consistencia de sus parámetros eléctricos y corrigiendo discrepancias detectadas entre las memorias, los documentos de respaldo y los modelos existentes.

Posteriormente, se desarrollaron modelos de simulación en DIgSILENT, incorporando las instalaciones adyacentes, los esquemas de protección, los escenarios operacionales y las contingencias requeridas. A partir de estas simulaciones se evaluó el desempeño de las funciones de protección 21, 21N y 67N, identificándose problemas de sobrealcance, descoordinaciones y estrecheces de paso asociados a determinadas topologías de operación y condiciones de falla.

Como resultado, se propusieron modificaciones en parámetros de línea, alcances zonales y ajustes de protección, incluyendo la incorporación de grupos de ajustes diferenciados para escenarios operacionales específicos. Las propuestas desarrolladas permitieron mejorar la coordinación y selectividad de los esquemas de protección analizados.

Los resultados obtenidos contribuyen a mejorar la confiabilidad de los sistemas de protección asociados al anillo metropolitano de 110 kV y proporcionan antecedentes técnicos para futuras revisiones de coordinación en instalaciones de alta relevancia para la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Contenido

Resumen	3
1. Introducción	9
1.1. Objetivos	12
1.1.1. Objetivo general	12
1.1.2. Objetivos específicos	12
2. Marco teórico	13
2.1. Impedancia de Línea: Parámetros de Secuencia Positiva y Cero	13
2.2. Protecciones de Línea de Transmisión: Funciones y Principios de Operación	16
2.2.1 Protección de Distancia: Zonas, Alcances y Compensación de Secuencia Cero	16
Criterios de ajuste	16
Principio de Operación	18
2.3. Esquemas de Teleprotección: Lógicas de Sobrealcance, Subalcance y Bloqueo	21
2.2.3 Protección de Sobrecorriente: Curvas de Tiempo Inverso y Direccionalidad	24
2.4. Normativa Aplicable a Protecciones de Transmisión en Chile	25
2.4.1 NTSySC	25
2.4.2 Anexo Técnico: Exigencias mínimas para el diseño de instalaciones de transmisión	26
3. Desarrollo	27
3.1. Zona de Influencia Bajo Estudio: Líneas del Anillo Metropolitano de 110 kV	27
3.2. Modelación del Entorno en DigSILENT PowerFactory	28
3.2.1 Modelación de Líneas: Geometría, Conductores y Revisión de Memorias de Cálculo	28
3.2.2 Modelación de Transformadores de Poder	35
3.2.3 Esquema de Protección Actual de las Líneas Bajo Estudio	35
Esquema de protección de Línea S/E Florida – Ochagavía 110 kV	36
Esquema de protección de línea S/E Ochagavía -Florida 110 Kv	36
Esquema de protección de línea S/E Ochagavía -Metro 110 kV	37
3.2.4 Modelación de Escenarios Operacionales	37
3.2.5 Contingencias Analizadas: Indisponibilidad de Líneas	41
3.3. Análisis de Resultados de Simulación	43
3.3.1 Niveles de Cortocircuito por Escenario	43
3.3.2 Verificación de los Ajustes de Protecciones Vigentes	44
LTx 2x110kV Cerro Navia-Lo Aguirre	45

LTx 1x110kV Ochagavía-Metro	46
LTx 2x110 kV Florida-Ochagavía.....	47
3.4. Propuesta de Reajuste de Protecciones por Línea.....	56
3.4.2. Propuesta de Ajustes LTx 1x110kV Ochagavía – Metro.....	60
3.4.3. Propuesta de Ajustes LTx 2x110kV Florida – Ochagavía.	61
4. Conclusiones	70
A. Anexo 1.....	78
B. Anexo 2.....	80

Índice de Figuras

Figura 1: Diagrama simplificado de las instalaciones ante la falla en SE Florida.	10
Figura 2: Sistema Trifásico con Conductor de Tierra. [9].....	13
Figura 3: Tiempo de operación v/s Alcance en protección de distancia [3].	17
Figura 4: Zrelé mediante loop de fase-fase [11].....	18
Figura 5: Zrelé mediante loop de fase-tierra [11].....	18
Figura 6: Conexión de malla de secuencias al haber falla monofásica en líneas de doble circuito [9].	19
Figura 7: Conexión de protección diferencial [14].	22
Figura 8: Condición de falla para protección diferencial [14].	23
Figura 9: Curva de operación de protección diferencial [14].....	23
Figura 10: Curvas Características de protecciones de sobrecorriente [18].	24
Figura 11: Diagrama Unilineal Simplificado de la zona de Influencia.	27
Figura 12: condición normal de operación en LT 2X110kV Cerro Navia – Lo Aguirre.	41
Figura 13: Traspaso de carga en LT 2X110kV Cerro Navia – Lo Aguirre.....	41
Figura 14: Diagramas TD, C01 con 2F-T.	49
Figura 15: Diagramas TD, C01 OFF con 2F-T.....	50
Figura 16: Diagramas TD, C01 OFF T con 2F-T.....	51
Figura 17: Diagrama TD, Topologías C01 con 1F R=50.....	52
Figura 18: Diagrama TD, C0 con 1F.....	53
Figura 19: Diagrama TD, C01 OFF con 1F.	54
Figura 20: Diagrama TD, C01 OFF T con 1F.....	55
Figura 21: Ajustes Actuales vs Propuestos para paños H6 y H7 SE Florida, ante 2FT C01.	64
Figura 22: Ajustes Actuales vs Propuestos para paños H6 y H7 SE Florida, ante 2FT C01 OFF T. 65	
Figura 23: Ajustes Actuales vs Propuestos para paños A1 y A5 SE Ochagavía, ante 1FT con 50Ω C01 OFF T.	67
Figura 24: Ajustes Actuales vs Propuestos para paños A1 y A5 SE Ochagavía, ante 2FT C01 OFF T.	68

Índice de Tablas

Tabla 1: Comparación datos cable de fase de MC vs Documento de Respaldo Tap Santa Elena- Tap San Joaquín.	30
Tabla 2: Obtención de error de parámetros concentrados de sección tramo Tap Santa Elena-Tap San Joaquín luego de revisión de MC.	31
Tabla 3 Comparación distribución geométrica entre MC antigua y corregida.	32
Tabla 4: Obtención de error de parámetros concentrados de sección tramo Ochagavía – Metro luego de revisión de MC.	32
Tabla 5: Comparación datos cable de fase de MC vs Documento de Respaldo Tap San Pablo – Tap Lo Prado.	33
Tabla 6: Comparación de coordenadas de MC vs Documento de Respaldo Tap San Pablo – Tap Lo Prado.	34
Tabla 7: Obtención de error de parámetros concentrados de sección tramo Tap San Pablo – Tap Lo Prado luego de revisión de MC.....	34
Tabla 8: Comparación datos cable de fase de MC vs Documento de Respaldo Tap Lo Prado – Lo Aguirre.	34

Tabla 9: Comparación de coordenadas de MC vs Documento de Respaldo Tap Lo Prado – Lo Aguirre.	35
Tabla 10: Obtención de error de parámetros concentrados de sección tramo Tap Lo Prado – Lo Aguirre luego de revisión de MC.	35
Tabla 11: Esquema de protección LTx 2x110 kV Cerro Navia – Lo Aguirre, extremo Cerro Navia.	36
Tabla 12: Esquema de protección LTx 2x110 kV Florida – Ochagavía, extremo Florida.....	36
Tabla 13: Esquema de protección LT x 2x110 kV Florida- Ochagavía, extremo Ochagavía.....	36
Tabla 14: Esquema de protección LT x 2x110 kV Ochagavía-Metro, extremo Ochagavía.	37
Tabla 15: Escenarios operacionales base.	38
Tabla 16: Cortocircuitos en Barras de 110 kV.	43
Tabla 17: Comparación de parámetros concentrados de LTx 2x110 Kv Cerro Navia- Lo Aguirre circuito 1.....	45
Tabla 18: Comparación de parámetros concentrados de LTx 2x110 Kv Cerro Navia- Lo Aguirre circuito 2.....	46
Tabla 19: Parámetros de LTx 2x110 kV Ochagavía -Florida según PO.	47
Tabla 20: Parámetros de LTx 2x110 kV Ochagavía -Florida según MC.....	48
Tabla 21: Resumen de las problemáticas identificadas y Propuesta	57
Tabla 22: Propuesta de ajustes para circuito 1 de LTx 2x110 kV Cerro Navia- Lo Aguirre.	58
Tabla 23: Propuesta de ajustes para circuito 2 de LTx 2x110 kV Cerro Navia- Lo Aguirre.	59
Tabla 24: Comparación técnica de los esquemas de teleprotección propuestos para Paño A7 SE Ochagavía.....	61
Tabla 25: Resumen de las problemáticas identificadas y modificaciones propuestas para la LT 2x110 kV Ochagavía–Florida.	62
Tabla 26: Propuesta de ajustes para paños A1 y A5 de SE Ochagavía.	63
Tabla 27: Propuesta de ajustes para paños H6 y H7 de S/E Florida.	66
Tabla 28: Transformadore SE Lord Cochrane.	78
Tabla 29_ Transformador SE Florida.....	78
Tabla 30: Transformadores SE Ochagavía.....	79
Tabla 31: Transformadores SE San Pablo.....	79
Tabla 32: Transformador SE Lo Prado.	79
Tabla 33: Transformadores SE Lo Aguirre.....	80

Abreviaturas y Definiciones

3F:	Trifásico
2F:	Bifásico
2F-T:	Bifásico a tierra
1F-T:	Monofásico a tierra
AT:	Alta Tensión. Nivel de tensión superior a 44kV.
BT:	Baja Tensión. Nivel de tensión inferior a 1kV.
CEN:	Coordinador eléctrico nacional
CNE:	Comisión Nacional de Energía.
DlgSILENT:	<i>Software</i> de Modelación utilizado en el estudio (versión 2024)
N/A:	No aplica.
N/I:	No informado.
NT:	Norma Técnica
NTSyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
S/E:	Subestación Eléctrica
SI:	Sistema Interconectado
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional
ST:	Sistema de Transmisión.
STN:	Sistema de Transmisión Nacional.
Icc _{máx_C} :	Corriente de cortocircuito simétrica, asimétrica y <i>peak</i> máximas calculadas.
PO:	Print Out
STM:	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.
MC:	Memoria de Cálculo
F/S	Fuera de Servicio.

1. Introducción

Algunas de las principales directrices del Sistema Eléctrico Nacional son operar de manera segura y al menor costo posible. En este contexto, las protecciones de equipos eléctricos cumplen un rol fundamental, puesto que se encargan de detectar y despejar fallas de forma confiable, selectiva y rápida. Además, deben ser capaces de actuar en respaldo y poseer la sensibilidad necesaria para identificar anomalías abarcando la mayor cantidad de contingencias y escenarios operacionales [1] [2].

El despeje efectivo de una falla tiene un gran impacto económico en la operación del sistema eléctrico de potencia, debido a que una actuación veloz de la protección reduce los daños térmicos y mecánicos en los equipos, lo que a su vez prolonga su vida útil. Por otro lado, un despeje selectivo y rápido resguarda la continuidad del suministro, considerando que una interrupción del servicio genera una pérdida económica equivalente a entre 20 y 100 veces el valor de la energía no suministrada [1].

Para los sistemas de transmisión de alta tensión, las protecciones de distancia tienen como objetivo principal proteger las líneas y contribuir a la estabilidad del sistema. Las funciones 21 y 21N se encargan de medir la impedancia aparente vista por el relé a partir de las corrientes y tensiones fasoriales provistas por los transformadores de medida. En caso de que esta impedancia calculada sea menor que el valor de ajuste establecido para una zona determinada, el relé enviará una orden de apertura al interruptor asociado tras transcurrir el tiempo programado [3].

Según el artículo 5-40 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, ante fallas en líneas y transformadores del sistema de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV, los sistemas propios de la instalación afectada por una falla deben asegurar un tiempo efectivo de despeje inferior a 20 ciclos, equivalentes a 400 ms. Asimismo, las operaciones de respaldo deben brindar un tiempo de paso mínimo de 15 ciclos o 300 ms, con el objetivo de garantizar la selectividad en la operación de los esquemas de protección [4].

Tal como lo indica su denominación, el anillo metropolitano de 110 kV consiste en un sistema troncal en anillo que originalmente circundaba la Región Metropolitana y hasta el día de hoy se encarga de abastecerla de energía. Este anillo posee una alta relevancia para el

Sistema Eléctrico Nacional, ya que subestaciones como Cerro Navia, Chena, Florida, Ochagavía, El Salto y Los Almendros figuran en el listado de instalaciones esenciales del sistema, emitido en agosto de 2025 por el Coordinador Eléctrico Nacional [5].

Como antecedente directo, el 12 de mayo de 2022 se produjo una falla monofásica en la barra de 110 kV de la subestación La Florida. En dicho evento, la protección diferencial de barra, función 87B, actuó correctamente. Sin embargo, la protección de distancia del paño H6 en la subestación Alto Jahuel operó de forma indebida en su primera zona, desenergizando las subestaciones Santa Raquel, Santa Rosa Sur y Mariscal, como se ilustra en la Figura 1, lo que afectó un total de 226,72 MW de consumo asociado [6].

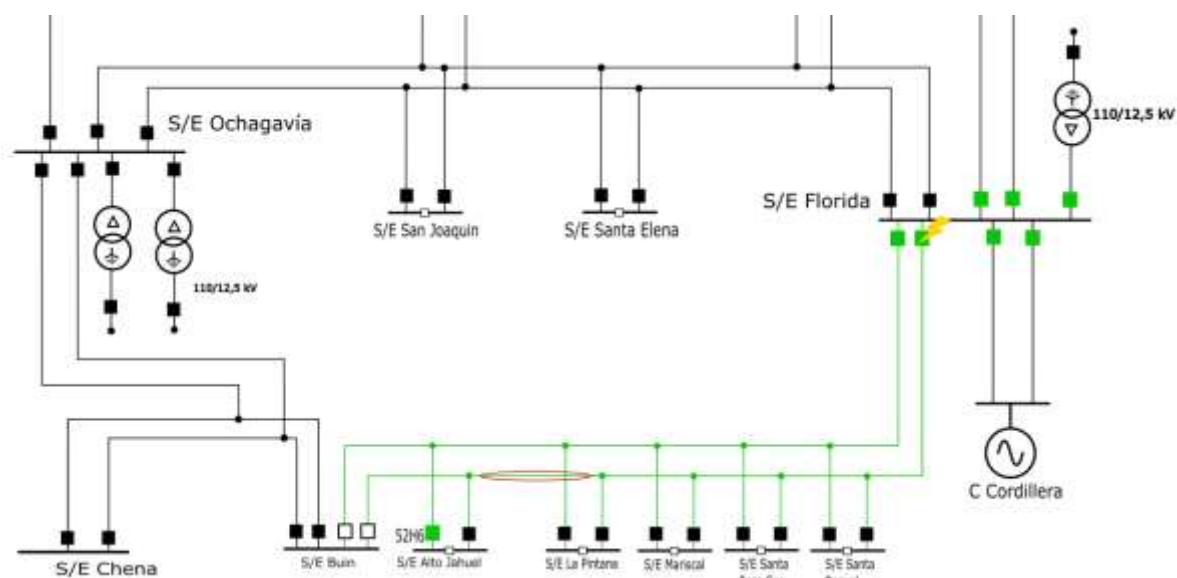


Figura 1: Diagrama simplificado de las instalaciones ante la falla en SE Florida.

Esta operación incorrecta de la función 21N del paño 52H6 ocurrió bajo una contingencia en la cual un tramo del circuito paralelo a la línea se encontraba desconectado y aterrizado, generando un fenómeno de sobrealcance. Este comportamiento se debe a que la función 21N es altamente sensible a la inducción mutua de secuencia cero que se produce entre líneas paralelas. Este acoplamiento magnético provoca que los elementos de medición calculen incorrectamente la impedancia entre el punto de falla y el relé, siendo capaz de provocar operaciones no deseadas o la pérdida de sensibilidad ante fallas monofásicas [7] [8].

Dado que estas líneas presentan varias décadas de operación, cuando se realizaron sus estudios de interconexión originales, no consideraron contingencias con un circuito

desconectado o desconectado y aterrizado, por lo que la totalidad de las líneas pertenecientes al anillo metropolitano podrían carecer de dicho análisis. Debido a este antecedente, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) determinó la necesidad de revisar la coordinación de las protecciones de las líneas de todo el anillo de 110 kV de la Región Metropolitana. En consecuencia, en octubre de 2023, el Coordinador Eléctrico Nacional emitió las Cartas de Escenarios Mínimos en las cuales debería basarse cada estudio de línea, Anexo 1. Es importante mencionar que, si bien las directrices fueron emitidas durante el año 2023, debido a temas contractuales y cambios de razón social entre Enel Transmisión y Sociedad Transmisora Metropolitana, solo se revisaron y modificaron los ajustes de la línea fallada, postergándose la revisión del resto de las líneas pertenecientes al Anillo.

Debido a lo anterior, para las tres líneas bajo estudio, junto con sus primeras adyacencias, se realizará una revisión y validación de las memorias de cálculo de modelación correspondientes a los tramos de propiedad de Sociedad Transmisora Metropolitana. El análisis verificará que los parámetros técnicos de la memoria de cálculo coincidan con los documentos de respaldo de los conductores y con la geometría de la estructura más representativa. En caso de existir discrepancias, se modelarán los sistemas en el *software* DIGSILENT para cuantificar la variación final, puesto que, si esta diferencia es significativa, podría alterar los alcances zonales y, por consiguiente, el tiempo de operación de la protección de distancia.

Posteriormente, se verificarán los ajustes de las funciones 21, 21N y 67N, considerando los escenarios, topologías y fallas determinadas por el Coordinador Eléctrico Nacional en las Cartas de Escenarios Mínimos para las líneas de transmisión de 110 kV Florida–Ochagavía, Ochagavía–Metro y Cerro Navia–Lo Aguirre. En caso de constatar el incumplimiento de los tiempos mínimos de coordinación, se determinará la necesidad de proponer nuevos criterios de protección o diseñar nuevos grupos de ajustes alternativos para los escenarios desfavorables, evaluando las implicancias operativas y las acciones preventivas asociadas con el propósito de garantizar la selectividad del sistema.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Evaluar el ajuste de las protecciones de distancia de las líneas 2x110kV Florida - Ochagavía, 1x110kV Ochagavía - Metro y 2x110kV Cerro Navia - Lo Aguirre, junto a sus coordinaciones de las líneas en primera adyacencia, pertenecientes al anillo metropolitano de 110 kV.

1.1.2. Objetivos específicos

- Verificar las memorias de cálculo de las secciones tramos de las líneas bajo estudio, utilizando la información de respaldo disponible en Infotécnica y la modelación en DIgSILENT, para complementar y corregir los modelos existentes.
- Elaborar la base de datos en DIgSILENT con las protecciones, líneas, contingencias y escenarios operacionales solicitados en las cartas de escenarios mínimos, para cumplir con las condiciones del entorno establecidas por el CEN.
- Identificar los relés que presentan tiempos de operación inadecuados y las condiciones que los generan, con el fin de justificar técnicamente la necesidad de su reajuste.
- Sugerir ajustes en las protecciones de las líneas que presentan problemas de coordinación para mejorar la selectividad y el correcto funcionamiento del sistema.

2. Marco teórico

2.1. Impedancia de Línea: Parámetros de Secuencia Positiva y Cero

Las protecciones de distancia, por lo general, requieren como datos de entrada las impedancias de secuencia positiva y de secuencia cero de la línea. Estas impedancias provienen de una simplificación de la matriz de impedancias, la cual refleja las impedancias mutuas entre las distintas fases, así como entre conductores paralelos cercanos [9].

Las siguientes ecuaciones representan la impedancia propia e impedancia mutua de dos conductores paralelos [9] [10].

$$Z_{XX} = r_x + j0.07537 \left(\frac{f}{60} \right) \ln \left(\frac{1}{GMR_x} \right) \quad [\Omega/km] \quad (1)$$

$$Z_{XY} = j0.07537 \left(\frac{f}{60} \right) \ln \left(\frac{1}{d_{xy}} \right) \quad [\Omega/km] \quad (2)$$

Donde:

r_x : Resistencia AC del conductor x en Ω/km .

f : Frecuencia del Sistema.

GMR_x : Radio Geométrico medio del conductor.

d_{xy} : Distancia entre los conductores.

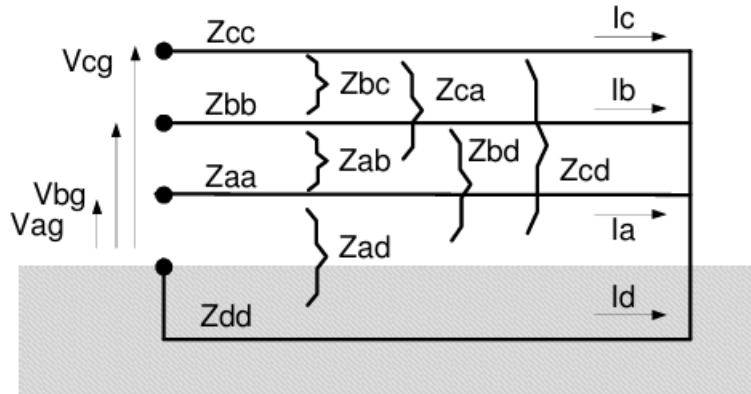


Figura 2: Sistema Trifásico con Conductor de Tierra. [9].

