



PROYECTO FOTOVOLTAICO PMGD CURACO

TITULAR	Trivento SpA
CONSULTOR	-
Nombre Estudio	ESTUDIO DE COORDINACIÓN Y AJUSTE DE PROTECCIONES
Versión y fecha del Estudio	Rev. C, 09 de febrero de 2022
Fecha recepción de SCR	24 de enero de 2023
Nombre del Archivo	-

TABLA DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN.....	4
2	RESUMEN EJECUTIVO	4
3	ESCENARIOS PROYECTADOS	5
4	RESUMEN DE OBRAS ASOCIADAS A LA CONEXIÓN DEL PMGD CURACO	6
4.1	Escenario A, B y C	6
4.2	Escenario D.....	6
5	ANTECEDENTES.....	7
5.1	Antecedentes del PMGD Curaco	7
5.2	Red de Distribución	7
5.3	Red de Transmisión Zonal.....	12
5.4	PMGD Con ICC Previos a Conexión Y EG previstos de conectar	14
6	METODOLOGÍA Y DESARROLLO	15
6.1	Aspectos Considerados de la normativa Vigente	15
6.2	Protecciones alimentador Berrios	20
6.3	Coordinación con protecciones del alimentador Berrios	21
6.4	Propuesta de ajuste de protecciones en el interruptor de acoplamiento asociado al PMGD Curaco.....	22
	Protección de Sub y Sobre Tensión.....	23
	Protección de Sub y Sobre Frecuencia.....	23
	Protección de Sobre Voltaje Homopolar	24
	Protección Anti Isla.....	25
6.4.1	Ajustes de sobrecorriente en el reconectador proyectado (PCC PMGD Curaco) 25	
6.4.2	Ajustes de sobrecorriente propuestos en los equipos existentes en el alimentador Berrios.....	25
6.4.3	VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN Y DIAGRAMAS DE TIEMPO - CORRIENTE ..	26
6.4.4	Diagramas de sobrecorriente para coordinación proyectada.....	27

6.4.5	Tablas de tiempo de operación	51
7	CONCLUSIONES.....	53

GLOSARIO

CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional.
CNE	: Comisión Nacional de Energía.
CGE	: Compañía General de Electricidad.
DS	: Decreto Supremo.
DO	: Dirección de Operaciones.
EG	: Equipamiento de Generación (según definición NTCO).
GD	: Generación distribuida.
NTCO	: Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos.
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
PMGD	: Pequeño Medio de Generación Distribuido.
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional.
SD	: Sistema de Distribución.
INS	: Impacto No Significativo.
PMI	: Potencia Máxima Inyectada.
S/E	: Subestación.

1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo estipulado en la Norma Técnica de Conexión de Pequeños Medios de Generación Distribuida de julio de 2019, la empresa Trivento SpA ha solicitado a CGE la evaluación del proyecto fotovoltaico PMGD Curaco. La presentación de la solicitud de conexión a la red ha sido realizada el día 25 de enero de 2022.

CGE presenta en este informe los resultados del estudio de ajuste y coordinación de protecciones para el PMGD Curaco considerando los requerimientos vigentes en la NTCO, DS327 y NTS&CS vigentes a la fecha de confección de este informe

2 RESUMEN EJECUTIVO

La empresa Trivento SpA se encuentra desarrollando el proyecto de generación fotovoltaica Curaco, el cual se encuentra en la Comuna de Codegua, Región del Libertador Bernardo O'Higgins.

El proyecto contempla la construcción de la planta fotovoltaica de 9,0 [MW], con una energía anual proyectada de 18.152 [MWh], que se conectará en 15 [kV], al alimentador Berrios, perteneciente al sistema de distribución de CGE. Este alimentador se conecta al Sistema Eléctrico Nacional, a través de la S/E Graneros, propiedad de CGE.

Las evaluaciones se realizaron para el escenario A, de acuerdo con el DS° N88, considerando para el PMGD Curaco una potencia de 9 [MW] con factor de potencia unitario (medido en su punto de conexión a la red).

En este estudio se presentan los ajustes para el reconectador automático proyectado en el punto de conexión del PMGD Curaco. Estos permiten operación ante fallas internas y externas, asegurando la selectividad con los reconectores existentes y proyectados en el sistema de distribución.

La evaluación de la coordinación y ajuste de protecciones ha determinado que no existe la necesidad de realizar cambios en los ajustes del equipo ubicado en la cabecera del alimentador Berrios debido a que las transferencias de potencias esperadas no hacen superar sus ajustes actuales.

3 ESCENARIOS PROYECTADOS

De acuerdo con el Artículo 57º del reglamento para medios de generación de pequeña escala, el Interesado deberá considerar diferentes escenarios que permitan mantener sus conclusiones y resultados aun cuando el ICC de un determinado proyecto PMGD asociado al mismo alimentador deje de estar vigente. Según el Artículo 8º transitorio del reglamento, en sus estudios el Interesado deberá considerar los siguientes escenarios:

- a) Todos los PMGD con ICC vigentes asociadas al alimentador donde se presentó la respectiva SCR se conectan;
- b) Todos los PMGD con ICC vigentes asociadas al alimentador donde se presentó la respectiva SCR se conectan, salvo los dos PMGD cuyas ICC tengan la mayor antigüedad;
- c) Todos los PMGD con ICC vigentes asociadas al alimentador donde se presentó la respectiva SCR se conectan, salvo el PMGD con la mayor capacidad instalada a conectar. En caso de existir dos o más PMGD que cumplan esta condición, se deberá dejar fuera del cálculo el PMGD cuya ICC tenga la mayor antigüedad; y
- d) Considerando lo establecido en el literal a) del presente artículo, el PMGD opera a una capacidad tal que no requiere de la realización de Obras Adicionales en la red de distribución.

De acuerdo con la nómina de los PMGD interesados en conectarse en el alimentador Berrios, los escenarios con los PMGD que son considerados en este estudio son los siguientes:

Tabla 3-1 Escenarios DS N°88

CLAVE	PMGD	P [MW]	ESTADO	FECHA ESTADO	ESCENARIO			
					A	B	C	D
21919	Curaco	9	En Estudio	-	✓	✓	✓	✓

4 RESUMEN DE OBRAS ASOCIADAS A LA CONEXIÓN DEL PMGD CURACO

La evaluación de impacto sistémico que se desarrolla en este estudio ha determinado que la conexión a la red del PMGD Curaco requiere de:

4.1 Escenario A, B y C

La evaluación de impacto sistémico que se desarrolla en este estudio ha determinado que la conexión a la red del PMGD Curaco requiere de las siguientes obras de adecuación en la red de distribución de CGE:

- Construcción de línea de acercamiento por red existente desde el poste N°954614 al poste N°132741 (punto de conexión del PMGD Curaco), el cual tendrá conductor de aluminio protegido de 185 [mm²] con una longitud aproximada 4,5 [km].
- Instalación de un nuevo reconector automático del fabricante Noja Power, con control RC10 en el poste N°954614, apuntando en dirección de la línea de acercamiento de red.

4.2 Escenario D

El PMGD Curaco requiere de una línea de acercamiento por red existente forma de conectarse al alimentador Berrios. Por lo anterior, en caso de no efectuar obras de adecuación el PMGD Curaco no puede realizar inyecciones a la red de distribución del alimentador Berrios.

5 ANTECEDENTES

Para el desarrollo de este estudio se han considerado los siguientes antecedentes.

5.1 Antecedentes del PMGD Curaco

La planta fotovoltaica Curaco consiste en un arreglo de paneles fotovoltaicos, los cuales son conectados a un grupo de inversores DC/AC, totalizando una potencia nominal de 9 [MW]. Se proyecta en las instalaciones del PMGD Curaco los siguientes componentes principales:

- Tres centros de transformación, cada uno compuesto por un inversor DC/AC del Fabricante SMA, modelo SC 3000-EV y un transformador elevador de dos devanados 15/0,6 [kV] de 3,0 [MVA], grupo vectorial Dy11, Z+=6%, Z0=6%, taps $\pm 2 \times 2,5$ [%].
- Equipamiento de maniobra, protección y medida en la red de media tensión y punto de conexión a la red.
- Reconector automático con protección RI.

5.2 Red de Distribución

El PMGD Curaco postula su conexión al poste número 132741 perteneciente al alimentador Berrios de la empresa CGE. Dicho alimentador opera con un nivel de tensión nominal de 15 [kV], nace desde la barra de media tensión del Transformador N°2 de la S/E Graneros. El alimentador Berrios es clasificado como un alimentador de tipo rural, de acuerdo a la NTS&CS, las comunas de Graneros y Codegua se encuentran definidas como comunas de densidad baja.

Se presenta a continuación los conductores que componen el alimentador Berrios, con sus características principales:

Tabla 5-1. Características de Conductores

Tipo de conductor	Descripción	Calibre	Capacidad Térmica (A)	R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)
Aluminio	AAAC 033 mm2	2	122	1.025	0.372	1.173	1.660
	AAAC 053 mm2	1/0	161	0.637	0.358	0.785	1.645
	(*) 63 mm2	Azusa	230	0.537	0.427	0.685	1.716
	AAAC 107 mm2	4/0	255	0.318	0.336	0.466	1.624
	125 mm2	Alliance	332	0.319	0.406	0.467	1.694
	236 mm2	Cairo	493	0.143	0.382	0.291	1.670
CABLE SECO XAT	(*)XAT 033 mm2	2	132	0.628	0.107	2.753	0.158
	(*)XAT 053 mm2	1/0	170	0.397	0.093	2.300	0.144
	XAT 120 mm2	250 MCM	275	0.170	0.102	0.510	0.306
	(*)XAT 185 mm2	350 MCM	330	0.120	0.085	0.360	0.255

Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones PMGD Curaco

	XAT 240 mm2	500 MCM	395	0.097	0.109	0.671	1.295
COBRE DESNUDO	(*)CU 013 mm2	6	99	1.355	0.405	1.503	1.693
	CU 016 mm2	5	114	1.077	0.398	1.225	1.686
	CU 033 mm2	2	195	0.548	0.372	0.696	1.66
	CU 053 mm2	1/0	266	0.345	0.358	0.493	1.645
	CU 067 mm2	2/0	307	0.274	0.350	0.422	1.638
	CU 107 mm2	4/0	410	0.172	0.332	0.320	1.620
PROTEGIDO MONOCAPA	CPR 050 mm2	-	150	0.659	0.336	0.785	1.645
	(*)CPR 070 mm2	-	195	0.44	0.42	0.62	1.63
	CPR 095 mm2	-	234	0.398	0.405	0.572	1.624
	CPR 185 mm2	-	370	0.198	0.331	0.346	1.598
	CPR 300 mm2	-	504	0.122	0.315	0.270	1.582

La demanda del alimentador Berrios, para el período de tiempo comprendido entre el 01 de febrero de 2021 y el 31 de enero de 2022 se puede observar en el siguiente gráfico:

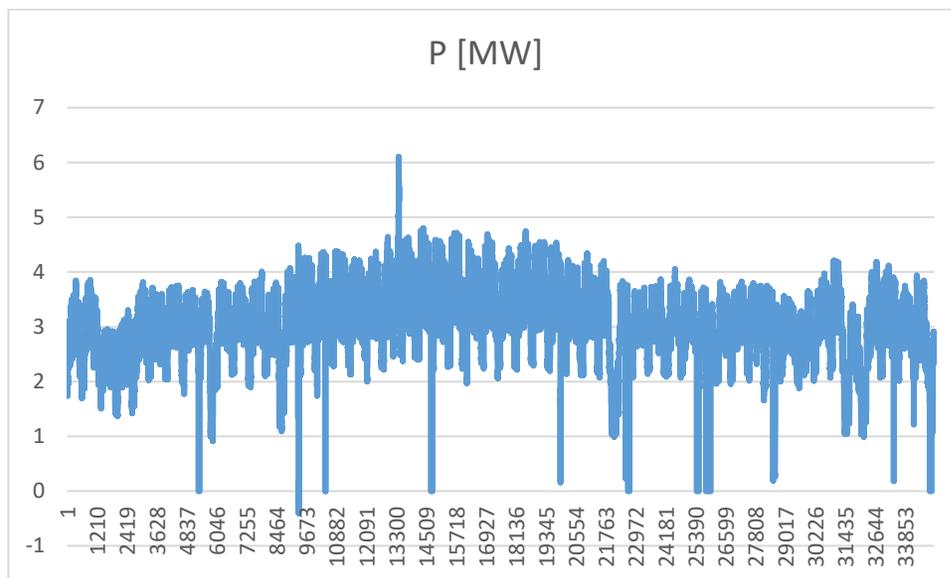


Figura 5.1. Demanda del alimentador (en [MW]), período febrero de 2021 y enero de 2022.

