

ESTUDIO DE COORDINACIÓN Y AJUSTES DE PROTECCIONES.

S/E LINARES NORTE 66/13,2 kV.

INFORME DESARROLLADO PARA



Febrero – 2025

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
2. OBJETIVOS	6
3. ANTECEDENTES	7
3.1. PLANOS Y DOCUMENTOS	7
3.2. PARÁMETROS DE LÍNEAS	8
3.3. PARÁMETROS TRANSFORMADORES DE DOS DEVANADOS	8
3.4. DATOS DE PLACA TRANSFORMADOR T1 S/E LINARES NORTE	9
3.5. DATOS DE PLACA TRANSFORMADOR T2 S/E LINARES NORTE	11
3.6. BASE DE DATOS.	13
4. ESCENARIOS DE OPERACIÓN Y TOPOLOGÍAS	14
4.1. ESCENARIOS DE OPERACIÓN:	14
4.2. TOPOLOGÍAS:	14
5. DIAGRAMA UNILINEAL S/E LINARES NORTE Y ENTORNO ELÉCTRICO	16
6. DIAGRAMA EXISTENTE Y PROYECTADO CON ESQUEMAS DE PROTECCIONES EN S/E LINARES NORTE.	17
6.1. DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO PARA LA CONDICIÓN EXISTENTE:	17
6.2. DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO PARA LA CONDICIÓN PROYECTADA:	18
7. CRITERIOS DE AJUSTES Y VERIFICACIÓN DE AJUSTES DE PROTECCIONES	19
8. AJUSTES EXISTENTES EN 66 KV EN S/E LINARES NORTE	20
8.1. PAÑO BT1 DE S/E LINARES NORTE 66 kV.	20
8.1.1. Unidad diferencial de transformador (87T)	20
8.1.2. Unidades de sobrecorriente de fase (50/51) lado 66 kV de TR1.	20
8.1.3. Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N) lado 66 kV de TR1.	21
8.2. PAÑO BT2 DE S/E LINARES NORTE 66 kV.	22
8.2.1. Unidad diferencial de transformador (87T)	22
8.2.2. Unidades de sobrecorriente de fase (50/51) lado 66 kV de TR2.	22
8.2.3. Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N) lado 66 kV de TR2.	23
9. AJUSTES PROYECTADOS EN 13,2 KV EN S/E LINARES NORTE	24
9.1. PAÑO CT1 DE S/E LINARES NORTE 13,2 kV.	24
9.1.1. Unidades de sobrecorriente de fase (50/51) lado 13,2 kV de TR1.	24
9.1.2. Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N) lado 13,2 kV de TR1	24
9.2. PAÑO CT2 DE S/E LINARES NORTE 13,2 kV.	25
9.2.1. Unidades de sobrecorriente de fase (50/51) lado 13,2 kV de TR2.	25
9.2.2. Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N) lado 13,2 kV de TR2	25
9.3. CABECERA ALIMENTADOR AGRINOVA	26
9.3.1. Unidades de sobrecorriente de fase (50/51).	26
9.3.2. Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N).	26
9.4. CABECERA ALIMENTADOR COPEFRUT	27
9.4.1. Unidades de sobrecorriente de fase (50/51).	27

9.4.2.	Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N).	27
9.5.	CABECERA ALIMENTADOR LINARES SUR.	28
9.5.1.	Unidades de sobrecorriente de fase (50/51).	28
9.5.2.	Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N).	28
9.6.	CABECERA ALIMENTADOR LINARES NORTE.	29
9.6.1.	Unidades de sobrecorriente de fase (50/51).	29
9.6.2.	Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N).	29
10.	ANÁLISIS DE COORDINACIÓN EN S/E LINARES NORTE.	30
10.1.	GRÁFICOS DE COORDINACIÓN ENTRE PAÑOS BT1/BT2 DE S/E LINARES NORTE 66 kV CON LOS PAÑOS CT1/CT2 DE S/E LINARES NORTE 13,2 kV.	32
10.1.1.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase.	32
10.1.2.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente residuales.	33
10.2.	GRÁFICOS DE COORDINACIÓN ENTRE PAÑOS CT1/CT2 DE S/E LINARES NORTE CON LA CABECERA DEL ALIMENTADOR LINARES NORTE.	34
10.2.1.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase y residual.	34
10.2.2.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase.	35
10.2.3.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente residuales.	36
10.3.	GRÁFICOS DE COORDINACIÓN ENTRE PAÑOS CT1/CT2 DE S/E LINARES NORTE CON LA CABECERA DEL ALIMENTADOR LINARES SUR.	37
10.3.1.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase y residual.	37
10.3.2.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase.	38
10.3.3.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente residuales.	39
10.4.	GRÁFICOS DE COORDINACIÓN ENTRE PAÑOS CT1/CT2 DE S/E LINARES NORTE CON LA CABECERA DEL SUBALIMENTADOR AGRINOVA.	40
10.4.1.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase y residual.	40
10.4.2.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase.	41
10.4.3.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente residuales.	42
10.5.	GRÁFICOS DE COORDINACIÓN ENTRE PAÑOS CT1/CT2 DE S/E LINARES NORTE CON LA CABECERA DEL SUBALIMENTADOR COPEFRUT.	43
10.5.1.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase y residual.	43
10.5.2.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase.	44
10.5.3.	Coordinación entre unidades de sobrecorriente residuales.	45
11.	SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITO Y VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.	46
11.1.	SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITO Y TIEMPOS DE OPERACIÓN DE PROTECCIONES.	46
11.2.	PUNTOS DE FALLA ANALIZADOS:	47
12.	CONCLUSIONES.	48
12.1.	ASPECTOS GENERALES.	48
12.2.	VERIFICACIÓN DE AJUSTES DE PROTECCIONES.	48
12.3.	FALLAS A TIERRA.	49
13.	RECOMENDACIONES.	50
13.3.	BLOQUEO DE RECONEXIONES.	50
13.4.	UNIDADES INSTANTÁNEAS DE ALIMENTADORES.	50

1. INTRODUCCIÓN

A solicitud de Chilquinta Transmisión, Alfaprotec Ingeniería Eléctrica desarrolla un estudio de ajustes y coordinación de protecciones en la Subestación Linares Norte. Este estudio se realiza debido a la modificación en la topología de la subestación, que consiste en el retiro del reconector de cabecera del alimentador Barrio Industrial, dejando como cabecera los re conectadores de los dos subalimentadores Agrinova y Copefrut. Actualmente, estos re conectadores se encuentran ubicados aguas abajo del re conectador Barrio Industrial. Adicionalmente, se debe aumentar de los mínimos de operación (pickup) de las unidades de sobrecorriente residuales (51N) asociados a los paños CT1 y CT2.

El aumento de los mínimos de operación de las unidades de sobrecorriente residual, se hace necesario con el objeto de poder insensibilizar estas unidades, debido a las corrientes residuales que circulan en forma permanente por la existencia de redes bifásicas y monofásicas en los alimentadores radiales que derivan de las barra de 13,2 kV de la S/E Linares Norte.

La Subestación Linares Norte 66 kV se abastece de energía desde la Subestación Talca o la Subestación Linares, según la condición de operación del sistema eléctrico nacional. La energía se distribuye hacia los alimentadores Linares Norte y Linares Sur, como también a los subalimentadores Agrinova y Copefrut a través de dos transformadores de poder 66/13,2 kV de 15/20/25 MVA.

En este estudio se evaluará la coordinación de los equipos de protección de la S/E Linares Norte, considerando la modificación previamente indicada, como también se modifican las unidades de sobrecorriente residual de los paños CT1 y CT2.

En este informe, los equipos y unidades de protección que se analizarán son los siguientes:

- Paños CT1/CT2:
Equipos SEL 387E y SEL751: Unidades de sobrecorriente de fase y residual (51/51N).
- Cabecera alimentador Linares Norte:
Control Cooper F6: Unidades de sobrecorriente de fase y residual (51/51N).
- Cabecera alimentador Linares Sur:
Control Cooper F6: Unidades de sobrecorriente de fase y residual (51/51N).
- Cabecera subalimentador Agrinova:
Control Cooper F6: Unidades de sobrecorriente de fase y residual (51/51N).
- Cabecera subalimentador Copefrut:
Control Cooper F6: Unidades de sobrecorriente de fase y residual (51/51N).

El modelamiento de subestación Linares Norte se desarrolló utilizando la información proporcionada por Chilquinta Transmisión, sobre una base de datos del Sistema Eléctrico Nacional.

Con la base de datos desarrollada se efectuaron cálculos de corrientes de cortocircuito a la salida de la cabecera de los alimentadores Linares Norte y Linares Sur, como también de los subalimentadores Agrinova y Copefrut, con el fin de verificar ajustes y la operación coordinada de los equipos de protección. Los cálculos se desarrollaron con el software Power Factory de Digsilent.

2. OBJETIVOS.

Este documento tiene como objetivos:

- a) Verificar la coordinación entre los equipos de protección de la S/E Linares Norte, considerando la modificación en la topología de la subestación, la cual consiste en el retiro del reconector de cabecera Barrio Industrial, dejando como cabecera los reconectores de los subalimentadores Agrinova y Copefrut.
- b) Mostrar el aumento de los mínimos de operación de las unidades de sobrecorriente residual asociados a los sistemas de protecciones de los paños CT1 y CT2 de la S/E Linares Norte.

La verificación de la coordinación se realiza entre las protecciones de barra de los paños CT1 y CT2 de la S/E Linares Norte y los paños BT1 y BT2, como también con la cabecera de los alimentadores Linares Norte y Linares Sur y de los subalimentadores Agrinova y Copefrut, debido a la verificación de coordinación y a los cambios de ajustes de las unidades residuales que se pondrán.

3. ANTECEDENTES

En este punto del informe se indican los antecedentes utilizados para el desarrollo del presente trabajo.

3.1. Planos y documentos.

- Archivos nativos de configuración de las protecciones de los reconectores Agrinova y Copefrut.
- Estudio de ajustes y coordinación de protecciones “Nueva Subestación Seccionadora El Ruil 66/15 kV – Revisión D”, con fecha 12-08-2024. Este documento fue obtenido del sitio web <https://pgp.coordinador.cl/> y presenta modificaciones en el entorno eléctrico de la S/E Linares Norte que son relevantes para el desarrollo de este estudio.
- Información disponible en sitio web <https://infotecnica.coordinador.cl/>

3.2. Parámetros de líneas.

Línea o tramo		Largo	R1	X1	R0	X0
		km	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
Linares Norte-Linares 66kV		2.389	0.801	0.988	1.143	3.478
Villa Alegre-Linares Norte 66kV	Est 158 - Est 173 66 kV C1	3.339	0.706	1.261	1.187	4.781
	Est 173 - Linares Norte 66 kV C1	9.891	3.316	4.092	4.740	14.520
	Villa Alegre - Est 158 66 kV C1	2.579	0.864	1.067	1.236	3.786
Villa Alegre-Tap San Javier 66kV	Est 139 – Villa Alegre 66 kV C1	1.540	0.528	0.646	0.754	2.547
	Est 121 – Est 139 66 kV C1	3.890	1.046	1.528	1.614	6.329
	Est 94 – Est 121 66 kV C1	5.820	1.996	2.444	2.851	9.626
	Tap San Javier – Est 94 66 kV C1	1.214	0.256	0.463	0.434	1.961
La Palma - San Javier 66 kV		0.887	0.128	0.322	0.257	1.364
La Palma – El Ruil 66 kV	Est 11 – La Palma C1 66 kV	18.675	2.713	6.853	5.398	27.449
	El Ruil - Est. 11 C1 66 kV	0.178	0.025	0.067	0.050	0.259
El Ruil – Talca 66 kV	Est. 10A – El Ruil C2 66kV	0.183	0.016	0.066	0.042	0.263
	Talca – Est.10A C2 66 kV	1.61	0.145	0.572	0.375	2.329

Fuente: sitio web <https://infotecnica.coordinador.cl>.

3.3. Parámetros transformadores de dos devanados.

Transformador de Poder	Potencia [MVA]	Tensión AT/MT [kV]	Conexión	Z% (Base 25 MVA)
T1 Linares Norte	25	66/13.2	Dyn1	16.33
T2 Linares Norte	25	66/13.2	Dyn1	7.55

Fuente: sitio web <https://infotecnica.coordinador.cl>.

Nota: Los valores de impedancia están referidos a la máxima potencia del transformador.

3.4. Datos de placa transformador T1 S/E Linares Norte.



Fuente: sitio web <https://infotecnica.coordinador.cl>.

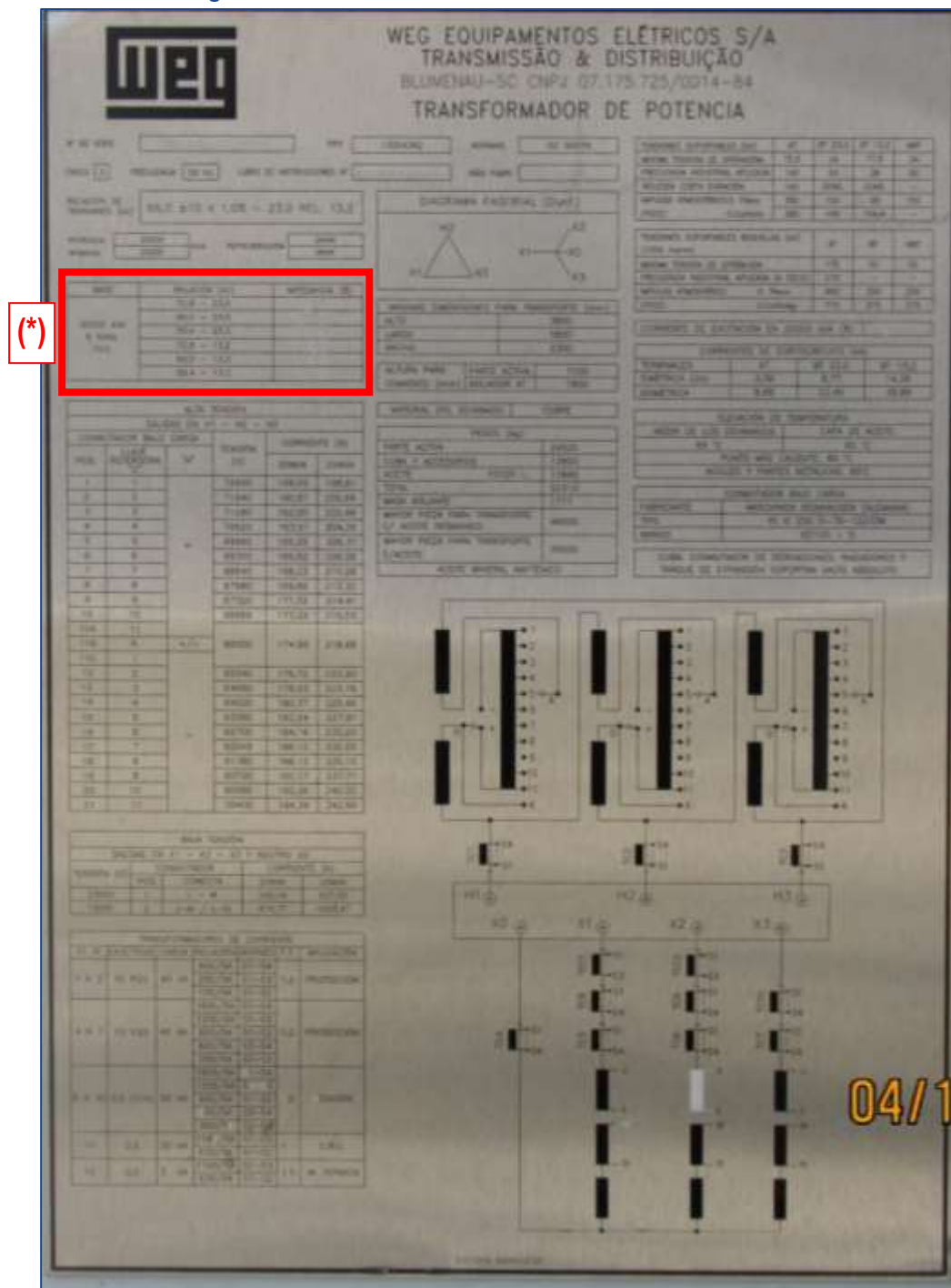
Imagen 2: Zona ampliada con los datos de impedancia de placa del transformador T1 de S/E Linares Norte