Para representar la impedancia en un sistema de múltiples conductores, se utilizará como ejemplo el circuito de la Figura 2, en donde se toma el circuito a como referencia, pero el procedimiento para las fases b y c se mantiene.

$$V_{ag} = Z_{aa}I_a + Z_{ab}I_b + Z_{ac}I_c + Z_{ad}I_d - (Z_{dd}I_d + Z_{ad}I_a + Z_{bd}I_b + Z_{cd}I_c) \quad (3)$$

Agrupando y considerando que $I_d = -(I_a + I_b + I_c)$:

$$\begin{aligned} V_{ag} &= (Z_{aa} - 2Z_{ad} + Z_{dd})I_a + (Z_{ab} - Z_{bd} - Z_{ad} + Z_{dd})I_b \\ &\quad + (Z_{ac} - Z_{cd} - Z_{ad} + Z_{dd})I_c \\ &= Z_{AA}I_a + Z_{AB}I_b + Z_{AC}I_c \end{aligned} \quad (4)$$

$$Z_{AA} = ra + rd + j0.07537 \left(\frac{f}{60} \right) \left[\ln \left(\frac{1}{GMR_a} \right) + \ln \left(\frac{d_{ad}^2}{GMR_d} \right) \right] \quad (5)$$

$$Z_{AB} = rd + j0.07537 \left(\frac{f}{60} \right) \left[\ln \left(\frac{1}{d_{ab}} \right) + \ln \left(\frac{d_{ad}d_{bd}}{GMR_d} \right) \right] \quad (6)$$

$$Z_{AC} = rd + j0.07537 \left(\frac{f}{60} \right) \left[\ln \left(\frac{1}{d_{ac}} \right) + \ln \left(\frac{d_{ad}d_{cd}}{GMR_d} \right) \right] \quad (7)$$

Repitiendo el desarrollo de las ecuaciones (3) a (7) para las fases b y c se obtiene una ecuación de caída de tensión por fase, las que pueden escribirse de forma compacta como $V_{abc} = Z_{abc} \cdot I_{abc}$, donde V_{abc} es el vector de tensiones fase-tierra, I_{abc} el vector de corrientes de fase y Z_{abc} la matriz de impedancias de la línea. Donde Z_{abc} corresponde al operador que relaciona el vector de corrientes con el vector de caídas de tensión del conjunto de los tres conductores: los elementos de su diagonal son las impedancias propias de cada fase, calculadas según (5), y los elementos fuera de la diagonal son las impedancias mutuas entre fases, calculadas según (6) y (7).

Con las impedancias propias y mutuas de las fases a , b y c , se puede obtener la matriz Z_{abc} que describe la impedancia de la línea.

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ca} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Para el caso de una línea de doble circuito el desarrollo es análogo, pero los vectores de tensión y corriente incluyen los seis conductores de fase: a, b y c del primer circuito y a', b' y c' del segundo. La relación queda entonces como $V''_{abc} = Z''_{abc} \cdot I''_{abc}$, con vectores de 6×1 y una matriz de 6×6 que puede leerse por bloques de 3×3 : los dos bloques de la diagonal son las matrices de impedancia propia de cada circuito, de la misma forma que (8), mientras que los bloques fuera de la diagonal contienen las impedancias mutuas entre conductores de circuitos distintos. Estos últimos son los responsables del acoplamiento mutuo entre circuitos paralelos, que se manifiesta principalmente en secuencia cero. Con ello, la representación matricial de la impedancia de la línea corresponde a:

$$[Z_{abc}'] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ca} & Z_{a'a} & Z_{a'b} & Z_{ca'} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{ab'} & Z_{b'b} & Z_{b'c} \\ Z_{ca} & Z_{bc} & Z_{cc} & Z_{c'a} & Z_{bc'} & Z_{cc} \\ Z_{a'a} & Z_{a'b} & Z_{ca'} & Z_{a'a'} & Z_{a'b'} & Z_{c'a'} \\ Z_{ab'} & Z_{b'b} & Z_{b'c} & Z_{ab} & Z_{b'b'} & Z_{b'c'} \\ Z_{c'a} & Z_{bc'} & Z_{cc'} & Z_{c'a'} & Z_{b'c'} & Z_{c'c'} \end{bmatrix} \quad (9)$$

Como se mencionó anteriormente, para las protecciones de distancia se necesita conocer la impedancia de secuencia positiva, por lo que ocupando la transformada de Fontescue se obtiene:

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} & 0 \\ 0 & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \end{bmatrix}^{-1} [Z_{abc}'] \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} & 0 \\ 0 & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \end{bmatrix} \quad (10)$$

De esto se desprende que, si bien la impedancia de secuencia cero puede variar dependiendo de la geometría de la torre, el número de conductores o el arreglo de fases, siempre estará presente, incluso en el caso de una transposición ideal [9], como se muestra a continuación:

$$[Z_{012}'''] = \begin{bmatrix} Z_{00} & 0 & 0 & Z_{00m} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{22} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{00m} & 0 & 0 & Z_{00'} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{11'} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{22'} \end{bmatrix} \quad (11)$$

2.2. Protecciones de Línea de Transmisión: Funciones y Principios de Operación

2.2.1 Protección de Distancia: Zonas, Alcances y Compensación de Secuencia Cero

La protección de distancia es utilizada principalmente en el sistema de transporte de alta tensión, sobre todo en sistemas de gran enmallamiento. Con el objetivo de brindar protección a los elementos primarios de la red y garantizar la estabilidad del sistema ante fallas [3].

Criterios de ajuste

Durante un cortocircuito, el voltaje disminuye y la corriente aumenta, lo que provoca que la impedancia equivalente vista por el relé se reduzca significativamente [11]. Las protecciones de distancia utilizan precisamente esta variación, ya que su condición de disparo depende de la impedancia existente entre el relé y el punto de falla. Gracias a este principio, el disparo no depende directamente de la magnitud de la corriente de cortocircuito, permitiendo detectar fallas incluso cuando la corriente de falla es del mismo orden de magnitud, o incluso menor, que la corriente máxima de carga [3].

Por otra parte, a medida que aumenta la distancia entre el relé y el punto de falla, la impedancia aparente vista por la protección también aumenta. Esta característica permite definir distintas zonas de operación, y por lo general se establecen tres zonas, configuradas según criterios específicos de alcance y tiempo de operación:

- Primera zona:

Tiene como objetivo detectar y despejar, de forma inmediata, las fallas que ocurran en el interior de la línea. Generalmente, se establece un criterio de disparo cuando la impedancia vista por el relé es menor al 70-80% de la impedancia total de la línea [11] [12].

- Segunda zona

Esta zona suele establecerse considerando el 100% de la impedancia de la línea, más un 20% de la impedancia de la línea adyacente más corta o del elemento adyacente con menor impedancia. La finalidad de esta zona es detectar fallas cercanas a la barra adyacente, manteniendo la selectividad en la operación. Por ello, el tiempo de operación varía generalmente entre 300 y 500 ms [12].

- Tercera zona

La finalidad de esta zona es brindar respaldo a las líneas adyacentes en su totalidad. Sin embargo, debido a la diversidad de topologías que pueden existir, esto no siempre es posible. A pesar de ello, el criterio más utilizado establece que la tercera zona abarque la totalidad de la línea más el 100% de la línea adyacente más corta, con un tiempo de operación que varía entre 0,8 y 1,2 s [12].

En la Figura 3 se muestran gráficamente los criterios descritos anteriormente.

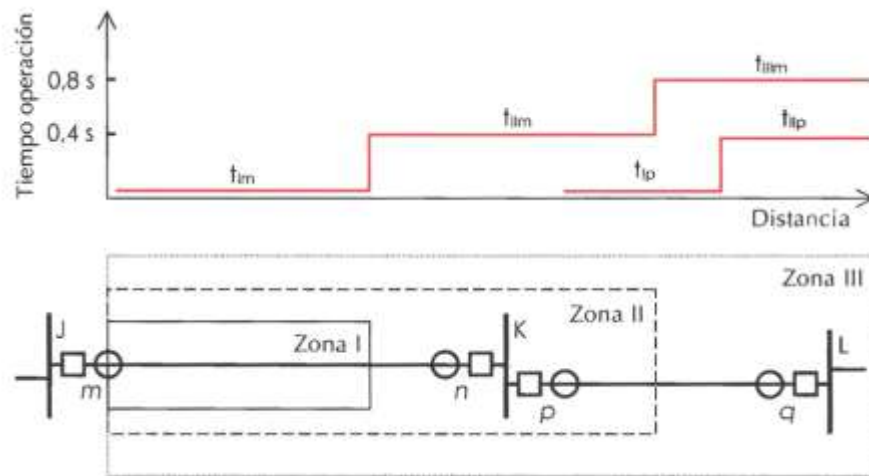
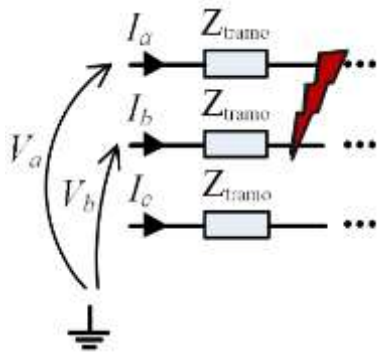


Figura 3: Tiempo de operación v/s Alcance en protección de distancia [3].

Principio de Operación

Para la operación de las protecciones de distancia, los relés deben recibir de manera constante las señales de tensión y corriente medidas por los transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencial (TP). Con estas señales, el relé calcula de forma continua las impedancias aparentes mediante seis *loops*: tres para fallas entre fases y tres para fallas a tierra [11].

Para estimar la impedancia del tramo para fallas entre fase. El algoritmo asume fallas bifásica franca, sin impedancia de falla,



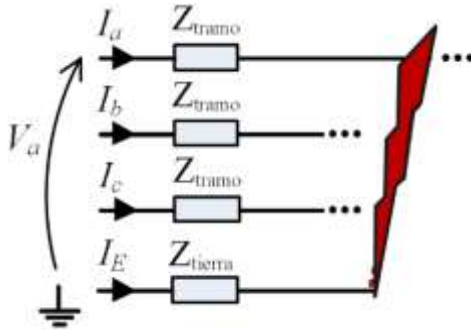
$$\text{Loop}_{A-B}: Z_{\text{relé}} = \frac{V_a - V_b}{I_a - I_b} \quad (12)$$

$$\text{Loop}_{B-C}: Z_{\text{relé}} = \frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} \quad (13)$$

$$\text{Loop}_{C-A}: Z_{\text{relé}} = \frac{V_c - V_a}{I_c - I_a} \quad (14)$$

Figura 4: $Z_{\text{relé}}$ mediante loop de fase-fase [11].

En caso de fallas entre fase y tierra, se asume falla monofásica franca.



$$\text{Loop}_{A-G}: Z_{\text{relé}} = \frac{V_a}{I_a + k_0 \cdot 3I_0} \quad (15)$$

$$\text{Loop}_{B-G}: Z_{\text{relé}} = \frac{V_b}{I_b + k_0 \cdot 3I_0} \quad (16)$$

$$\text{Loop}_{C-G}: Z_{\text{relé}} = \frac{V_c}{I_c + k_0 \cdot 3I_0} \quad (17)$$

Figura 5: $Z_{\text{relé}}$ mediante loop de fase-tierra [11].

Donde:

$$V_a = Z_{tramo} \cdot \left(I_a - I_E \cdot \frac{Z_{tierra}}{Z_{tramo}} \right) \quad (18)$$

Teniendo en cuenta que $-I_E = I_a + I_b + I_c = 3 \cdot I_0$

$$V_a = Z_{tramo} \cdot \left(I_a + 3I_0 \cdot \frac{Z_{tierra}}{Z_{tramo}} \right) \quad (19)$$

$$\frac{Z_{tierra}}{Z_{tramo}} = \frac{(Z_0 - Z_1)/3}{Z_1} = k_0 \quad (20)$$

Por lo que en los *loops* de fase tierra, el factor k_0 tendría por objetivo compensar la corriente de secuencia cero.

En el caso de haber un circuito en paralelo, se puede tener en consideración el acoplamiento mutuo de secuencia cero, para fallas a tierra. Para fallas entre fases no es de gran necesidad puesto que no se ve afectada por el acoplamiento mutuo de secuencia cero ya que la impedancia mutua de secuencia positiva y negativa son despreciables [7].

En la Figura 6 se presenta la interconexión de las mallas de secuencia durante una falla monofásica en una línea de doble circuito, a partir de la cual es posible desglosar el factor K_{0m} .

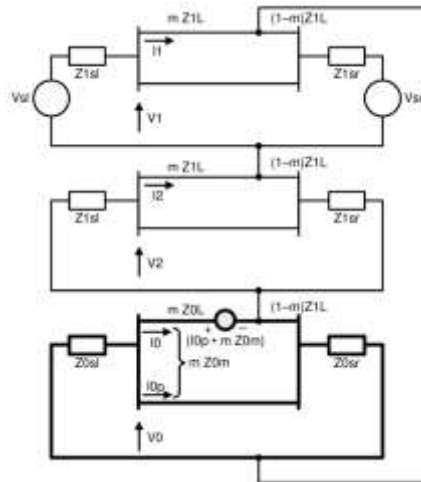


Figura 6: Conexión de malla de secuencias al haber falla monofásica en líneas de doble circuito [9].

$$[V1 - (mZ_{1L}) \cdot I1] + [V2 - (mZ_{1L}) \cdot I2] + [V0 - (mZ_{1L}) \cdot I0 - (mZ_{0_m}) \cdot I0p] = 0 \quad (21)$$

$$V1 + V2 + V0 = (mZ_{1L}) \cdot I1 + (mZ_{1L}) \cdot I2 + (mZ_{1L}) \cdot I0 + (mZ_{0_m}) \cdot I0p = 0 \quad (22)$$

Utilizando la transformada de Fontescue se obtiene:

$$Va = (mZ_{1L}) \left[Ia + \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{Z_{1L}} \cdot I0 + \frac{Z_{0_m}}{Z_{1L}} \cdot I0p \right] \quad (23)$$

Despejando mZ_{1L} se obtiene:

$$mZ_{1L} = \frac{Va}{Ia + \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3Z_{1L}} \cdot 3I0 + \frac{Z_{0_m}}{3Z_{1L}} \cdot 3I0p} \quad (24)$$

Donde;

$$k_{0_m} = \frac{Z_{0_m}}{3 \cdot Z_1} \quad (25)$$

En donde se puede observar que la impedancia vista por el relé depende de la corriente de secuencia cero que pasa por el circuito en paralelo y de la impedancia mutua de secuencia 0 [9].

2.3. Esquemas de Teleprotección: Lógicas de Sobrealcance, Subalcance y Bloqueo

La teleprotección tiene por objetivo acelerar el despeje de fallas manteniendo la selectividad de las protecciones de distancia de una línea. Esto se debe a que, ante fallas ubicadas más allá del alcance de la primera zona, el despeje no será instantáneo al depender de zonas temporizadas [13].

Adicionalmente, la teleprotección resulta especialmente útil en líneas de corta longitud, donde la impedancia aparente de la línea puede ser insuficiente para alcanzar la sensibilidad requerida por las funciones de distancia del relé [13].

Entre los esquemas de teleprotección se encuentran:

- **PUTT:** Corresponde a un esquema de subalcance. Cuando un extremo (A) detecta una falla en su primera zona de protección, envía una señal permisiva al extremo remoto (B) mediante un canal de comunicación, en caso de que el extremo B detecte una falla en segunda zona, se genera una orden de apertura instantánea [13].
- **POTT:** Corresponde a un esquema de sobrealcance, en el cual se acelera la orden de disparo cuando ambos extremos detectan la falla en una zona de sobrealcance, normalmente asociada a la segunda zona de distancia [13].
- **Weak Infeed:** Se basa en un esquema de subalcance, con la diferencia de que permite acelerar la orden de disparo incluso cuando el otro extremo no es capaz de detectar la falla debido a los bajos o nulos aportes de corriente de cortocircuito. De esta forma, cuando el extremo A detecta una falla en primera zona, envía una señal de aceleración al extremo B. Si este cumple la condición de subtensión asociada a la función *Weak Infeed*, el disparo es acelerado [13].
- **DCB:** Consiste en un esquema de bloqueo por comparación direccional. Cuando el extremo A detecta una falla en dirección inversa, envía una señal de bloqueo al extremo B, impidiendo el disparo acelerado. Una de sus principales ventajas es que permite el disparo incluso ante la pérdida o falla de los enlaces de comunicación [13].

- **2.2.2 Protección Diferencial de Línea: Principio de Corriente Diferencial**

La protección diferencial, es una protección dedicada, que tiene como función proteger de forma instantánea fallas en un elemento específico; barras, transformadores, líneas, generadores. Su principio de funcionamiento está basado en la ley de Corriente de Kirchoff, la cual indica que la suma de corrientes entrando a un punto corresponde a cero. En la Figura 7 se puede ver que la corriente 1 es igual a la corriente 2, lo que indica que se detecta falla [14].

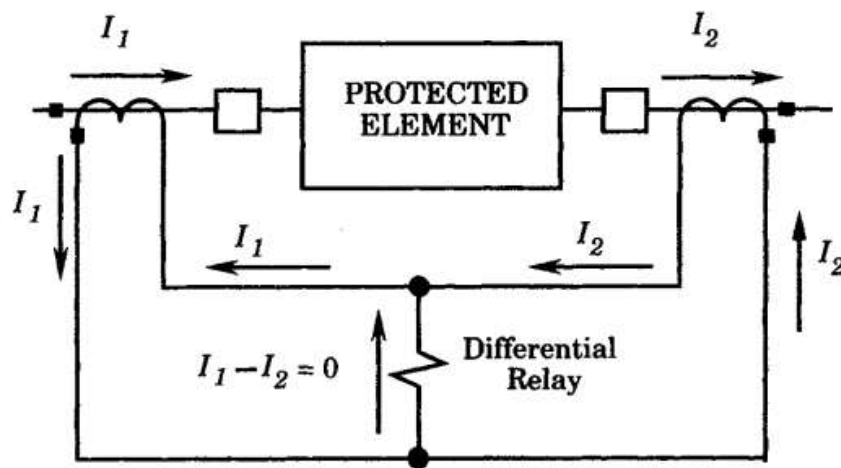


Figura 7: Conexión de protección diferencial [14].

En caso de haber una falla en elemento protegido la sumatoria de corriente en los puntos de medición ya no corresponde a cero debido a que gran parte de la corriente será desviada hacia el punto de falla, activándose de esta forma la señal de disparo, tal como se muestra en la Figura 8 [14].

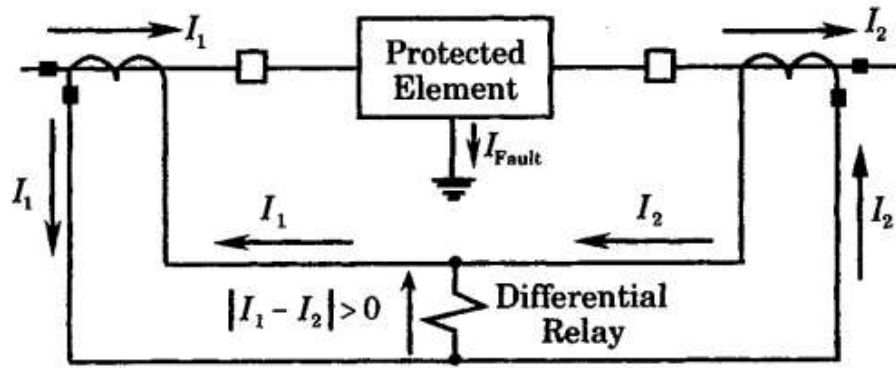


Figura 8: Condición de falla para protección diferencial [14].

Sin embargo, el principio de funcionamiento de este equipo tiene en consideración que los elementos de medición no son ideales, por lo que presentan errores. En caso de no tenerlos en cuenta el equipo actuaría incluso sin eventos de falla. E por este motivo que es necesario tener una corriente de restricción. Por lo que finalmente la señal de cierre viene a estar dada cuando se supera un porcentaje entre la corriente diferencial y la de restricción [14].

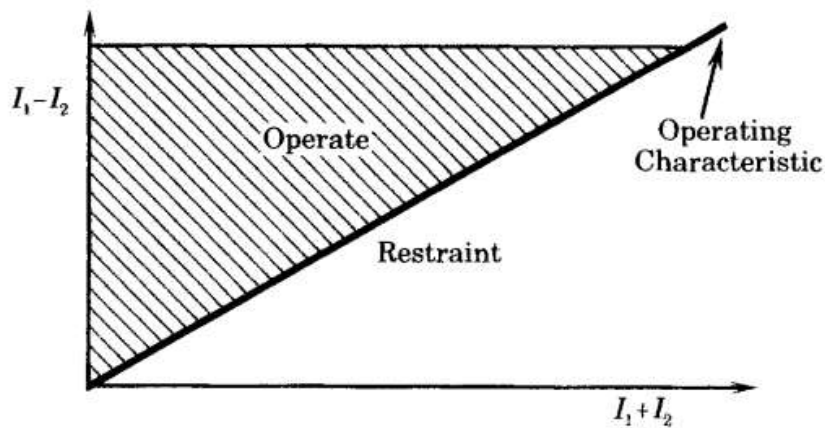


Figura 9: Curva de operación de protección diferencial [14].

2.2.3 Protección de Sobrecorriente: Curvas de Tiempo Inverso y Direccionalidad

Dentro de los relés que pueden proteger una línea se encuentran los de sobrecorriente. Estos se caracterizan por ser de los más económicos, pero a la vez ser los que suelen necesitar más reajustes. Generalmente son usados para fallas entre fase y a tierra. En una gran cantidad de líneas es usada para la detección de fallas a tierra, sobre todo cuando estas poseen una gran impedancia. Además de ser capaces de actuar como respaldo para fallas fuera de la línea [15].

Para el ajuste de estos, se necesita tener en consideración dos variables, característica del tiempo de operación y la corriente mínima de operación.

La característica del tiempo de operación corresponde a la función a la cual responde el tiempo de operación dependiendo de la corriente que lee el relé. Esta función puede ser instantánea, de tiempo definido o de tiempo inverso.