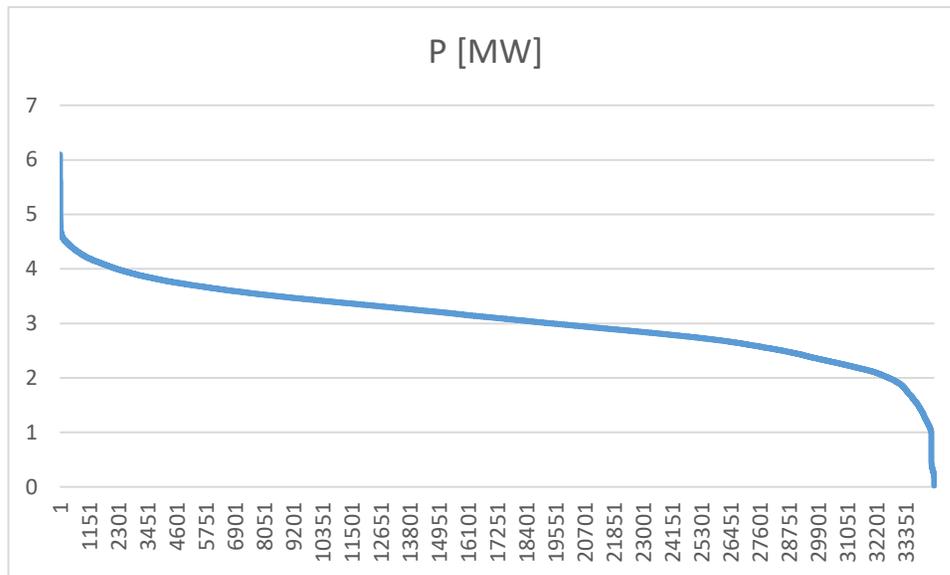


Figura 5.2. Curva de duración de demanda (en MW), período febrero de 2021 y enero de 2022.

De este modo, se tienen los siguientes valores de demanda¹ en el alimentador Berrios:

- Demanda Máxima: 4,571 [MW].
- Demanda Mínima: 0,993 [MW].

Para todos los casos de análisis, se ha considerado un factor de potencia de los consumos del alimentador Berrios igual a 0,95, lo cual se ha determinado en consideración de los flujos de potencia reactiva medidos en la cabecera del alimentador.

El Alimentador Berrios posee los siguientes bancos de condensadores:

- Banco de condensadores de 450 [kVAr] en el poste N°131735.

El Alimentador Berrios no posee reguladores de voltaje.

La siguiente figura muestra el unilineal del alimentador Berrios, indicando el punto de conexión del PMGD Curaco.

¹ Dichos valores consideran al alimentador Berrios en estado topológico normal.

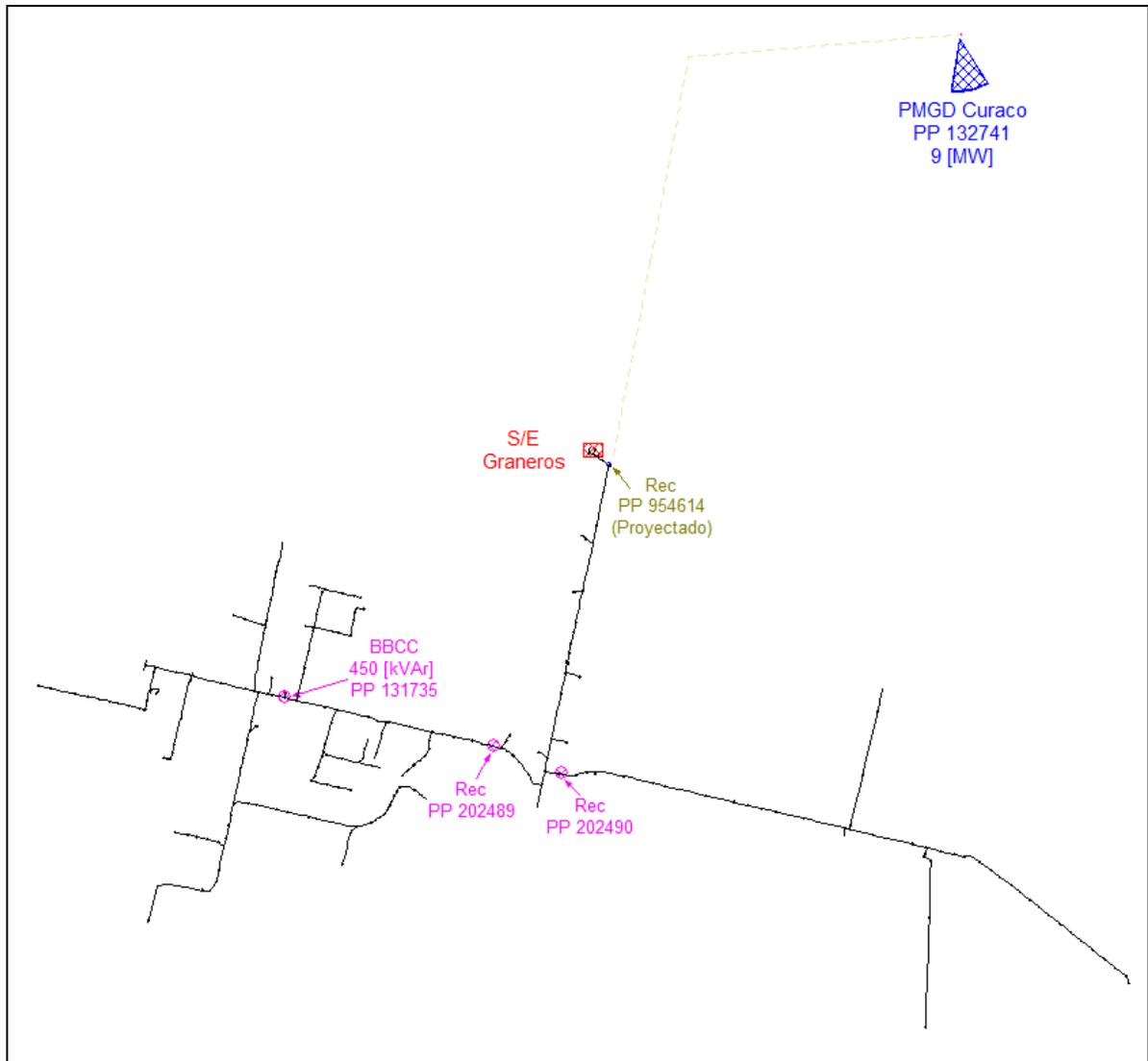


Figura 5-3. Diagrama general del Alimentador Berrios.

Además, se debe considerar la línea de acercamiento por red existente propuesta por el PMGD Curaco.

- Construcción de línea de acercamiento por red existente desde el poste N°954614 al poste N°132741 (punto de conexión del PMGD Curaco), el cual tendrá conductor de aluminio protegido de 185 [mm²] con una longitud aproximada 4,5 [km].

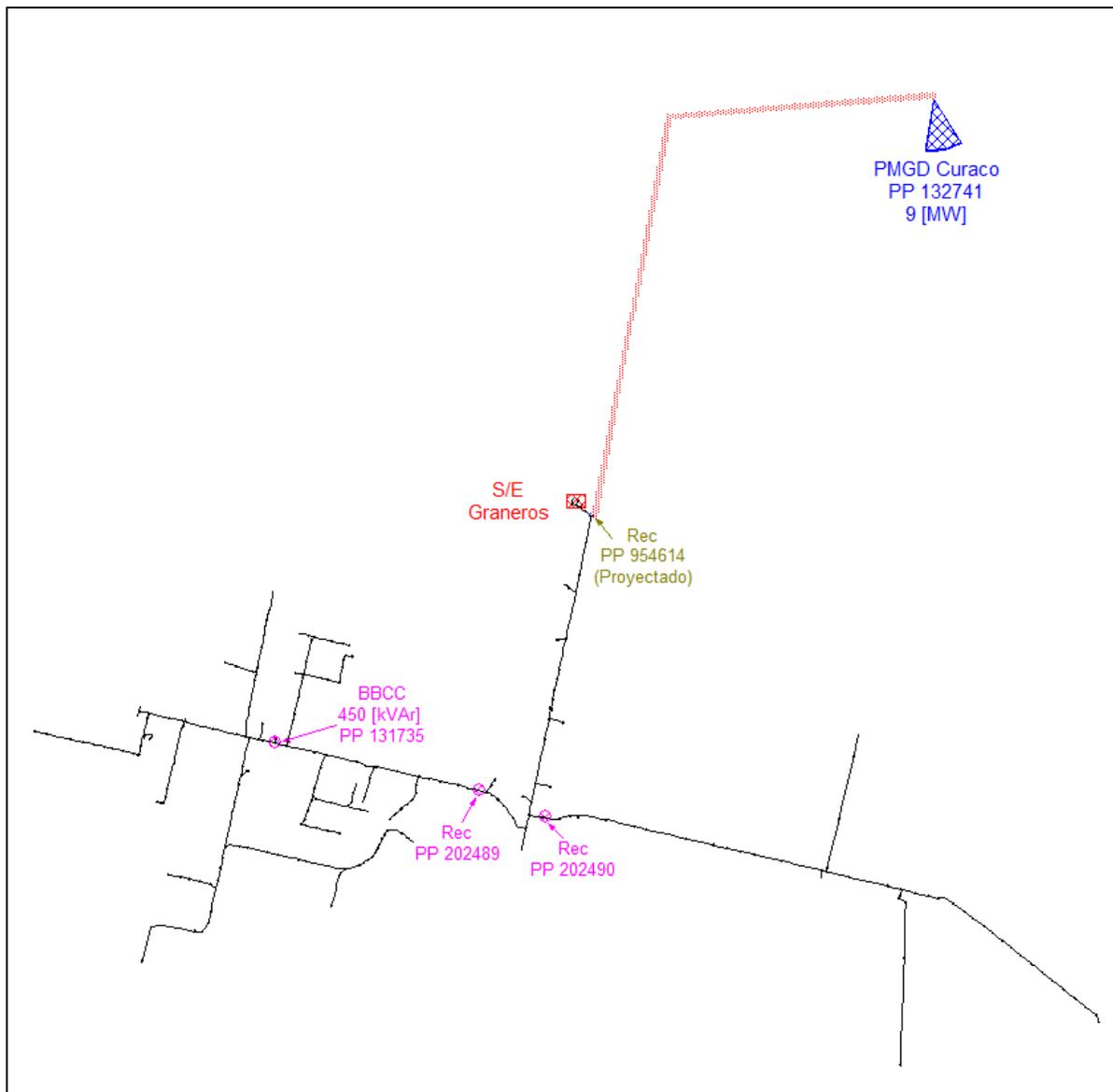


Figura 5.4. Adecuaciones necesarias en el alimentador Berrios

De la figura anterior, se observa en color rojo línea de acercamiento por red existente necesaria a implementar para la conexión del PMGD Curaco al alimentador Berrios. Además se observa la ubicación del punto de conexión a la red del PMGD Curaco (poste N° 132741) y la cabecera del alimentador, dicho punto se encuentra a una distancia de 4,583 [km] desde la cabecera.

Para la realización de este estudio se consideraron los siguientes conductores en la ruta de evacuación del PMGD Curaco, conforme a lo informado en los sistemas técnicos.

Tabla 5-2. Conductores en ruta.