Impedancia de cortocircuito% (25MVA)		
Voltaje máximo	Voltaje nominal	Voltaje mínimo
10.27		9.68
Niveles de aislamiento		
AT	Um/LI/AC 76/350/140 kV	
BT	Um/LI/AC 17.5/95/38 kV	

Nota: En los datos de placa del transformador se indica una impedancia de 9,8 % en base 25 MVA. Sin embargo, la información disponible en el sitio web <https://infotecnica.coordinador.cl> señala que la impedancia es de 9,8 % en base 15 MVA, lo que coincide con el informe de ensayos del transformador. Debido a esto, el presente estudio se desarrolló considerando una impedancia de 9,8 % en base 15 MVA.

3.5. Datos de placa transformador T2 S/E Linares Norte.

Imagen 3: Placa transformador T2 de S/E Linares Norte



Fuente: sitio web <https://infotecnica.coordinador.cl>.

Nota (*): En la página siguiente se muestra la zona en recuadro rojo ampliada.

Imagen 4: Zona ampliada con los datos de impedancia de placa del transformador T2 de S/E Linares Norte

BASE	RELACIÓN (kV)	IMPEDANCIA (%)
20000 kVA A 50Hz 75°C	72,6 – 23,0	5,91
	66,0 – 23,0	5,70
	59,4 – 23,0	5,62
	72,6 – 13,2	5,25
	66,0 – 13,2	5,04
	59,4 – 13,2	5,29

3.6. Base de datos.

Para el desarrollo de este estudio se utilizó una base de datos en formato “*Power Factory de Digsilent*” del sistema eléctrico nacional.

Se adicionó a la base de datos del SEN el modelo de S/E Linares Norte considerando los datos proporcionados por Chilquinta Transmisión.

4. ESCENARIOS DE OPERACIÓN Y TOPOLOGÍAS.

En el entorno eléctrico de la S/E Linares Norte se realizaron modificaciones en la topología, que consisten en la construcción de la S/E seccionadora El Ruil 66 kV, la cual divide el tramo de línea Talca – La Palma 66 kV. La inclusión de esta subestación al sistema, provoca la modificación de los escenarios de operación de la zona en estudio. Debido a lo anterior, para el desarrollo de este estudio se utilizarán los escenarios de operación y topologías definidos en el informe “*Estudio de ajustes y coordinación de protecciones – Nueva Subestación Seccionadora El Ruil 66/15 kV – Revisión D, con fecha 12-08-2024*”. Este documento se encuentra publicado y aprobado en el sitio web <https://pgp.coordinador.cl/>.

A continuación, se detallan los escenarios de operación y las topologías utilizadas:

4.1. Escenarios de operación:

Para los escenarios de operación se considera un **escenario base de demanda alta** bajos los casos de hidrología húmeda y seca, de acuerdo con el siguiente detalle:

- **Hidrología húmeda:** En servicio y a plena carga las centrales San Ignacio, Embalse Ancoa (2U), Lircay (2U), Mariposas, Providencia (2U), Convento Viejo (2U) e Itata (U). Además, el despacho de generación de las centrales Pehuenche (2U), Loma Alta, Colbún (2U), Machicura (2U), Chiburgo, San Clemente, La Mina (2U), Río Colorado (2U), Los Hierros I (2U), los Hierros II, Cipreses (3U), Isla (2U), Ojos de Agua, Curillinque, Cóndores (2U), Celco, Viñales y Nueva Aldea III.
- **Hidrología seca:** En servicio las centrales Celco, Viñales, Nueva Aldea III, Licantén, Cipreses (1U), y Ojos de Agua. Fuera de servicio las centrales San Ignacio, Embalse Ancoa, Lircay, Mariposas, Providencia, Convento Viejo, Itata, Pehuenche, Loma Alta, Colbún, Machicura, Chiburgo, San Clemente, La Mina, Río Colorado, Los Hierros I, Los Hierros II, Isla, Curillinque y Cóndores.

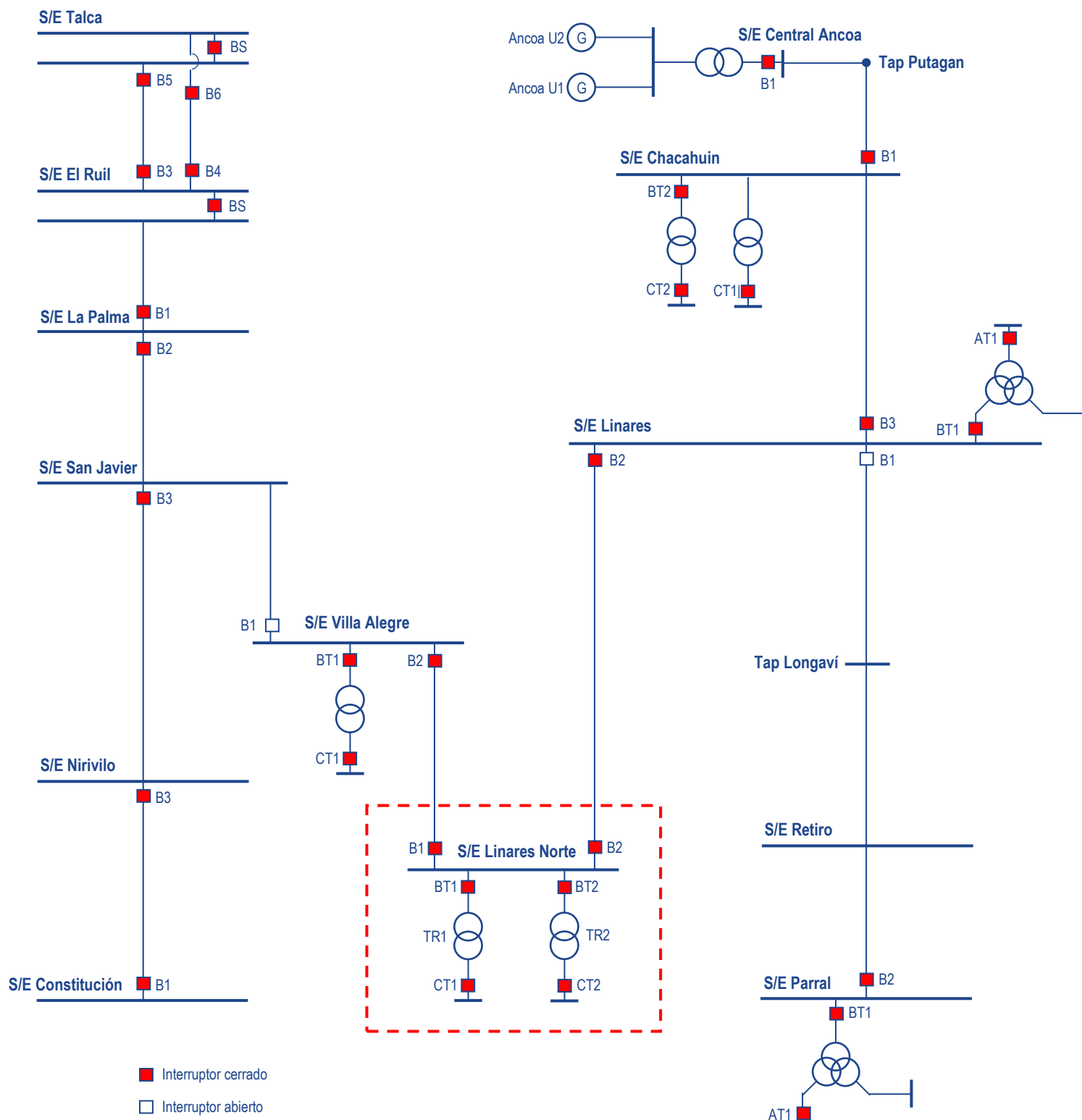
4.2. Topologías:

A continuación, se detallan las topologías de operación analizadas:

- **Topología 1 (T1):** Sistema de transmisión en 154 kV entre las SS/EE Itahue y Charrúa operando en S/E Parral con el interruptor 52A2 abierto, en dirección hacia S/E Linares. Seccionador de barras 52BS de S/E Talca cerrado, interruptor seccionador de barras 52BD de S/E Curicó abierto, la línea San Javier – Villa Alegre abierta en el extremo Villa Alegre y la línea 1x66 kV Linares – Parral abierta en el extremo Linares. Barras de 66 kV de S/E El Ruil acopladas.
- **Topología 2 (T2):** Topología 1, pero con el interruptor seccionador de barras 52BS de S/E Talca abierto.

- **Topología 3 (T3):** Topología 1, pero con el interruptor seccionador de barras 52BS de S/E El Ruil abierto
- **Topología 4 (T4):** Topología 2, pero con el interruptor seccionador de barras 52BS de S/E El Ruil abierto.
- **Topología 5 (T5):** Topología 1, pero con la línea 1x66 kV San Javier – Villa Alegre cerrada en ambos extremos.

5. DIAGRAMA UNILINEAL S/E LINARES NORTE Y ENTORNO ELÉCTRICO.



6. DIAGRAMA EXISTENTE Y PROYECTADO CON ESQUEMAS DE PROTECCIONES EN S/E LINARES NORTE.

6.1. Diagrama unilineal simplificado para la condición existente:

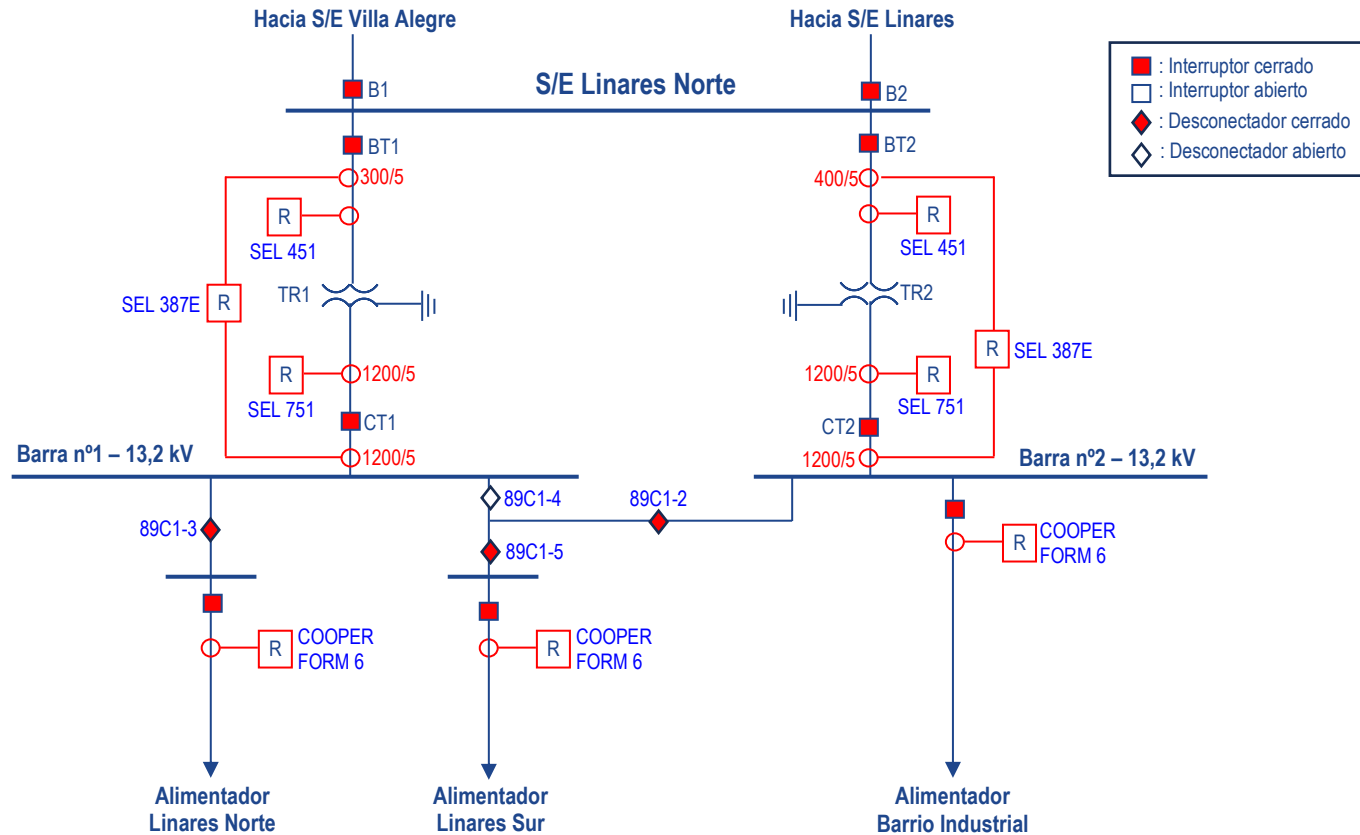


Figura n°1: Diagrama simplificado del sistema considerando la condición existente.