Tal como lo dice su nombre la función instantánea opera de forma inmediata a penas la corriente que ve el relé supera la corriente de *pick up*. La función de tiempo definido tiene el mismo principio de operación que la instantánea, solo que a esta se le añade un retardo. Por ultimo las curvas de tiempo inverso, muy inverso o extremadamente inverso están estandarizadas por normas como IEEE C37.112 [16] e IEC 60255 [17] , en donde a mayor corriente lea el relé menor será el tiempo de actuación de este, ilustrado en Figura 10.

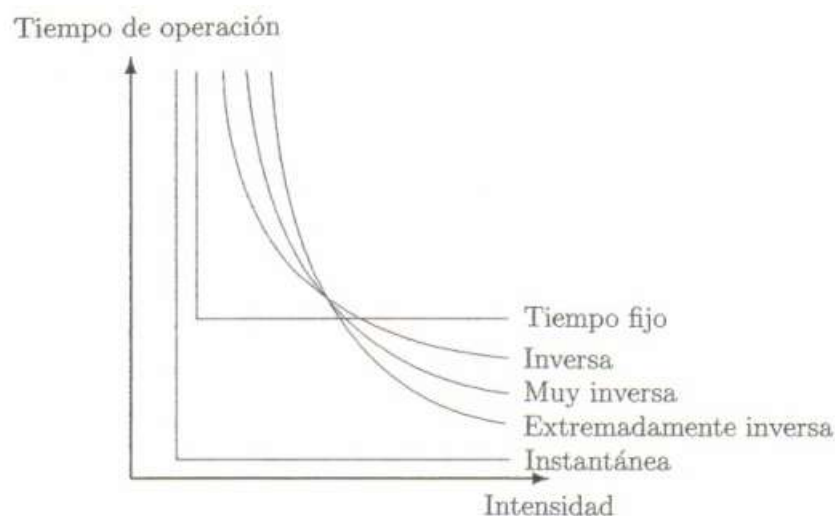


Figura 10: Curvas Características de protecciones de sobrecorriente [18].

Dependiendo del escenario o elemento que se quiera proteger, como en el caso de las líneas, puede ser necesaria una protección direccional, 67/67N. Tiene el mismo principio de funcionamiento que la 51/51N, solo que se le incorpora el voltaje, medido por un transformador de potencial, como elemento de entrada a la condición de disparo.

En los casos en que el relé o la topología del sistema no permiten disponer de una medición de la corriente homopolar del circuito paralelo, la medición realizada con ambos circuitos en servicio provoca un subalcance en la protección. Además, si se requiere realizar mantención en uno de los circuitos, este debe desconectarse y aterrizar, situación que genera un sobrealcance en la protección del circuito en servicio, produciendo el riesgo que la protección opere cuando no corresponde.

2.4. Normativa Aplicable a Protecciones de Transmisión en Chile

2.4.1 NTSySC

En el artículo 5-40 de la NTSySC se indican los tiempos de despeje efectivos debido a la actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada, con el fin de asegurar la recuperación del sistema frente a contingencias especificadas en los artículos 5-32 y 5-33.

- a) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), en el caso de fallas en unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del ST.
- b) Inferior a 20 ciclos (400 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].
- c) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV].
- d) El tiempo máximo de despeje de fallas indicado en c) es exigido ante Contingencia Simple y estando los esquemas de teleprotección en condiciones de operación normal.
- e) Para garantizar la selectividad en la operación de los Sistemas de Protecciones, los Pasos de Coordinación para operaciones en respaldo deberá ser como mínimo igual a 15 ciclos (300 [ms]).

También se aclara que se aceptan tiempos superiores a 20 ciclos para instalaciones del ST con tensiones inferiores a 200 kV, siempre y cuando no comprometan la seguridad del sistema ni la continuidad de servicio [4].

2.4.2 Anexo Técnico: Exigencias mínimas para el diseño de instalaciones de transmisión

En artículo 92 establece que para instalaciones con nivel de tensión inferior a 200kV se puede contar con un esquema simple de protección sin necesidad de teleprotección siempre y cuando:

- a) Las protecciones de los tramos de línea y transformación adyacentes que contribuyen a la falla deberán poseer ajustes que permitan garantizar, al menos secuencialmente, el despeje de la falla en respaldo remoto.
- b) Esta operación en respaldo no deberá implicar la desconexión de más de tres tramos de línea o de transformación inmediatamente adyacentes que contribuyan a la falla.
- c) Esta operación en respaldo no deberá implicar un tiempo total de despeje de la falla en respaldo que exceda en más de 30 ciclos (600 [ms]) los tiempos máximos indicados en el Artículo 5-40 de la NT.

En caso de que un estudio demuestre que no existe riesgo para la estabilidad transitoria del sistema, el CEN tiene la facultad de aceptar tiempos de despeje mayores a los establecidos [19].

El artículo 93 indica que si no se cumple el inciso a) ni b) del artículo 92, el circuito debe tener doble esquema de protección, y un esquema de protección contra falla interruptor [19].

Las líneas entre 100 y 200 [kV] deberán contar con alimentación de cada esquema desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente y con alambrados independientes desde los transformadores de potencial [19].

3.2. Modelación del Entorno en DIgSILENT PowerFactory

3.2.1 Modelación de Líneas: Geometría, Conductores y Revisión de Memorias de Cálculo

Como se mencionó anteriormente, tras la falla en S/E Florida el 12 de mayo de 2022, Enel en ese entonces, actualmente STM, se comprometió a revisar las protecciones de todo en anillo metropolitano, involucrando en ello la revisión de las memorias de cálculo de sus líneas. Bajo este contexto se deben estudiar las MC de la zona de influencia, donde los documentos de respaldo se encuentran en el apartado “Secciones Tramos” de Infotécnica [20].

En el caso de las líneas aéreas, los parámetros de entrada en el *software* DIgSILENT corresponden a:

- Resistividad del terreno: este parámetro se obtiene como el promedio de los valores de resistividad medidos en los extremos de cada sección tramo, de acuerdo con los estudios de resistividad del terreno.
- Conductor de fase: se verifica que el tipo de conductor definido en la memoria de cálculo corresponda al establecido en el documento de límites térmicos de la respectiva sección tramo. Asimismo, se comprueba que los parámetros eléctricos y geométricos del conductor, correspondientes a la resistencia en corriente continua (DC), el radio geométrico medio (GMR) y el diámetro, coincidan con los valores indicados en la ficha técnica del fabricante. En caso de existir discrepancias entre la memoria de cálculo, las fichas técnicas y el documento de límites térmicos respecto del tipo de conductor, prevalece la información contenida en este último. En consecuencia, los parámetros eléctricos y geométricos del conductor utilizados en el modelamiento deben corregirse de acuerdo con las características del conductor definido en el documento de límites térmicos.
- Cable de guarda: cuando la sección tramo dispone de cable de guarda, se aplica el mismo procedimiento descrito para el conductor de fase, verificando la consistencia del tipo de cable y de sus parámetros eléctricos y geométricos con el documento de límites térmicos y la ficha técnica del fabricante. En caso de discrepancias, prevalece

la información contenida en el documento de límites térmicos y los parámetros del modelamiento se corrigen de acuerdo con dicho documento.

- Geometría de la torre: la geometría modelada corresponde a la configuración de estructuras predominante en el listado de distribución de estructuras de la sección tramo. Una vez definida esta configuración, las coordenadas de los conductores se obtienen a partir del plano correspondiente, considerando la longitud de la cadena de aisladores y la flecha de los conductores para determinar su posición.

Por otra parte, para el cable soterrado (Ochagavía-Metro) se tiene:

- Característica de conductor de fase: El cable subterráneo se modela considerando su estructura multicapa, compuesta por elementos conductores y aislantes. Para cada una de las capas se ingresan las propiedades físicas correspondientes, tales como la resistividad, el espesor y la permitividad, de acuerdo con la información técnica disponible.
- Sección Típica del tramo: corresponde al plano de la estructura representativa de la sección tramo, del cual se obtienen las coordenadas de los conductores de fase para la definición de la geometría del modelo.
- Resistividad: al igual que para las líneas aéreas, se obtiene como el promedio de los valores de resistividad medidos en los extremos de cada sección tramo, de acuerdo con los estudios de resistividad del terreno.

Cuando se identifican discrepancias significativas entre los parámetros concentrados obtenidos mediante el modelamiento y los registrados en la memoria de cálculo, se procede a corregir esta última. Se considera que existe una discrepancia significativa cuando el error relativo de alguno de los parámetros concentrados (R_0 , X_0 , R_1 o X_1) supera el 3 %.

$$Error_i(\%) = \frac{|P_{iMC} - P_{iModelo}|}{P_{iModelo}} \times 100 \quad (23)$$

donde P_i representa cualquiera de los parámetros concentrados R_0 , X_0 , R_1 o X_1

a) LTx 2x110 Florida- Los Almendros:

Esta línea está conformada por 4 secciones tramos: Los Almendros- Torre 82, Torre82- Tap Los Andes, Tap Los Andes-Tap La Reina, Tap La Reina-Tap Florida. Estas secciones tramos se revisaron y no se encontraron observaciones relevantes.

b) LTx 2x110 Florida- Ochagavía:

Esta línea presenta 5 secciones tramos; La Florida-Tap Macúl, Tap Macúl- Tap Santa Elena, Tap Santa Elena- Tap San Joaquín, Tap San Joaquín-Tap Club Hípico, Tap Club Hípico- Ochagavía.

La últimas 4 secciones tramos tuvieron observación respecto a la coordenada Y, ya sea porque esta no coincidía con el plano o no se reajusto adecuadamente con la flecha. Sin embargo, al subsanar estos errores en la simulación no se obtuvieron errores relevantes (menores al 0,5%) que impidieran continuar con el estudio sin generar una nueva MC.

Sin embargo, para la sección tramo Tap Santa Elena- Tap San Joaquín, sumado al error anterior, se encontró una discrepancia en el dato de entrada del conductor de fase, pues el ocupado en la memoria de cálculo, no coincide con el documento de respaldo encontrado en Infotécnica.

Tabla 1: Comparación datos cable de fase de MC vs Documento de Respaldo Tap Santa Elena- Tap San Joaquín.

	MC	Documento Respaldo	unidad
Nombre	AASC 315mm2	AAAC 315mm2	-
Resistencia DC	0,12	0,11	Ohm/Km
GMR	8,88	6,30	mm
Diámetro Externo	22,97	23,03	mm

Realizando la modelación de ambos modelos se obtuvieron los siguientes parámetros de línea:

Tabla 2: Obtención de error de parámetros concentrados de sección tramo Tap Santa Elena-Tap San Joaquín luego de revisión de MC.

MC				
	R0 [Ohm/km]	X0 [Ohm/km]	R1 [Ohm/km]	X1 [Ohm/km]
Tap Santa Elena - Tap San Joaquín C1/C2	0,32	1,45	0,12	0,38
Modelos según documento de Respaldo				
	R0 [Ohm/km]	X0 [Ohm/km]	R1 [Ohm/km]	X1 [Ohm/km]
Tap Santa Elena - Tap San Joaquín C1/C2	0,32	1,11	0,11	0,40
Error				
	e R0 [%]	e X0 [%]	e R1 [%]	e X1 [%]
Tap Santa Elena - Tap San Joaquín C1/C2	0,16	29,87	7,10	4,972

En donde los parámetros de secuencia cero y reactancia de secuencia positiva presentan una variación superior al 5%. Como estas variaciones son demasiado altas se requiere la actualización de la MC, puesto que la operación de las protecciones de distancia depende directamente de la impedancia de la línea y el factor de compensación, k_0 .

c) LTx 1x110kV Ochagavía – Metro

Esta línea corresponde a un cable soterrado, en donde para la revisión se tuvo en consideración la revisión del espesor y parámetros de las capas, además de la ubicación geométrica de cada fase. En este último punto es donde se comete un error. Puesto que en la coordenada X se indica como centro el diámetro del cable de fase en lugar del radio. Al levantar esta observación se generó una nueva memoria de cálculo con las coordenadas modificadas.

Tabla 3 Comparación distribución geométrica entre MC antigua y corregida.

Single Core Cable Types of Line Circuits						
	Single Core Cable Type Test Cable	Num. of Phases	Rated Current kA	Reduced	Cross Bonded	Colour
Circuit 1	330 mm ²	3	1	☐	☐	Red
Coordinate of Line Circuits [m]						
	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	-0.552	0	0.552	1.191	1.12	1.191

MC Antigua

Single Core Cable Types of Line Circuits						
	Single Core Cable Type Test Cable	Num. of Phases	Rated Current kA	Reduced	Cross Bonded	Colour
Circuit 1	330 mm ²	3	1	☐	☐	Red
Coordinate of Line Circuits [m]						
	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	-0.538	0	0.538	1.25	1.174	1.25

MC Corregida

Realizando la modelación de ambos modelos se obtuvieron los siguientes parámetros de línea:

Tabla 4: Obtención de error de parámetros concentrados de sección tramo Ochagavía – Metro luego de revisión de MC.

MC				
	R0 [Ohm/km]	X0 [Ohm/km]	R1 [Ohm/km]	X1 [Ohm/km]
Ochagavía - Metro	0,30	0,08	0,04	0,11
Modelo según Documentos de Respaldo				
	R0 [Ohm/km]	X0 [Ohm/km]	R1 [Ohm/km]	X1 [Ohm/km]
Ochagavía - Metro	0,30	0,08	0,03	0,09
Error				
	e R0 [%]	e X0 [%]	e R1 [%]	e X1 [%]
Ochagavía - Metro	0,24	0,38	42,40	22,92

d) LTx 2x110kV Chena- Cerro Navia

Se efectuó la revisión de las 7 secciones tramo de la línea y no se encontraron observaciones relevantes.

e) LTx 2x110kV Cerro Navia- Renca

No se encontraron observaciones en las secciones tramo Cerro Navia- Tap Alta Mirano ni Tap Alta Mirano-Renca.

f) LTx 2X110kV El Salto-Cerro Navia.

La única sección de tramo en la que se detectó discrepancia entre la memoria de cálculo (MC) y la documentación de respaldo corresponde al segmento comprendido entre la Torre 17 y la Torre 33. Esta inconsistencia se origina debido a que en la memoria de cálculo no se consideró la modelación del cable de guarda, lo que se traduce en desviaciones del 15% en la resistencia de secuencia cero y del 21% en la admitancia de secuencia cero. No obstante, considerando la reducida longitud del tramo (16 m) y el impacto acotado de dicha omisión, se opta por no actualizar la memoria de cálculo, en atención al tiempo adicional requerido para su revalidación.

g) LTx 2X110kV Cerro Navia – Lo Aguirre.

Dada la particularidad de la línea y las fallas solicitadas por el CEN, se extiende la revisión a las memorias de cálculo (MC) de los *tap-offs* asociados. En consecuencia, se consideran los siguientes tramos: Cerro Navia–Tap San Pablo, Tap San Pablo–San Pablo, Tap Lo Prado–Lo Prado, Tap San Pablo–Tap Lo Prado y Tap Lo Prado–Lo Aguirre, identificándose errores de modelación en estas dos últimas.

En Tap San Pablo – Tap Lo Prado se encontró discrepancia con los datos del conductor de fase, dado que en la memoria de cálculo declaran un AASC 250, pero en el documento de respaldo se indica un AASC 160.

Tabla 5: Comparación datos cable de fase de MC vs Documento de Respaldo Tap San Pablo – Tap Lo Prado.

	MC	Documento Respaldo	unidad
Nombre	AASC 250mm2	AAAC 160mm2	-
Resistencia DC	0,29	0,21	Ohm/Km
GMR	5,24	6,37	mm
Diámetro Externo	14,57	16,35	mm

Además, se encuentra que las coordenadas de la memoria de cálculo no concuerdan con el plano de la torre más representativa de la sección tramo

Tabla 6: Comparación de coordenadas de MC vs Documento de Respaldo Tap San Pablo – Tap Lo Prado.

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
MC	6,60	0	3,30	12,58	12,58	14,95
Doc respaldo	-3,30	0	3,30	8,80	11,17	8,80

Realizando la modelación de ambos modelos se obtuvieron los siguientes parámetros de línea:

Tabla 7: Obtención de error de parámetros concentrados de sección tramo Tap San Pablo – Tap Lo Prado luego de revisión de MC.

MC				
	R0 [Ohm/km]	X0 [Ohm/km]	R1 [Ohm/km]	X1 [Ohm/km]
Tap San Pablo - Tap Lo Prado	0,43	1,45	0,29	0,43
Modelo según Documentos de Respaldo				
	R0 [Ohm/km]	X0 [Ohm/km]	R1 [Ohm/km]	X1 [Ohm/km]
Tap San Pablo - Tap Lo Prado	0,31	1,44	0,21	0,42
Error				
	e R0 [%]	e X0 [%]	e R1 [%]	e X1 [%]
Tap San Pablo - Tap Lo Prado	41,03	0,92	39,63	2,93

Por otra parte, en la sección correspondiente al Tap Lo Prado–Lo Aguirre, se constató que la identificación del conductor de fase es correcta; no obstante, los parámetros asociados a este no se ajustan a los valores establecidos en la ficha técnica del fabricante:

Tabla 8: Comparación datos cable de fase de MC vs Documento de Respaldo Tap Lo Prado – Lo Aguirre.

	MC	Documento Respaldo	unidad
Nombre	CU 2/0	CU 2/0	-
Resistencia DC	0,30	0,27	Ohm/Km
GMR	3,81	4,17	mm
Diámetro Externo	10,50	10,70	mm

Junto a esto también se encontró las coordenadas de la memoria de cálculo no concuerdan con el plano de la torre más representativa de la sección tramo:

Tabla 9: Comparación de coordenadas de MC vs Documento de Respaldo Tap Lo Prado – Lo Aguirre.

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
MC	6,60	0	3,30	12,58	12,58	14,95
Doc respaldo	-3,30	0	3,30	8,80	11,17	8,80

Realizando la modelación de ambos modelos se obtuvieron los siguientes parámetros de línea:

Tabla 10: Obtención de error de parámetros concentrados de sección tramo Tap Lo Prado – Lo Aguirre luego de revisión de MC.

MC				
	R0 [Ohm/km]	X0 [Ohm/km]	R1 [Ohm/km]	X1 [Ohm/km]
Tap Lo Prado – Lo Aguirre	0,44	1,37	0,30	0,45
Modelo según Documentos de Respaldo				
	R0 [Ohm/km]	X0 [Ohm/km]	R1 [Ohm/km]	X1 [Ohm/km]
Tap Lo Prado – Lo Aguirre	0,41	1,37	0,27	0,44
Error				
	e R0 [%]	e X0 [%]	e R1 [%]	e X1 [%]
Tap Lo Prado – Lo Aguirre	7,82	0,51	0,12	1,23

3.2.2 Modelación de Transformadores de Poder

Los parámetros de modelación de los transformadores utilizados en la base de datos en DIGSILENT se encuentran en el Anexo 1.

3.2.3 Esquema de Protección Actual de las Líneas Bajo Estudio

A continuación, se presentan de manera resumida los esquemas de protección de las líneas bajo estudio. Considerando el volumen de información asociada, los antecedentes se encuentran en la plataforma Infotécnica, en el apartado de sistemas de protección [21].

Esquema de protección de Línea S/E Cerro Navia – Lo Aguirre 110 kV

Tabla 11: Esquema de protección LTx 2x110 kV Cerro Navia – Lo Aguirre, extremo Cerro Navia.

S/E CERRO NAVIA			
Interruptores	Relé	TTCC	TTPP
52 A11	SEL 311C (S1)	2000/5 A	115/0.115 kV
52 A11	SEL 311C (S2)	2000/5 A	115/0.115 kV
52 A12	SEL 311C (S1)	2000/5 A	115/0.115 kV
52 A12	SEL 311C (S2)	2000/5 A	115/0.115 kV

Esquema de protección de Línea S/E Florida – Ochagavía 110 kV

Tabla 12: Esquema de protección LTx 2x110 kV Florida – Ochagavía, extremo Florida.

S/E FLORIDA			
Interruptores	Relé	TTCC	TTPP
52 H6	SEL 311C (S1)	1200/5 A	115/0.115 kV
52 H6	SEL 311C (S2)	1200/5 A	115/0.115 kV
52 H7	SEL 311C (S1)	1200/5 A	115/0.115 kV
52 H7	SEL 311C (S2)	1200/5 A	115/0.115 kV

Esquema de protección de línea S/E Ochagavía -Florida 110 Kv

Tabla 13: Esquema de protección LT x 2x110 kV Florida- Ochagavía, extremo Ochagavía.

S/E Ochagavía			
Interruptores	Relé	TTCC	TTPP
52 A1	SEL 311C (S1)	1200/5 A	115/0.115 kV
52 A1	SEL 311C (S2)	1200/5 A	115/0.115 kV
52 A5	SEL 311C (S1)	1200/5 A	115/0.115 kV
52 A5	SEL 311C (S2)	1200/5 A	115/0.115 kV
52 A7	SEL 311C (S2)	800/5 A	115/0.115 kV

Esquema de protección de línea S/E Ochagavía -Metro 110 kV

Tabla 14: Esquema de protección LT x 2x110 kV Ochagavía-Metro, extremo Ochagavía.

S/E Ochagavía			
Interruptores	Relé	TTCC	TTPP
52 A7	SEL 311C (S2)	800/5 A	115/0.115 kV

3.2.4 Modelación de Escenarios Operacionales

Para el desarrollo de los estudios se ha utilizado la base de datos DlgSILENT del ECAP del proyecto de ampliación en subestación La Reina (NUP 3267), estudio aprobado por el Coordinador y disponible en la plataforma PGP. Dicha base consideró como punto de partida la base de datos de operación del SEN de septiembre de 2023.