Poste inicial	Poste final	Conductor actual
Cabecera	25986	CDACCU3A107000
25986	954614	CLAGAL3C185000
954614	132741	CLAGAL3C185000

5.3 Red de Transmisión Zonal

El Alimentador Berrios, donde el PMGD Curaco evacuará sus excedentes de potencia, se alimenta desde el transformador de poder existente T2 en la S/E Graneros. El transformador de poder de S/E Graneros posee las siguientes características:

Tabla 5-3. Características Transformador S/E Graneros

Transformador	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Grupo de Conexión	CTBC /Consigna [pu]	Z(+)[%] /Base [MVA]
T2	69/25-15,3	18/24/30	Dyn1	Si/1,034	9,5 /18

Nota: Los resultados presentados en el estudio de impacto sistémico se desarrollan bajo el supuesto que al momento de la conexión del PMGD Curaco, deberá existir un nuevo transformador de poder en la S/E Graneros, en reemplazo del Transformador N°2, con una capacidad acorde a las transferencias de potencia esperadas a raíz de la generación de los PMGD que cuentan con ICC conforme o superior.

Las líneas de transmisión que dan suministro a la S/E Graneros son las líneas “Tap Graneros – Graneros”, “Tap Graneros – San Francisco de Mostazal” e “Indura – Tap Graneros”, todas en 66 kV, sus características se indican a continuación²:

² La información de las líneas “Tap Graneros – Graneros”, “Tap Graneros – San Francisco de Mostazal” e “Indura – Tap Graneros”, todas en 66 kV, se obtuvo de los parámetros definidos en el sistema de Infotécnica del Coordinador eléctrico nacional.

Tabla 5-4. Características LLTT adyacentes a S/E Graneros:

Línea	Conductor	Longitud [km]	Capacidad [kA]	R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)
Tap Graneros – Graneros	AAAC CAIRO	0,0327	0,578 ³	0,1420	0,3471	0,2852	1,5350
Tap Graneros - San Francisco de Mostazal	AAAC BUTTE	8,79	0,458	0,2246	0,3341	0,3669	1,8035
Indura – Tap Graneros	AAAC BUTTE	2,23	0,458	0,2246	0,3341	0,3669	1,8035

Un diagrama unilíneal simplificado de la S/E Graneros se puede observar en la figura que se muestra a continuación:

³ Se considera una capacidad de límite térmico con sol a 25 °C

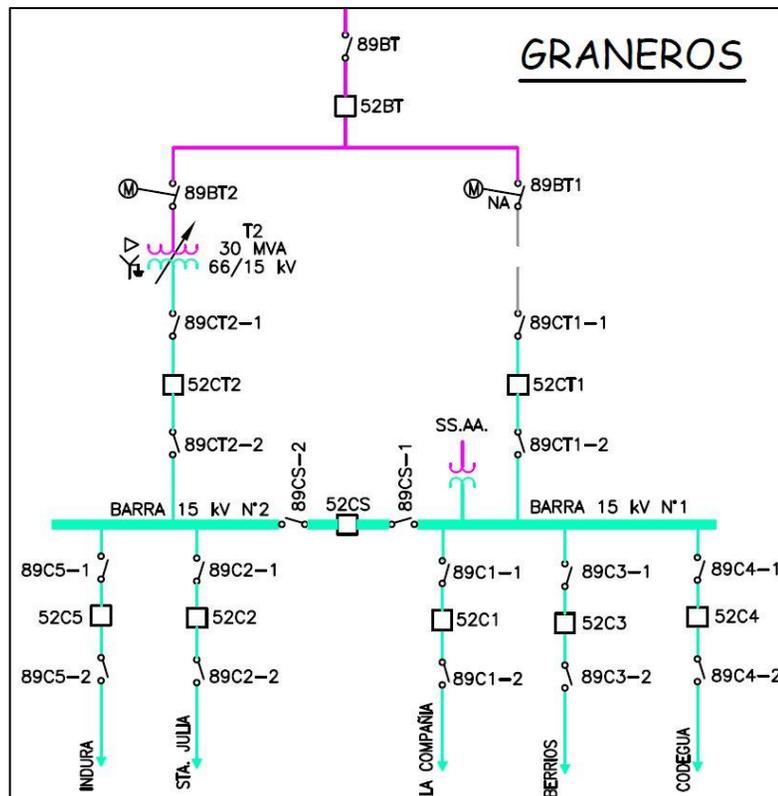


Figura 5.5. Diagrama unilineal de la S/E Graneros de CGE.

Los Datos de demanda en el transformador T2 de S/E Graneros registrados en el periodo de tiempo entre febrero de 2021 y enero de 2022 se muestran a continuación:

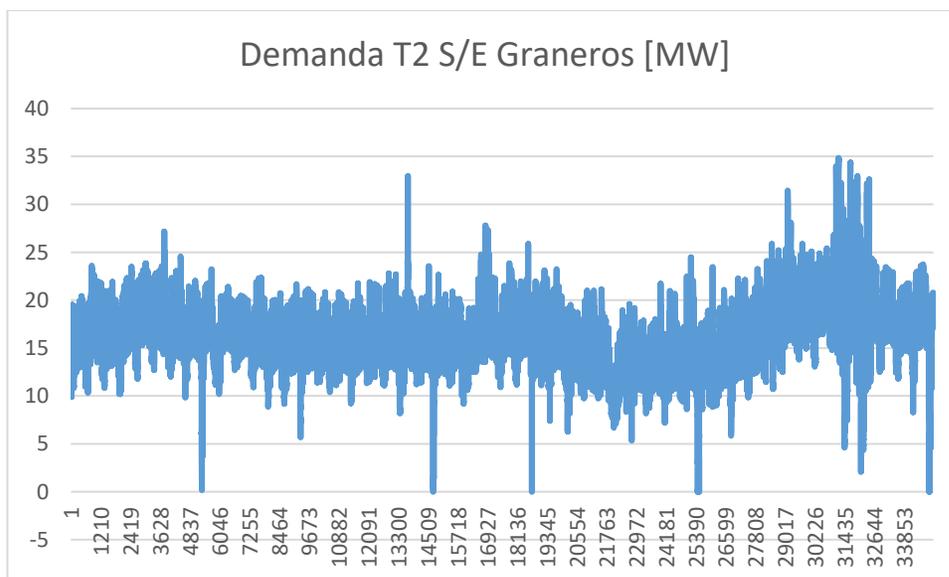


Figura 5.6. Demanda en el Transformador N°2 de la S/E Graneros (en [MW]), período febrero de 2021 y enero de 2022.

Del gráfico anterior, se deducen los siguientes valores de demanda máxima y mínima:

- D_{máx} Transformador T2 S/E Graneros= 24,179 [MW]
- D_{mín} Transformador T2 S/E Graneros= 8,651 [MW]

5.4 PMGD Con ICC Previos a Conexión Y EG previstos de conectar

El artículo 2-23 de la Norma Técnica De Conexión Y Operación De PMGD establece que deberá considerarse los PMGD que se encuentran en funcionamiento en la fecha de evaluación y aquellos que se encuentran con su ICC vigente y se deberán considerar los GD que se encuentran conectados y previstos de conectar al alimentador Berrios que tengan una capacidad instalada mayor a 100 [kW], o si la suma de estos es superior a los 100 [kW].

De la información suministrada se tiene que en la subestación Graneros existen los siguientes proyectos de PMGDs actualmente conectados o en estado ICC vigente.

Tabla 5-5. Proyectos de PMGDs conectados o con ICC vigente

Proceso	NOMBRE	P [MW]	ALIMENTADOR	Estado	POSTE
21499	Santa Luisa	9	Berrios	Descartado	954614
21919	Curaco	9	Berrios	En Estudio	132741
1028	PSF Candelaria	3	Codegua	Conectado	258678
1139	Francisco Solar	3	Codegua	Conectado	652244
1348	FV Luders Solar	3	Codegua	Conectado	738885
1574	Solar La Blanquina I	9	La Compañía	Conectado	169186
3412	Meli XIII	9	Santa Julia	Conectado	133351
20682	PFV Nan	8	Santa Julia	ICC	132876

Por otro lado, de acuerdo a la información disponible, no existen EG conectados o previstos de conectar con potencia igual o superior a 100 [kW] en el alimentador Berrios.

6 METODOLOGÍA Y DESARROLLO

6.1 Aspectos Considerados de la normativa Vigente

Se enuncian a continuación los artículos relevantes de la NTCO, NTS&CS y DS327, lo que permitirá establecer una base de evaluación del impacto, en el sistema de protecciones, de la conexión del PMGD Curaco en la red de distribución.

Norma Técnica de Conexión y Operación PMGD en Instalaciones de Media Tensión (NTCO)

Título 2-3: ESTUDIOS TÉCNICOS

Artículo 2-27. El estudio coordinación de protecciones deberá definir los criterios y ajustes de las protecciones asociadas a la conexión del PMGD, junto con verificar la correcta coordinación del sistema de protecciones existente asociado al alimentador donde se conecta y a los alimentadores que se conectan a la misma barra de la subestación primaria, en aquellos casos que corresponda.

El modelo eléctrico a utilizar en el marco del estudio coordinación de protecciones deberá ser el mismo al utilizado en los estudios de flujos de potencia y de cortocircuito, incorporando los equipos de protección asociados a la red de distribución del alimentador principal y a los alimentadores que se conectan a la misma barra de la subestación primaria, en aquellos casos que corresponda.

Para este estudio se considerarán los sistemas de puesta a tierra del transformador principal de la subestación primaria, del transformador asociado al PMGD en estudio, y los de los medios de generación existentes y PMGD previstos de conectar. Asimismo, en caso de existir impedancias asociadas a neutros de transformadores, éstas serán modeladas.

Para el estudio de coordinación de protecciones se simularán cortocircuitos en diferentes puntos de la red de distribución, con el objetivo de verificar que los criterios de ajuste utilizados y las eventuales modificaciones al sistema de protecciones existente permitan mantener un esquema de protecciones con una adecuada selectividad, sensibilidad y rapidez ante al menos cortocircuitos monofásicos, bifásicos a tierra y entre fases.

Los puntos de falla mínimos a evaluar son los siguientes:

- Zona protegida por el segundo equipo de protección aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD.
- Aguas arriba del primer equipo de protección más próximo al Punto de Conexión del PMGD, perteneciente a la red de distribución principal donde se conecta dicho PMGD.
- Tramo de conexión entre el Punto de Conexión y los equipos de generación en MT.

- Tramo inmediatamente posterior a la cabecera del alimentador adyacente que tenga asociado el tiempo de operación mayor ante una falla en dicho punto con respecto al resto de los alimentadores adyacentes.

La Empresa Distribuidora deberá definir en el “formulario de respuesta de la SCR”, los tipos de falla e impedancias asociadas a evaluar en el estudio de protecciones respectivo. También podrá definir eventuales puntos adicionales de falla a ser analizados en dicho estudio.

Para la coordinación de protecciones, se considerará aceptable un tiempo de coordinación entre curvas de sobrecorriente de elementos de protección adyacentes, mínimo de 100 ms. Podrán ser analizados tiempos inferiores a 100 ms siempre y cuando no se afecte la selectividad en el despeje de fallas.

Sin perjuicio de lo anterior, se deberá verificar ante toda situación el cumplimiento de las exigencias indicadas en el CAPÍTULO 4 de la presente NT respecto a las protecciones de frecuencia, voltaje y anti-isla.

Si el PMGD invierte flujo en la cabecera del alimentador, se incluirán en el estudio de protecciones, las protecciones de todos los alimentadores conectados al mismo transformador de la subestación primaria.

Título 4-1: EXIGENCIAS GENERALES

Artículo 4-1. Un PMGD conectado a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, en su caso, adquiere la calidad de usuario del SD y le serán aplicables los derechos y obligaciones establecidas en la normativa vigente. Lo anterior, de manera que un PMGD pueda operar adecuadamente en el SD, y para que los efectos sobre la Red de Media Tensión del SD y sobre los clientes estén dentro de los límites establecidos en la normativa vigente, incluyendo que no se supere la potencia aparente de inyección máxima entregada por el PMGD al SD.

Artículo 4-16. Las medidas de protección para el PMGD, distintas a la protección RI, tales como protección contra cortocircuitos, protección contra sobrecargas y protección contra descargas eléctricas, deberán ser implementadas respetando las normas vigentes.