6.2. Diagrama unilineal simplificado para la condición proyectada:

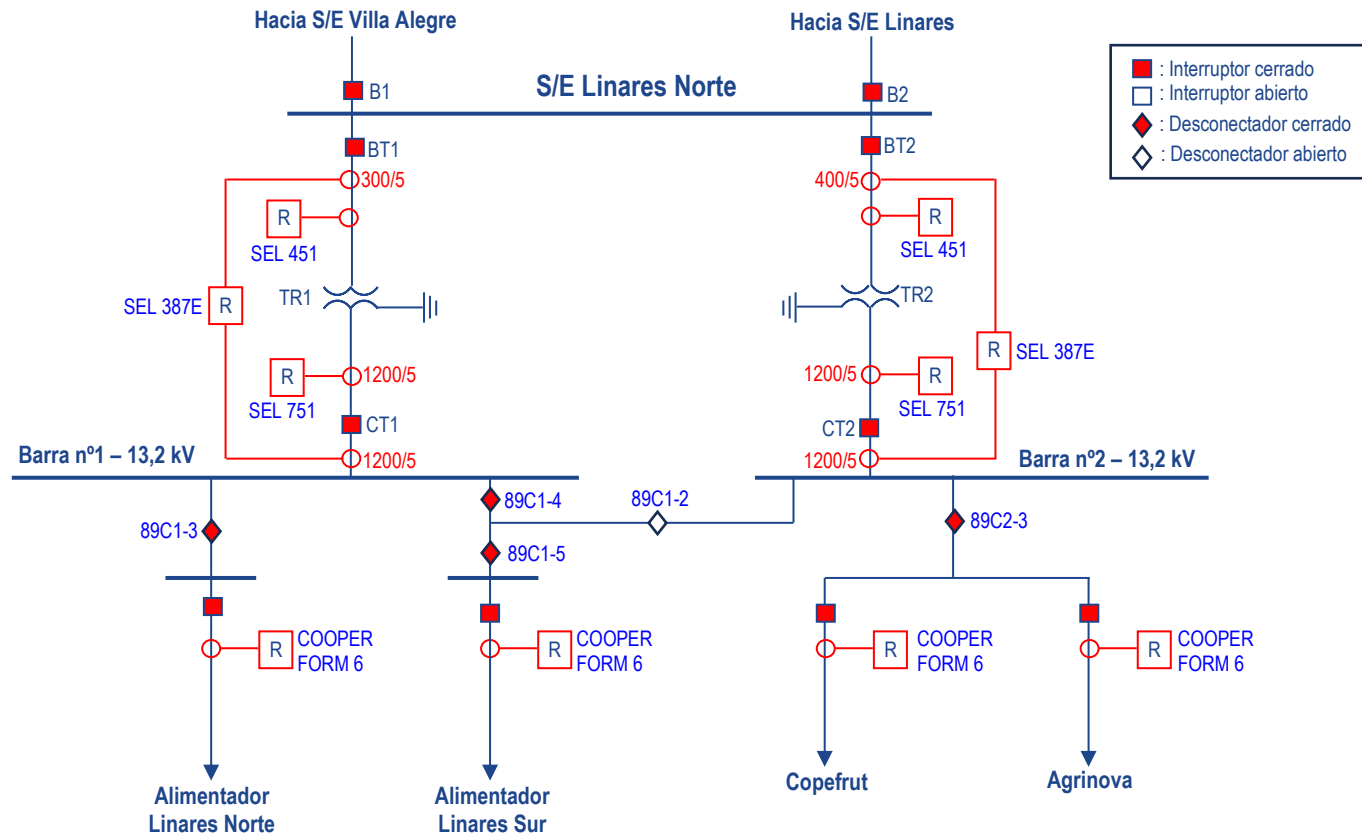


Figura n°2: Diagrama simplificado del sistema considerando la condición proyectada.

7. CRITERIOS DE AJUSTES Y VERIFICACIÓN DE AJUSTES DE PROTECCIONES.

Para realizar este estudio se utilizaron diversos criterios que se consideraron para la determinación de los ajustes y la coordinación de las protecciones involucradas, los que se indican a continuación:

- ✓ El estudio de verificación de coordinación de protecciones de S/E Linares Norte se efectuará considerando que el flujo permanente de corriente va desde el sistema hacia los alimentadores que nacen desde S/E Linares Norte.
- ✓ La coordinación se verifica considerando que los transformadores T1 y T2 de S/E Linares Norte en ningún caso operan en paralelo.
- ✓ El tiempo de paso o margen de coordinación entre curvas de protecciones adyacentes debe ser como mínimo **0,300 (seg.)** en condiciones de cortocircuito máximo.
- ✓ En los gráficos de coordinación se asume en color rojo para las unidades de fases, el color verde para las unidades residuales y en color azul los fusibles de media tensión.
- ✓ El valor del mínimo de operación (pickup) de las unidades de sobrecorriente residuales de tiempo inverso (51N), se aumentarán en un valor que oscila entre el 15% y 20% de la actual magnitud del ajuste existente.
- ✓ La magnitud de los mínimos de operación (pickup) de la unidad inversa de la protección de sobrecorriente residual se dejará en un cierto porcentaje de la magnitud del correspondiente mínimo de operación de fases, en esta oportunidad se considera dejarlos dentro del intervalo correspondiente entre el 10% y 20% del valor de la magnitud del mínimo de fases.

8. AJUSTES EXISTENTES EN 66 kV EN S/E LINARES NORTE.

Los ajustes mencionados en este punto no se modificarán.

8.1. Paño BT1 de S/E Linares Norte 66 kV.

8.1.1. Unidad diferencial de transformador (87T).

Relés SEL 387E Esquema diferencial transformador TR1 de S/E Linares Norte	
TT/CC Lado AT	300/5
TT/CC Lado MT	1200/5
Parámetro	Ajuste
O87P (Pickup)	0,20
SLP1 (Pendiente 1)	35
SLP2 (Pendiente 2)	50
IRS1 (Limite pendiente 1)	3,0
U87P (Pickup sin retención)	10,0
PCT2 (Bloqueo por segunda armónica %)	15
PCT5 (Bloqueo por quinta armónica %)	35
TH5P (Pickup alarma quinta armónica)	OFF

8.1.2. Unidades de sobrecorriente de fase (50/51) lado 66 kV de TR1.

Relés SEL 387E y SEL 451 Paño BT1 de S/E Linares Norte 66 kV	
TT/CC Lado AT	300/5
Sobrecorriente tiempo inverso de fase (51)	
Parámetro	Ajuste
51P1P (Pickup)	260,4 A-prim. (4,34 A-sec)
51P1C (Curva)	C2 (IEC Very Inverse)
51P1TD (Lever)	0,38
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	5,130
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	1,283
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,733
Sobrecorriente instantánea de fase (50)	
Parámetro	Ajuste
50P11P (Pickup)	2448 A-prim. (40,80 A-sec)
50P11D (Retardo)	5,00 cyc (0,1 segundos)

8.1.3. Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N) lado 66 kV de TR1.

Relés SEL 387E y SEL 451 Paño BT1 de S/E Linares Norte 66 kV	
TT/CC Lado AT	300/5
Sobrecorriente tiempo inverso residual (51N)	
Parámetro	Ajuste
51N1P (Pickup)	66 A-prim. (1,1 A-sec)
51N1C (Curva)	C1 (IEC Standard Inverse)
51N1TD (Lever)	0,05
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	0,501
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	0,214
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,165
Sobrecorriente instantánea residual (50N)	
Parámetro	Ajuste
50N11P (Pickup)	345,6 A-prim. (5,76 A-sec)
50N11D (Retardo)	5,00 cyc (0,1 segundos)

8.2. Paño BT2 de S/E Linares Norte 66 kV.

8.2.1. Unidad diferencial de transformador (87T).

Relés SEL 387E	
Esquema diferencial transformador TR2 de S/E Linares Norte	
TT/CC Lado AT	400/5
TT/CC Lado MT	1200/5
Parámetro	Ajuste
O87P (Pickup)	0,20
SLP1 (Pendiente 1)	35
SLP2 (Pendiente 2)	50
IRS1 (Limite pendiente 1)	3,0
U87P (Pickup sin retención)	8,0
PCT2 (Bloqueo por segunda armónica %)	15
PCT4 (Bloqueo por segunda armónica %)	OFF
PCT5 (Bloqueo por quinta armónica %)	35
TH5P (Pickup alarma quinta armónica)	0,50
TH5P (Tiempo operación alarma quinta armónica)	50,00 cyc (1 segundos)

8.2.2. Unidades de sobrecorriente de fase (50/51) lado 66 kV de TR2.

Relés SEL 387E y SEL 451	
Paño BT2 de S/E Linares Norte 66 kV	
TT/CC Lado AT	400/5
Sobrecorriente tiempo inverso de fase (51)	
Parámetro	Ajuste
51P1P (Pickup)	260 A-prim. (3,25 A-sec)
51P1C (Curva)	C2 (IEC Very Inverse)
51P1TD (Lever)	0,38
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	5,130
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	1,283
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,733
Sobrecorriente instantánea de fase (50)	
Parámetro	Ajuste
50P11P (Pickup)	2448 A-prim. (30,60 A-sec)
50P11D (Retardo)	5,00 cyc (0,1 segundos)

8.2.3. Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N) lado 66 kV de TR2.

Relés SEL 387E y SEL 451 Paño BT2 de S/E Linares Norte 66 kV	
TT/CC Lado AT	400/5
Sobrecorriente tiempo inverso residual (51N)	
Parámetro	Ajuste
51N1P (Pickup)	65,6 A-prim. (0,82 A-sec)
51N1C (Curva)	C1 (IEC Standard Inverse)
51N1TD (Lever)	0,05
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	0,501
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	0,214
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,165
Sobrecorriente instantánea residual (50N)	
Parámetro	Ajuste
50N11P (Pickup)	345,6 A-prim. (4,32 A-sec)
50N11D (Retardo)	5,00 cyc (0,1 segundos)

9. AJUSTES PROYECTADOS EN 13,2 kV EN S/E LINARES NORTE.

9.1. Paño CT1 de S/E Linares Norte 13,2 kV.

9.1.1.Unidades de sobrecorriente de fase (50/51) lado 13,2 kV de TR1.

Relés SEL 387E y SEL 751 Paño CT1 de S/E Linares Norte 13,2 kV		
TT/CC Lado MT	1200/5	1200/5
Sobrecorriente tiempo inverso de fase (51)		
Parámetro	Ajuste Existente	Ajuste Proyectado
51P1P (Pickup)	1200 A-prim. (5 A-sec)	1200 A-prim. (5 A-sec)
51P1C (Curva)	C2 (IEC Very Inverse)	C2 (IEC Very Inverse)
51P1TD (Lever)	0,21	0,21
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	2,835	2,835
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	0,709	0,709
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,405	0,405
Sobrecorriente instantánea de fase (50)		
Parámetro	Ajuste Existente	Ajuste Proyectado
50P11P (Pickup)	Inhabilitado	Inhabilitado
50P11D (Retardo)		

9.1.2.Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N) lado 13,2 kV de TR1.

Relés SEL 387E y SEL 751 Paño CT1 de S/E Linares Norte 13,2 kV		
TT/CC Lado MT	1200/5	1200/5
Sobrecorriente tiempo inverso residual (51N)		
Parámetro	Ajuste Existente	Ajuste Proyectado
51N1P (Pickup)	120 A-prim. (0,5 A-sec)	141,6 A-prim. (0,59 A-sec)
51N1C (Curva)	C1 (IEC Standard Inverse)	C1 (IEC Standard Inverse)
51N1TD (Lever)	0,4	0,4
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	4,012	4,012
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	1,712	1,712
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	1,319	1,319
Sobrecorriente instantánea residual (50N)		
Parámetro	Ajuste Existente	Ajuste Proyectado
50N11P (Pickup)	Inhabilitado	Inhabilitado
50N11D (Retardo)		

9.2. Paño CT2 de S/E Linares Norte 13,2 kV.

9.2.1.Unidades de sobrecorriente de fase (50/51) lado 13,2 kV de TR2.

Relés SEL 387E y SEL 751 Paño CT2 de S/E Linares Norte 13,2 kV		
TT/CC Lado MT	1200/5	1200/5
Sobrecorriente tiempo inverso de fase (51)		
Parámetro	Ajuste Existente	Ajuste Proyectado
51P1P (Pickup)	1200 A-prim. (5 A-sec)	1200 A-prim. (5 A-sec)
51P1C (Curva)	C2 (IEC Very Inverse)	C2 (IEC Very Inverse)
51P1TD (Lever)	0,21	0,21
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	2,835	2,835
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	0,709	0,709
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,405	0,405
Sobrecorriente instantánea de fase (50)		
Parámetro	Ajuste Existente	Ajuste Proyectado
50P11P (Pickup)	Inhabilitado	Inhabilitado
50P11D (Retardo)		

9.2.2.Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N) lado 13,2 kV de TR2.

Relés SEL 387E y SEL 751 Paño CT2 de S/E Linares Norte 13,2 kV		
TT/CC Lado MT	1200/5	1200/5
Sobrecorriente tiempo inverso residual (51N)		
Parámetro	Ajuste Existente	Ajuste Proyectado
51N1P (Pickup)	120 A-prim. (0,5 A-sec)	141,6 A-prim. (0,59 A-sec)
51N1C (Curva)	C1 (IEC Standard Inverse)	C1 (IEC Standard Inverse)
51N1TD (Lever)	0,4	0,4
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	4,012	4,012
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	1,712	1,712
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	1,319	1,319
Sobrecorriente instantánea residual (50N)		
Parámetro	Ajuste Existente	Ajuste Proyectado
50N11P (Pickup)	Inhabilitado	Inhabilitado
50N11D (Retardo)		

9.3. Cabecera Alimentador Agrinova.

9.3.1. Unidades de sobrecorriente de fase (50/51).

Control F6 – Cabecera alimentador Agrinova	
Sobrecorriente tiempo inverso (51)	
Parámetro	Ajuste Existente
MinTrip (Mínimo de Operación)	420 A-Prim
TCC1PCurve	Deshabilitada
TCC1PMult	---
TCC2PCurve	133
TCC2PMult	1,06
Time Adder (s)	0,02
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	3,221
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	0,561
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,261
Resumen del ajuste	133x1,06+0,02
Sobrecorriente de fase tiempo definido (50)	
Parámetro	Ajuste Existente
HTC Min trip Mult	16,67 x M.Op. (7001,4 A-Prim)
HTC Time Delay (s)	0,016
Reconexiones	
Trip to Lockout	4
Tiempo reconexión (s)	5 – 10 – 15

9.3.2. Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N).