Por otra parte, dado que la zona de influencia de las tres líneas bajo estudio se encuentra en la región metropolitana, los escenarios operacionales son los mismos:

- **Condición de operación 1:**

Hidrología seca, con alta generación de centrales ERNC, centrales de ciclo combinado en servicio en las SS/EE San Luis y Renca, central Quintero en servicio con ambas unidades de generación, bajas transferencias de carga en las líneas de 500kV entre las SS/EE Charrúa - Ancoa - Alto Jahuel. Central Rapel fuera de servicio. Una unidad en servicio en las centrales Alfalfal, Alfalfal II, Maitenes, Queltehues, Las Lajas y Sauzal. A nivel de transmisión en 220kV y 500kV, todos los circuitos enmallados entre las SS/EE Los Changos y Charrúa (salvo los interruptores de 220kV en SE La Ermita). CCSS conectadas en el sistema de 500kV en las SS/EE Los Changos, Cumbre, Nueva Pan de Azúcar, Polpaico y Ancoa. Transferencias de potencia en este sistema de transmisión, respetando la capacidad máxima operacional indicada en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión vigente, considerando un escenario de 25°C con presencia de sol.

- **Condición de operación 2:**

Hidrología húmeda, con alta generación de centrales ERNC, centrales de ciclo combinado fuera de servicio en las SS/EE San Luis y Renca, central Quintero fuera de servicio, altas transferencias de carga en las líneas de 500kV entre las SS/EE Charrúa - Ancoa - Alto Jahuel. Central Rapel en servicio con 5 unidades de generación. Todas las unidades en servicio de las centrales Alfalfal, Alfalfal II, Maitenes, Queltehues, Las Lajas, Guayacán, Florida, Volcán, Puntilla y Sauzal. A nivel de transmisión, similar a la condición de operación 1. En cuanto al sistema de transmisión en 110kV de la zona metropolitana, considerar todo enmallado, salvo los circuitos de la línea 2x110kV Alto Jahuel - Buin - Florida (abiertos en el extremo Buin) y los interruptores seccionadores de barra 110kV de las SS/EE primarias de distribución 110/12-23kV. Por otra parte, no se dispone de antecedentes relativos a los cambios topológicos intermedios, necesarios por el desarrollador para llevar a cabo la puesta en servicio de este proyecto.

Para ambos escenarios operacionales se debe tener en consideración condición diurna (alta presencia de ERNC fotovoltaica) y nocturna (sin presencia de ERNC fotovoltaica).

Esto genera 4 escenarios base a analizar, los cuales serán identificados en la base de datos y resultados como:

Tabla 15: Escenarios operacionales base.

Condición de operación 1		Condición de operación 2	
Alta ERNC	Baja ERNC	Alta ERNC	Baja ERNC
C01	C03	C02	C04

A partir de los escenarios operacionales previamente definidos, las contingencias analizadas varían en función de la línea en estudio, los cuales serán descritas posteriormente.

Adicionalmente, para efectos del presente análisis, se introduce el concepto de topología del sistema, entendida como la configuración de conexión de las instalaciones de transmisión (líneas, transformadores, barras e interruptores) en cada escenario evaluado. Si bien en la carta del CEN no se explicita una distinción formal en términos de topología, su incorporación en este estudio permite estructurar de manera más clara el análisis, facilitando

la identificación de las distintas configuraciones de red bajo las cuales se evalúan las contingencias.

- LTx 2x110kV Cerro Navia-Lo Aguirre:

Si bien la línea se denomina “LTx 2x110 kV Cerro Navia – Lo Aguirre”, es necesario precisar que no ambos circuitos llegan hasta la S/E Lo Aguirre. En efecto, el circuito 1 tiene una menor longitud y finaliza en S/E San Pablo, la cual corresponde a un tap off del circuito 2. Por su parte, el circuito 2 se extiende hasta la S/E Lo Aguirre.

Dado a la particularidad de esta línea se pueden definir 5 topologías.

- C0X: Ambos circuitos se encuentran en servicio.
- C0X_C1OFF: El circuito 1 se encuentra fuera de servicio y la carga de la barra 1 en 110kV de S/E San Pablo transferida al circuito 2.
- C0X_C1OFFT: El circuito 1 se encuentra fuera de servicio y aterrizado con la carga de la barra 1 en 110kV de S/E San Pablo transferida al circuito 2.
- C0X_C2OFF: El circuito dos se encuentra fuera de servicio, pero únicamente desde Cerro Navia hasta Tap San Pablo, dado que en caso de desconecta la línea completa la S/E Lo Prado y S/E Lo Aguirre quedarían sin suministro. La carga del circuito dos queda traspasada al circuito uno.
- C0X_C2OFFT: Similar a C02_OFF, solo que ahora el tramo que va desde Cerro Navia a Tap San Pablo se encuentra desconectado y aterrizado.

- LTx 1x110kV Ochagavía-Metro:

Este tramo corresponde a un cable subterráneo cuyo objetivo es alimentar de manera simultánea a la S/E Metro y a la S/E Lord Cochrane. Ambas subestaciones se encuentran en estrecha proximidad, conectadas por un conductor de 300 metros de longitud de acuerdo con la información declarada en la base de datos de Infotécnica.

Operativamente, la S/E Ochagavía se encarga de energizar los sectores correspondientes de las barras de ambas subestaciones, es decir, Metro y Lord Cochrane. Sin embargo, debido a la configuración y segregación de las barras en dichos nodos, estos aportes no

se mezclan con los provenientes de la S/E Renca, la cual alimenta de forma independiente los sectores restantes. Esta disposición busca asegurar la continuidad del suministro mediante el respaldo mutuo entre ambos extremos ante eventuales fallas.

Esta condición de operación permite simplificar el análisis manteniendo un esquema estrictamente radial desde el extremo Ochagavía hacia ambas subestaciones. Bajo este escenario, el extremo opuesto no entrega un aporte efectivo de cortocircuito ante fallas en el tramo, por lo que para el estudio de las protecciones de la LTx 1x110 kV Ochagavía–Metro dicho nodo se comporta y modela como un extremo débil.

- LTx 2x110 Florida-Ochagavía kV:

Dado que es una línea de doble circuito, las tipologías base solicitadas vendrían a ser:

- C0X: Ambos circuitos se encuentran en servicio.
- C0X_OFF: uno de los dos circuitos abierto en ambos extremos.
- C0X_OFFT: uno de los dos circuitos desconectado y puesto a tierra.

Adicionalmente a la carta de escenarios mínimos, se estima pertinente incorporar al análisis los estados de los interruptores en los extremos Buin y Alto Jahuel. Se define como condición de operación normal aquella en que los interruptores en S/E Buin se encuentran abiertos y los de S/E Alto Jahuel cerrados, caso en el cual se evaluarán todas las contingencias contempladas para esta línea. Por otra parte, para la configuración en que el extremo Buin se encuentra cerrado y el de Alto Jahuel abierto, se analizarán únicamente fallas en la línea Florida–Ochagavía. Si bien esta topología es factible, constituye un escenario adicional al alcance solicitado y el respaldo de las líneas restantes ya fue evaluado en la condición de operación normal; por ello, en esta configuración solo se verifica cómo la protección involucrada respalda a la línea en estudio.

- C0X_B: Ambos circuitos se encuentran en servicio. Extremo Buin cerrado y con Alto Jahuel abierto.
- C0X_OFF_B: uno de los dos circuitos abierto en ambos extremos. Extremo Buin cerrado y con Alto Jahuel abierto.

- C0X_OFFT_B: uno de los dos circuitos desconectado y puesto a tierra. Extremo Buin cerrado y con Alto Jahuel abierto.

3.2.5 Contingencias Analizadas: Indisponibilidad de Líneas

Para todas las instalaciones analizadas se consideraron fallas trifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas a tierra. En el caso de las fallas con participación de tierra, se evaluaron resistencias de falla de $0\ \Omega$, $25\ \Omega$ y $50\ \Omega$. Las contingencias fueron aplicadas en los distintos puntos del sistema según se indica a continuación:

- LTx 2x110kV Cerro Navia-Lo Aguirre:

En esta línea se proponen dos grupos de ajustes en el circuito 1, el primero corresponde a una condición operacional normal, Figura 12, el segundo corresponde la condición en la cual el tramo de línea que va desde Cerro Navia hasta Tap San pablo se encuentra fuera de servicio y se traspasa la carga cerrando el acoplador de barra en SE San Pablo, Figura 13.

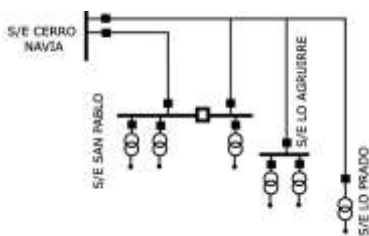


Figura 12: condición normal de operación en LT 2X110kV Cerro Navia – Lo Aguirre.

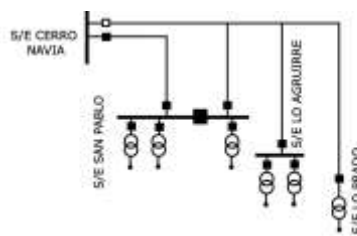


Figura 13: Traspaso de carga en LT 2X110kV Cerro Navia – Lo Aguirre.

Debido a la diferencia de longitudes entre ambos circuitos, el Circuito 2 se evaluó mediante fallas al 5% y 95% de su longitud, además de fallas en las barras y *bushings* de alta tensión de los transformadores de las subestaciones Lo Aguirre, San Pablo y Lo Prado.

Por su parte, el Circuito 1 cuenta con dos grupos de ajustes. Para el Grupo 1, dado que corresponde a un circuito de menor longitud, las evaluaciones se limitaron a fallas al 5%

y 95% del tramo, junto con fallas en la S/E San Pablo. Las pruebas en las subestaciones Lo Prado y Lo Aguirre se omitieron por encontrarse fuera de su alcance operativo.

- LTx 1x110kV Ochagavía-Metro

Las contingencias se aplicaron al 5% y 95% de la longitud del cable subterráneo, así como en la barra de la S/E Lord Cochrane y en los *bushings* de alta y media tensión de sus transformadores.

- LTx 2x110 Florida-Ochagavía kV

Para el escenario en el cual extremo Alto Jahuel está cerrado y Buin abierto se realizan fallas en el 5% y 95% de la línea Ochagavía - Metro y también en las líneas inmediatamente adyacentes. También se realizan fallas en barra y *bushings* de alta y media tensión de SE Florida y SE Ochagavía.

Asimismo, se incluyeron fallas en las barras de las subestaciones conectadas al sistema a través de los *tap-offs* de la línea. En caso de detectarse eventuales descoordinaciones con los sistemas de protección de estas instalaciones, estas serán debidamente identificadas y reportadas. No obstante, el análisis y la definición de propuestas de mitigación asociadas a dichas descoordinaciones no forman parte del alcance del presente estudio, por lo que podrán requerir una evaluación específica posterior.

3.3. Análisis de Resultados de Simulación

3.3.1 Niveles de Cortocircuito por Escenario

A continuación, se presentan los niveles de cortocircuito obtenidos para los cuatro escenarios operacionales base en las barras de 110 kV de Cerro Navia, Ochagavía y Florida, Tabla 16.

Tabla 16: Cortocircuitos en Barras de 110 kV.

Barra	Topología	3 ϕ Ikss [kA]	2 ϕ Ikss [kA]	2 ϕ T Ikss B [kA]	2 ϕ T Ikss C [kA]	2 ϕ T 3X10[kA]	1 ϕ T R=0 [kA]	1 ϕ T R=25 [kA]	1 ϕ T R=50 [kA]
CERRO NAVIA	CO1	43,87	37,54	42,70	48,40	50,93	45,36	2,64	1,33
	CO2	38,45	32,4	38,18	43,65	49,12	41,10	2,64	1,33
	CO3	43,38	37,29	42,34	48,01	50,50	45,12	2,63	1,33
	CO4	37,11	31,74	37,23	42,56	47,90	40,50	2,62	1,33
OCHAGAVIA	CO1	36,98	31,94	35,27	35,51	29,64	31,77	2,59	1,31
	CO2	33,55	28,62	32,24	32,51	29,17	29,83	2,59	1,32
	CO3	36,64	31,76	35,02	35,28	29,43	31,62	2,58	1,31
	CO4	32,65	28,19	31,64	31,91	28,62	29,51	2,58	1,31
FLORIDA	CO1	28,27	24,71	25,58	26,94	17,58	20,71	2,51	1,28
	CO2	28,71	24,79	25,74	27,07	17,80	20,92	2,53	1,29
	CO3	28,08	24,59	25,44	26,80	17,49	20,63	2,51	1,28
	CO4	28,25	24,54	25,44	26,77	17,60	20,78	2,51	1,28

A partir de estos resultados es posible identificar los escenarios más exigentes según la ubicación de la falla. En las barras de Cerro Navia y Ochagavía se observa una variación significativa de los niveles de cortocircuito entre los distintos escenarios operacionales. Los mayores valores se presentan en el escenario CO1, correspondiente a una condición de hidrología seca con alta penetración de generación ERNC, alcanzándose corrientes de cortocircuito trifásico de hasta 43,9 kA en Cerro Navia y 37,0 kA en Ochagavía. En contraste, los menores niveles se registran en el escenario CO4, evidenciando una disminución del orden de un 15 % respecto del caso más severo.

Por otra parte, en la barra Florida la variación entre escenarios es considerablemente menor, con diferencias inferiores al 3 % para las fallas trifásicas. En este caso, el mayor nivel de cortocircuito se presenta en el escenario CO2, asociado a una condición de hidrología

húmeda. Esto se explica dado la cercanía a las centrales hidroeléctricas ubicadas en la cuenca del río Maipo, entre las que se encuentran Alto Maipo, Maitenes, Guayacán y Queltehues.

Finalmente, para las fallas monofásicas a tierra con resistencias de falla de $25\ \Omega$ y $50\ \Omega$, las corrientes de cortocircuito presentan variaciones muy reducidas tanto entre escenarios como entre barras. Esto se debe a que, en este tipo de fallas de alta impedancia, la resistencia de falla domina la impedancia total del circuito, limitando la corriente

3.3.2 Verificación de los Ajustes de Protecciones Vigentes

El presente apartado tiene como objetivo verificar y, cuando corresponda, identificar y reportar posibles descoordinaciones en las protecciones de la línea bajo estudio, para los distintos escenarios analizados en el capítulo anterior.

Para efectos de este análisis, se considerará que existe una descoordinación cuando no se cumpla un margen mínimo de 300 ms entre la operación de la protección de la instalación en falla y la de las protecciones de respaldo aguas arriba.

Asimismo, dado que no se dispone de las memorias de cálculo originales utilizadas para la definición de los ajustes actuales, se considera necesario validar que los Print Out de las protecciones sean consistentes con la información operativa real del sistema, sobre todo tras la revisión de las memorias de cálculo de los parámetros de línea, resultando afectado principalmente el factor de compensación de secuencia cero k_0 de las protecciones de distancia. También cabe señalar que una forma de compensar la corriente de secuencia cero en una línea de doble circuito es posible midiendo la corriente $3I_0$ del circuito paralelo y multiplicándola por el factor de acoplamiento mutuo de secuencia cero k_{0m} presentado en el marco teórico, sin embargo, esta alternativa no se considera en el presente estudio, dado que su implementación requiere disponer en el relé de la corriente residual del circuito paralelo, lo que implica intervenir el cableado secundario de los transformadores de corriente de ambos paños; en este trabajo se optó por la mínima intervención posible en las instalaciones existentes. Tal como se mencionó en el marco teórico, el factor k_0 , cumple a la función de compensar la corriente de secuencia cero para los cálculos de *Loop* fase-tierra.

Para la determinación de los parámetros Z_0 y Z_1 , se adopta un modelo de parámetros concentrados, mediante el cual se realiza la suma en serie de las impedancias de secuencia

cero y positiva correspondientes a los distintos tramos de las líneas bajo estudio. En este modelo, el efecto capacitivo de la línea es despreciado.

LTx 2x110kV Cerro Navia-Lo Aguirre

En el circuito uno se observa que, para fallas monofásicas y bifásicas a tierra sin impedancia, con los dos circuitos en servicio, la función 21N, opera en primera zona en todo el largo de la línea y la función 67N opera en 0,02 segundos incluso para fallas en el *bushings* del transformador San Pablo.

Por otra parte, se detecta que para fallas en *bushings* de SE Lo Aguirre y Lo Prado, la función 67 N del segundo circuito opera en tiempos inferiores a 20 ms. Para los casos en que la falla ocurra en La barra de 110kV de SE San Pablo el paño H12 siempre opera de forma instantánea, esto debido a que para este circuito es considerado un tap off.

Respecto a las protecciones de las líneas adyacentes que respaldan a los paños H11 y H12 no se presentan observaciones.

Al realizar la revisión de los parámetros de línea, Tabla 17 y Tabla 18, se observó que las impedancias de secuencia positiva y negativa registradas en las memorias de cálculo no coinciden con las indicadas en los PO. Además, se identificaron discrepancias en los factores K_0 entre los valores del PO y los obtenidos a partir de los parámetros Z_1 y Z_0 de la línea según las memorias de cálculo.

Tabla 17: Comparación de parámetros concentrados de LTx 2x110 Kv Cerro Navia- Lo Aguirre circuito 1.

Parámetro de Línea según PO vs MC: C1								
		R1 [Ω pri]	X1 [Ω pri]	R0 [Ω pri]	X0 [Ω pri]	Z1 [Ω pri]	Z0 [Ω pri]	k0
Cerro Nav-L. Ag C1	PO	0,29	0,99	1,50	8,21	1,03 $\angle$ 73,86	8,35 $\angle$ 79,65	2,33 $\angle$ 0,35
Cerro Nav-L. Ag C1	MC	0,16	0,92	0,98	3,53	0,93 $\angle$ 80,25	3,66 $\angle$ 74,478	0,98 $\angle$ -7,74
		R1 [Ω sec]	X1 [Ω sec]	R0 [Ω sec]	X0 [Ω sec]	Z1 [Ω sec]	Z0 [Ω sec]	k0
Cerro Nav-L. Ag C1	PO	0,08	0,40	0,60	3,29	0,41 $\angle$ 79,34	3,34 $\angle$ 79,65	2,33 $\angle$ 0,35

Cerro Nav-L. Ag C1	MC	0,06	0,37	0,39	1,41	0,37 $\angle$ 80,25	1,46 $\angle$ 74.478	0,98 $\angle$ -7.74
-----------------------	----	------	------	------	------	---------------------	----------------------	---------------------

Tabla 18: Comparación de parámetros concentrados de LTx 2x110 Kv Cerro Navia- Lo Aguirre circuito 2.

Parámetro de Línea según PO vs MC: C2								
		R1 [Ω pri]	X1 [Ω pri]	R0 [Ω pri]	X0 [Ω pri]	Z1 [Ω pri]	Z0 [Ω pri]	k0
Cerro Nav - L. Ag C2	PO	4,56	7,56	5,41	30,53	8,83 $\angle$ 58,90	31,00 $\angle$ 79.95	0,86 $\angle$ 22,22
Cerro Nav - L. Ag C2	MC	3,58	7,68	6,73	26,66	8,47 $\angle$ 64,99	27.50 $\angle$ 75,82	0.76 $\angle$ 15,58
		R1 [Ω sec]	X1 [Ω sec]	R0 [Ω sec]	X0 [Ω sec]	Z1 [Ω sec]	Z0 [Ω sec]	k0
Cerro Nav - L. Ag C2	PO	1,82	3,02	2,16	12,21	3,53 $\angle$ 58,90	12,40 $\angle$ 79.95	0,86 $\angle$ 22,22
Cerro Nav - L. Ag C2	MC	1,43	3,07	2,69	10,66	3,39 $\angle$ 64,99	11,00 $\angle$ 75,82	0,76 $\angle$ 15,58

LTx 1x110kV Ochagavía-Metro

En esta línea se analizaron fallas en los transformadores de la S/E Lord Cochrane, dado que la información de los transformadores de la S/E Metro no se encuentra disponible en Infotécnica.

Del análisis realizado se identificó descoordinación, para todos los tipos de falla y contingencias evaluadas, incluidas fallas de alta impedancia, entre las protecciones de respaldo asociadas a los *bushings* del lado AT de los transformadores de la S/E Lord Cochrane y las protecciones de distancia del paño A7 de la S/E Ochagavía.

No obstante, esta condición es conocida y responde a criterios de diseño y operación del circuito. La causa principal de esta descoordinación es que los transformadores no disponen de interruptores dedicados en el lado de AT, lo que impide una segregación selectiva de la falla y obliga a abrir el interruptor de la línea completa desde Ochagavía. Desde la concepción del esquema de protección se asumió este compromiso operativo, privilegiando tiempos mínimos de despeje ante la imposibilidad física de lograr selectividad temporal entre las protecciones involucradas. Esta decisión se refuerza al considerar que la línea es un cable

subterráneo cuyas características dieléctricas no son auto regenerativas, haciendo crítico el despeje inmediato para evitar daños catastróficos en el conductor.

Por otra parte, se detectó que para fallas de 50Ω en el lado MT no existe respaldo desde la S/E Ochagavía. Asimismo, para escenarios de hidrología seca, dichas fallas tampoco son detectadas por las protecciones de sobrecorriente residual 51N de respaldo de los transformadores, evidenciando una limitación en la sensibilidad del esquema de protección frente a este tipo de fallas de alta impedancia.

LTx 2x110 kV Florida-Ochagavía

Nuevamente, se verificó que las impedancias de secuencia positiva y negativa registradas en las memorias de cálculo difieren de las consignadas en los Print Out (PO). Asimismo, se detectaron discrepancias en los factores K_0 , al contrastar los valores indicados en los PO con aquellos determinados a partir de los parámetros Z_1 y Z_0 de la línea contenidos en las memorias de cálculo.