Todos los PMGD deberán contar con una protección RI, la que deberá estar ubicada cercana al equipo de medida o en un punto a convenir entre el titular del PMGD y la Empresa Distribuidora.

La Protección RI deberá medir en MT, exceptuándose el caso de PMGD menores a 500 kW en donde se podrá utilizar un esquema de medición en BT siempre que la caída de tensión entre el Punto de Conexión a la red y la protección RI en BT sea inferior del 3%.

Las señales para la Protección RI podrán ser obtenidas directamente de un equipo compacto de medida, siempre y cuando no se sobrepase la potencia nominal definida (burden) para el equipo de medición.

En caso que el Interruptor de Acoplamiento fuese un equipo Reconectador, la protección RI podrá estar integrada a éste. Esta protección actuará sobre el Interruptor de acoplamiento para la desconexión del PMGD del SD, cuando se presenten valores inaceptables de tensión o frecuencia, o se detecte una condición de funcionamiento en isla no intencionada.

La pérdida de comunicación entre la Protección RI y el Interruptor de Acoplamiento, deberá producir la apertura inmediata de este último. En el caso que la protección RI esté integrada al Interruptor de Acoplamiento, esta desconexión no podrá ser retrasada por ninguna otra función de control.

Las funciones de la Protección RI medirán las variaciones de tensión y frecuencia en media tensión. La medición de tensión deberá implementarse trifásicamente y la tensión se medirá entre fases, mientras que las protecciones contra caída o subida de la frecuencia podrán ser implementadas monofásicamente. Deberá ser posible acceder a la lectura de los ajustes de la protección RI sin la necesidad de elementos adicionales.

La Empresa Distribuidora deberá verificar los ajustes de la Protección RI, sellar los equipos de protección y realizar bloqueo de acceso remoto contra eventuales modificaciones. En caso que sea posible, el control de la Protección RI quedará bajo clave digital, la cual estará en conocimiento de la Empresa Distribuidora. Además la Empresa Distribuidora será la única facultada para supervisar modificaciones a los ajustes de las protecciones, y podrá realizar auditorías aleatorias al estado de éstas, y al sello de las mismas. La Empresa Distribuidora deberá mantener un registro de cada inspección que realice, el cual podrá ser solicitado por la Superintendencia. La forma de operar de la Protección RI deberá ser garantizada por un certificado o protocolo de pruebas entregado por el fabricante. Dicho certificado será entregado por el Propietario u Operador del PMGD a la Empresa Distribuidora respectiva de acuerdo a lo señalado en el Artículo 6-1.

En el caso que la Protección RI se encuentre integrada en un equipo reconectador, se podrá prescindir del sello señalado en el inciso precedente, siempre y cuando el equipo cuente con funciones de registros auditables para todos los cambios en la configuración del mismo y que la Empresa Distribuidora pueda bloquear el acceso remoto a los ajustes del reconectador garantizando la imposibilidad de realizar modificaciones a éste.

Titulo 4-6: COMPORTAMIENTO EN ESTADO DE FALLA

Artículo 4-28. El PMGD deberá separarse automáticamente de la Red de Media Tensión del SD, durante fallas en el circuito al cual está conectado.

Cuando el PMGD esté conectado a una Red de Media Tensión de un SD en el que existe reconexión, el tiempo de despeje de la Protección RI deberá ser lo suficientemente breve como para garantizar que el PMGD se separe de la Red de Media Tensión durante el periodo sin tensión, antes de la reconexión.

La conexión o cierre del Interruptor de acoplamiento deberá ser impedida mientras la tensión de la Red de Media Tensión del SD se mantenga por debajo del valor de operación de la protección contra caídas de la tensión, según se especifica en el Artículo 4-32.

El PMGD deberá estar separado de la Red de Media Tensión del SD, cuando ésta sea reconectada al Sistema Interconectado.

Artículo 4-29. Si cualquiera de las tensiones entre fases medidas alcanza uno de los rangos indicados en el presente artículo, el PMGD deberá separarse de la Red de Media Tensión del SD, en el tiempo de despeje señalado. Se entenderá como tiempo de despeje el tiempo que transcurre entre el inicio de la condición de falla y la separación de la Red de Media Tensión del SD. Los ajustes de tensión y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 6-1 Tiempo de despeje según rango de tensión.

Rango de Tensión [% de Vn]	Tiempo de despeje [segundos]
$V < 50$	1,00
$50 \leq V \leq 90$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

Los valores indicados en la columna “Rango de Tensión” de la Tabla anterior podrán ser adaptados a valores “fase-neutro” manteniendo los tiempos de despeje establecidos en la misma tabla.

Artículo 4-30. Cuando la frecuencia nominal del SD esté en los rangos indicados en el presente artículo, el PMGD deberá separarse de la Red de Media Tensión del SD, en los tiempos de despeje señalados. Los ajustes de frecuencia y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 6-2 Tiempo de despeje según rango de frecuencia.

Rango de Frecuencia [Hz]	Tiempo de despeje [segundos]
> 51,5	0,1
51,5 a 51	90
51 a 49	permanente
49,0 a 47,5	90
< 47,5	0,1

En caso de presentarse una Operación en Isla de manera involuntaria debido a una falla en el SD, la Instalación de Conexión del PMGD deberá detectar la situación y desconectarse de la Red de Media Tensión del SD en un tiempo máximo de 2 segundos.

Las protecciones anti isla eléctrica podrán ser del tipo ROCOF, Vector Shift u otro, y su diseño y configuración deberá realizarse en conformidad con lo establecido en el Artículo 1-4. El sistema de protección anti isla eléctrica deberá contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora.

En caso que la Unidad Generadora cuente con protecciones anti isla activas integradas, éstas deben ser implementadas y habilitadas obligatoriamente, independientemente de las protecciones ubicadas en la Instalación de Conexión.

El estudio de coordinación de protecciones está compuesto por dos partes esenciales, la primera está asociada a la coordinación de protecciones de sobrecorriente, las cuales deberán coordinar de manera adecuada, orientando los análisis hacia la selectividad del sistema, considerando el caso particular de fallas dentro de las instalaciones propias del PMGD. La segunda parte está orientada a la propuesta de ajustes de propios del punto de conexión, para los elementos de voltaje y frecuencia, que permita cumplir con los requerimientos de la NTCO en sus artículos 4-29 y 4-30.

6.2 Protecciones alimentador Berrios

En la siguiente figura se aprecian las protecciones existentes el alimentador Berrios.

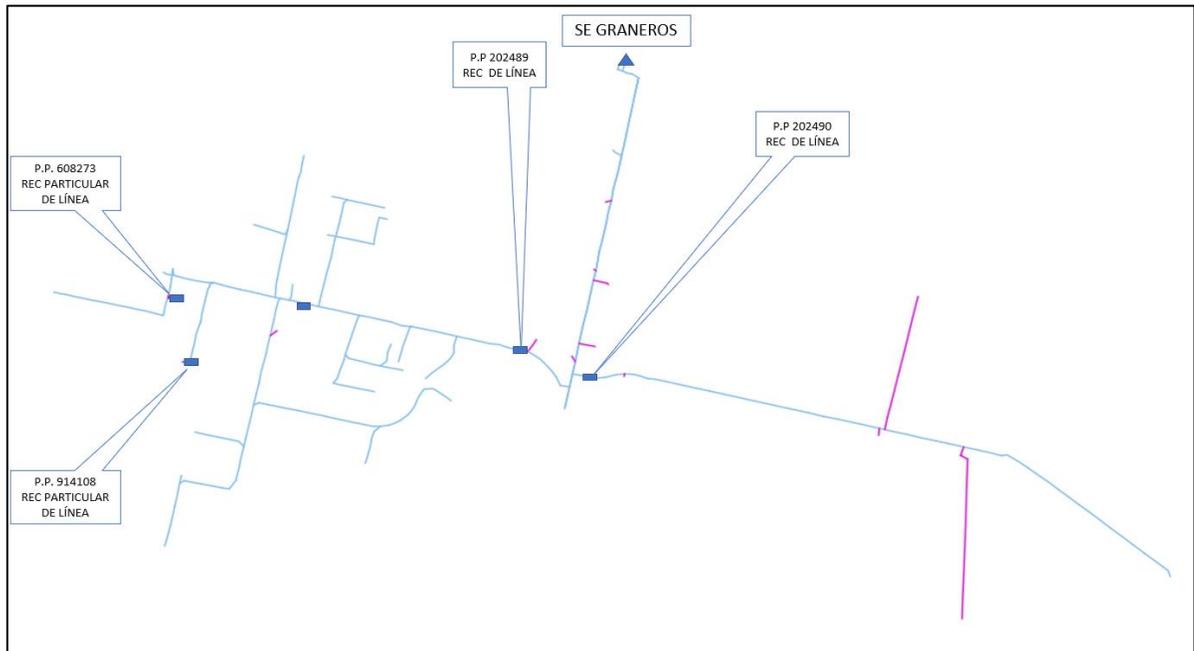


Figura 6-1. Ubicación de equipamientos de interrupción de fallas en el alimentador Berrios.

Con respecto a las obras relacionadas con los equipos de protección, el PMGD Curaco proyecta la siguiente obra:

- Instalación de un nuevo reconectador automático del fabricante Noja Power, con control RC10 en el poste N°954614, apuntando en dirección de la línea de acercamiento de red.

Entonces, según lo indicado anteriormente, los elementos de protección existentes y proyectados en alimentador Berrios son los siguientes:

Tabla 6-3. Equipos reconectadores en vía de evacuación.

Equipo	Ubicación
Protección Cabecera	Cabecera
Reconectador de línea (Equipo proyectado)	Poste 954614
Reconectador PMGD Curaco	Poste 132741

Los ajustes actuales de los reconectores presentes en el Alimentador Berrios son los siguientes.

Tabla 6.4. Ajustes actuales Cabecera.

tipo	Ajustes									
	Fase					Residual				
	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Instantánea [A]/[s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Instantánea [A]/[s]
FKD	IAC I	300	0,50	0	3000	IAC VI	60	8	0	-

Además, los ajustes de sobrecorriente del equipo de protección de media tensión del transformador N°2 de la S/E Graneros (52CT2) son los siguientes⁴:

Tabla 5.6. Ajustes actuales equipo 52CT2.

tipo	Ajustes									
	Fase					Residual				
	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Instantánea [A]/[s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Instantánea [A]/[s]
SEL 751A	U5	1360,1	2,52	0	-	U2	171,1	5,73	0	-

6.3 Coordinación con protecciones del alimentador Berrios

Se estudia a continuación la coordinación de protecciones con el sistema actual de la empresa distribuidora. De este modo, se habilitan las funciones de protección de sobrecorriente en el relé proyectado en el punto de conexión a la red del PMGD Curaco, según los criterios de ajuste que se indican a continuación:

- El esquema de protecciones será selectivo para el despeje de fallas en toda la extensión de la red de distribución.
- Se considera un tiempo de paso de 200 [ms] o superior entre las curvas de sobrecorriente asociadas a las protecciones de reconectores del sistema de distribución.
- Considerar un tiempo de paso de 100 [ms] o superior, entre las curvas de sobrecorriente asociadas al relé del interruptor de acoplamiento del PMGD y la

⁴ Dichos ajustes son extraídos del documento “SE Graneros.xlsx”, disponible en la página del coordinador eléctrico nacional.

primera protección aguas arriba perteneciente al alimentador de distribución, de acuerdo con el requerimiento de la NTCO.