Control F6 – Cabecera alimentador Agrinova	
Sobrecorriente tiempo inverso (51N)	
Parámetro	Ajuste Existente
TCCGMinTrip (Mínimo de Operación)	55 A-Prim
TCC1GCurve	Deshabilitada
TCC1GMult	---
TCC2GCurve	120
TCC2GMult	1,0
Time Adder (s)	0,2
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	2,213
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	0,597
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,419
Resumen del ajuste	120x1,0+0,2
Sobrecorriente residual de tiempo definido (50N)	
Parámetro	Ajustes Existente
HTC Min trip Mult	Inhabilitado
HTC Time Delay (s)	
Reconexiones	
Trip to Lockout	4
Tiempo reconexión (s)	5 – 10 – 15

9.4. Cabecera Alimentador Copefrut.

9.4.1. Unidades de sobrecorriente de fase (50/51).

Control F6 – Cabecera alimentador Copefrut	
Sobrecorriente tiempo inverso (51)	
Parámetro	Ajuste Existente
MinTrip (Mínimo de Operación)	560 A-Prim
TCC1PCurve	Deshabilitada
TCC1PMult	---
TCC2PCurve	133
TCC2PMult	2,4
Time Adder (s)	0
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	7,248
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	1,225
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,545
Resumen del ajuste	133x2,4+0
Sobrecorriente de fase tiempo definido (50)	
Parámetro	Ajuste Existente
HTC Min trip Mult	12,65 x M.Op. (7084 A-Prim)
HTC Time Delay (s)	0,016
Reconexiones	
Trip to Lockout	4
Tiempo reconexión (s)	5 – 10 – 15

9.4.2. Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N).

Control F6 – Cabecera alimentador Copefrut	
Sobrecorriente tiempo inverso (51N)	
Parámetro	Ajuste Existente
TCCGMinTrip (Mínimo de Operación)	90 A-Prim
TCC1GCurve	Deshabilitada
TCC1GMult	---
TCC2GCurve	140
TCC2GMult	0,5
Time Adder (s)	0
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	2,900
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	0,928
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,657
Resumen del ajuste	140x0,5+0
Sobrecorriente residual de tiempo definido (50N)	
Parámetro	Ajustes Existente
HTC Min trip Mult	Inhabilitado
HTC Time Delay (s)	
Reconexiones	
Trip to Lockout	4
Tiempo reconexión (s)	5 – 10 – 15

9.5. Cabecera alimentador Linares Sur.

9.5.1. Unidades de sobrecorriente de fase (50/51).

Control F6 – Cabecera alimentador Linares Sur	
Sobrecorriente tiempo inverso (51)	
Parámetro	Ajuste Existente
MinTrip (Mínimo de Operación)	600 A-Prim
TCC1PCurve	Deshabilitada
TCC1PMult	---
TCC2PCurve	162
TCC2PMult	1
Time Adder (s)	0
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	3,793
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	0,486
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,182
Resumen del ajuste	162x1+0
Sobrecorriente de fase tiempo definido (50)	
Parámetro	Ajuste Existente
HTC Min trip Mult	Inhabilitado
HTC Time Delay (s)	
Reconexiones	
Trip to Lockout	2
Tiempo reconexión (s)	5

9.5.2. Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N).

Control F6 – Cabecera alimentador Linares Sur	
Sobrecorriente tiempo inverso (51N)	
Parámetro	Ajustes Existente
TCCGMinTrip (Mínimo de Operación)	95 A-Prim
TCC1GCurve	Deshabilitada
TCC1GMult	---
TCC2GCurve	151
TCC2GMult	1
Time Adder (s)	0
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	5,848
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	1,067
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,686
Resumen del ajuste	151x1+0
Sobrecorriente residual de tiempo definido (50N)	
Parámetro	Ajuste Existente
HTC Min trip Mult	Inhabilitado
HTC Time Delay (s)	
Reconexiones	
Trip to Lockout	2
Tiempo reconexión (s)	5

9.6. Cabecera alimentador Linares Norte.

9.6.1. Unidades de sobrecorriente de fase (50/51).

Control F6 – Cabecera alimentador Linares Norte	
Sobrecorriente tiempo inverso (51)	
Parámetro	Ajuste Existente
MinTrip (Mínimo de Operación)	450 A-Prim
TCC1PCurve	Deshabilitada
TCC1PMult	---
TCC2PCurve	132
TCC2PMult	1
Time Adder (s)	0
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	2,597
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	0,353
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,126
Resumen del ajuste	132x1+0
Sobrecorriente de fase tiempo definido (50)	
Parámetro	Ajuste Existente
HTC Min trip Mult	5 x M.Op. (2250 A-Prim)
HTC Time Delay (s)	0,016
Reconexiones	
Trip to Lockout	2
Tiempo reconexión (s)	5

9.6.2. Unidades de sobrecorriente residual (50N/51N).

Control F6 – Cabecera alimentador Linares Norte	
Sobrecorriente tiempo inverso (51N)	
Parámetro	Ajuste Existente
TCCGMinTrip (Mínimo de Operación)	71 A-Prim
TCC1GCurve	Deshabilitada
TCC1GMult	---
TCC2GCurve	151
TCC2GMult	1
Time Adder (s)	0
Tiempo de prueba 2 x M Op. (s)	5,848
Tiempo de prueba 5 x M Op. (s)	1,067
Tiempo de prueba 8 x M Op. (s)	0,686
Resumen del ajuste	151x1+0
Sobrecorriente residual de tiempo definido (50N)	
Parámetro	Ajustes Existente
HTC Min trip Mult	Inhabilitado
HTC Time Delay (s)	
Reconexiones	
Trip to Lockout	2
Tiempo reconexión (s)	5

10. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN EN S/E LINARES NORTE.

En este punto se analiza la coordinación entre las protecciones de barra de los paños CT1 y CT2 de S/E Linares Norte con respecto a las cabeceras de los alimentadores Linares Norte y Linares Sur, como también de los subalimentadores Agrinova y Copefrut, considerando los aumentos de las corrientes de mínimo de operación (pickup) de las unidades de tiempo inverso de las protecciones de sobrecorriente residuales de las barras.

En la condición normal de operación de S/E Linares Norte, los alimentadores Linares Norte y Linares Sur reciben energía desde el transformador T1, mientras que los subalimentadores Agrinova y Copefrut se abastecen desde el transformador T2.

Los transformadores T1 y T2 de la Subestación Linares Norte cuentan con esquemas de protección con ajustes idénticos. Esto permite que la coordinación con el origen de los alimentadores sea similar, sin importar a cuál de los transformadores estén conectados.

La principal diferencia entre alimentar desde uno u otro transformador radica en el nivel de cortocircuito máximo. Dado que el transformador T2 presenta una menor impedancia, las corrientes de cortocircuito originadas desde este transformador son mayores en comparación con las del transformador T1.

Puesto que la corriente de cortocircuito proveniente del transformador T2 es mayor, este se tomará como referencia para marcar el punto de corriente de cortocircuito máximo en los gráficos de coordinación.

Es importante indicar que en las simulaciones de cortocircuito que se muestran en el anexo A, se presentan las corrientes y tiempos de operación bajo distintos escenarios de operación. Estas simulaciones consideran la condición normal de operación en S/E Linares Norte, en la que los alimentadores Linares Norte y Linares Sur son alimentados desde el transformador T1, mientras que los subalimentadores Agrinova y Copefrut reciben energía desde el transformador T2.

Es importante destacar que los equipos SEL 387E y SEL 751 de los paños CT1 y CT2, están configurados con unidades de sobrecorriente de fase y residual con curvas de operación según norma IEC. Estas curvas de operación, por ser relés SEL, tienen un punto de saturación a 30 veces la corriente del mínimo de operación (pickup). Para la condición actual, la corriente de cortocircuito máxima ante fallas a tierra tiene un valor mayor a 30 veces el pickup de la unidad de sobrecorriente residual, lo que provoca que gran parte del final de la curva de operación se comporte como una unidad de tiempo definido. Esto proporciona una mayor facilidad para coordinar en situaciones donde se produzcan corrientes elevadas. En los gráficos de coordinación, se destacará el punto de saturación de la curva cuando corresponda.

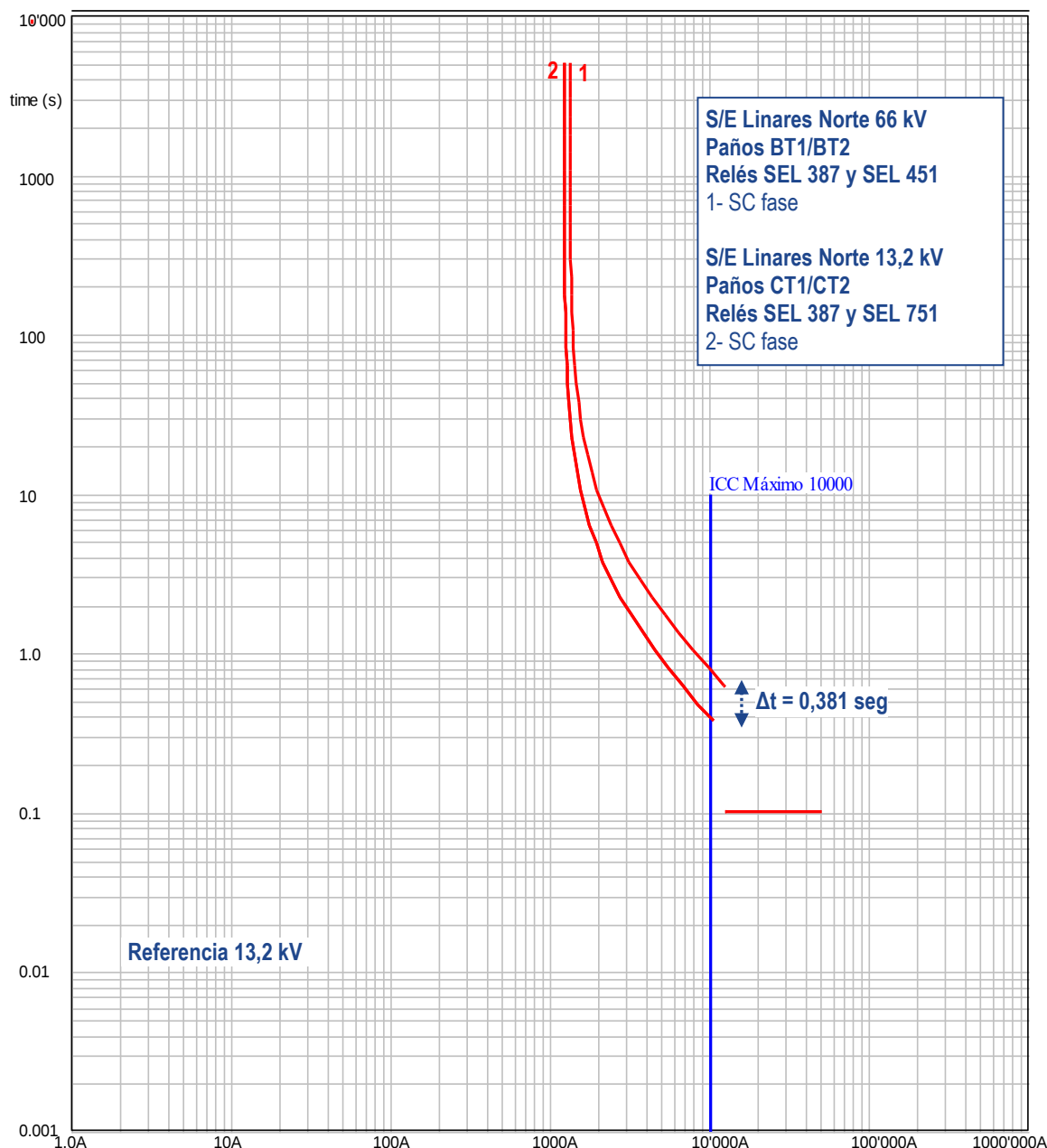
En las páginas siguientes se muestran los gráficos de coordinación entre las unidades de sobrecorriente de fase y residual de las protecciones de barra y orígenes de los alimentadores. En cada gráfico de coordinación, se muestra la corriente de cortocircuito máxima para ilustrar el margen de coordinación en las condiciones de falla más exigentes.

De la revisión efectuada, se constató que los ajustes existentes y propuestos de las unidades de sobrecorriente de fase y residual coordinan adecuadamente frente a las máximas corrientes de cortocircuito.

Además del análisis gráfico realizado en este punto, se entrega un Anexo denominado **“Simulaciones de cortocircuito y verificación de coordinación de protecciones”**, documento en el que se presenta la verificación de la coordinación mediante simulaciones de cortocircuito para diferentes escenarios de operación y topologías. Este enfoque adicional garantiza una evaluación exhaustiva y confirma la efectividad de la coordinación ante diferentes condiciones de operación.

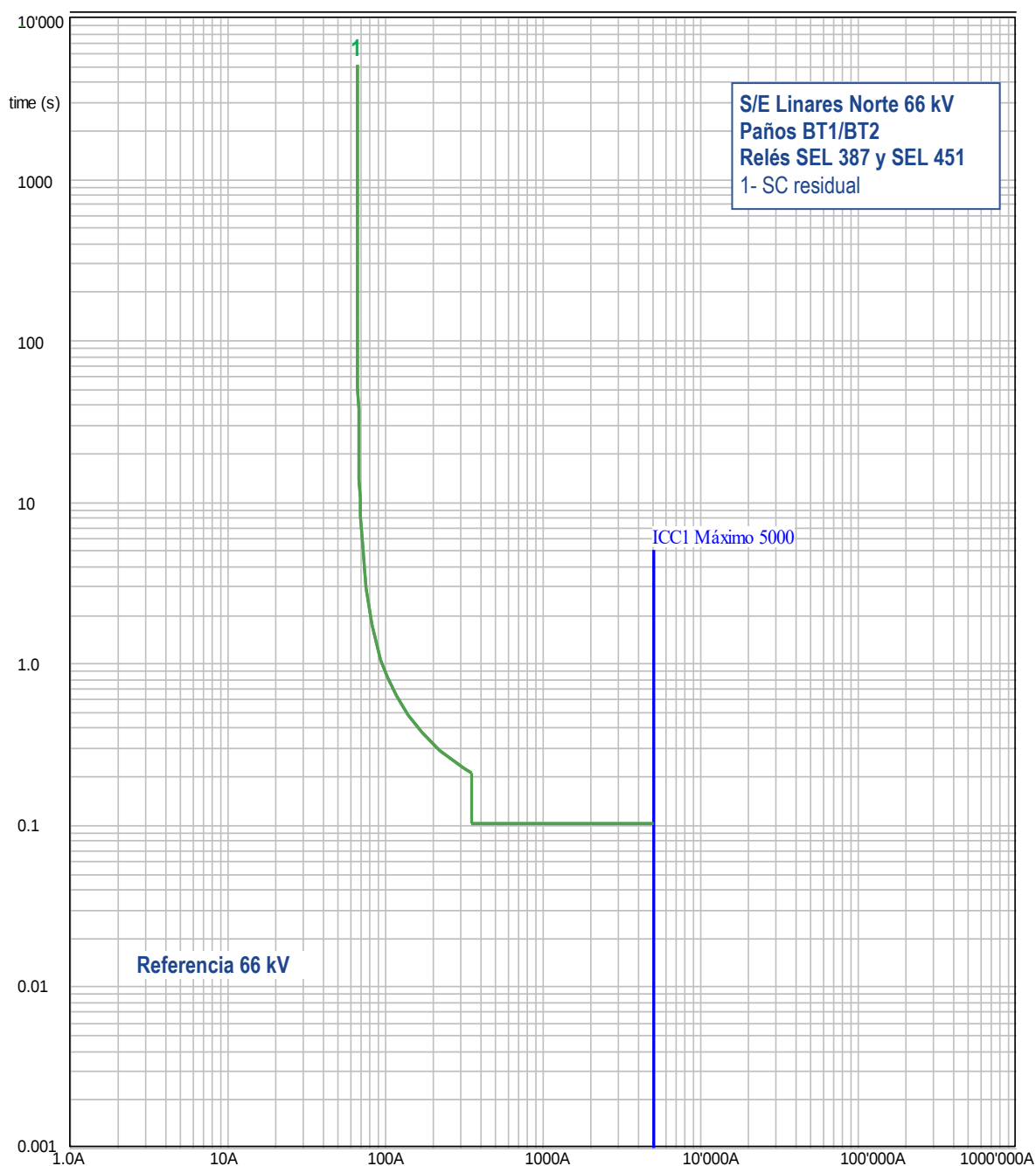
10.1. Gráficos de coordinación entre paños BT1/BT2 de S/E Linares Norte 66 kV con los paños CT1/CT2 de S/E Linares Norte 13,2 kV.