La Tabla 19 presenta los parámetros extraídos de los Print Out, mientras que la Tabla 20 resume los parámetros concentrados de la línea obtenidos de las memorias de cálculo.

Tabla 19: Parámetros de LTx 2x110 kV Ochagavía -Florida según PO.

Parámetro de Línea según PO							
Línea	R1 [Ω]	X1 [Ω]	R0 [Ω]	X0 [Ω]	Z1 [Ω]	Z0 [Ω]	k0
Ochagavía-Florida	1,037	5,32	5,47	26,91	5,42 $\angle$ 79,00	27,46 $\angle$ 78,51	1,36 $\angle$ -0,61
	R1 [Ω sec]	X1 [Ω sec]	R0 [Ω sec]	X0 [Ω sec]	Z1 [Ω sec]	Z0 [Ω sec]	k0
Ochagavía-Florida	0,25	1,28	1,31	6,46	1,30 $\angle$ 79,00	6,59 $\angle$ 78,51	1,36 $\angle$ -0,61

Tabla 20: Parámetros de LTx 2x110 kV Ochagavía -Florida según MC.

Parámetro de Línea según MC							
Línea	R1 [Ω]	X1 [Ω]	R0 [Ω]	X0 [Ω]	Z1 [Ω]	Z0 [Ω]	k0
Ochagavía-Florida	0,99	5,42	4,34	19,74	5,51 $\angle$ 79,70	19,78 $\angle$ 86,12	0,87 $\angle$ 8,88
	R1 [Ω sec]	X1 [Ω sec]	R0 [Ω sec]	X0 [Ω sec]	Z1 [Ω sec]	Z0 [Ω sec]	k0
Ochagavía-Florida	0,24	1,30	1,32	1,30	1,32 $\angle$ 79,70	4,7 $\angle$ 86,12	0,87 $\angle$ 8,88

Por otra parte, al revisar las tablas de tiempos de operación, presente en Anexo 2 se observa que se genera un sobrealcance de la función 21N para el paño H6 de S/E Florida para fallas al 95% de la línea Florida Ochagavía desde Florida en los escenarios donde hay un circuito fuera de servicio o aterrizado. Siendo el caso más crítico CO1 OFF T.

En los diagramas Tiempo-Distancia de la Figura 14 se puede ver el comportamiento de las funciones 21, 21N y 67N de los paños H6 de Florida y A2 de Ochagavía para fallas bifásicas a tierra para C01 con ambos circuitos em servicio.

De lo anterior se observa que no existe descoordinación. Sin embargo, el alcance de la primera zona de la función 21N del paño H6, representada por la curva roja, se encuentra muy próximo a la barra.

Considerando que el ajuste de la primera zona del PO es de 1,04 Ω secundarios y que la impedancia de secuencia positiva es de 1,3 Ω secundarios, se determina que el criterio de alcance de esta zona corresponde al 80 %.

Adicionalmente, al dividir el alcance de la primera zona entre el valor de impedancia de secuencia positiva obtenido luego de revisar las memorias de cálculo de las secciones del tramo, se obtiene un alcance real del 78 %.

Dado que la diferencia entre ambos valores es reducida y que el alcance observado no coincide con el diagrama TD de la Figura 14, resulta pertinente analizar una modificación en el factor k0.

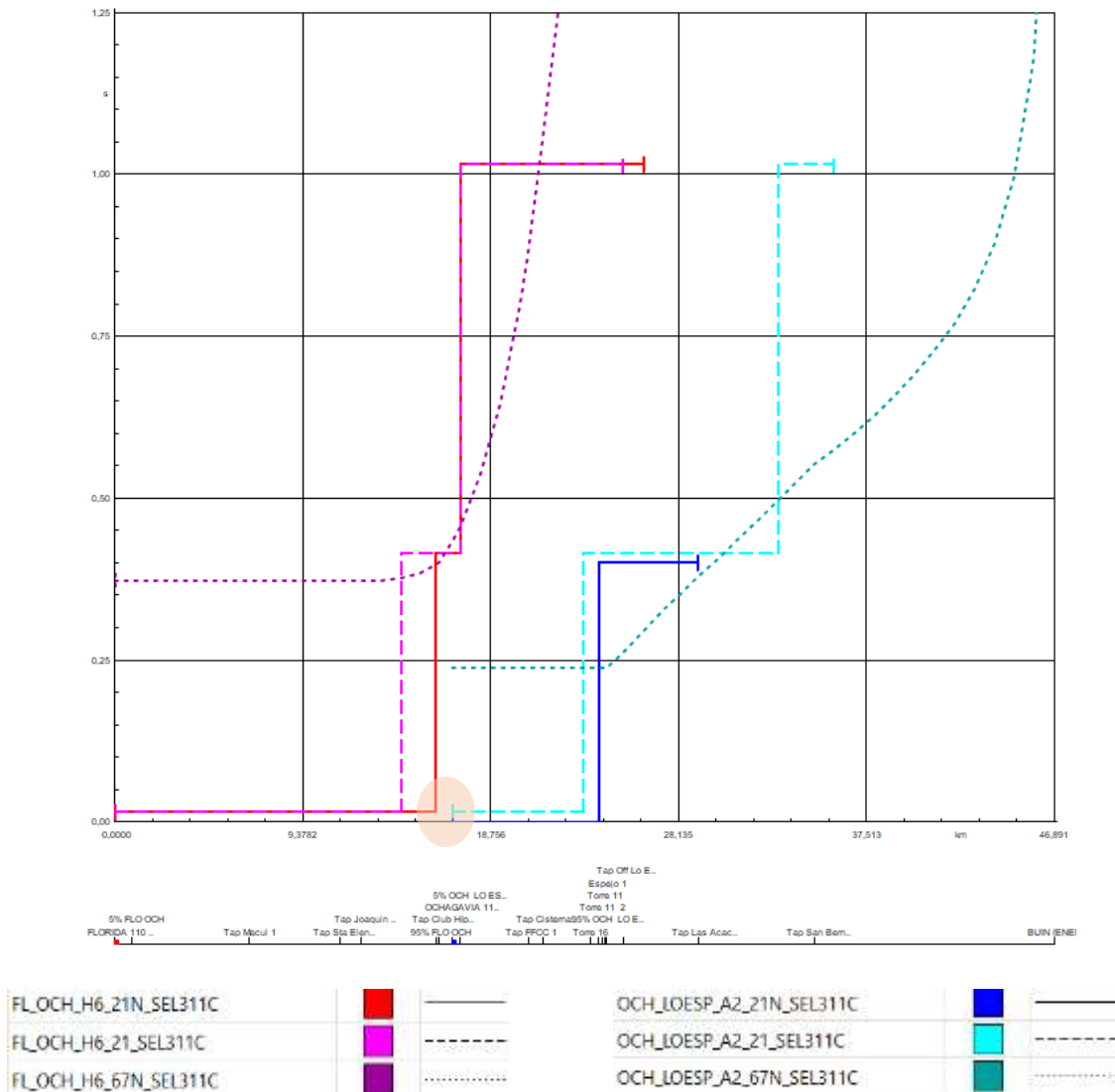


Figura 14: Diagramas TD, C01 con 2F-T.

La Figura 15, corresponde a la topología del escenario C01 OFF T, donde se observa un ligero aumento en el alcance de la primera zona, el cual provoca descoordinación en caso de fallas en barra de SE Florida.

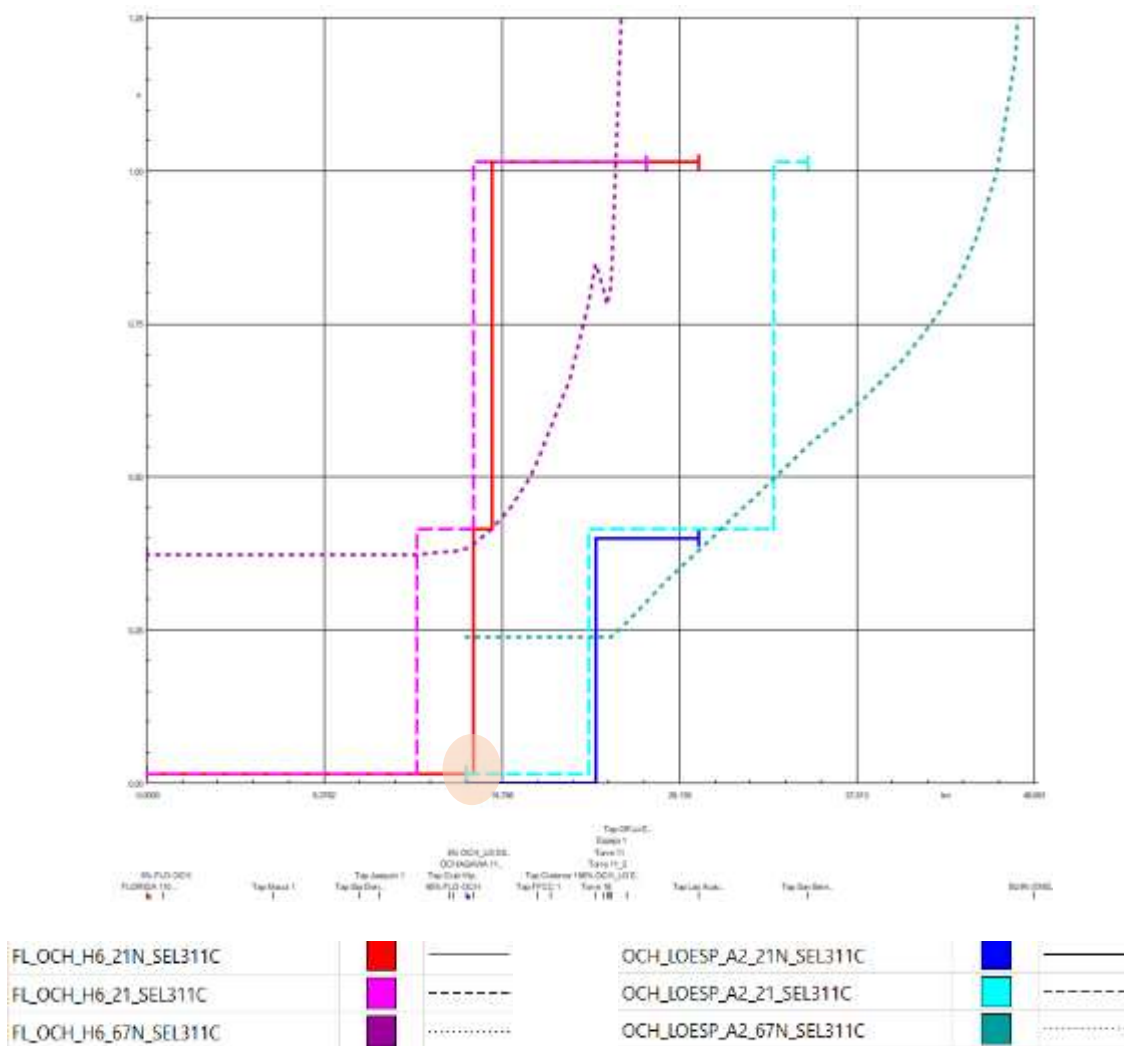


Figura 15: Diagramas TD, C01 OFF con 2F-T.

Cuando se aterriza un circuito, la primera zona de la función 21N opera incluso para fallas al 5% de la línea adyacente. Además, se genera un traslape en segundas zonas.

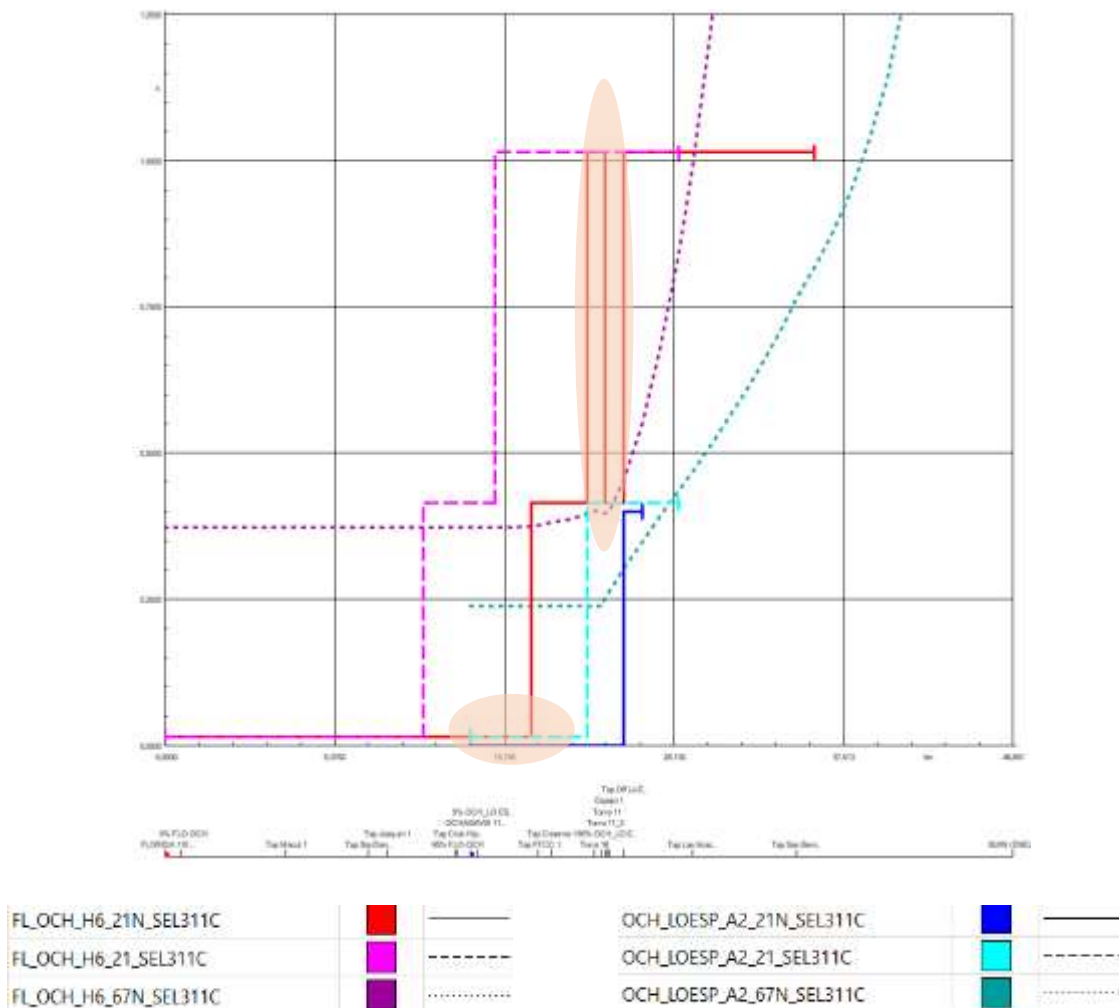


Figura 16: Diagramas TD, C01 OFF T con 2F-T.

Se presenta una descoordinación de la protección 67N en los paños A1 y A5 de la S/E Ochagavía cuando estos operan como respaldo del paño A8 (C1 de la línea Florida–Alto Jahuel) de la S/E Florida ante fallas monofásicas de alta impedancia de 25 Ω y 50 Ω . Esta condición se presenta cuando uno de los circuitos de la línea se encuentra fuera de servicio (F/S), o fuera de servicio y aterrizado, tal como se muestra en la Figura 17.

Los tiempos de paso más críticos se presentan para fallas monofásicas de 50 ohm en CO1 OFF T. Sin embargo, el patrón es el mismo para todos los escenarios. Cuando ambos circuitos están en paralelo no se presenta descoordinación, sin embargo, no hay respaldo para fallas en barra a excepción del paño H3 y H4 de SE Florida, las cuales tienen una función de tiempo

definido de 10 s al 20% de la corriente nominal del TC. Por lo que para el despeje total de la falla en caso de que falle la diferencial de barra, tocaría esperar el despeje secuencial luego de la operación de los paños H3 y H4 de SE Florida, dado que cuando estos operen transcurridos los 10 s, aumentarán las corrientes en los otros paños, dando paso a la posibilidad que A5 y A1 de SE Ochagavía despejen posteriormente.

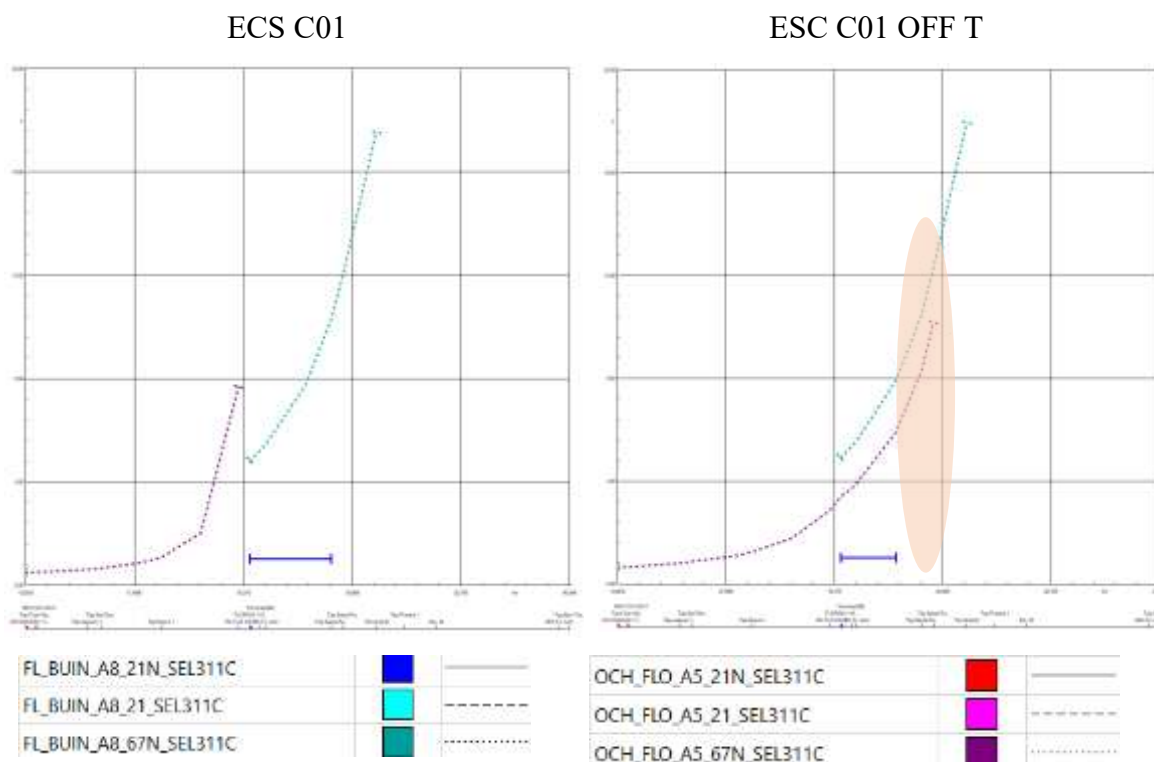


Figura 17: Diagrama TD, Topologías C01 con 1F R=50.

La Figura 20 muestra los diagramas tiempo-distancia correspondiente a fallas monofásicas en un escenario de hidrología seca con alta penetración de ERNC, para la condición de respaldo del paño A5 de la Subestación Ochagavía sobre el paño A9 de la Subestación Florida.

Cuando ambos circuitos de la línea Florida – Ochagavía se encuentran en servicio no se observa descoordinación, sin embargo, se considera que el alcance de la primera zona se encuentra muy cercano a la barra de 110 kV de SE Florida, Figura 18.

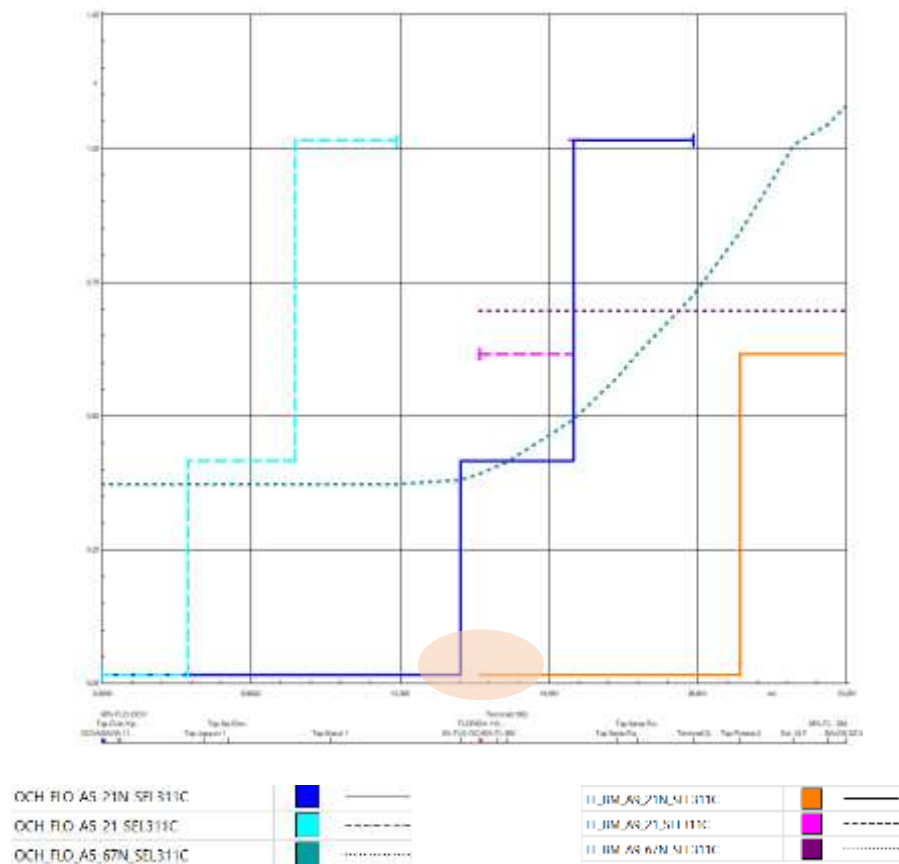


Figura 18: Diagrama TD, C0 con 1F.