- El interruptor de acoplamiento de los PMGD no podrá reconectar de manera automática ante contingencias en la red de distribución.
- Se considera la protección del punto de Conexión a la Red, como la protección principal del PMGD Curaco y donde se harán efectivo el desacople de la red de distribución de CGE en caso de falla.
- Para fallas en la línea de interconexión del PMGD, se considerará el rápido despeje por parte del interruptor de acoplamiento. El objetivo es asegurar el despeje de estas fallas antes que opere el equipamiento propio de CGE, manteniendo la continuidad del suministro.
- La protección de sobrecorriente de fase Reconectador del punto de Conexión a la Red deberá permitir la evacuación de la potencia nominal del PMGD Curaco más un margen de holgura de aproximadamente un 10% y a su vez deberá posicionarse por debajo de la curva de daño sus transformadores elevadores.
- Se deberá verificar que los umbrales de las funciones de sobrecorriente de fase del equipamiento existente y proyectado sobre la troncal del alimentador Berrios permita la evacuación del proyecto PMGD Curaco bajo cualquier escenario de demanda.
- Para la protección de sobrecorriente residual del reconectador del punto de conexión a la Red se recomienda ajustar su umbral de pickup de aproximadamente un 10% de la corriente de pickup del elemento de fase. Deberá coordinar con la protección aguas arriba de sobrecorriente residual. El ajuste propuesto deberá tener la sensibilidad suficiente de modo de limitar de manera efectiva el aporte de fallas residuales desde la red de distribución y evitar pérdida de selectividad en los reconectores ubicados aguas arriba.

6.4 Propuesta de ajuste de protecciones en el interruptor de acoplamiento asociado al PMGD Curaco

Se efectúa la propuesta de ajustes para el equipamiento de protecciones asociado al punto de conexión a la red del PMGD Curaco. Se contempla la habilitación y ajuste de las funciones de protección ANSI 27, 59, 81U, 81O, 59N, 78, así como los ajustes de sobrecorriente de fase (51/50) y residual (51N/50N).

Tabla 6-5. Funciones de protección del reconectador del PMGD Curaco

Función	Etapas	RI
ANSI 27 Sub Tensión	Etapa 1	✓
	Etapa 2	✓
ANSI 59 Sobre Tensión	Etapa 1	✓
	Etapa 2	✓
ANSI 81 U Sub Frecuencia	Etapa 1	✓
	Etapa 2	✓
ANSI 81 O Sobre Frecuencia	Etapa 1	✓
	Etapa 2	✓
ANSI 51/50 Sobrecorriente de Fase		✓
ANSI 51N/50N Sobrecorriente Residual		✓
ANSI 59N Sobre voltaje de Secuencia Cero		✓
ANSI 32 Limitador de Potencia		✓
ANSI 78 Salto de Vector		✓

El detalle de ajuste y criterios de protección del reconectador del PMGD Curaco se entrega a continuación:

Protección de Sub y Sobre Tensión. Se ajustarán en dos etapas de operación, según el requerimiento del Art. 4-29 de la NTCO. Con lo anterior se asegura el desacople del PMGD Curaco del sistema, ante una condición de alerta del sistema de distribución. Los ajustes son:

Tabla 6-6. Ajustes Protección sobre y sub-tensión.

Función	Pickup Etapa 1	Tiempo de Operación [s]	Pickup Etapa 2	Tiempo de Operación [s]
Sobre-tensión 59	110% Vn	1	120% Vn	0,16
Sub-tensión 27	90% Vn	2	50% Vn	1

Protección de Sub y Sobre Frecuencia. Se ajustará en dos etapas de operación, según el requerimiento del Art. 4-30 de la NTCO. Con lo anterior se asegura el desacople del PMGD Curaco del sistema, ante una condición de alerta del sistema de distribución. Los ajustes son:

Tabla 6-7. Ajustes Protección sobre y sub-frecuencia.

Función	Pickup Etapa1 [Hz]	Tiempo de Operación [s]	Pickup Etapa 2 [Hz]	Tiempo de Operación [s]
Sobre frecuencia 81 O	51	90	51,5	0,1
Sub frecuencia 81 U	49,0	90	47,5	0,1

Protección de Sobre Voltaje Homopolar. Se incorpora el ajuste de un elemento de sobretensión de secuencia cero que permita detectar los desbalances de voltaje en la red de distribución característicos de fallas de tipo residual.

Se propone ajustar esta función de protección considerando un 90% del mínimo voltaje homopolar $3xV_0$ que se obtiene de una falla monofásica o bifásica a tierra en el punto de conexión del PMGD en alimentador Berrios, con una resistencia de falla de $40 \text{ }[\Omega]$ (estándar ENDESA). Se asignará una temporización de 400 [ms] a este elemento de protección, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6-8. Tensión $3V_0$ en punto de conexión a la red.

	Punto de conexión a la red	
	Falla 1F R = 40Ω	Falla 2FG R = 40Ω
$3xV_0 \text{ [KV]}$	2,004	1,988

De este modo se ajustará la función 59N con un umbral de $3xV_0 = 1,798 \text{ [kV]}$.

Tabla 6-9. Ajuste función 59N.

Función	Pickup	Tiempo de Operación
59N	$3xV_0 = 1,798 \text{ [kV]}$	400 [ms]

Limitador de Potencia. Se recomienda la implementación de la función 32 de limitación de potencia en el punto de conexión a la red, con el objetivo de dar cumplimiento al Art. 4-19. Los ajustes de esta función son los siguientes.

Tabla 6-10. Ajuste función 32.

Función	Pickup	Tiempo de Operación
32	9 [MW]	2 [s]

Protección Anti Isla. Se recomienda el ajuste de la función de desacople ANSI 78 (Vector Shift), de modo de asegurar la desconexión del PMGD Curaco ante la detección de una isla eléctrica y pérdida de referencia de la red de distribución. Como ajuste de la función ANSI 78 Vector Shift, se recomienda un ángulo de 18° y un tiempo de operación de 0,02 [s].

Tabla 6.11. Ajuste de Función Salto de Vector.

Función	Curva	Pickup Etapa1	Tiempo de Operación [s]
78	Tiempo definido	18°	0,02

6.4.1 Ajustes de sobrecorriente en el reconectador proyectado (PCC PMGD Curaco)

Los ajustes de sobrecorriente propuestos en el reconectador proyectado del punto de conexión del PMGD Curaco, cumplen con lo señalado en el punto 6.3 y además con la energización en vacío de los transformadores proyectados para el PMGD Curaco, para los cuales se ha considerado como criterio de diseño una retención no menor a 0,1 [s] y un valor mayor a 12 veces la corriente nominal de uno de los transformadores elevadores del PMGD Curaco. Se consideró como pick up de la función de sobrecorriente de fase una corriente con un valor del 110% de la corriente nominal de la central y para el pick up de la función de sobrecorriente residual un valor del 10% de dicha corriente.

Tabla 6-12. Ajustes de Sobrecorriente Rec. Proyectado PMGD Curaco de 9 MW.

Equipo	Modelo	N° De Reconexiones /Tiempo de reconexión	Fase Residual	Pick Up [A]	Curva	Dial	Adder	Instantánea [A]/[s]
PCC Curaco	RI	0/ -	51	381	107	0,15	0,10	1400/ 0,02
			51N	38	118	2,00	0,20	-

6.4.2 Ajustes de sobrecorriente propuestos en los equipos existentes en el alimentador Berrios.

Al comparar los ajustes actuales en la cabecera del alimentador Berrios (curva roja) con los ajustes propuestos del equipo proyectado en el poste N°954614 (curva azul), al realizar una falla monofásica a tierra aguas debajo de dicho equipo, se obtienen los siguientes tiempos:

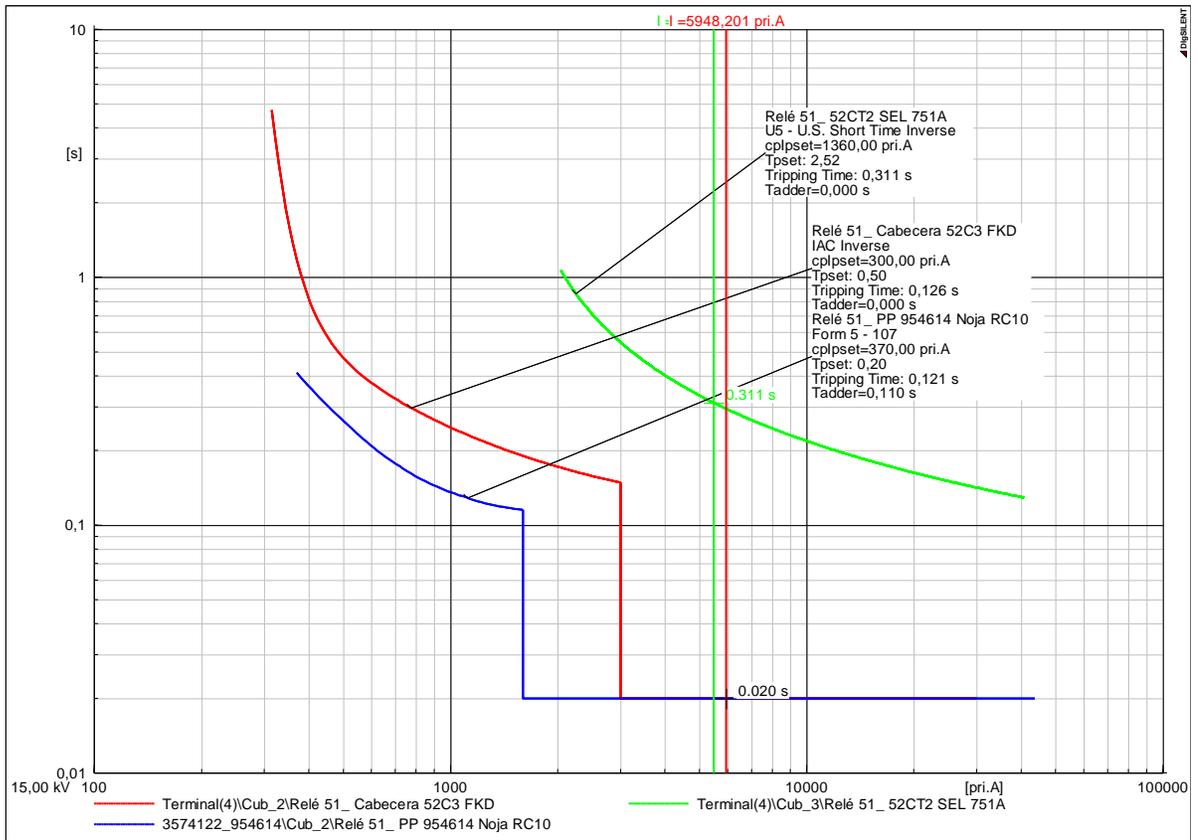


Figura 5.2 Ajustes actuales de fase, función 51.

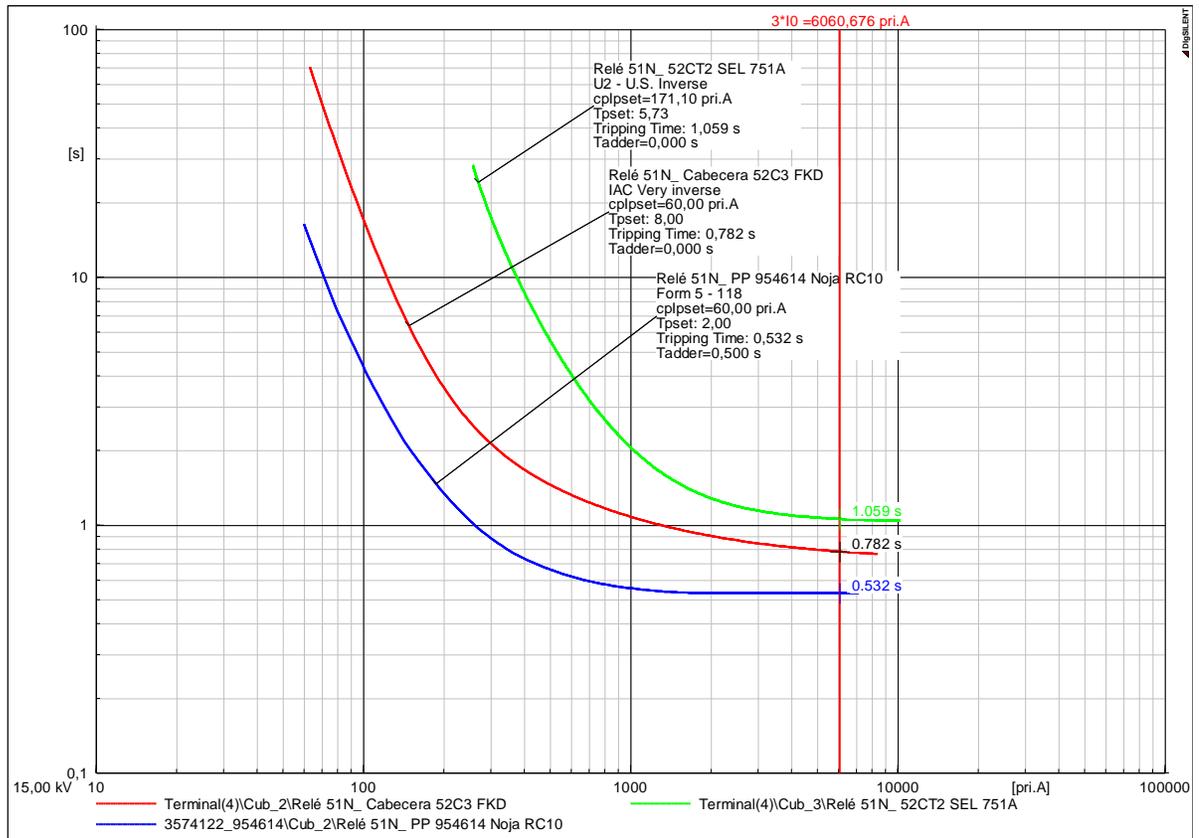


Figura 5.2 Ajustes actuales de fase, función 51N.