10.1.1. Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase.



La corriente de fase máxima se obtuvo con un cortocircuito bifásico a tierra, con el sistema operando bajo la topología 5 en condiciones de hidrología húmeda. El valor máximo de corriente de fase se aproximó a 10 000 amperes. Con esta corriente, el tiempo de paso entre las unidades de sobrecorriente de fase de los paños BT1/BT2 de la S/E Linares Norte 66 kV y los paños CT1/CT2 de la S/E Linares Norte 13,2 kV fue de 0,381 segundos. Cabe señalar que el gráfico está referido a 13,2 kV

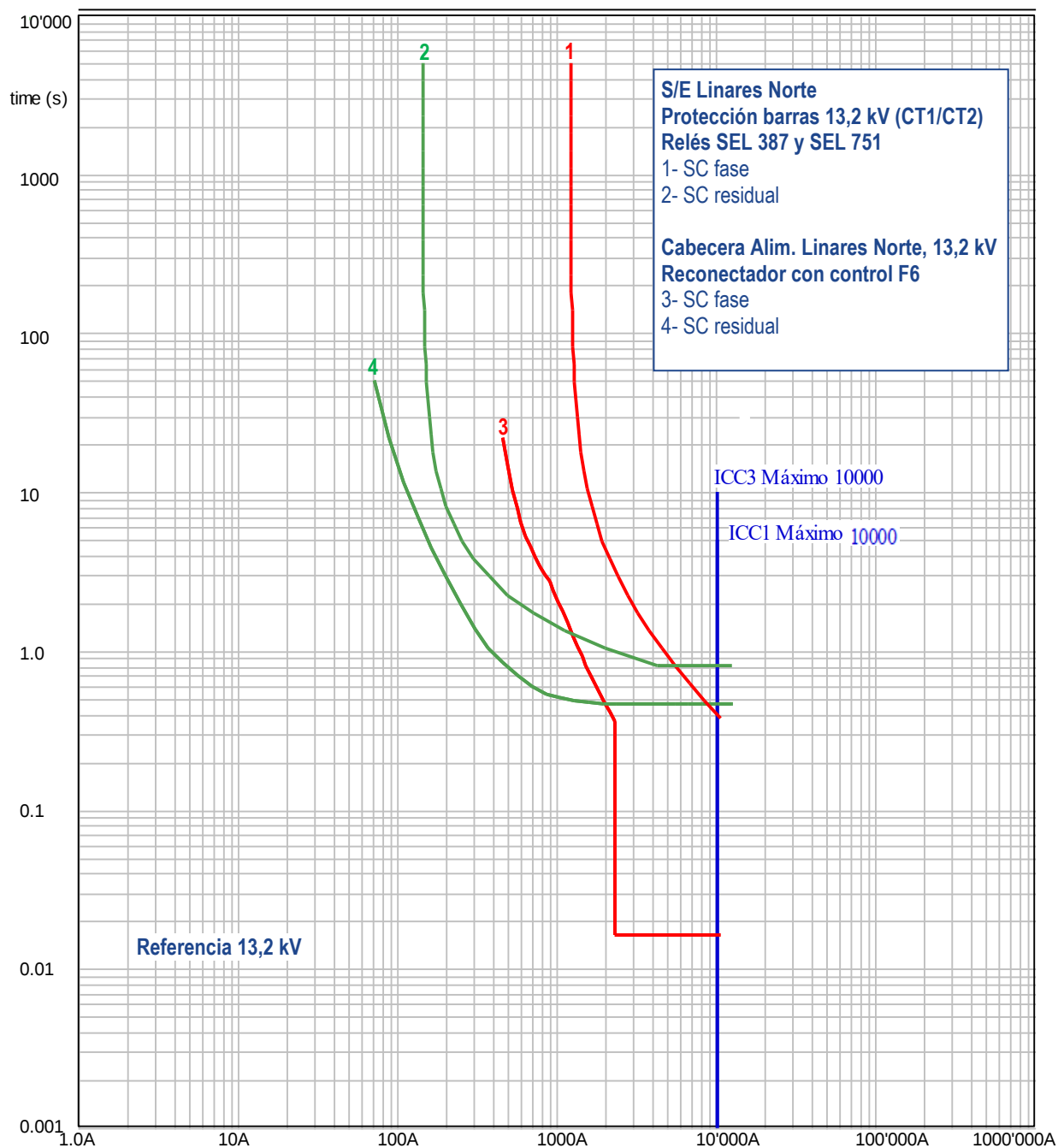
10.1.2. Coordinación entre unidades de sobrecorriente residuales.



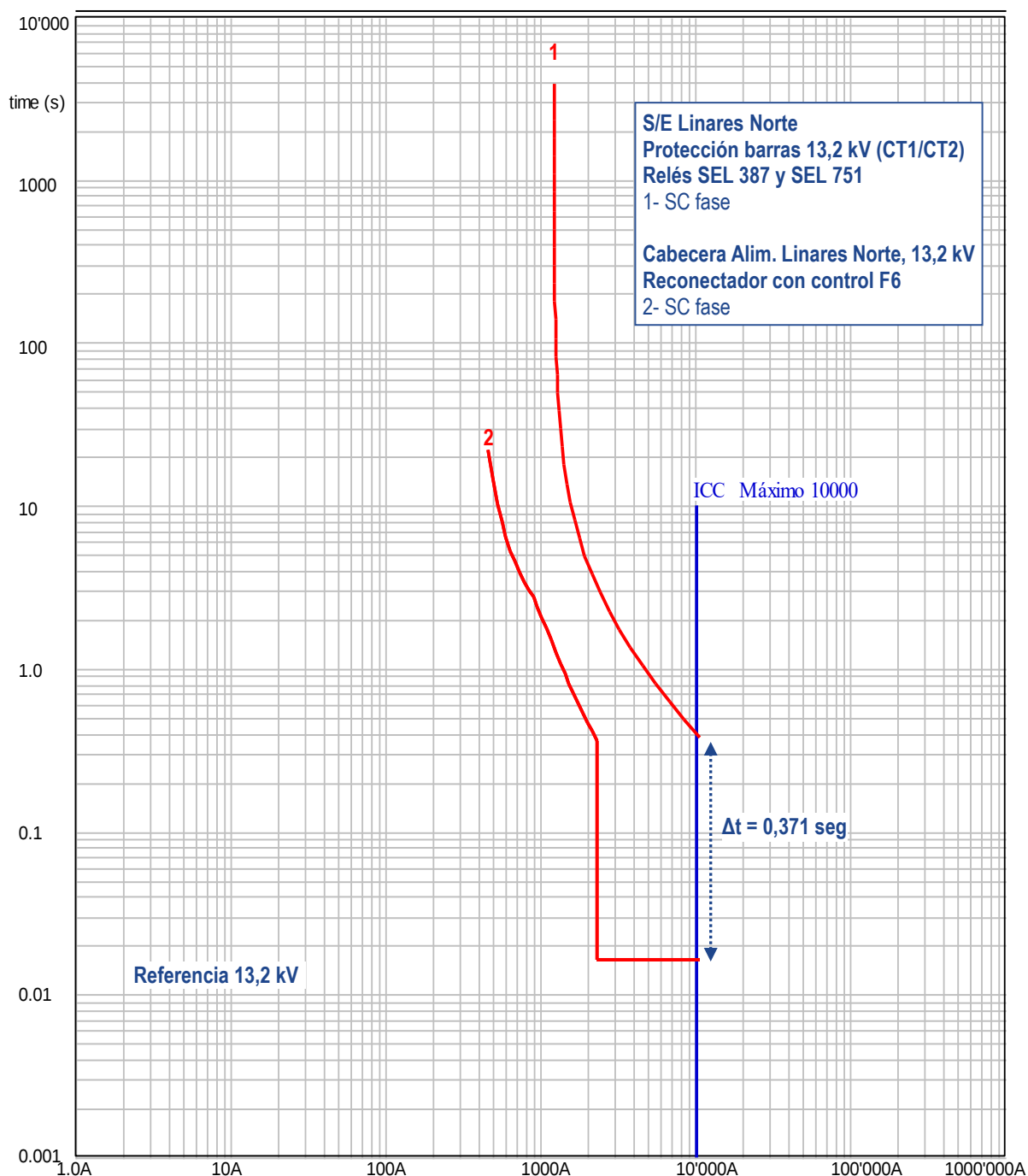
El valor máximo de cortocircuito monofásico se obtuvo con el sistema operando bajo la topología 5 en condiciones de hidrología húmeda. En este caso, las unidades de sobrecorriente residual de los lados 66 kV y 13,2 kV de la S/E Linares Norte no requieren coordinación, ya que la conexión de los devanados de los transformadores T1/T2 impide la circulación de corriente residual desde el lado de 66 kV hacia el lado de 13,2 kV. Por esta razón, el gráfico está referido a 66 kV y muestra la corriente máxima ante una falla en los bushings de 66 kV de los transformadores T1/T2.

10.2. Gráficos de coordinación entre paños CT1/CT2 de S/E Linares Norte con la cabecera del alimentador Linares Norte.

10.2.1. Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase y residual.

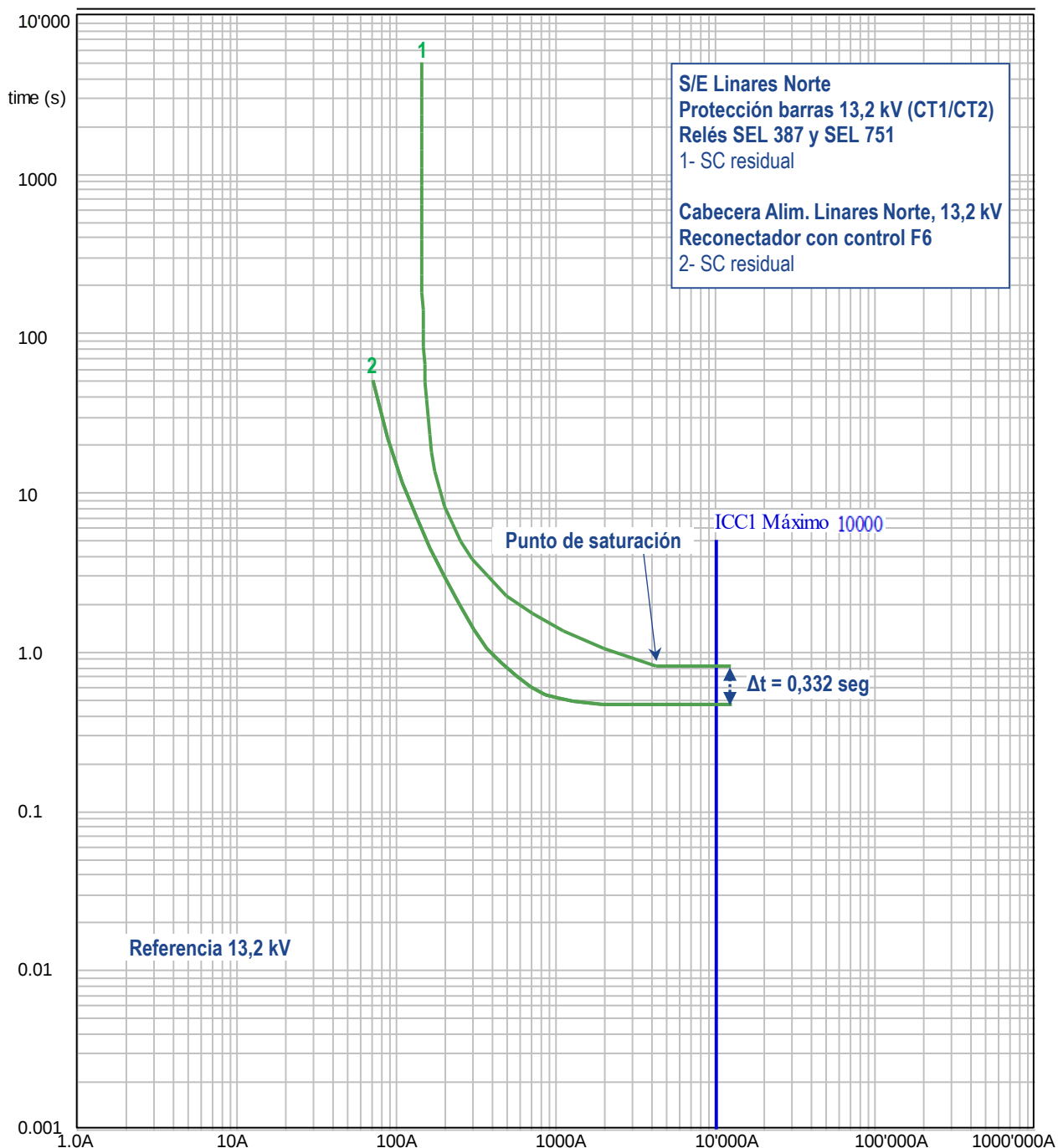


10.2.2. Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase.



La corriente de fase máxima se obtuvo con un cortocircuito bifásico a tierra, con el sistema operando bajo la topología 5 en condiciones de hidrología húmeda. El valor máximo de corriente de fase se aproximó a 10 000 amperes. Con esta corriente, el tiempo de paso entre las unidades de sobrecorriente de fases de la barra CT1/CT2 y la cabecera del alimentador Linares Norte es de 0,371 segundos.