Al haber un circuito fuera de servicio, se presenta descoordinación para fallas cercanas a SE Florida, en donde las funciones 21N de los paños A5 (SE Ochagavía) y A9 (SE Florida) operan en primera zona. Además de la descoordinación por el traslape de primeras zonas, también se encuentra descoordinación entre la función 67N del paño A5 con la segunda zona de la función 21N del paño A9, Figura 19.

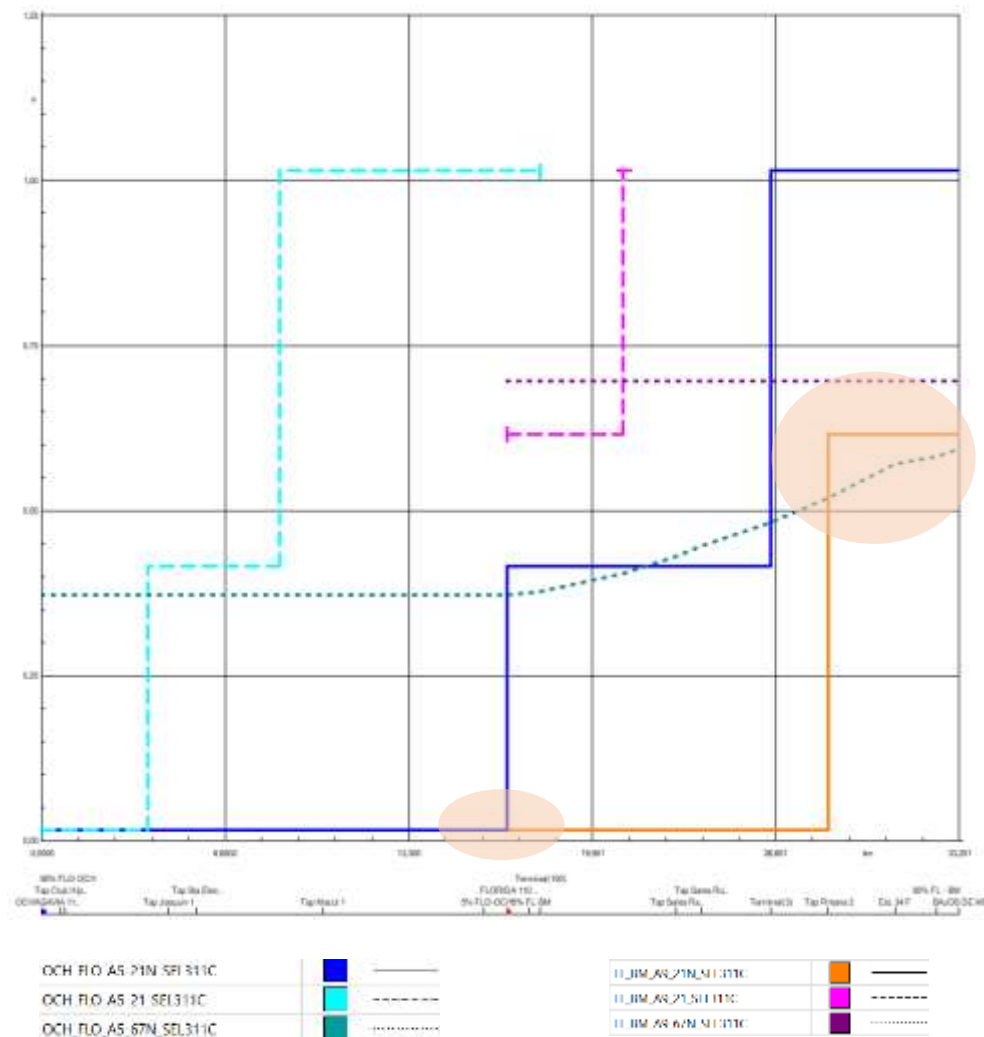


Figura 19: Diagrama TD, C01 OFF con 1F.

En el caso en que un circuito se encuentra aterrizado, se repiten las descoordinaciones mencionadas en el párrafo anterior, pero además se produce un solape de las segundas zonas de las funciones 21N de los paños A5 y A9, representada por la curva azul y naranja respectivamente.

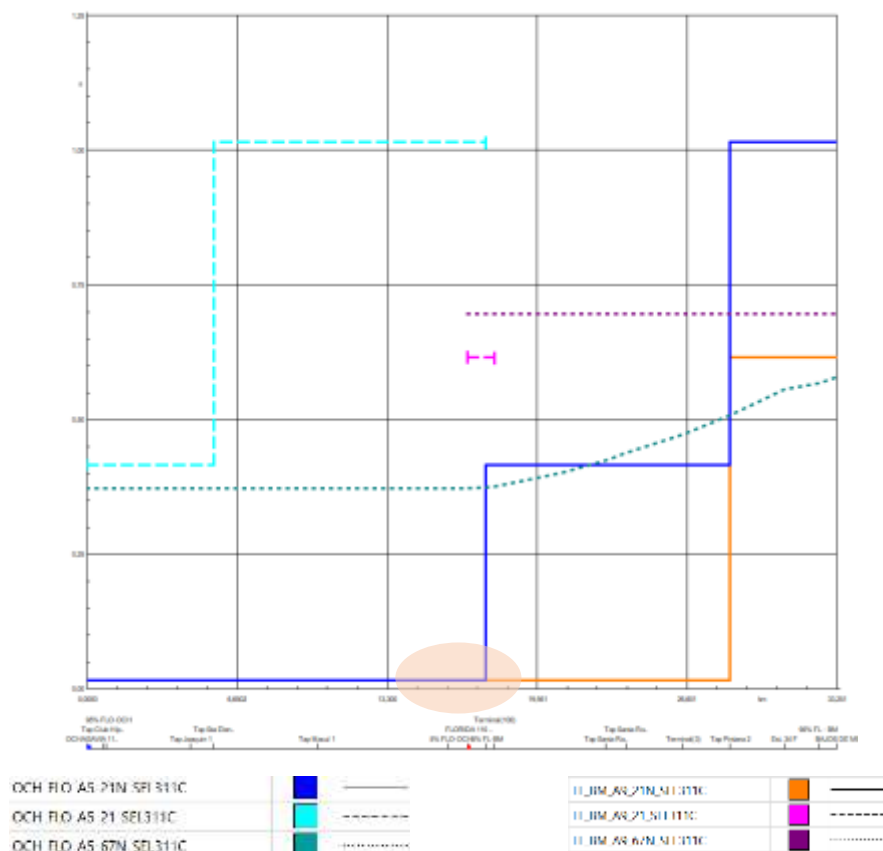


Figura 20: Diagrama TD, C01 OFF T con 1F.

Adicionalmente, se realizaron fallas en las barras de 110 kV de las subestaciones conectadas a la línea de 2x110kV Florida-Ochagavía mediante tap off, con los escenarios operacionales donde Buin se encuentra abierto y Alto Jahuel Cerrado.

Donde para fallas entre fases o fase y tierra sin impedancia el extremo Florida ve las fallas en SE Macul y SE San Joaquín en primera zona, es decir de forma instantánea, por lo que se produce descoordinación con las protecciones de los transformadores de dichas subestaciones. Por otra parte, el extremo Ochagavía ve las fallas entre fase o fase tierra franca en primera zona en las 4 subestaciones conectadas mediante tap off, es decir; Macul, Santa Elena, San Joaquin y Club Hípico. Por lo que en el caso de haber falla en lado AT en cualquiera de dichas subestaciones se iría el circuito completo, ya sea porque ambos extremos ven la falla en primera zona o por despeje secuencial.

Con fallas de 50 ohm, se detecta que ninguna protección de extremo Florida opera a menos que el escenario de operación corresponda C01_OFF_T_B, lo cual supondría un problema

de sensibilidad. Sin embargo, el extremo de Ochagavía logra detectar todas las fallas de 50 ohm, por lo que cuando habrá el interruptor del circuito fallado, el otro extremo también logra detectar la falla mediante el despeje secuencial.

Cabe precisar que todos los escenarios analizados mediante diagramas tiempo–distancia corresponden a condiciones de hidrología seca con alta penetración de energías renovables. No obstante, las tablas de tiempo de operación y tiempo de paso, Anexo 2, incorporan la totalidad de los escenarios operacionales, junto con las contingencias descritas anteriormente.

3.4. Propuesta de Reajuste de Protecciones por Línea

3.4.1. Propuesta de Ajustes LTx 2x110kV Cerro Navia-Lo Aguirre

Para el Grupo 1 del Circuito 1 se propone la modificación de los parámetros de entrada de impedancia de secuencia positiva (Z_1) y de secuencia cero (Z_0), junto con la actualización del factor K_0 . Adicionalmente, se reduce el alcance de la primera zona de las funciones 21 y 21N, y se incrementa el dial de la función 67N. Estas modificaciones tienen por objetivo mejorar la coordinación del esquema de protección, evitando descoordinaciones o estrecheces de paso ante fallas de alta impedancia en los *bushings* de los transformadores de las S/E San Pablo, Lo Aguirre y Lo Prado. La comparación entre los ajustes actualmente implementados y los ajustes propuestos para este circuito se presenta en la Tabla 22.

Para el Circuito 2 se aplica la misma metodología utilizada en el Grupo 1 del Circuito 1, considerando modificaciones equivalentes en los parámetros de impedancia, factor K_0 , alcances de las funciones de distancia y ajustes de la función 67N. La comparación entre los ajustes vigentes y los ajustes propuestos para este circuito se presenta en la Tabla 23.

Por otra parte, para el Grupo 2 del Circuito 1 se propone homologar los ajustes definidos para el Circuito 2. Sin embargo, es importante considerar que, bajo esta topología de operación, las fallas en barras o *bushings* del lado AT de los transformadores de la S/E San Pablo continuarán presentando descoordinación respecto de las protecciones de los paños A11 de la S/E Cerro Navia. Esta condición se debe a que el alcance de la primera zona corresponde al 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea Cerro Navia – Lo Aguirre, valor que resulta significativamente superior a la impedancia de secuencia positiva de la línea

Cerro Navia – San Pablo, provocando la operación no selectiva observada para este tipo de fallas.

Tabla 21: Resumen de las problemáticas identificadas y Propuesta

Paño	Elemento	Hallazgo	Propuesta/ Observación
H11 G1	67N	Tiempos de operación menores a 300 ms, incluso para fallas de alta impedancia, generando estrechez de paso con protecciones de los transformadores en SE San Pablo.	Aumentar Dial
	21N	Opera de forma instantánea para fallas en <i>bushings</i> AT de SE San Pablo.	Modifica factor k0 Disminuir alcance de la primera zona
H12	67 N	Tiempos de operación menores a 300 ms, incluso para fallas de alta impedancia, generando estrechez de paso con protecciones de los transformadores en SE Lo Aguirre.	Aumentar Dial
	21 N	Alcance Cercano a SE Lo Aguirre	Modifica factor k0 Disminuir alcance de la primera zona
	Diseño	Descoordinación en fallas de barras y <i>bushings</i> AT de S/E San Pablo debido al sobrealcance de la Zona 1 bajo la condición de traspaso de carga.	Reconocer la limitación inherente a esta topología de operación.
H11 G2	Diseño	Descoordinación en fallas de barras y <i>bushings</i> AT de S/E San Pablo debido al sobrealcance de la Zona 1 bajo la condición de traspaso de carga.	Homologar los ajustes con el Circuito 2, aceptando la limitación inherente a esta topología de operación.

Circuito 1

Tabla 22: Propuesta de ajustes para circuito 1 de LTx 2x110 kV Cerro Navia- Lo Aguirre.

Setting	Descripcion	Acuales	Proyectados	
			G1	G2
RID	Relay Identifier (30 chars)	C. NAVIA - LO AGUIRRE C1 PRIM	C. NAVIA - LO AGUIRRE C1 PRIM	C. NAVIA - LO AGUIRRE C1
TID	Terminal Identifier (30 chars)	S/E CERRO NAVIA 110KV	S/E CERRO NAVIA 110KV	S/E CERRO NAVIA 110KV
CTR	Phase (IA,IB,IC) CT Ratio	400	400	400
CTRN	Neutral (IN) CT Ratio	400	400	400
PTR	Phase (VA,VB,VC) PT Ratio	1000	1000	1000
PTRS	Synch. Voltage (VS) PT Ratio	1000	1000	1000
Z1MAG	Pos-Seq Line Impedance Magnitude (Ohms secondary)	0,41	0,37	3,39
Z1ANG	Pos-Seq Line Impedance Angle (degrees)	79,34	80,25	64,99
Z0MAG	Zero-Seq Line Impedance Magnitude (Ohms secondary)	3,34	1,46	11,00
Z0ANG	Zero-Seq Line Impedance Angle (degrees)	79,65	74,50	75,82
Z1P	Zone 1 (Ohms secondary)	0,33	0,29	2,70
Z2P	Zone 2 (Ohms secondary)	2,16	2,16	6,50
Z3P	Zone 3 (Ohms secondary)	4,40	4,40	7,70
Z1MG	Zone 1 (Ohms secondary)	0,33	0,29	2,70
Z2MG	Zone 2 (Ohms secondary)	2,53	2,53	5,40
Z3MG	Zone 3 (Ohms secondary)	4,32	4,32	10,40
XG1	Zone 1 Reactance (Ohms secondary)	0,32	0,29	2,70
XG2	Zone 2 Reactance (Ohms secondary)	2,12	2,12	4,60
XG3	Zone 3 Reactance (Ohms secondary)	4,12	4,12	8,90
RG1	Zone 1 Resistance (Ohms secondary)	2,00	2,00	2,00
RG2	Zone 2 Resistance (Ohms secondary)	2,00	2,00	2,00
RG3	Zone 3 Resistance (Ohms secondary)	2,00	2,00	2,00
k0M1	Zone 1 ZSC Factor Mag (unitless)	2,33	0,98	0,76
k0A1	Zone 1 ZSC Factor Ang (degrees)	0,35	-7,74	15,58
k0M	Zones 2,3,4 ZSC Factor Mag (unitless)	2,33	0,98	0,76
k0A	Zones 2,3,4 ZSC Factor Ang (degrees)	0,35	-7,74	15,58
51GP	Pickup (Amps secondary)	0,50	0,50	0,50
51GC	Curve	U3	U3	U3
51GTD	Time Dial	1,50	3,70	3,70

Circuito 2

Tabla 23: Propuesta de ajustes para circuito 2 de LTx 2x110 kV Cerro Navia- Lo Aguirre.

Setting	Descripcion	Acuales	Proyectados
			G1
RID	Relay Identifier (30 chars)	C. NAVIA - LO AGUIRRE C2 PRIM	C. NAVIA - LO AGUIRRE C2 PRIM
TID	Terminal Identifier (30 chars)	S/E CERRO NAVIA 110KV	S/E CERRO NAVIA 110KV
CTR	Phase (IA,IB,IC) CT Ratio	400	400
CTRN	Neutral (IN) CT Ratio	400	400
PTR	Phase (VA,VB,VC) PT Ratio	1000	1000
PTRS	Synch. Voltage (VS) PT Ratio	1000	1000
Z1MAG	Pos-Seq Line Impedance Magnitude (Ohms secondary)	3,53	3,39
Z1ANG	Pos-Seq Line Impedance Angle (degrees)	58,90	64,99
Z0MAG	Zero-Seq Line Impedance Magnitude (Ohms secondary)	12,40	11,00
Z0ANG	Zero-Seq Line Impedance Angle (degrees)	79,95	75,82
Z1P	Zone 1 (Ohms secondary)	2,80	2,70
Z2P	Zone 2 (Ohms secondary)	6,50	6,50
Z3P	Zone 3 (Ohms secondary)	7,70	7,70
Z1MG	Zone 1 (Ohms secondary)	2,80	2,70
Z2MG	Zone 2 (Ohms secondary)	5,40	5,40
Z3MG	Zone 3 (Ohms secondary)	10,40	10,40
XG1	Zone 1 Reactance (Ohms secondary)	2,30	2,70
XG2	Zone 2 Reactance (Ohms secondary)	4,60	4,60
XG3	Zone 3 Reactance (Ohms secondary)	8,90	8,90
RG1	Zone 1 Resistance (Ohms secondary)	2,00	2,00
RG2	Zone 2 Resistance (Ohms secondary)	2,00	2,00
RG3	Zone 3 Resistance (Ohms secondary)	2,00	2,00
k0M1	Zone 1 ZSC Factor Mag (unitless)	0,86	0,76
k0A1	Zone 1 ZSC Factor Ang (degrees)	22,22	15,58
k0M	Zones 2,3,4 ZSC Factor Mag (unitless)	0,86	0,76
k0A	Zones 2,3,4 ZSC Factor Ang (degrees)	22,22	15,58
51GP	Pickup (Amps secondary)	0,50	0,50
51GC	Curve	U3	U3
51GTD	Time Dial	1,50	3,70

3.4.2. Propuesta de Ajustes LTx 1x110kV Ochagavía – Metro

Dada la configuración del sistema y el hecho de que los transformadores 1, 2 y 3 de SE Lord Cochrane, no cuentan con interruptores en alta tensión, no se justifica elaborar una nueva propuesta de ajustes. Sin embargo, queda en evidencia que tanto los criterios de protección de esta línea como los de la S/E Lord Cochrane incumplen la normativa vigente. En caso de que se proyectara la instalación de paños de protección en el lado de alta tensión de los transformadores, se podrían evaluar dos alternativas de esquemas de teleprotección orientadas a mejorar la coordinación entre las protecciones de la línea Ochagavía–Metro y las de respaldo de los transformadores en la S/E Lord Cochrane.

La primera opción consiste en incorporar un esquema de extremo débil conocido como *Weak-Infeed*, en el cual sería necesario reducir el alcance de la primera zona del paño A7 en la S/E Ochagavía a un 70% de la impedancia de secuencia positiva de la línea, lo que según la revisión de la memoria de cálculo correspondería a $0,332 \Omega$ primarios. Ante una falla dentro de esta primera zona, la protección operaría de forma instantánea. En cambio, si el paño A7 detecta el evento en segunda zona, este extremo transmitirá una orden de aceleración de disparo hacia la S/E Lord Cochrane. En dicho nodo, el relé validará la perturbación mediante la caída de tensión y, simultáneamente, confirmará que la corriente medida sea débil o prácticamente nula.

La segunda propuesta corresponde a un sistema de teleprotección por comparación direccional con bloqueo, denominado esquema DCB. Esta alternativa permitiría mantener los ajustes actuales, donde se opera en primera zona incluso para fallas en los *bushings* de los transformadores. Por diseño general, este esquema requiere evaluar la direccionalidad de la corriente para identificar fallas externas, pero para este caso en particular, debido a la característica radial del sistema, basta con que el relé detecte una corriente elevada en dirección al transformador para enviar de inmediato la señal de bloqueo y retardar la actuación del paño A7 en la S/E Ochagavía.

Considerando que ambas alternativas permitirían mejorar la coordinación de las protecciones en caso de incorporarse paños en el lado de alta tensión de los transformadores características, con el fin de contrastar su desempeño esperado y su impacto sobre los ajustes vigentes, y

orientar así la selección del esquema más adecuado en caso de materializarse la instalación de los paños de alta tensión.

Tabla 24 se presenta una comparación de sus principales características, con el fin de contrastar su desempeño esperado y su impacto sobre los ajustes vigentes, y orientar así la selección del esquema más adecuado en caso de materializarse la instalación de los paños de alta tensión.

Tabla 24: Comparación técnica de los esquemas de teleprotección propuestos para Paño A7 SE Ochagavía.

Criterio	<i>Weak-Infeed</i>	DCB
Modificación de ajustes	Requiere reducir el alcance de la Zona 1 al 70 % de la línea junto con detección de caída de voltaje.	Mantiene los ajustes actuales, sumándole lógica de bloqueo.
Despeje de fallas	Parte de las fallas cercanas al extremo remoto pasan a despejarse con retardo.	Conserva el despeje instantáneo en toda la línea.
Falla del canal de teleprotección	La protección continúa operando mediante las funciones de distancia, aunque con la reducción permanente del alcance de la Zona 1.	El esquema mantiene una operación de respaldo mediante las funciones de distancia, aunque se pierde el beneficio del bloqueo remoto.
Ventaja principal	Mantiene coordinación incluso ante falla en canal de telecomunicación.	Asegura el despeje instantáneo ante fallas a lo largo de todo el dominio del cable.
Desventaja principal	Segmento de la línea queda expuesto a la falla por más tiempo en caso de caída de canal de telecomunicación.	Ante la caída del canal de comunicación se produciría descoordinación con las protecciones de los transformadores.

3.4.3. Propuesta de Ajustes LTx 2x110kV Florida – Ochagavía.

En esta línea, los paños A1 y A5 de la S/E Ochagavía, así como los paños H6 y H7 de la S/E Florida, disponen de dos grupos de ajustes asociados a las distintas topologías de operación del sistema.

Considerando que los circuitos 1 y 2 presentan parámetros eléctricos equivalentes, las modificaciones efectuadas sobre los parámetros concentrados de la línea y el factor de compensación de secuencia cero (K_0) se replican en los cuatro paños y en ambos grupos de ajustes.

Adicionalmente, en el Grupo 1 de los cuatro paños se reduce el alcance de la primera zona desde un 80% a un 70% de la impedancia de secuencia positiva de la línea. En los escenarios en que uno de los circuitos se encuentre fuera de servicio o fuera de servicio aterrizado, se propone incorporar un segundo grupo de ajustes, donde el alcance de la primera zona se

reduce aún más para considerar el efecto del acoplamiento mutuo de secuencia cero entre circuitos sobre la impedancia aparente vista por la protección.