Con respecto a los ajustes actuales de los equipos de protección ubicados en la cabecera del alimentador Berrios y del equipo proyectado en el poste N°954614 se observa lo siguiente:

- Existen tiempos de paso inferiores a 200 [ms] entre las curvas de fase de los equipos ubicado en la cabecera del alimentador Berrios y del equipo proyectado en el poste N°954614 para fallas aguas abajo del poste N°951614.
- Considerando los ajustes actuales del equipo de protección de media tensión del transformador N°2 de la S/E Graneros (52CT2), no existe posibilidad de proponer un reajuste en el equipo 52C3 que logre tiempos de paso de 200 [ms] con el equipo proyectado en el poste N°954614 y 300 [ms] con el equipo 52CT2.

Por lo anterior, no se han considerado cambios en los ajustes de sobrecorriente actuales de los equipos de protección asociados a la cabecera del Alimentador Berrios, sin perjuicio de

ellos se sugiere coordinar dichos equipos mediante reconexiones automáticas, por lo que se propone un nuevo esquema de reconexiones.

Dado que se obtienen tiempos de paso inferiores a 200 [ms] entre las curvas de fase de los equipos de protección ubicados en la cabecera del alimentador Berrios y el equipo existente en el poste N°954614 y dado que se obtienen tiempos de paso inferiores a 100 [ms] entre las curvas de fase del equipo proyectado en el poste N°954614 y equipo de protección proyectado en el punto de conexión del PMGD Curaco se sugiere coordinar por número de reconexiones dichos equipos. Por lo anterior se deja al PMGD Curaco con un número de reconexiones igual a 0 y se modifica la cantidad de reconexiones de los equipos existentes en la cabecera del alimentador Berrios y del equipo proyectado en el poste N°954614. A continuación se presentan los ajustes propuestos, donde se marcan en rojo las modificaciones realizadas.

Tabla 6.13. Ajustes propuestos reconector Cabecera alimentador Berrios

tipo	N° De Reconexiones /Tiempo de reconexión	Ajustes									
		Fase					Residual				
		Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Instantánea [A]/[s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Instantánea [A]/[s]
FKD	2/5	IAC I	300	0,50	0	3000	IAC VI	60	8	0	-

Tabla 6.13. Ajustes propuestos reconector proyectado poste N°954614 (Equipo nuevo)

tipo	N° De Reconexiones /Tiempo de reconexión	Ajustes									
		Fase					Residual				
		Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Instantánea [A]/[s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Instantánea [A]/[s]
RC10	1/5	107	370	0,20	0,11	1600/0,02	118	60	2,00	0,50	-

6.4.3 VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN Y DIAGRAMAS DE TIEMPO - CORRIENTE

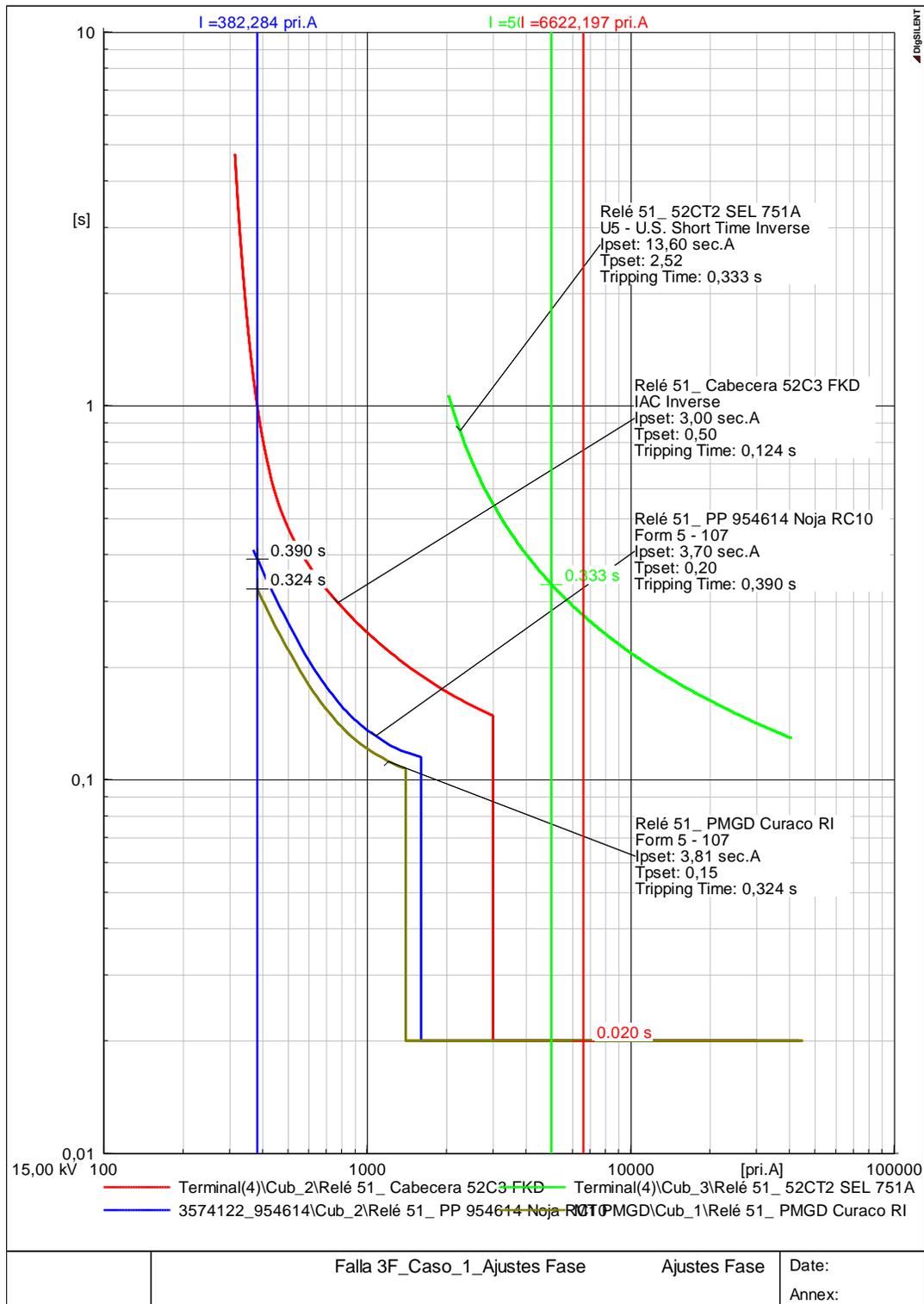
Para una correcta verificación de coordinación de protecciones, se efectuarán diferentes tipos de fallas en los siguientes puntos del alimentador:

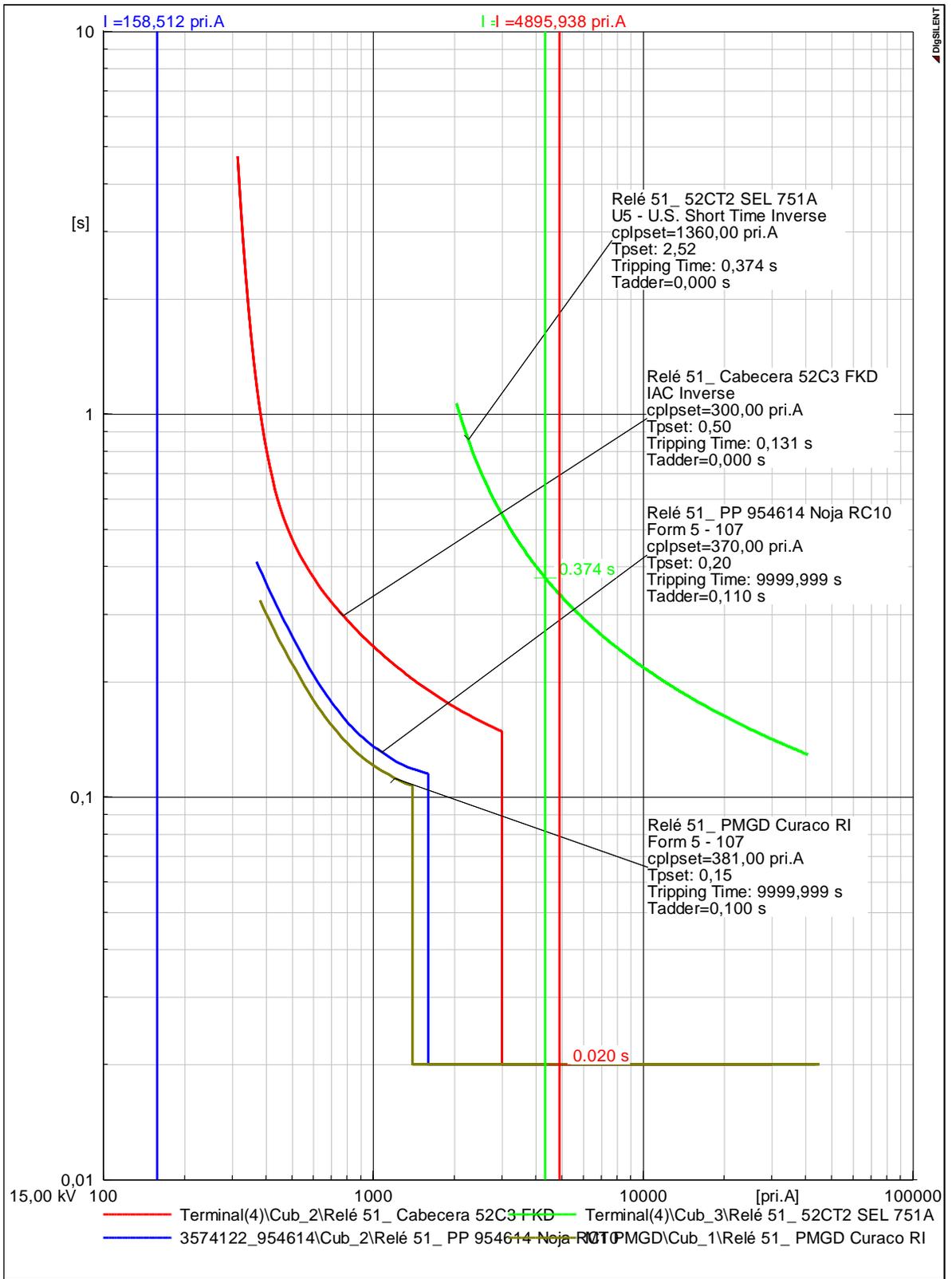
- Caso 1: fallas aguas debajo del equipo ubicado en la cabecera del alimentador Berrios.
- Caso 2: fallas aguas debajo del equipo proyectado en el poste N°954614.
- Caso 3: fallas aguas debajo del equipo proyectado en el punto de conexión del PMGD Curaco.