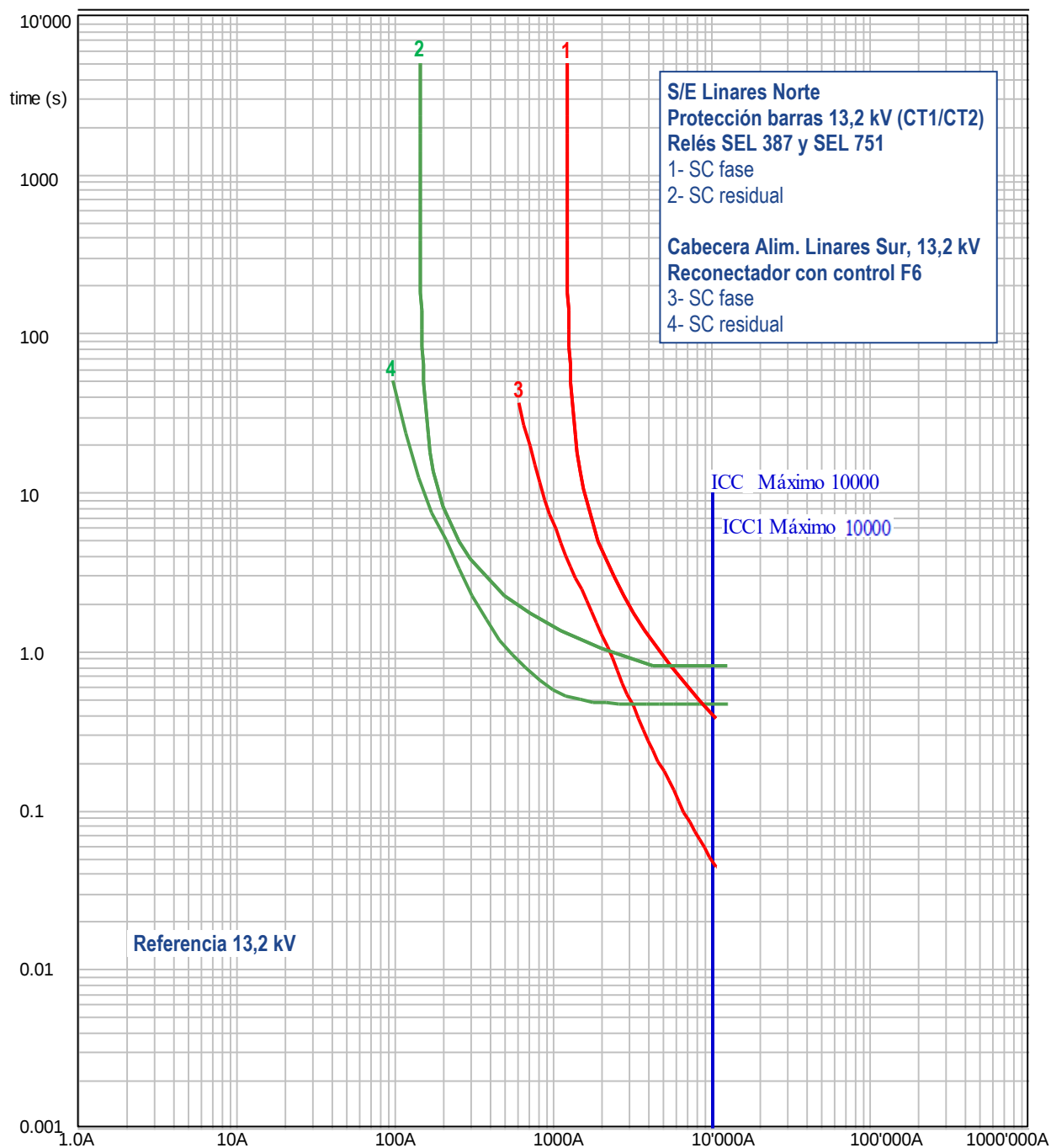
10.2.3. Coordinación entre unidades de sobrecorriente residuales.



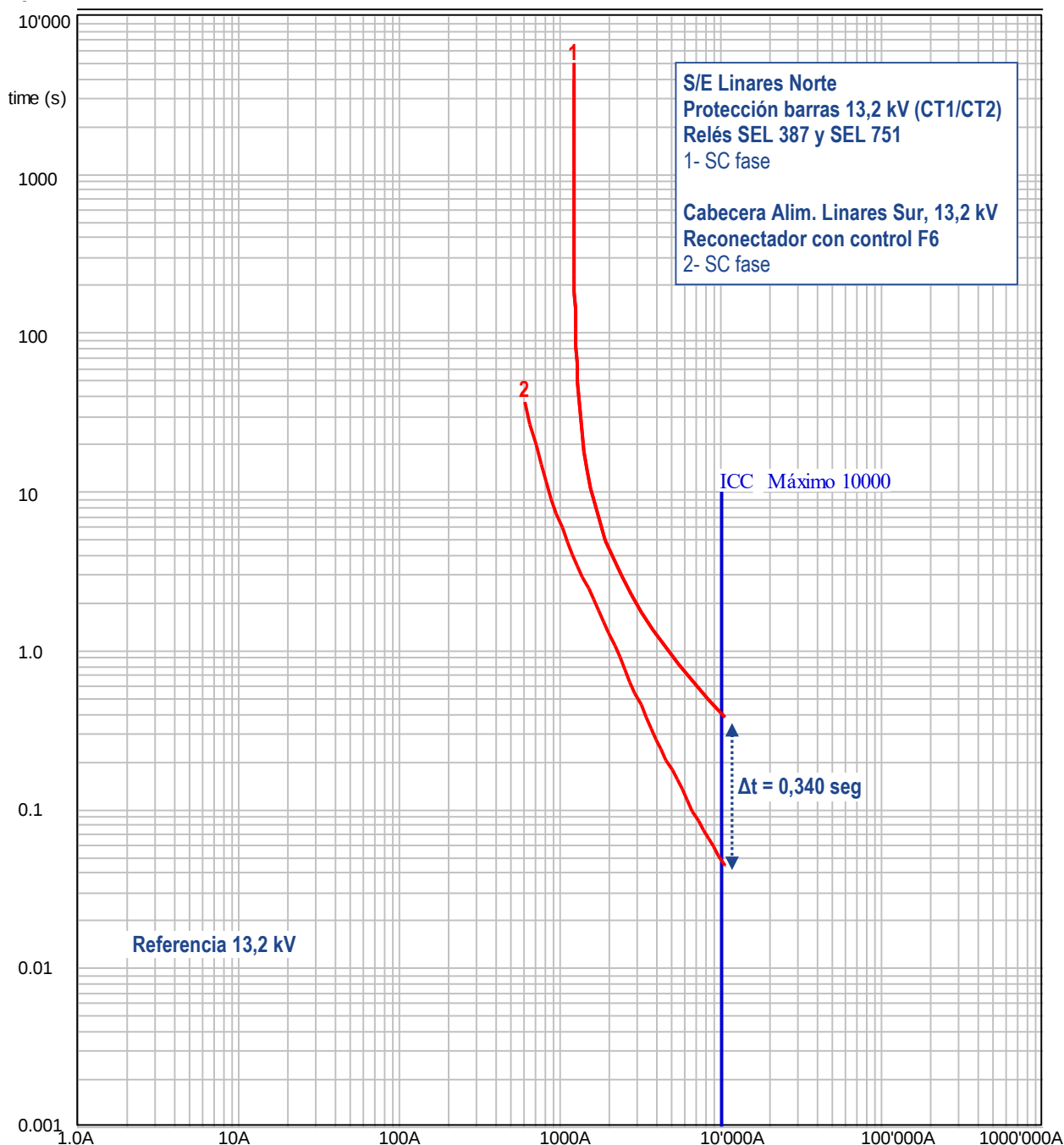
El valor máximo de cortocircuito monofásico se obtuvo con el sistema operando bajo la topología 5 en condiciones de hidrología húmeda. La corriente residual máxima se aproximó a 10 100 amperes. Con esta corriente, el tiempo de paso entre las unidades de sobrecorriente residual de la barra CT1/CT2 y la cabecera del alimentador Linares Norte es de 0,332 segundos.

10.3. Gráficos de coordinación entre paños CT1/CT2 de S/E Linares Norte con la cabecera del alimentador Linares Sur.

10.3.1. Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase y residual.

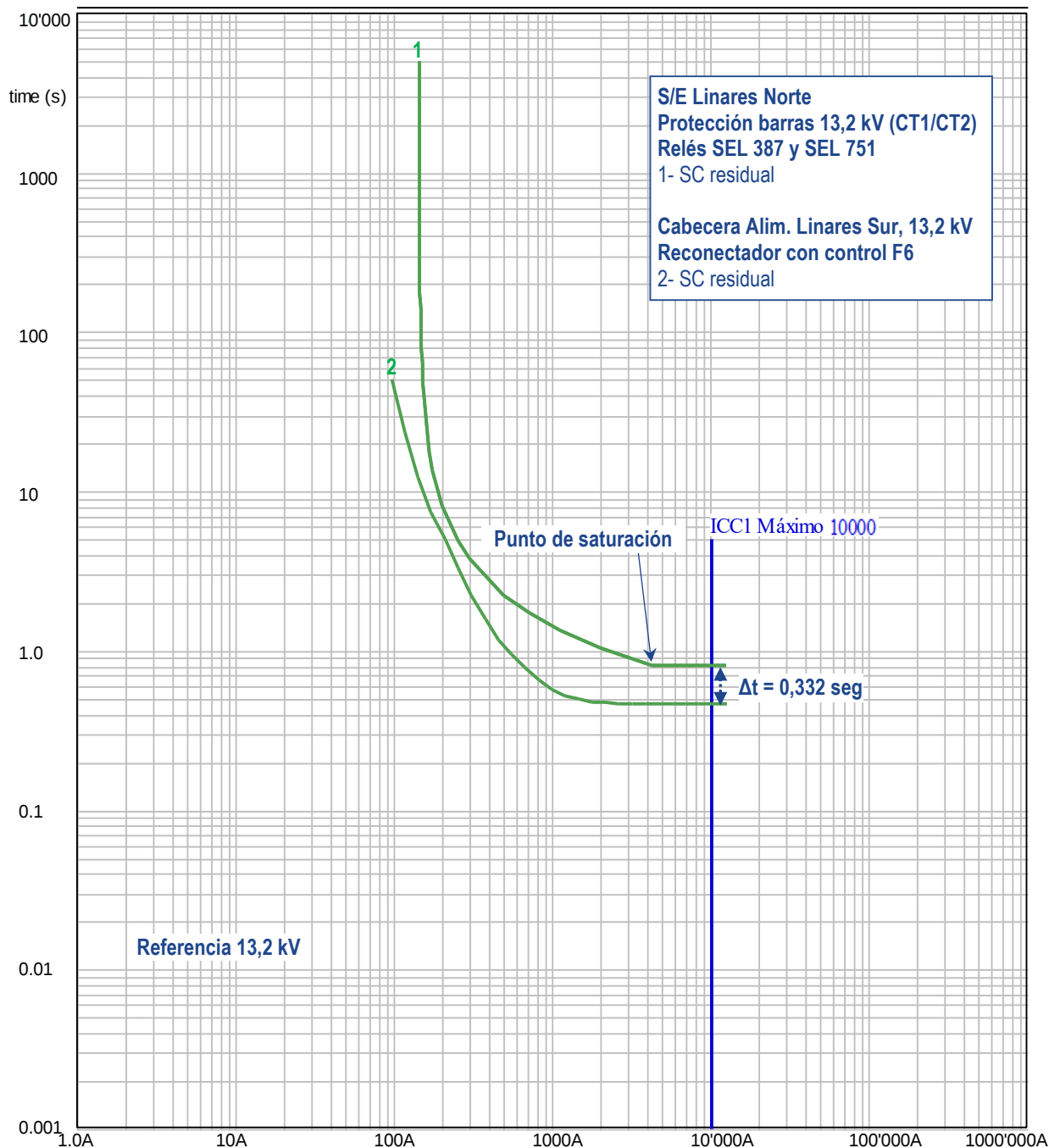


10.3.2. Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase.



La corriente de fase máxima se obtuvo con un cortocircuito bifásico a tierra, con el sistema operando bajo la topología 5 en condiciones de hidrología húmeda. El valor máximo de corriente de fase se aproximó a 10 000 amperes. Con esta corriente, el tiempo de paso entre las unidades de sobrecorriente de fases de la barra CT1/CT2 y la cabecera del alimentador Linares Sur es de 0,340 segundos.

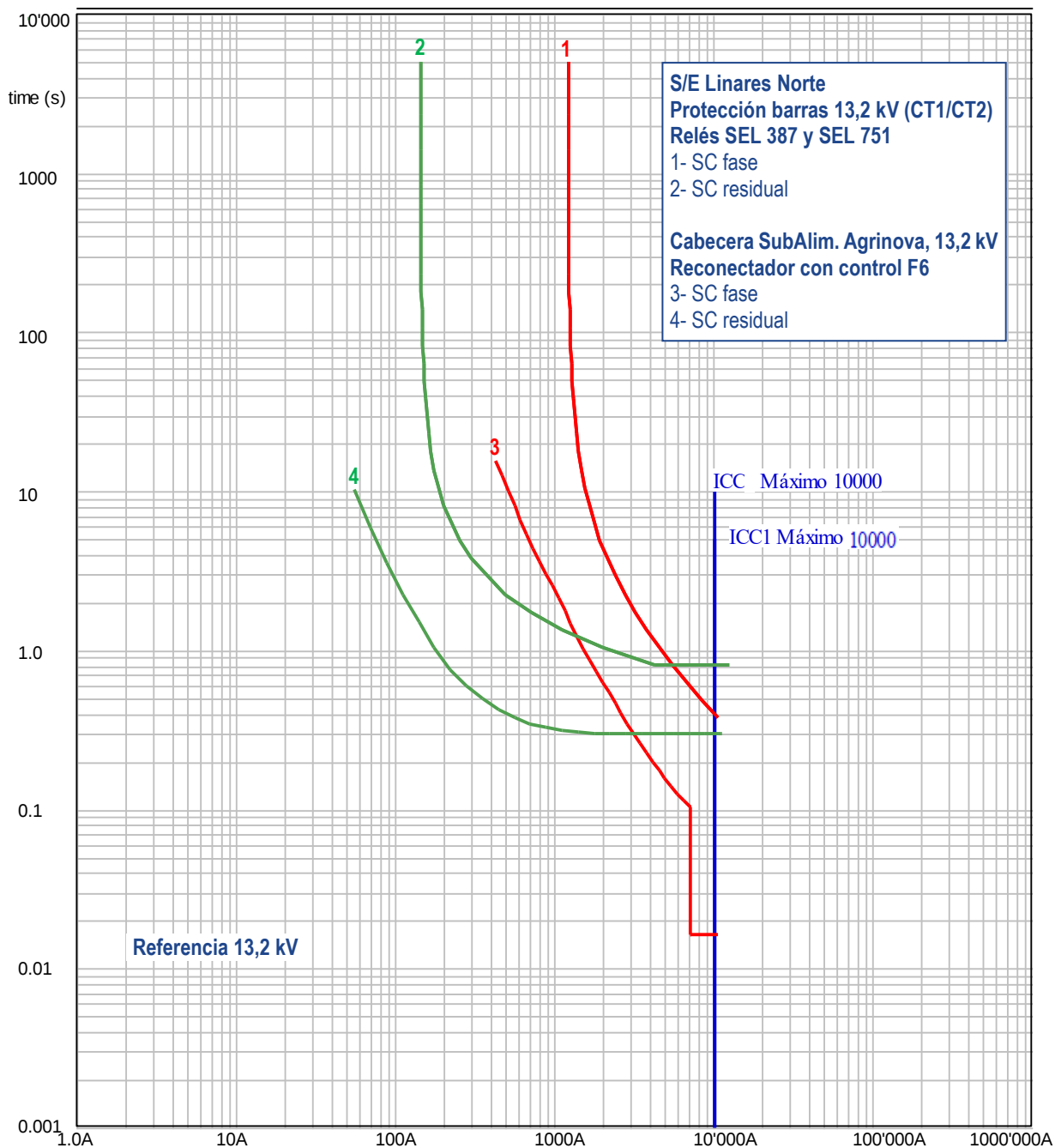
10.3.3. Coordinación entre unidades de sobrecorriente residuales.