Respecto de la función 67N de los paños A1 y A5 de la S/E Ochagavía, debido a la descoordinación detectada con el paño A9 de la S/E Florida cuando uno de los circuitos se encuentra fuera de servicio, se incrementa el multiplicador en el segundo grupo de ajustes, pasando de 3,7 a 12. Asimismo, se aumenta el multiplicador en el primer grupo de ajustes de dichos paños. Esta modificación se debe a que, para fallas monofásicas y bifásicas a tierra en los *bushings* del transformador de la S/E Florida, la función 67N opera incluso antes que la segunda zona de las protecciones de línea de la S/E Ochagavía. No obstante, esta modificación solo permite reducir parcialmente la estrechez de paso, aumentando el tiempo de paso más crítico desde 0,157 s a 0,182 s. Los ajustes actuales y propuestos para los paños A1 y A5 se presentan en la Tabla 26.

Para los paños H6 y H7 de la S/E Florida también se incrementa el multiplicador de la función 67N en ambos grupos de ajustes debido a la estrechez de paso observada con las protecciones de respaldo de los transformadores de la S/E Ochagavía para fallas monofásicas y bifásicas a tierra en los *bushings* AT. La condición más crítica corresponde al Transformador N°1, cuyo tiempo de operación es de 0,3692 s para fallas francas, valor muy cercano a los 0,415 s correspondientes a la segunda zona de las protecciones de los paños H6 y H7 de la S/E Florida.

En Tabla 25 se presenta un resumen de las observaciones encontradas con su respectiva mejora.

Tabla 25: Resumen de las problemáticas identificadas y modificaciones propuestas para la LT 2×110 kV Ochagavía–Florida.

Elemento	Grupo/Paño	Observación	Propuesta
k0	Grupos 1 y 2 A1, A5, H6 y H7	Discrepancia en factor k0	Corrección de factor k0
21N Zona 1	Grupos 1 A1, A5, H6 y H7	Se observa que el alcance de la primera zona se encuentra próximo a extremo remoto.	Reducir el alcance de la Zona 1 desde el 80 % al 70 % de la impedancia de secuencia positiva de la línea.
21N Zona 1	Grupos 2 A1, A5, H6 y H7	Descoordinación para fallas a tierra francas en extremo remoto.	Reducir el alcance de la Zona 1 a un valor inferior al definido para el Grupo 1.
21N Zona 2	Grupo 2 A1 y A5 S/E Ochagavía	Bajo la topología asociada al Grupo 2, el alcance de la segunda zona puede	Reducir el alcance de la Zona 2 en los paños A1 y A5 de la S/E Ochagavía

		comprometer la coordinación con las protecciones ubicadas en la S/E Florida.	
67N	Grupos 1 y 2 A1 y A5 S/E Ochagavía	Se detecta descoordinación con el paño A9 de la S/E Florida y estrechez de paso para fallas monofásicas y bifásicas a tierra en los <i>bushings</i> del transformador de la S/E Florida.	Incrementar el multiplicador de la función 67N en ambos grupos de ajustes.
67N	Grupos 1 y 2 H6 y H7 S/E Florida	Se observa estrechez de paso con las protecciones de respaldo de los transformadores de la S/E Ochagavía para fallas monofásicas y bifásicas a tierra en los <i>bushings</i> AT	Incrementar el multiplicador de la función 67N en ambos grupos de ajustes

Tabla 26: Propuesta de ajustes para paños A1 y A5 de SE Ochagavía.

Setting	Descripción	Actuales	Proyectados	
			G1	G2
RID	Relay Identifier (30 chars)	Ochagavía-Florida	Ochagavía-Florida	Ochagavía-Florida
TID	Terminal Identifier (30 chars)	S/E Ochagavía 110kV	S/E Ochagavía 110kV	S/E Ochagavía 110kV
CTR	Phase (IA,IB,IC) CT Ratio	240	240	240
CTRN	Neutral (IN) CT Ratio	240	240	240
PTR	Phase (VA,VB,VC) PT Ratio	1000	1000	1000
PTRS	Synch. Voltage (VS) PT Ratio	1000	1000	1000
Z1MAG	Pos-Seq Line Impedance Magnitude (Ohms secondary)	1,30	1,32	1,32
Z1ANG	Pos-Seq Line Impedance Angle (degrees)	79,00	79,70	79,70
Z0MAG	Zero-Seq Line Impedance Magnitude (Ohms secondary)	6,59	4,74	4,74
Z0ANG	Zero-Seq Line Impedance Angle (degrees)	78,51	86,12	86,12
Z1P	Zone 1 (Ohms secondary)	1,03	1,03	1,03
Z2P	Zone 2 (Ohms secondary)	2,88	2,88	2,88
Z3P	Zone 3 (Ohms secondary)	4,80	4,80	4,80
Z1MG	Zone 1 (Ohms secondary)	1,03	0,92	0,86
Z2MG	Zone 2 (Ohms secondary)	2,88	2,88	2,00
Z3MG	Zone 3 (Ohms secondary)	4,80	4,80	4,80
XG1	Zone 1 Reactance (Ohms secondary)	1,02	0,92	0,86
XG2	Zone 2 Reactance (Ohms secondary)	2,83	2,83	2,00
XG3	Zone 3 Reactance (Ohms secondary)	4,71	4,71	4,71
RG1	Zone 1 Resistance (Ohms secondary)	2,40	2,40	2,40
RG2	Zone 2 Resistance (Ohms secondary)	2,40	2,40	2,40
RG3	Zone 3 Resistance (Ohms secondary)	2,40	2,40	2,40
k0M1	Zone 1 ZSC Factor Mag (unitless)	1,36	0,87	0,87
k0A1	Zone 1 ZSC Factor Ang (degrees)	-0,61	8,88	8,88
k0M	Zones 2,3,4 ZSC Factor Mag (unitless)	1,36	0,87	0,87
k0A	Zones 2,3,4 ZSC Factor Ang (degrees)	-0,61	8,88	8,88
51GP	Pickup (Amps secondary)	0,50	0,50	0,50
51GC	Curve	U3	U3	U3
51GTD	Time Dial	3,70	4,30	12,00

En Figura 21, se puede observar el comportamiento de los nuevos ajustes ante una falla bifásica a tierra franca en C01, donde claramente se ve disminuido el alcance de la primera zona y como aumenta el tiempo de operación de la función 67N.

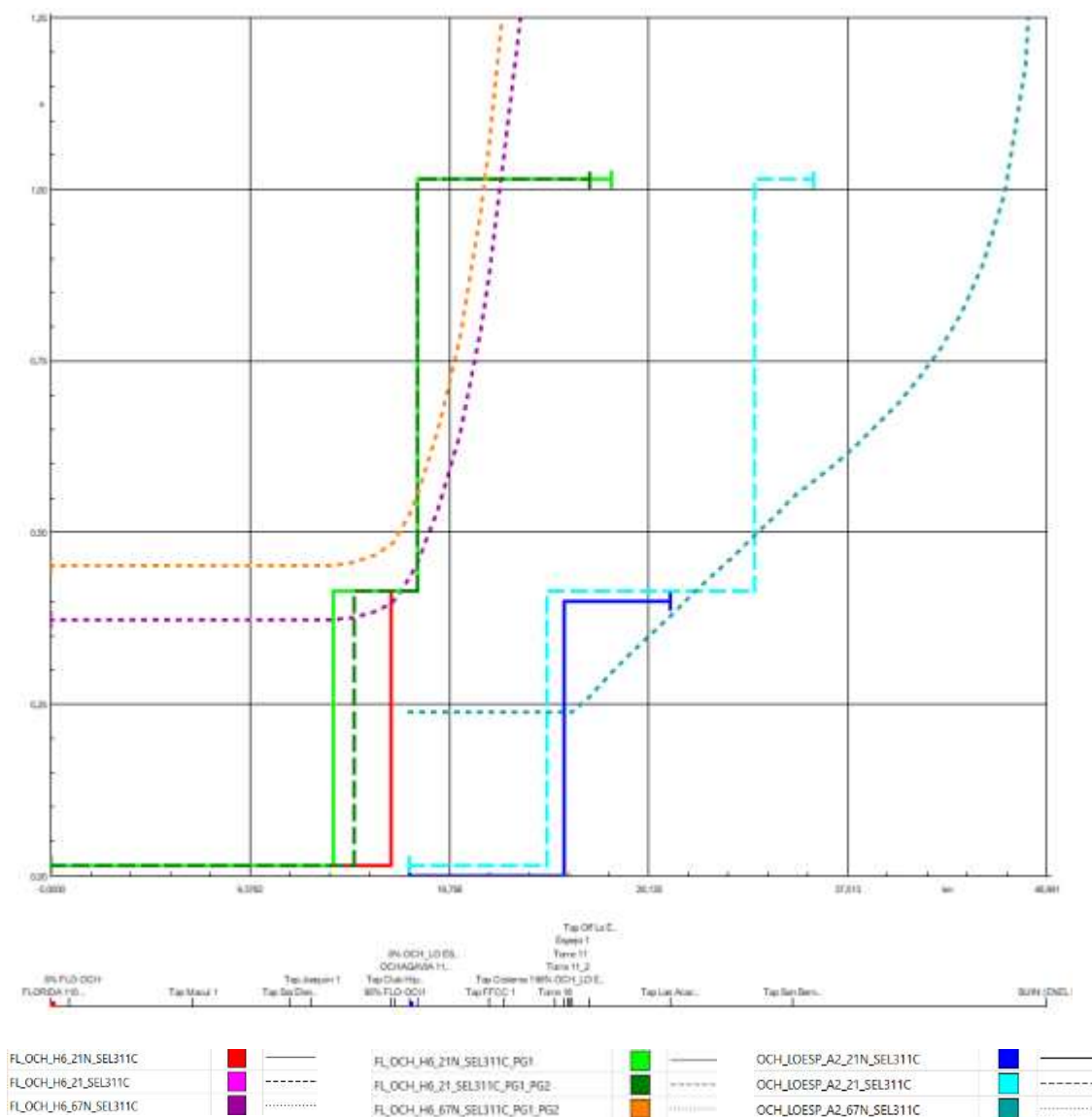


Figura 21: Ajustes Actuales vs Propuestos para paños H6 y H7 SE Florida, ante 2FT C01.

Ante 2FT con un circuito aterrizado en un escenario de hidrología seca con alta penetración de ERNC, se puede ver como función amarilla ya no opera en primera zona para fallas en Extremo Ochagavía, incluso ya no presenta el comportamiento inconsistente que presenta la curva roja. Por otra parte, se ve el aumento del tiempo de paso entre la propuesta de 67N (curva naranja) con la función 21N del paño A2 de Ochagavía.

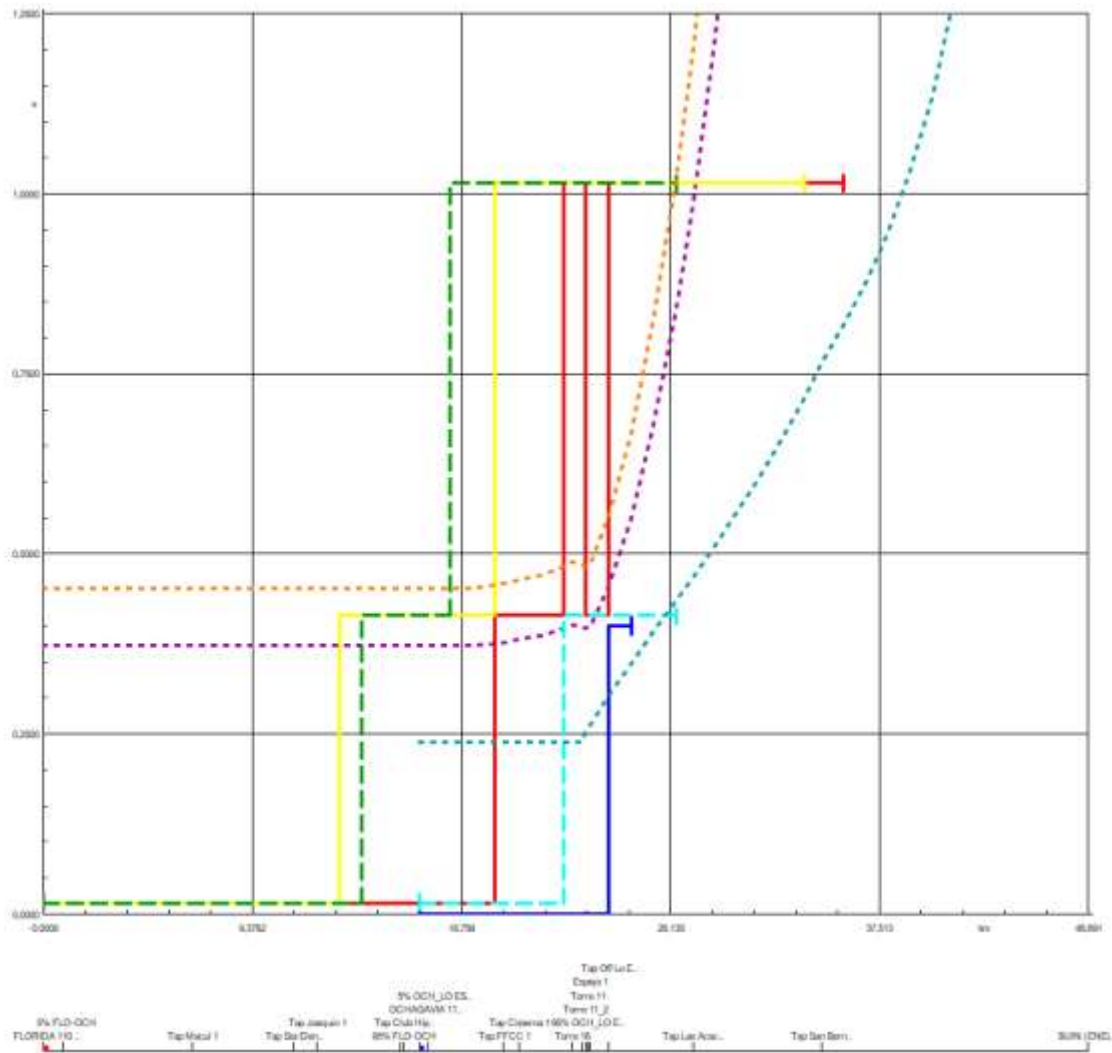


Figura 22: Ajustes Actuales vs Propuestos para paños H6 y H7 SE Florida, ante 2FT C01 OFF T.

FL_OCH_H6_21N_SEL311C	—	FL_OCH_H6_21N_SEL311C_R52	—	OCH_LOESP_A2_21N_SEL311C	—
FL_OCH_H6_21N_SEL311C	---	FL_OCH_H6_21N_SEL311C_R61_N52	—	OCH_LOESP_A2_21N_SEL311C	---
FL_OCH_H6_67N_SEL311C	...	FL_OCH_H6_67N_SEL311C_R52	---	OCH_LOESP_A2_67N_SEL311C	...

Tabla 27: Propuesta de ajustes para paños H6 y H7 de S/E Florida.

Setting	Descripción	Acuales	Proyectados	
			G1	G2
RID	Relay Identifier (30 chars)	Ochagavía-Florida	Ochagavía-Florida	Ochagavía-Florida
TID	Terminal Identifier (30 chars)	S/E FLORIDA 110kV	S/E FLORIDA 110kV	S/E FLORIDA 110kV
CTR	Phase (IA,IB,IC) CT Ratio	240	240	240
CTRN	Neutral (IN) CT Ratio	240	240	240
PTR	Phase (VA,VB,VC) PT Ratio	1000	1000	1000
PTRS	Synch. Voltage (VS) PT Ratio	1000	1000	1000
Z1MAG	Pos-Seq Line Impedance Magnitude (Ohms secondary)	1,30	1,32	1,32
Z1ANG	Pos-Seq Line Impedance Angle (degrees)	79,00	79,70	79,70
Z0MAG	Zero-Seq Line Impedance Magnitude (Ohms secondary)	6,59	4,74	4,74
Z0ANG	Zero-Seq Line Impedance Angle (degrees)	78,51	86,12	86,12
Z1P	Zone 1 (Ohms secondary)	1,04	1,04	1,04
Z2P	Zone 2 (Ohms secondary)	1,39	1,39	1,39
Z3P	Zone 3 (Ohms secondary)	4,30	4,30	4,30
Z1MG	Zone 1 (Ohms secondary)	1,04	0,92	0,86
Z2MG	Zone 2 (Ohms secondary)	7,92	7,92	7,92
Z3MG	Zone 3 (Ohms secondary)	4,80	4,80	4,80
XG1	Zone 1 Reactance (Ohms secondary)	1,02	0,92	0,86
XG2	Zone 2 Reactance (Ohms secondary)	1,36	1,36	1,36
XG3	Zone 3 Reactance (Ohms secondary)	7,77	7,77	7,77
RG1	Zone 1 Resistance (Ohms secondary)	1,20	1,20	1,20
RG2	Zone 2 Resistance (Ohms secondary)	1,20	1,20	1,20
RG3	Zone 3 Resistance (Ohms secondary)	1,20	1,20	1,20
k0M1	Zone 1 ZSC Factor Mag (unitless)	1,36	0,87	0,87
k0A1	Zone 1 ZSC Factor Ang (degrees)	-0,61	8,88	8,88
k0M	Zones 2,3,4 ZSC Factor Mag (unitless)	1,36	0,87	0,87
k0A	Zones 2,3,4 ZSC Factor Ang (degrees)	-0,61	8,88	8,88
51GP	Pickup (Amps secondary)	0,50	0,50	0,50
51GC	Curve	U3	U3	U3
51GTD	Time Dial	3,70	4,50	4,50

La curva café de la Figura 23, representa el ajuste propuesto apara la función 67N de los paños A1 y A5 en CO1 OFF T, y opera coordinadamente con la protección del paño A8 de SE Florida.

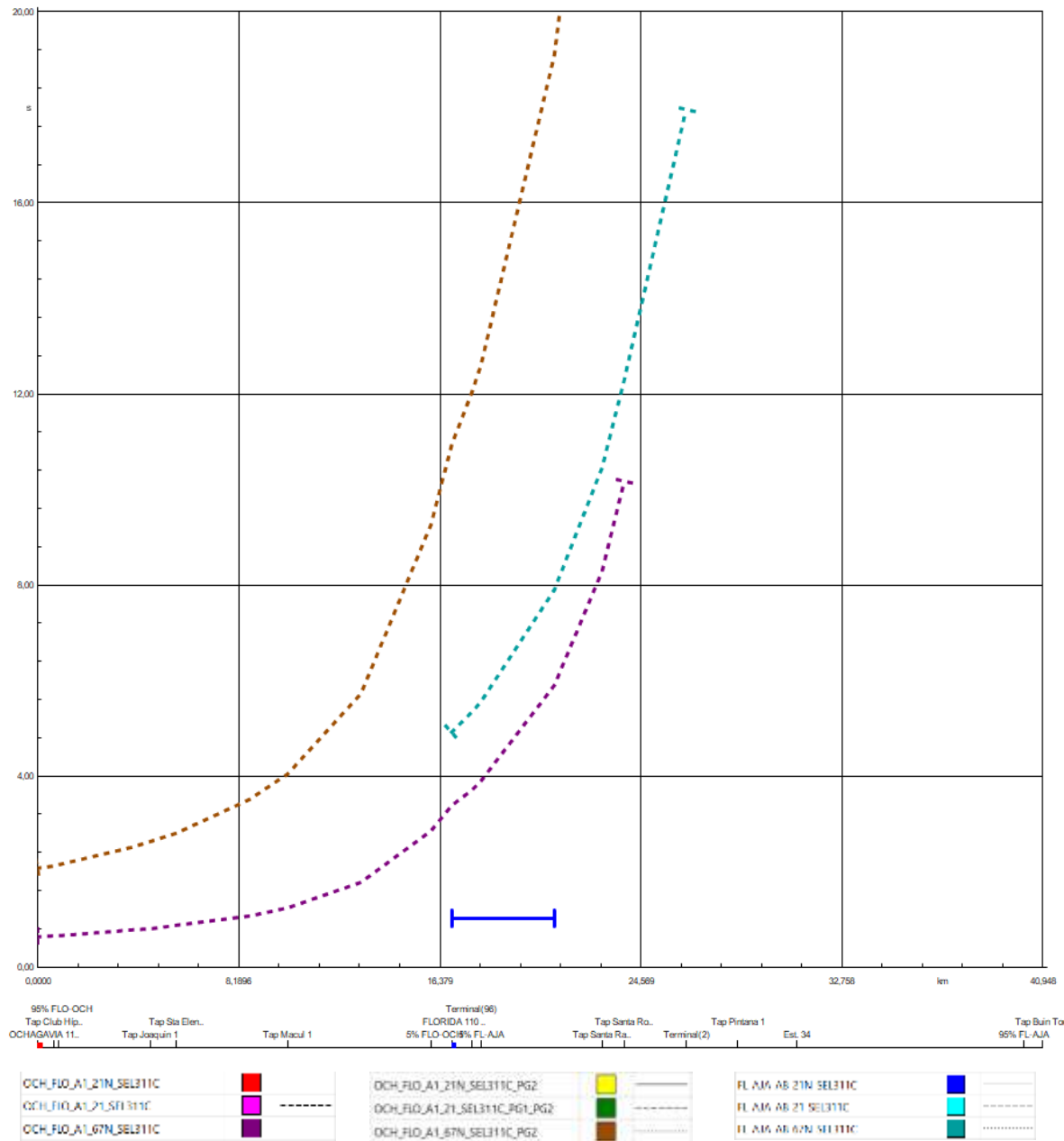


Figura 23: Ajustes Actuales vs Propuestos para paños A1 y A5 SE Ochagavía, ante IFT con 50Ω C01 OFF T.