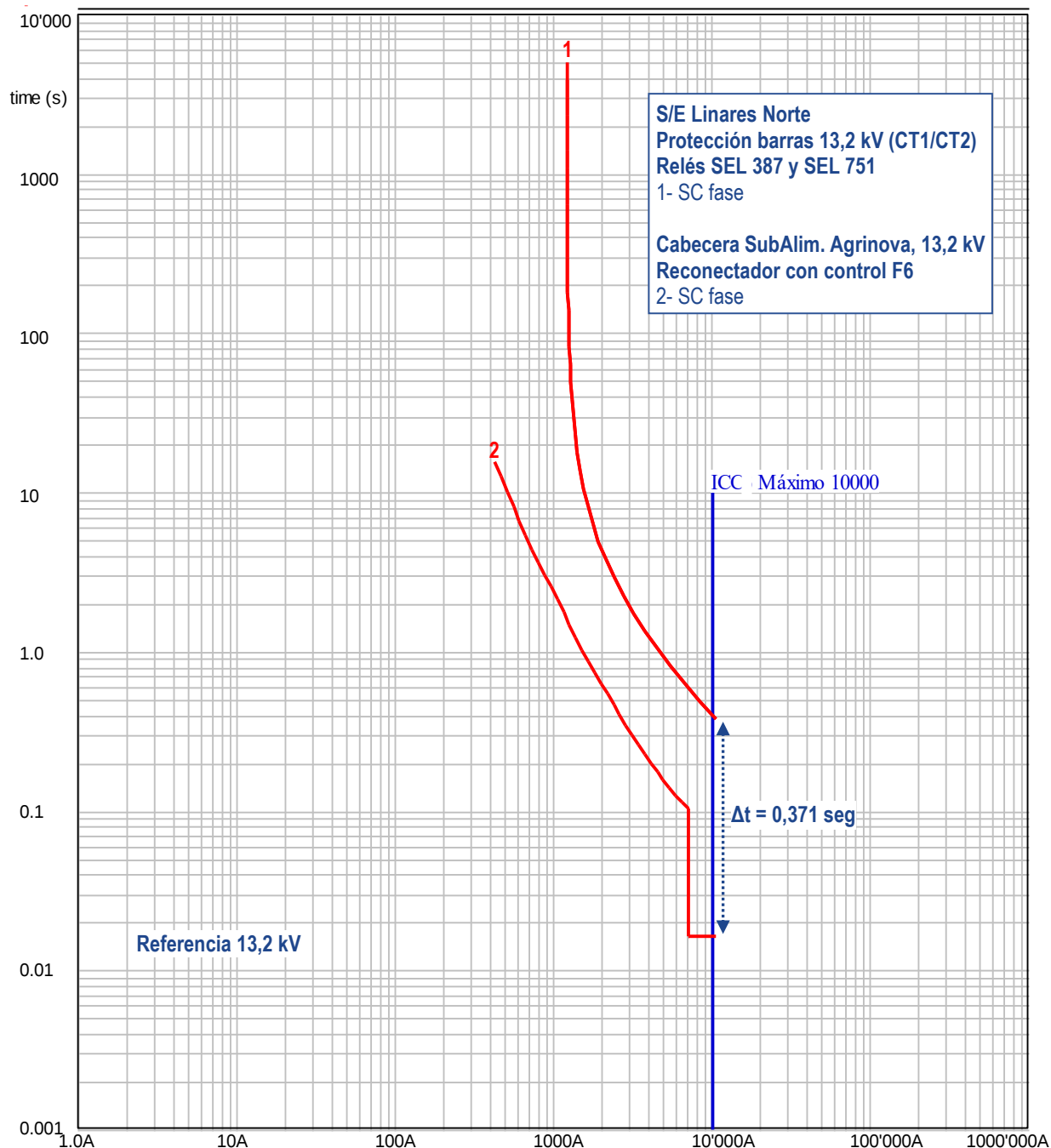
El valor máximo de cortocircuito monofásico se obtuvo con el sistema operando bajo la topología 5 en condiciones de hidrología húmeda. La corriente residual máxima se aproximó a 10 100 amperes. Con esta corriente, el tiempo de paso entre las unidades de sobrecorriente residual de la barra CT1/CT2 y la cabecera del alimentador Linares Sur es de 0,332 segundos.

10.4. Gráficos de coordinación entre paños CT1/CT2 de S/E Linares Norte con la cabecera del subalimentador Agrinova.

10.4.1. Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase y residual.

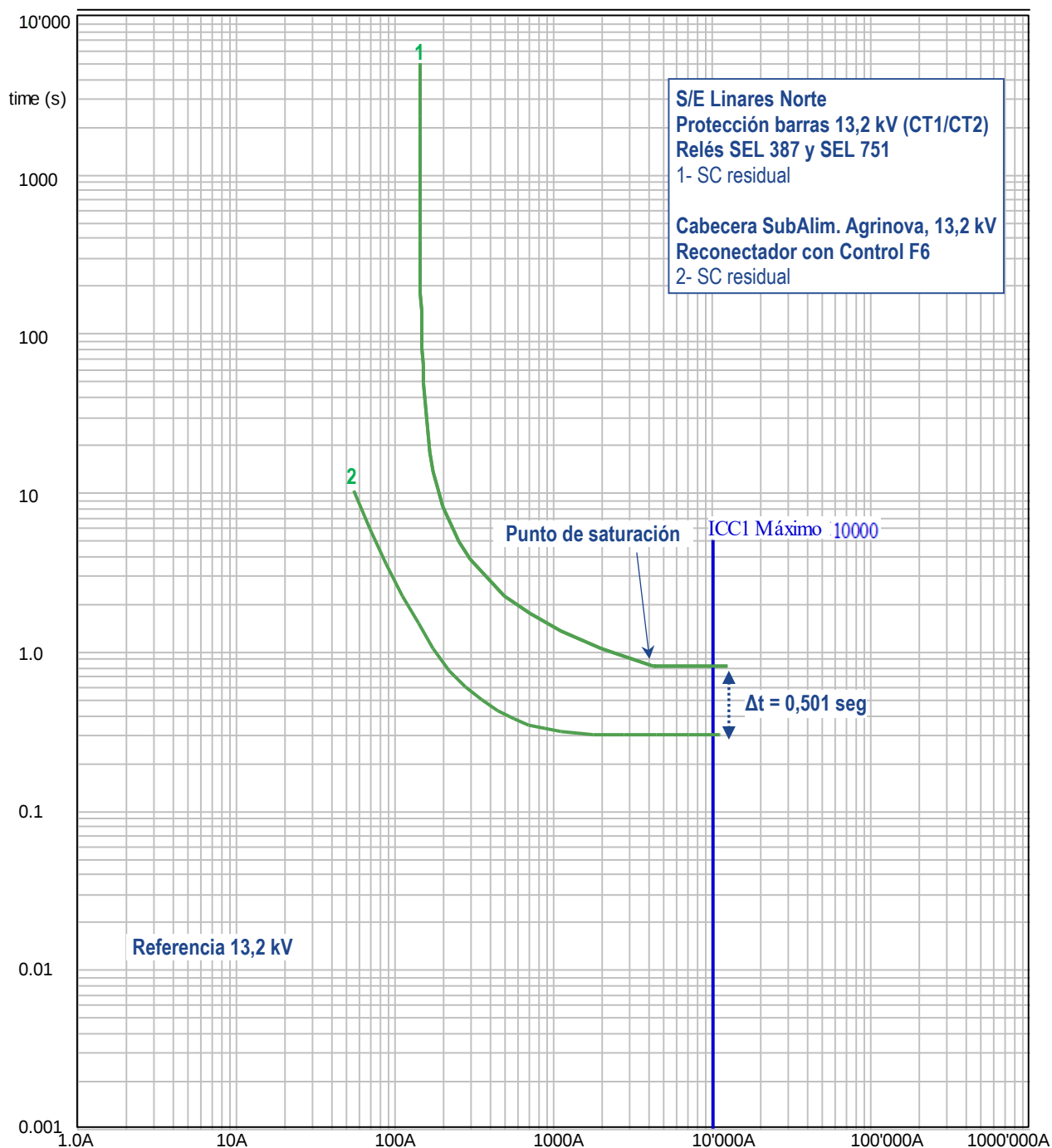


10.4.2. Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase.



La corriente de fase máxima se obtuvo con un cortocircuito bifásico a tierra, con el sistema operando bajo la topología 5 en condiciones de hidrología húmeda. El valor máximo de corriente de fase se aproximó a 10 000 amperes. Con esta corriente, el tiempo de paso entre las unidades de sobrecorriente de fases de la barra CT1/CT2 y la cabecera del alimentador Agrinova es de 0,371 segundos.

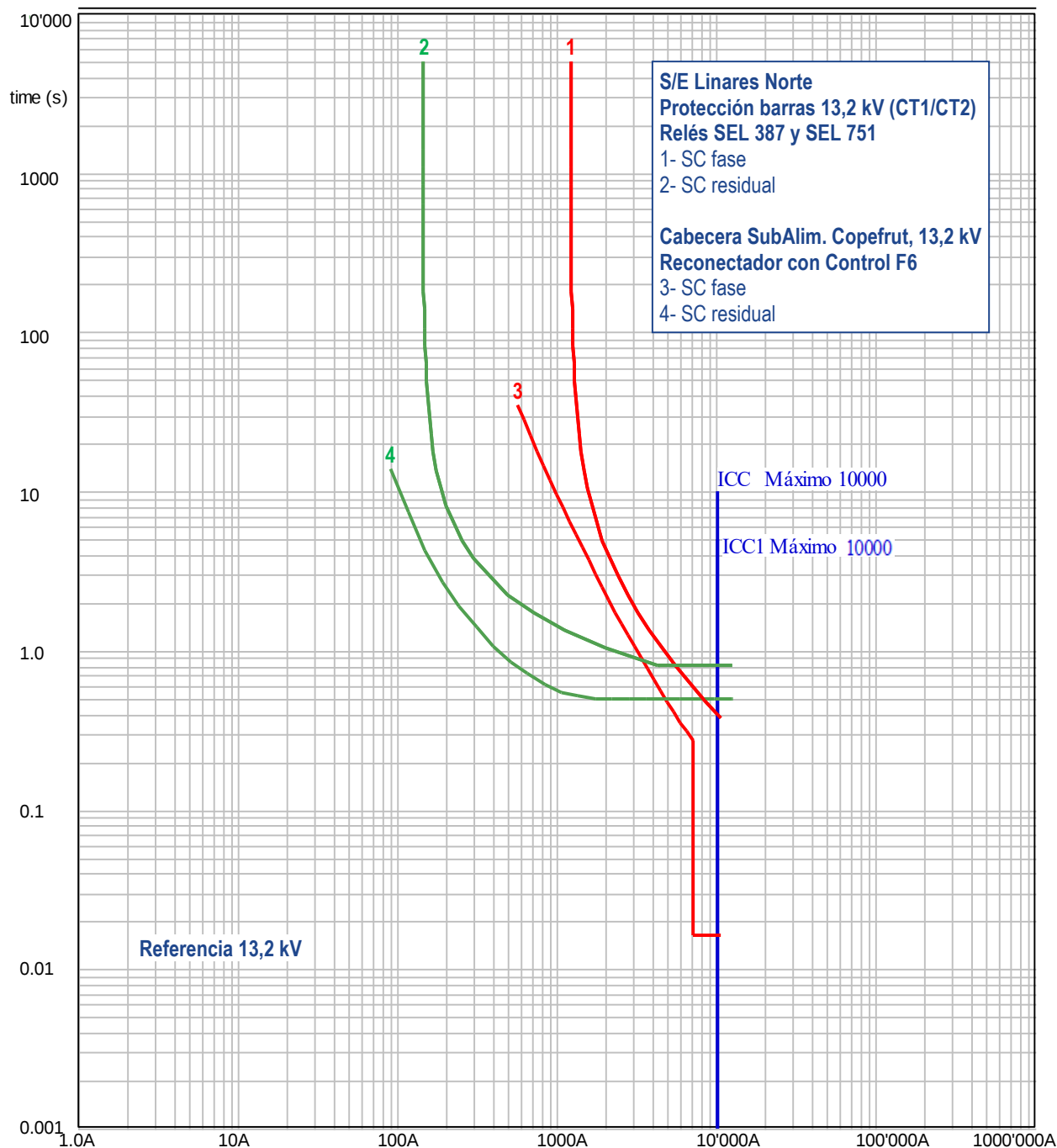
10.4.3. Coordinación entre unidades de sobrecorriente residuales.



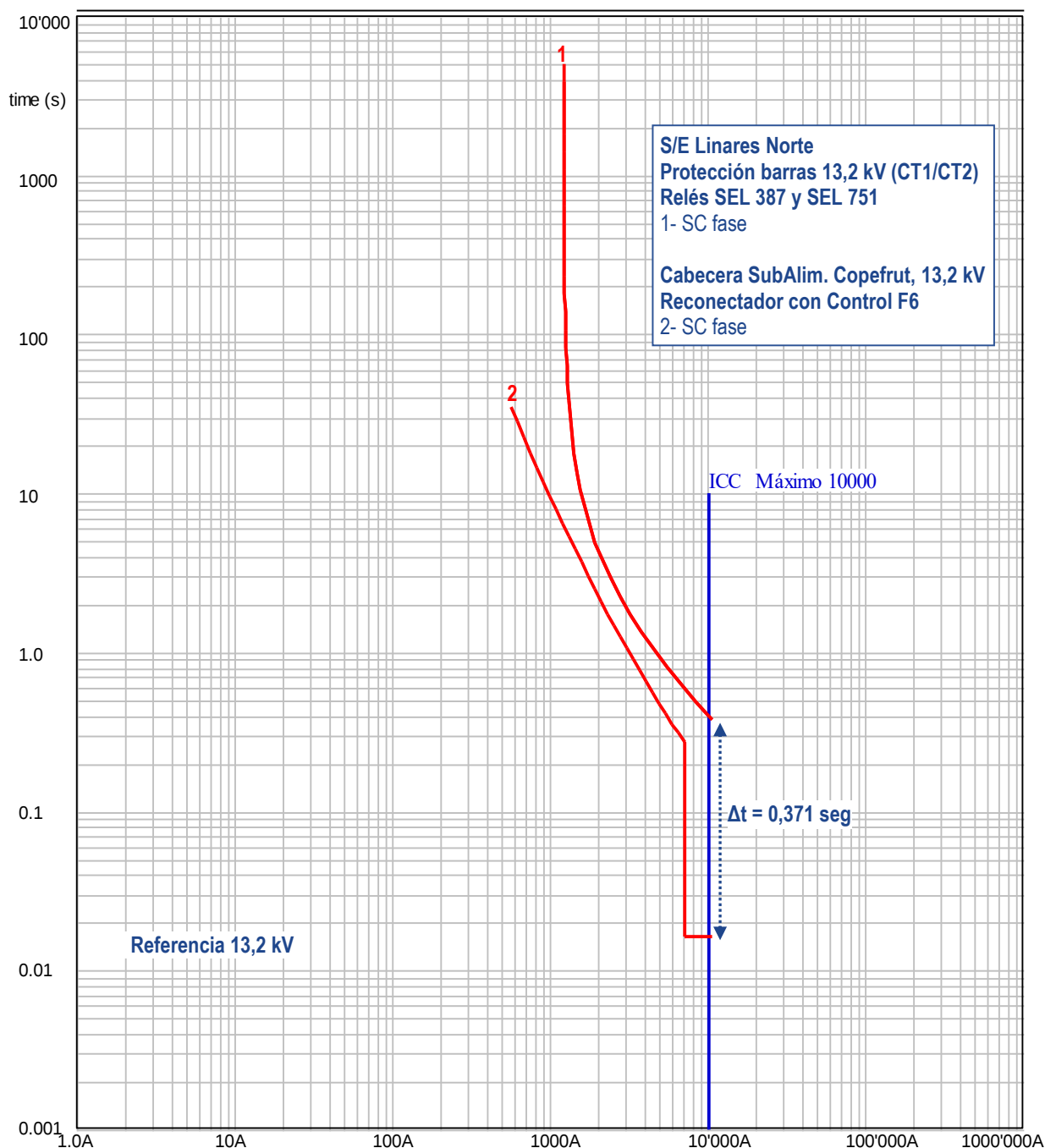
El valor máximo de cortocircuito monofásico se obtuvo con el sistema operando bajo la topología 5 en condiciones de hidrología húmeda. La corriente residual máxima se aproximó a 10 100 amperes. Con esta corriente, el tiempo de paso entre las unidades de sobrecorriente residual de la barra CT1/CT2 y la cabecera del alimentador Agrinova es de 0,501 segundos.

10.5. Gráficos de coordinación entre paños CT1/CT2 de S/E Linares Norte con la cabecera del subalimentador Copefrut.

10.5.1. Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase y residual.

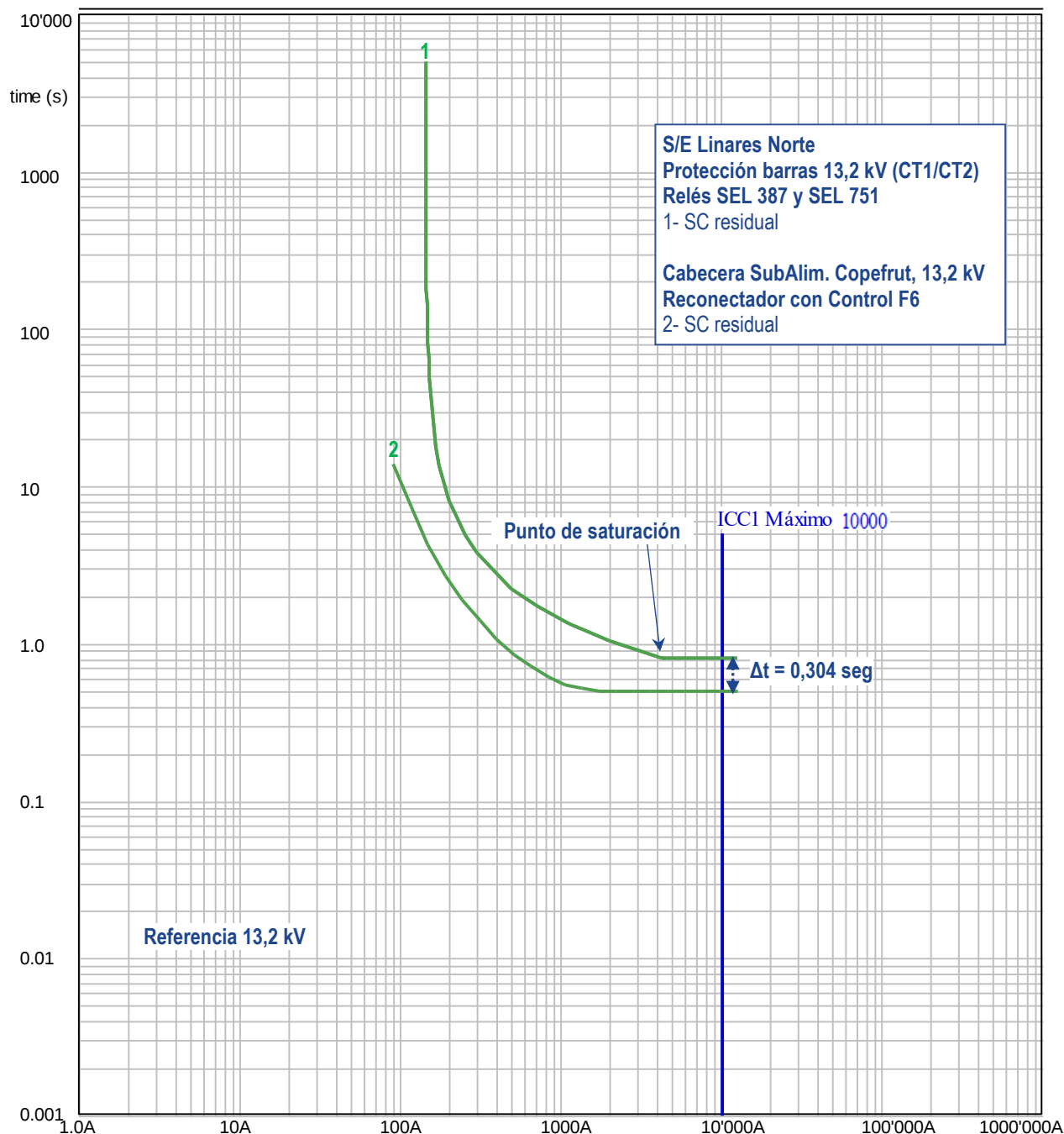


10.5.2. Coordinación entre unidades de sobrecorriente de fase.



La corriente de fase máxima se obtuvo con un cortocircuito bifásico a tierra, con el sistema operando bajo la topología 5 en condiciones de hidrología húmeda. El valor máximo de corriente de fase se aproximó a 10 000 amperes. Con esta corriente, el tiempo de paso entre las unidades de sobrecorriente de fases de la barra CT1/CT2 y la cabecera del alimentador Copefrut es de 0,371 segundos.

10.5.3. Coordinación entre unidades de sobrecorriente residuales.



El valor máximo de cortocircuito monofásico se obtuvo con el sistema operando bajo la topología 5 en condiciones de hidrología húmeda. La corriente residual máxima se aproximó a 10 100 amperes. Con esta corriente, el tiempo de paso entre las unidades de sobrecorriente residual de la barra CT1/CT2 y la cabecera del alimentador Copefrut es de 0,304 segundos.

11. SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITO Y VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

En este punto se presentan los resultados de las simulaciones de cortocircuito considerando la modificación en la topología de la subestación Linares Norte, la cual consiste en la eliminación del reconector de cabecera Barrio Industrial, dejando como cabecera los reconectores Agrinova y Copefrut, como también la modificación de los ajustes de sobrecorriente residual de los paños CT1 y CT2.

Es importante señalar que las simulaciones se basan en la condición normal de operación de la subestación Linares Norte. En esta configuración, los alimentadores Linares Norte y Linares Sur reciben energía desde el transformador T1, mientras que los subalimentadores Agrinova y Copefrut se alimentan desde el transformador T2.

Es importante destacar que los transformadores T1 y T2 de la Subestación Linares Norte cuentan con esquemas de protección con ajustes idénticos. Esto permite que la coordinación con el origen de los alimentadores sea similar, sin importar a cuál de los transformadores estén conectados.

La principal diferencia entre alimentar desde uno u otro transformador radica en el nivel de cortocircuito máximo. Dado que el transformador T2 presenta una menor impedancia, las corrientes de cortocircuito originadas desde este transformador son mayores en comparación con las del transformador T1.

11.1. Simulaciones de cortocircuito y tiempos de operación de protecciones.

En esta sección se presentan los cálculos de las corrientes de cortocircuito y los tiempos de operación de las unidades de protección. En cada tabla se presenta lo siguiente:

- Ubicación de la falla.
- Tipo de falla.
- Resistencia de la falla.
- Paño donde se efectúa la medida.
- Función de protección.
- Medida de la magnitud primaria (corriente, tensión e impedancia)
- Tiempos de operación de las unidades de protección.

Las simulaciones se efectuaron considerando los escenarios descritos en el punto “ESCENARIOS DE OPERACIÓN Y TOPOLOGÍAS” del presente informe.

11.2. Puntos de falla analizados:

Se simularon cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra, monofásicos francos y con resistencia de falla de 25 y 50 Ω . Se efectuaron simulaciones de cortocircuito en los puntos siguientes:

- Salida alimentador Linares Norte.
- Salida alimentador Linares Sur.
- Salida subalimentador Agrinova.
- Salida subalimentador Copefrut.

Debido a lo extenso de las simulaciones, los resultados se presentan en documentos anexos denominados:

- **Anexo A:** Simulaciones de cortocircuito y tiempos de operación de protecciones.

Fallas a tierra

Dado que en este trabajo se están subiendo los mínimos de operación de sobrecorriente residual, se verificó si todas las fallas a tierra producirían una magnitud de corriente que superase el mínimo de operación de las unidades de sobrecorriente de la protección de las barras de media tensión, lo que puede ser verificado en el anexo A con las simulaciones de cortocircuito.

12. CONCLUSIONES.

12.1. Aspectos generales.

En este documento se presenta un estudio de ajustes y verificación de coordinación entre los equipos de protección de los paños CT1 y CT2 de la subestación Linares Norte y las cabeceras de los alimentadores Linares Norte, Linares Sur, como también de los subalimentadores Agrinova y Copefrut. Este análisis responde a:

- a) La modificación en la topología de la subestación, que consiste en el retiro del reconector de cabecera Barrio Industrial, dejando como cabeceras los re conectores Agrinova y Copefrut. Actualmente, estos re conectores se encuentran ubicados aguas abajo del reconector Barrio Industrial.
- b) Un aumento de los mínimos de operación (pickup) de las unidades de sobrecorriente residuales (51N) asociados a los paños CT1 y CT2.

El aumento de los mínimos de operación de las unidades de sobrecorriente residuales se efectúa con el objeto de poder insensibilizar estas unidades, debido a las corrientes residuales que circulan en forma permanente por la existencia de redes bifásicas y monofásicas en los alimentadores radiales que derivan de las barra de 13,2 kV de la S/E Linares Norte.

La Subestación Linares Norte 66 kV se abastece de energía desde la Subestación Talca o la Subestación Linares, según la condición de operación del sistema eléctrico nacional. La energía se distribuye hacia los alimentadores Linares Norte, Linares Sur, como también a los subalimentadores Agrinova y Copefrut a través de dos transformadores de poder 66/13,2 kV de 15/20/25 MVA.

La verificación de la coordinación se efectuó mediante un análisis gráfico de las curvas de operación configuradas en los equipos de protección y mediante el desarrollo de simulaciones de cortocircuito para distintos escenarios de operación y topologías.

12.2. Verificación de ajustes de protecciones.

Mediante el desarrollo de simulaciones de cortocircuito para los diversos escenarios de operación que se detallan en el punto “*Escenarios de operación y topologías*” del presente documento, se determinó que los ajustes existentes y propuestos en los paños CT1/CT2 de subestación Linares Norte coordinan adecuadamente con los ajustes existentes en las protecciones de 66 kV y de las cabeceras de los alimentadores Linares Norte, Linares Sur, como también de los subalimentadores Agrinova y Copefrut.

Es importante destacar que los transformadores T1 y T2 de la Subestación Linares Norte cuentan con esquemas de protección con ajustes idénticos. Esto permite que la coordinación

con el origen de los alimentadores sea similar, sin importar a cuál de los transformadores estén conectados.

La principal diferencia entre alimentar desde uno u otro transformador radica en el nivel de cortocircuito máximo. Dado que el transformador T2 presenta una menor impedancia, las corrientes de cortocircuito originadas desde este transformador son mayores en comparación con las del transformador T1.

12.3. Fallas a tierra.

Dado que en este trabajo se están subiendo los mínimos de operación de sobrecorriente residual, se verificó si todas las fallas a tierra producirían una magnitud de corriente que superase el mínimo de operación de las unidades de sobrecorriente de la protección de las barras de media tensión, lo que puede ser verificado en el anexo A con las simulaciones de cortocircuito.

13. RECOMENDACIONES.

13.3. Bloqueo de reconexiones.

Debido a que los alimentadores que nacen de la subestación Linares Norte utilizan conductores desnudos y comparten la postación, se recomienda aplicar un bloqueo a las reconexiones de los orígenes de los alimentadores Linares Norte, Linares Sur, Agrinova y Copefrut para fallas con magnitudes de corrientes superiores a 5 kA, para reducir la probabilidad que la falla en un alimentador comprometa a las redes de un segundo alimentador, producto del movimiento de los conductores como consecuencia de la circulación de corrientes de magnitudes elevadas.

13.4. Unidades instantáneas de alimentadores.

Dado que la topología de las redes de distribución varía constantemente, se sugiere evaluar si es posible reducir la magnitud de los ajustes de las corrientes instantáneas de los alimentadores Linares Norte, Linares Sur, Agrinova y Copefrut. En el caso que ello sea posible, se favorecerá la coordinación de las protecciones de la subestación Linares Norte, lo que ayudará a mantener un suministro más continuo.