Dado que ya se evidenció la disminución del alcance del G1 del paño A1 y A5 para los escenarios con ambos circuitos en servicio. Es por eso que a continuación, en la Figura 24, solo se presenta el diagrama tiempo distancia ante 2FT C01 OFF T, en donde la segunda zona de la función 21N del segundo grupo de ajuste propuesta, del paño A5 (A1 FS), disminuye su alcance, eliminándose la descoordinación producida por el solapamiento de las primeras zonas.

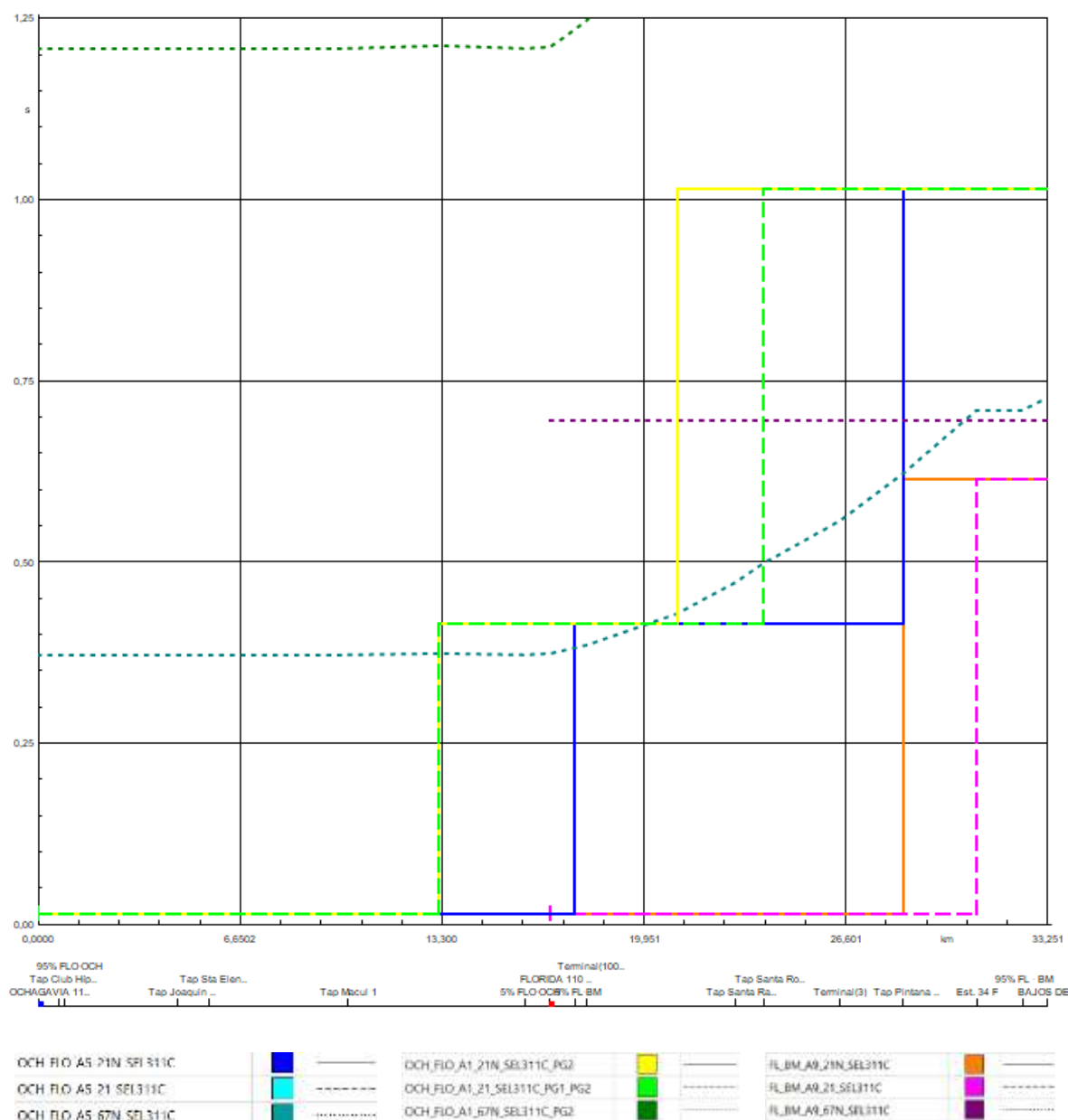


Figura 24: Ajustes Actuales vs Propuestos para paños A1 y A5 SE Ochagavía, ante 2FT C01 OFF T.

Si bien la presente propuesta permite mejorar la coordinación entre las protecciones involucradas, no elimina la estrechez de paso existente entre las segundas zonas y la función 67N de los paños A1 y A5 ante fallas francas en los *bushings* AT del transformador de la S/E Florida, siendo el tiempo de paso más crítico de 0,158 ms. De igual forma, la descoordinación persiste entre las protecciones de los paños H6 y H7 y las protecciones de respaldo de los transformadores de la S/E Ochagavía para fallas de las mismas características.

Como alternativa a la propuesta presentada, se identifican otras opciones que podrían ser evaluadas para abordar esta condición.

La primera alternativa consiste en implementar un segundo esquema de protección diferencial en cada transformador, con el fin de mantener la coordinación ante una condición N-1 para la protección diferencial.

Por otra parte, se puede evaluar un aumento en el tiempo de operación de las segundas zonas hasta valores cercanos a 0,7 s. Sin embargo, esta modificación podría generar un efecto en cadena sobre la coordinación de otras protecciones debido a la configuración en anillo de la red metropolitana.

4. Conclusiones

El presente trabajo permitió evaluar la coordinación de las protecciones de distancia asociadas a las líneas LTx 2x110 kV Florida–Ochagavía, LTx 1x110 kV Ochagavía–Metro y LTx 2x110 kV Cerro Navia–Lo Aguirre, considerando además la interacción de estas instalaciones con sus primeras adyacencias dentro del anillo metropolitano de 110 kV.

Para llevar a cabo este análisis, fue necesario iniciar con la revisión de las memorias de cálculo de las distintas secciones tramo que conforman la zona de influencia del estudio. Esta etapa permitió evaluar la consistencia de los parámetros eléctricos utilizados en la modelación, dado que estos constituyen la base para la representación de las líneas en DIGSILENT y tienen una influencia directa en los alcances de las funciones de distancia, al determinar la impedancia aparente observada por el relé frente a una condición de falla.

Durante esta revisión se detectaron discrepancias entre las memorias de cálculo y los documentos de respaldo en las secciones Tap Santa Elena–Tap Macul de la línea 2x110 kV Florida–Ochagavía, en el modelo del cable de la línea 1x110 kV Ochagavía–Metro y en las secciones Tap Lo Prado–Lo Prado y Tap Lo Prado–Lo Aguirre de la línea 2x110 kV Cerro Navia–Lo Aguirre. Las discrepancias observadas estuvieron asociadas principalmente a la modelación geométrica de las líneas y a las características de los conductores, tales como la resistividad y el radio geométrico medio, observándose un mayor impacto en los parámetros resistivos, donde las variaciones de los parámetros concentrados de las secciones con discrepancia iban desde el 7% hasta el 42%.

Posteriormente, se desarrollaron las bases de datos en DIGSILENT, incorporando las instalaciones adyacentes, los esquemas de protección presentes en Infotécnica, los escenarios operacionales y las contingencias definidas en las Cartas de Escenarios Mínimos. Esto permitió disponer de modelos representativos para la evaluación de la coordinación de las protecciones bajo las distintas condiciones de operación consideradas en el estudio.

A partir de las simulaciones realizadas para la línea 2x110 kV Cerro Navia–Lo Aguirre, se identificaron problemas de coordinación asociados principalmente a las funciones 21N y 67N:

- En el Circuito 1 se observó que la función 21N del paño H11 opera en primera zona incluso ante fallas en la S/E San Pablo, comportamiento asociado a discrepancias entre los parámetros operacionales y aquellos obtenidos tras la revisión de las memorias de cálculo, particularmente en las impedancias de secuencia positiva, secuencia cero y en el factor K_0 . Cabe destacar que, durante el desarrollo de la presente memoria y previo a la implementación de los ajustes propuestos, se registró una falla en la S/E San Pablo bajo condición normal de operación, observándose la actuación en primera zona de la función 21N del paño H11. Este evento permitió corroborar en una condición real el sobrealcance identificado durante el estudio.
- Se detectó que la función 67N de los paños H11 y H12 opera de forma instantánea a lo largo de toda la línea, generando problemas de coordinación frente a determinadas contingencias.
- Con el objetivo de corregir estos comportamientos, se propusieron modificaciones en los parámetros de línea y en los ajustes de las funciones de protección. Sin embargo, para la condición de traspaso de carga considerada en el Grupo 2 del Circuito 1, las fallas en la S/E San Pablo continúan presentando descoordinación respecto de las protecciones de la S/E Cerro Navia, debido a las características propias de las líneas involucradas, ya que dicho ajuste está pensado para la longitud más larga de la línea, Cerro Navia-Lo Aguirre, por lo que SE San Pablo sería visto como un *tap-off*.

Para la línea 1x110 kV Ochagavía–Metro:

- Se identificaron discrepancias entre los parámetros concentrados obtenidos a partir de la revisión de la memoria de cálculo y aquellos considerados en los parámetros operacionales. Sin embargo, las diferencias observadas no modificaron de manera significativa el comportamiento de las protecciones ni las conclusiones del estudio, dado que la descoordinación identificada responde principalmente a la topología de la S/E Lord Cochrane, cuyos transformadores no disponen de interruptores dedicados en el lado de alta tensión. Esta condición obliga a adoptar una filosofía de

protección que privilegia el despeje rápido de las fallas por sobre la selectividad, por lo que la descoordinación observada se mantendría aun considerando los parámetros corregidos o eventuales modificaciones en los ajustes de protección.

- Se identificaron alternativas de teleprotección que podrían evaluarse ante futuras modificación/normalización de la SE Lord Cochrane.
 - Del DCB (*Directional Comparison Blocking*) Se rescata que permite mantener los ajustes actuales, toda la línea queda cubierta por la primera zona. Pero se produce descoordinación ante falla del canal de comunicación.
 - *Weak Infeed* permite mantener coordinación ante fallas en el canal de telecomunicación, sin embargo, ante esta falla, no todo el cable queda cubierto por la primera zona.

Para la línea 2x110 kV Florida–Ochagavía:

- Se identificaron discrepancias entre los parámetros operacionales y aquellos obtenidos a partir de la revisión de las memorias de cálculo, particularmente en las impedancias de secuencia y en el factor K_0 .
- Asimismo, se observó que la función 21N presenta problemas de sobrealcance en los paños A1 y A5 de la S/E Ochagavía y en los paños H6 y H7 de la S/E Florida para escenarios donde uno de los circuitos se encuentra fuera de servicio o fuera de servicio y aterrizado.
- Debido a la influencia del acoplamiento mutuo de secuencia cero sobre la impedancia aparente vista por las protecciones, fue necesario considerar dos grupos de ajustes uno para la condición normal de operación y otro para escenarios con un circuito fuera de servicio o fuera de servicio y aterrizado para los paños A1 y A5 de SE Ochagavía
- Por otra parte, se identificaron descoordinaciones de la función 67N de los paños A1 y A5 de la S/E Ochagavía respecto de protecciones de líneas adyacentes de la S/E Florida bajo estas mismas condiciones operacionales.
- Con el fin de mejorar el desempeño del esquema de protección, se propusieron modificaciones en los parámetros de línea, en los alcances de las funciones de distancia (disminución de alcance de la primera zona) y en los ajustes de la función

67N (aumento en Dial). Si bien estas medidas permitieron mejorar la coordinación general del sistema, persisten estrecheces de paso y descoordinaciones entre los paños H6 y H7 de la S/E Florida y las protecciones de respaldo de los transformadores de las subestaciones Ochagavía cuando se considera una condición N-1 de la protección diferencial de los transformadores, donde el tiempo de paso más crítico corresponde a 0,003 s.

- Adicionalmente, se identificaron casos de descoordinación asociados a instalaciones conectadas mediante *tap-offs*, los cuales fueron documentados como condiciones adicionales a las consideradas en las Cartas de Escenarios Mínimos. No obstante, dado que la resolución de estas condiciones requeriría modificaciones a esquemas de protección de instalaciones fuera del alcance del presente estudio, no se desarrollaron propuestas específicas para dichos casos.

Si bien las propuestas desarrolladas en el presente estudio permitieron mejorar la coordinación y el desempeño de las protecciones analizadas, estas por sí solas no permiten eliminar la totalidad de las condiciones de descoordinación y estrechez de paso identificadas. En este contexto, alternativas como la incorporación de esquemas de teleprotección, protecciones específicas para instalaciones conectadas mediante *tap-offs* o esquemas diferenciales adicionales podrían contribuir a abordar parte de estas limitaciones. Sin embargo, la evaluación detallada de dichas soluciones requiere estudios de ingeniería de mayor alcance, por lo que se plantean como posibles líneas de trabajo futuras, privilegiándose en el presente trabajo la implementación de medidas de aplicación inmediata orientadas a corregir las problemáticas identificadas.

En la misma línea, existen aspectos que no fueron abordados en el presente estudio y que se plantean como trabajo futuro. Por una parte, en las líneas de doble circuito la influencia del acoplamiento mutuo de secuencia cero podría compensarse midiendo la corriente residual del circuito paralelo y aplicando el factor de acoplamiento mutuo k_{0m} ; dicha alternativa no se consideró, ya que requiere incorporar una nueva señal de corriente al relé y se privilegió la mínima intervención en las subestaciones. Por otra parte, si bien los escenarios analizados corresponden a los definidos por el CEN en las Cartas de Escenarios Mínimos, estos no agotan las topologías posibles del anillo, quedando pendiente, por ejemplo, la evaluación del

desempeño de los ajustes propuestos ante la indisponibilidad de un único tramo o sección de línea y ante otras combinaciones de elementos fuera de servicio.

Tabla 27: Resumen de aspectos pendientes y líneas de trabajo futuro.

Ámbito	Situación pendiente	Acción recomendada
Instalaciones conectadas mediante <i>tap-off</i>	Las descoordinaciones detectadas involucran instalaciones fuera del alcance de este estudio.	Abordar estos casos en un estudio de ingeniería de mayor alcance, junto con las alternativas de teleprotección y esquemas diferenciales.
Coordinación con los respaldos de los transformadores de las subestaciones extremas	Persisten descoordinaciones y estrecheces de paso entre las protecciones de línea y las protecciones de respaldo de los transformadores de las subestaciones que definen los extremos de la línea, particularmente ante fallas en los <i>bushings</i> de alta tensión y en condición N-1 de la protección diferencial del transformador. Donde el caso más crítico corresponde al transformador 1 de SE Lord Cochrane para fallas monofásicas de 50 Ohm, donde el paño A7 de SE Ochagavía opera de forma instantánea en <i>bushing</i> AT y el respaldo de transformador opera en 1,3 s.	Evaluar la incorporación de un segundo esquema diferencial en los transformadores, el ajuste de retardos en las protecciones de respaldo o esquemas de bloqueo mediante telecomunicaciones.
Compensación del acoplamiento mutuo de secuencia cero (k0m)	En las líneas de doble circuito no se incorporó la compensación del acoplamiento mutuo de secuencia cero, ya que requiere medir la corriente residual 3I0 del circuito paralelo y se privilegió la mínima intervención en las subestaciones.	Evaluar la implementación del factor de acoplamiento mutuo k0m en las protecciones de distancia, sujeto a que se autorice el cableado de la señal 3I0 del circuito paralelo hacia el relé.

Ámbito	Situación pendiente	Acción recomendada
Cobertura de escenarios y topologías de operación	Los escenarios analizados corresponden a los definidos por el CEN en las Cartas de Escenarios Mínimos, los que no agotan las topologías posibles del anillo; por ejemplo, no se consideró la indisponibilidad de un único tramo o sección de línea, ni otras combinaciones de elementos fuera de servicio.	Ampliar el análisis a topologías adicionales, incorporando la salida de servicio de tramos o secciones individuales y otras combinaciones relevantes, y verificar el desempeño de los ajustes propuestos en dichas condiciones.

Referencias

- [1] L. Gacitúa, Apuntes paa Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, Santiago, 2022.
- [2] N. Leiva, Apunte de Protecciones, Universidad Técnica Federico Santa María, s.f.
- [3] A. Chamorro, Proteccioens de Distancia Guia de Aplicación, Madrid: Areva, 2005.
- [4] CNE, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Santiago, 2025.
- [5] CEN, «Informe de Instalaciones Escenciales,» 2025.
- [6] CEN, «EAF 184/2022 SEN: Falla en Línea 2x110 kVAto Jahuel - Buin - Florida N°1; 12-05-2022 18:37 horas».
- [7] O. Perez Baluja, O. Torres Breffe y R. Pérez Hermoso, «Efecto de inductancia mutua en protecciones de lineas paralelas de transmisión. Defecto de sus solucione,» Ingeniería Energetica, Cuba, 2020.
- [8] C. Holt y M. Thompson, «Practical considerations when protecting mutually coupled lines,» de *Annual Conference for Protective Relay Engeneers*, TX.US, 2016.
- [9] F. Calero, «Mutual Impedance in Parallel Lines – Protective Relaying and Fault Location Considerations,» Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, 2015.
- [10] J. J. Grainger y W. D. Stevenson Jr, Análisis de Distema de Potencia, Mc Graw-Hill, 1996.
- [11] E. Pulido, «Proteccion de Línea [Presentación de PowePoint],» Universidad Federico Santa María, Valparaíso, 2025.
- [12] P. Carvajal, «Coordinación de Protecciones de Dsitancia de Sistemas Electricos de Potencia con un Enfoque de Optimización,» Universidad de Chile, Santiago, 2022.
- [13] Siemens, «SIPROTEC 4 Distance Protection 7SA6-MANUAL». 2016.
- [14] P.M.Anderson, Power Sistem Protection, Canadá: IEEE Press y John Wiley, 1999.
- [15] C. R. Mason, The Artand Science ofProtective Relaying, New York: John Wiley & Sons, 1956.
- [16] IEEE, «Standard for InverseTime Characteristics Equations,» IEEE Power and Energy Society, New York, 2018.
- [17] I. E. Commission, «IEC 60255-151:2019 – Measuring relays and protection equipment – Part 151: Functional requirements for over/under current protection,» Geneva, Switzerland, 2019.

- [18] M. S. R. Alanis, Protección de sistemas Eléctricos de Potencia, Monterrey: Universidad Autónoma de Nuevo León, 2005.
- [19] CNE, «Anexo Técnico: Exigencias mínimas para el diseño de instalaciones de transmisión,» Santiago, 2025.
- [20] C. E. Nacional, «Infotécnica - Secciones Tramos,» [En línea]. Available: <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos>. [Último acceso: 2025 07 10].
- [21] Coordinador Eléctrico Nacional, «Infotécnica - Sistemas de Protecciones,» [En línea]. Available: <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/sistemas-protecciones>. [Último acceso: 2025 11 06].

Anexos

A. Anexo 1

- SE Lord Cochrane

Tabla 28: Transformadore SE Lord Cochrane.

S/E Lord Cochrane				
Parámetro	TR1	TR2	TR3	Unidad
Tensión	110	110	110	kV
Potencia	44,7	44,7	50	MVA
Z1	18,41	17,19	20	%
Base	44,7	44,7	50	MVA
Z0	18,43	18,03	19.57	%
Base	44,7	44,7	50	MVA
Grupo de Conexión	Dyn11	Dyn11	Dyn11	--

- SE Florida

Tabla 29_ Transformador SE Florida.

S/E FLORIDA		
Parámetro	TR2	Unidad
Tensión	110/12,5	kV
Potencia	25	MVA
Z1	9,26	%
Base	15	MVA
Z0	9,47	%
Base	15	MVA
Grupo de Conexión	Dyn11	--

- SE Ochagavía

Tabla 30: Transformadores SE Ochagavía.

S/E Ochagavía			
Parámetro	TR2	TR1	Unidad
Tensión	110/12.5	105/12	kV
Potencia	50	40	MVA
Z1	18.75	14.6	%
Base	50	40	MVA
Z0	18.88	12.41	%
Base	50	40	MVA
Grupo Conexión	Dyn1	Dyn11	--

- SE San Pablo

Tabla 31: Transformadores SE San Pablo.

S/E San Pablo				
Parámetro	TR1	TR2	TR3	Unidad
Tensión	110/23,5	110/23,5	110/23,5	kV
Potencia	30	30	40	MVA
Z1	7,67	7,94	11,71	%
Base	22,5	22,5	30	MVA
Z0	7,17	7,9	19,83	%
Base	22,5	22,5	50	MVA
Grupo Conexión	Dyn1	Dyn1	Dyn1	--

- SE Lo Prado

Tabla 32: Transformador SE Lo Prado.

S/E Lo Prado		
Parámetro	TR	Unidad
Tensión	110/46	kV
Potencia	20	MVA
Z1	7,8	%
Base	15	MVA
Z0	7,8	%
Base	15	MVA
Grupo Conexión	Dyn1	--

- SE Lo Aguirre

Tabla 33: Transformadores SE Lo Aguirre.

S/E Lo Aguirre			
Parámetro	TR1	TR2	Unidad
Tensión	110/12,5	110/12,5	kV
Potencia	10,5	10,5	MVA
Z1	11,34	11,34	%
Base	10,5	10,5	MVA
Z0	9,639	9,639	%
Base	10,5	10,5	MVA
Grupo Conexión	Dyn1	Dyn1	--

B. Anexo 2

Debido al gran volumen de los resultados de tiempos de operación, estos se incluyen como una planilla de cálculo incrustada como archivo adjunto en la versión PDF de esta memoria, descargable desde el panel de adjuntos.