Los diagramas de tiempo – corriente, para fallas efectuadas en los puntos mencionados anteriormente y considerando la propuesta de ajustes presentada anteriormente se pueden observar en las siguientes imágenes, donde se observan tiempo de paso mayores a los 200 [ms] entre los equipos ubicados en la vía de evacuación del PMGD Curaco y tiempos de paso de al menos 100[ms] el interruptor de acoplamiento y el primer equipo de protección aguas arriba del PMGD.

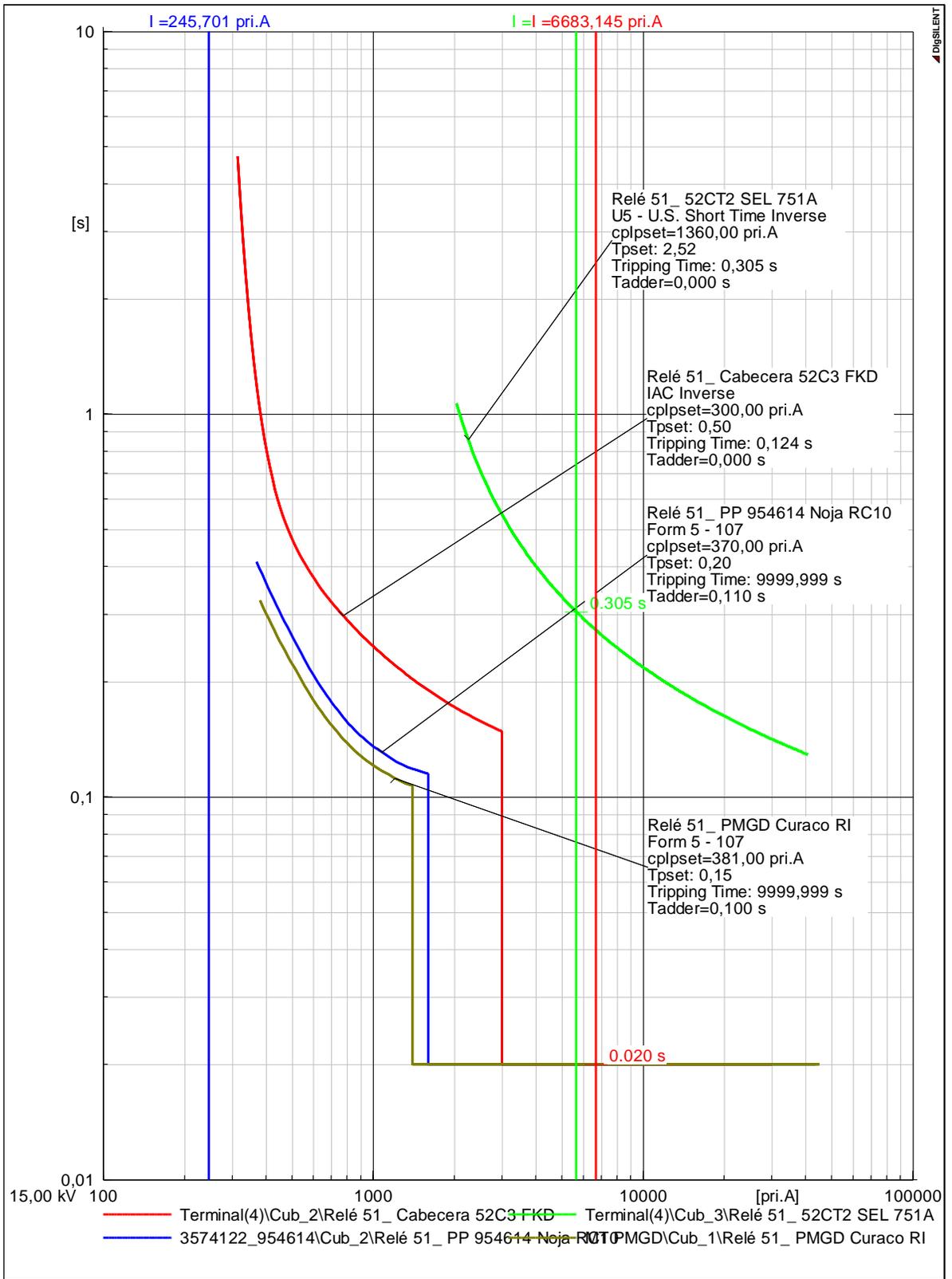
6.4.4 Diagramas de sobrecorriente para coordinación proyectada

Caso 1:

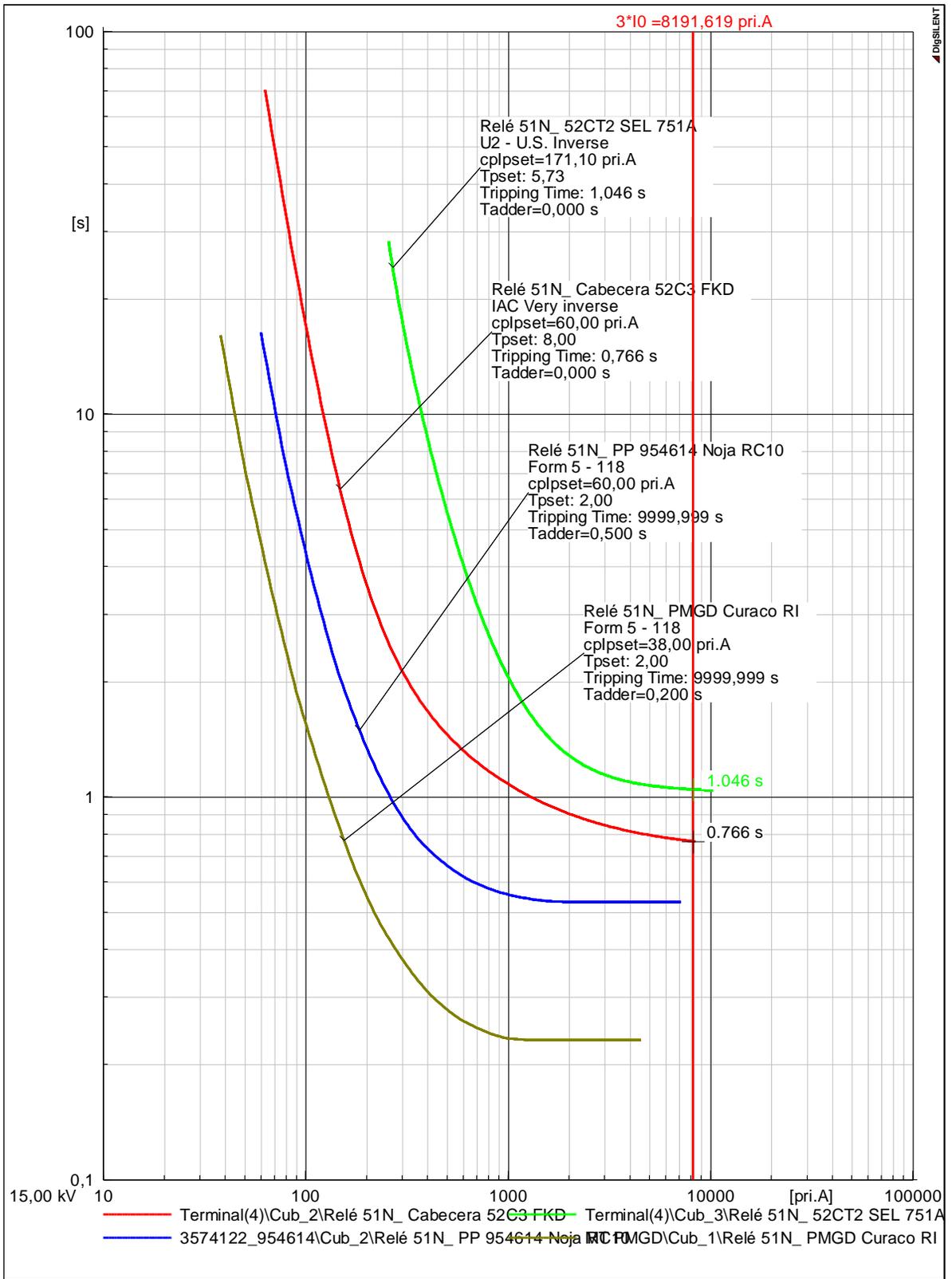




	Falla 2F_Caso_1_Ajustes Fase	Ajustes Fase	Date:
			Annex:



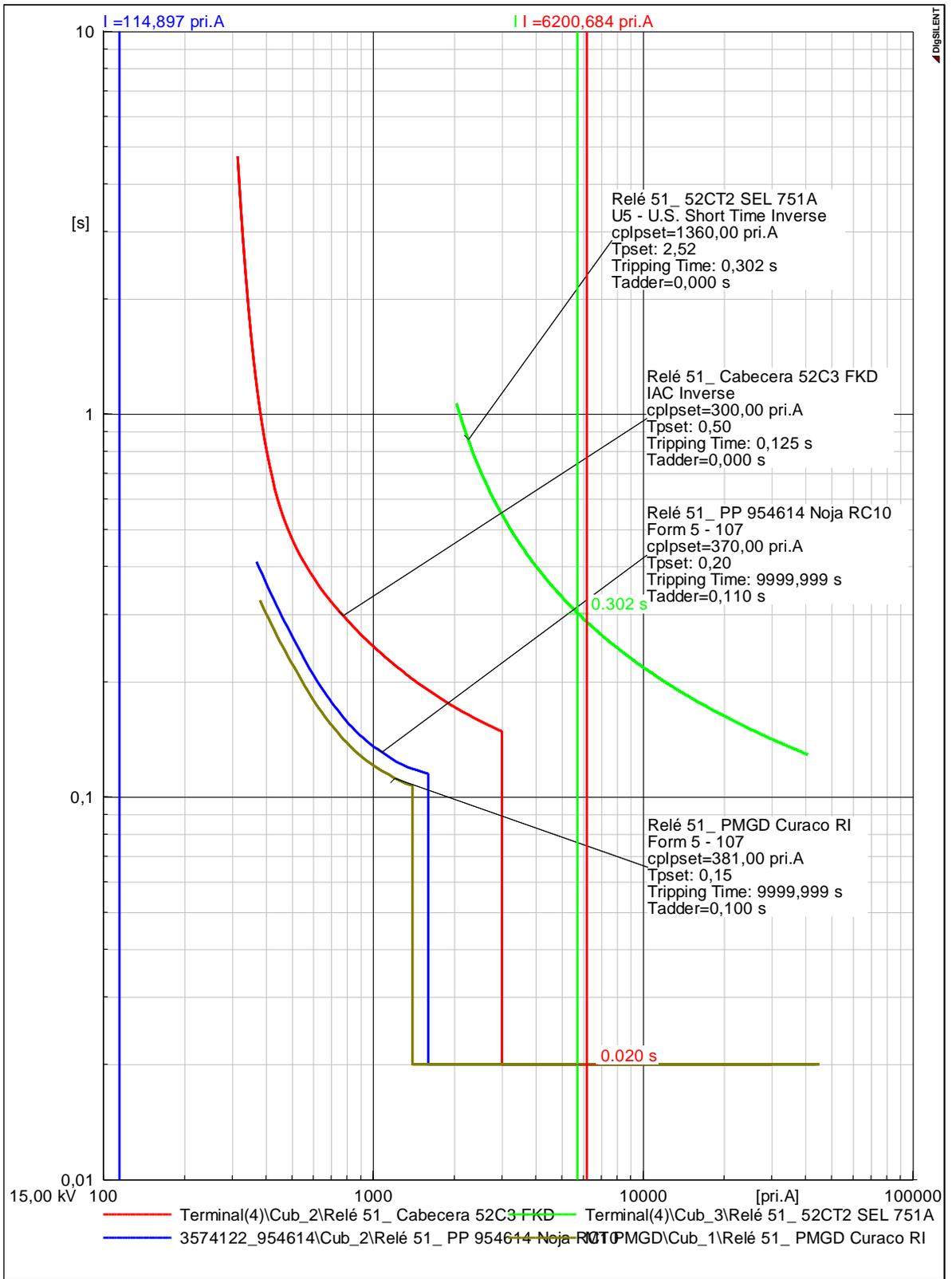
	Falla 2F_T_Caso_1_Ajustes Fase	Ajustes Fase	Date:
			Annex:



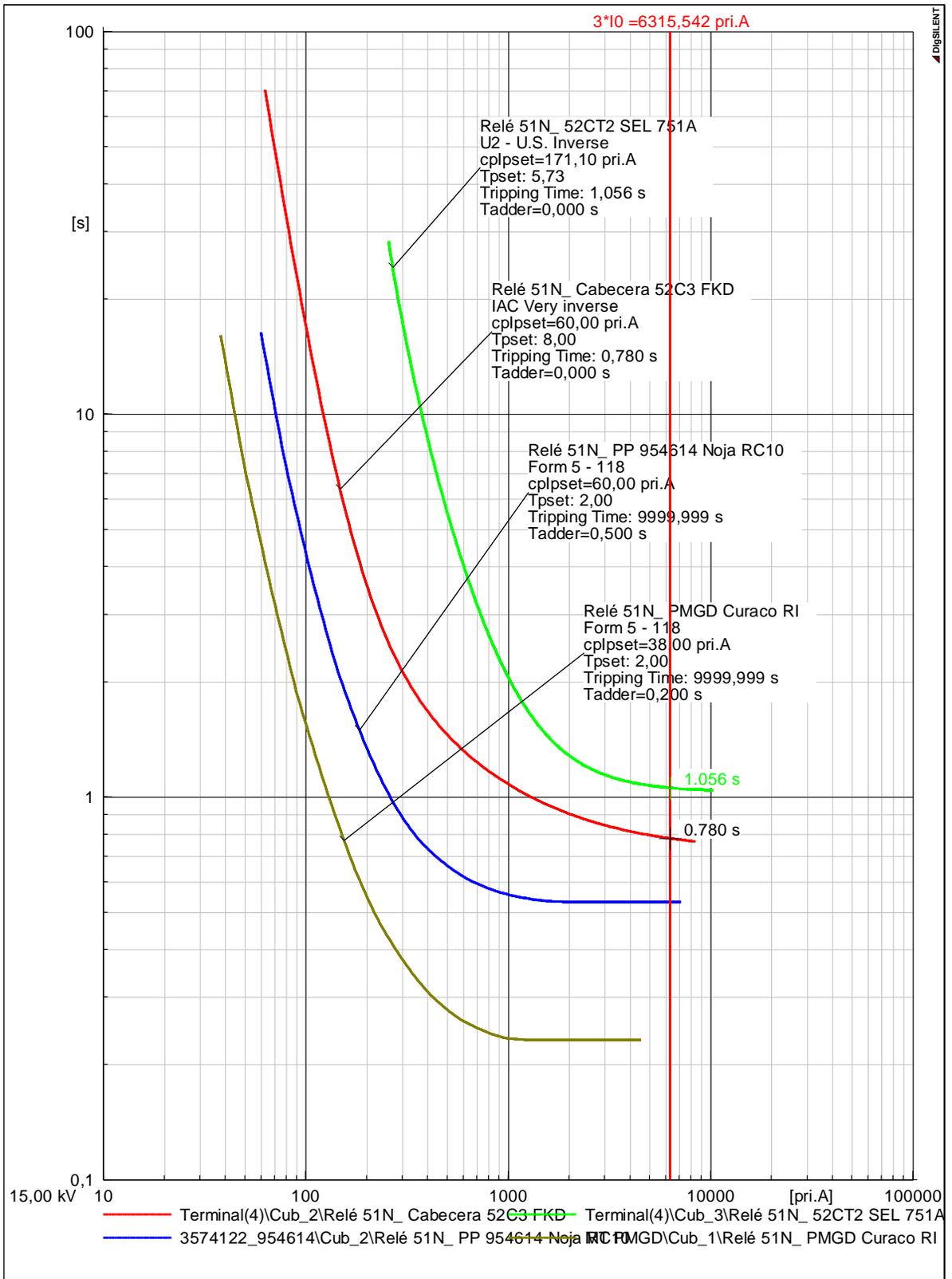
Falla 2F_T_Caso_1_Ajustes Residual Ajustes Residual

Date:

Annex:



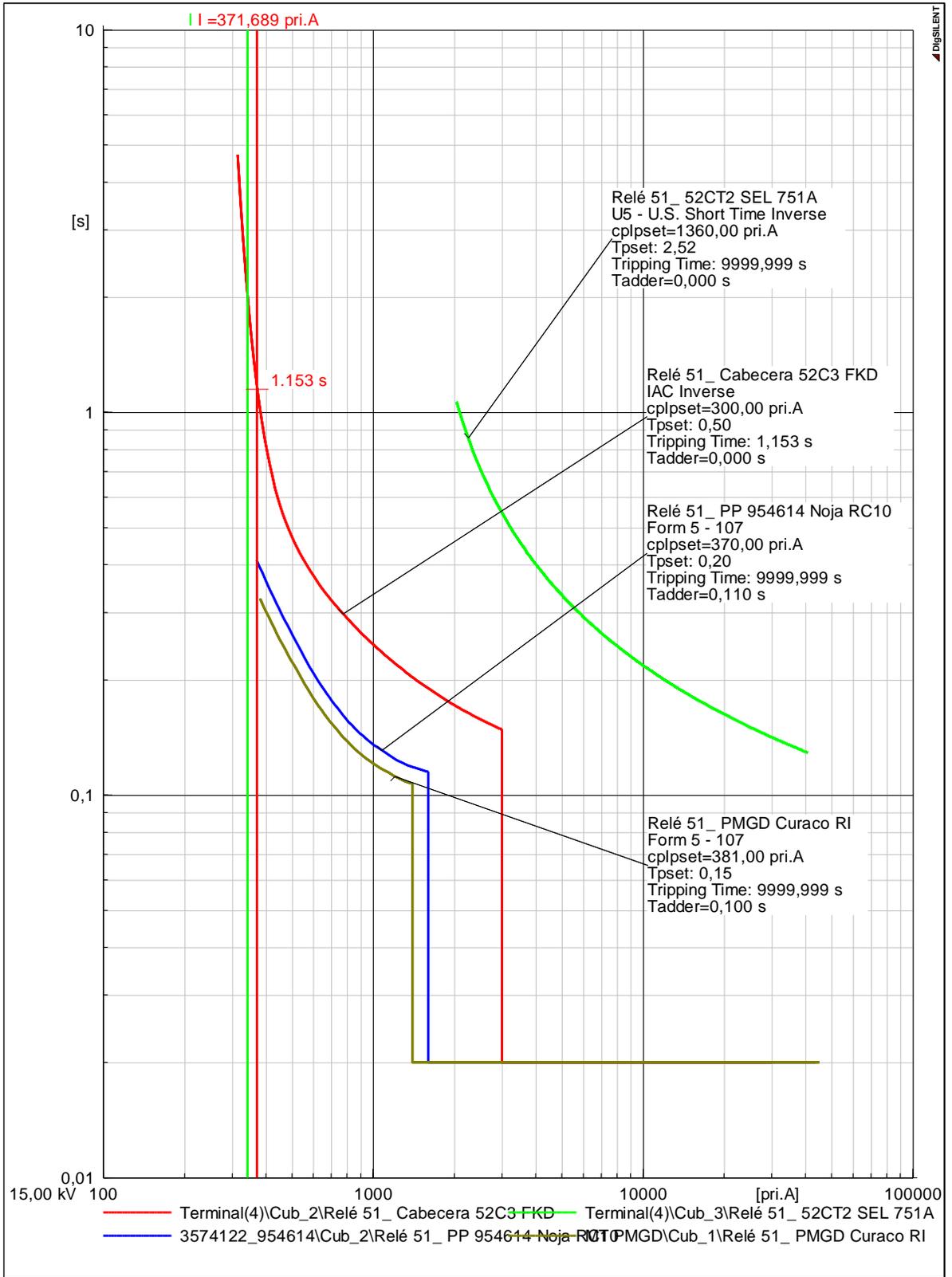
	Falla 1F_T R=0 Ohm_Caso_1_Ajustes Fase Ajustes Fase	Date:	
		Annex:	



Falla 1F_T R=0 Ohm_Caso_1_Ajustes Residual Ajustes Residual

Date:

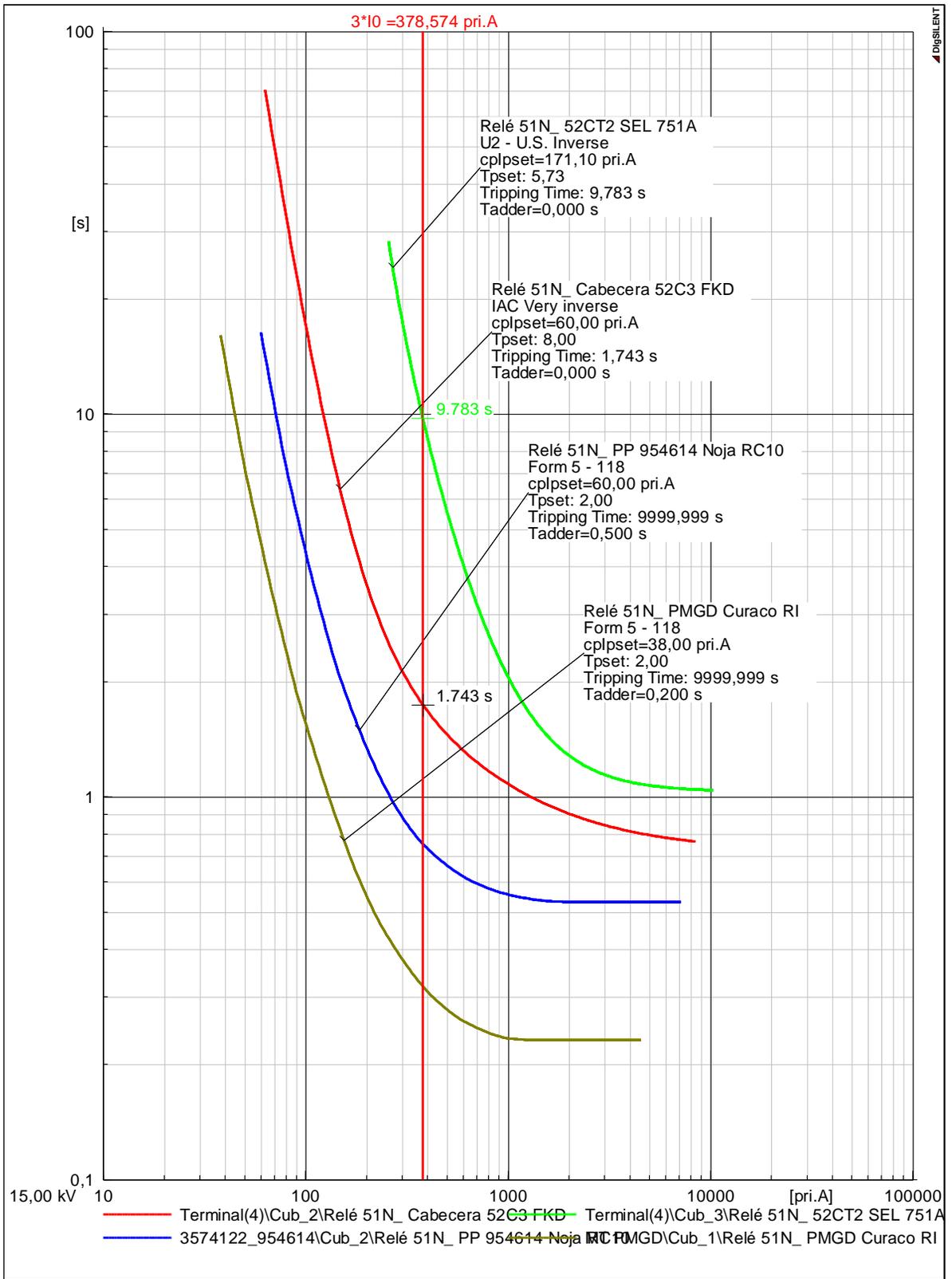
Annex:



Falla 1F_TR=25 Ohm_Caso_1_Ajustes Fase Ajustes Fase

Date:

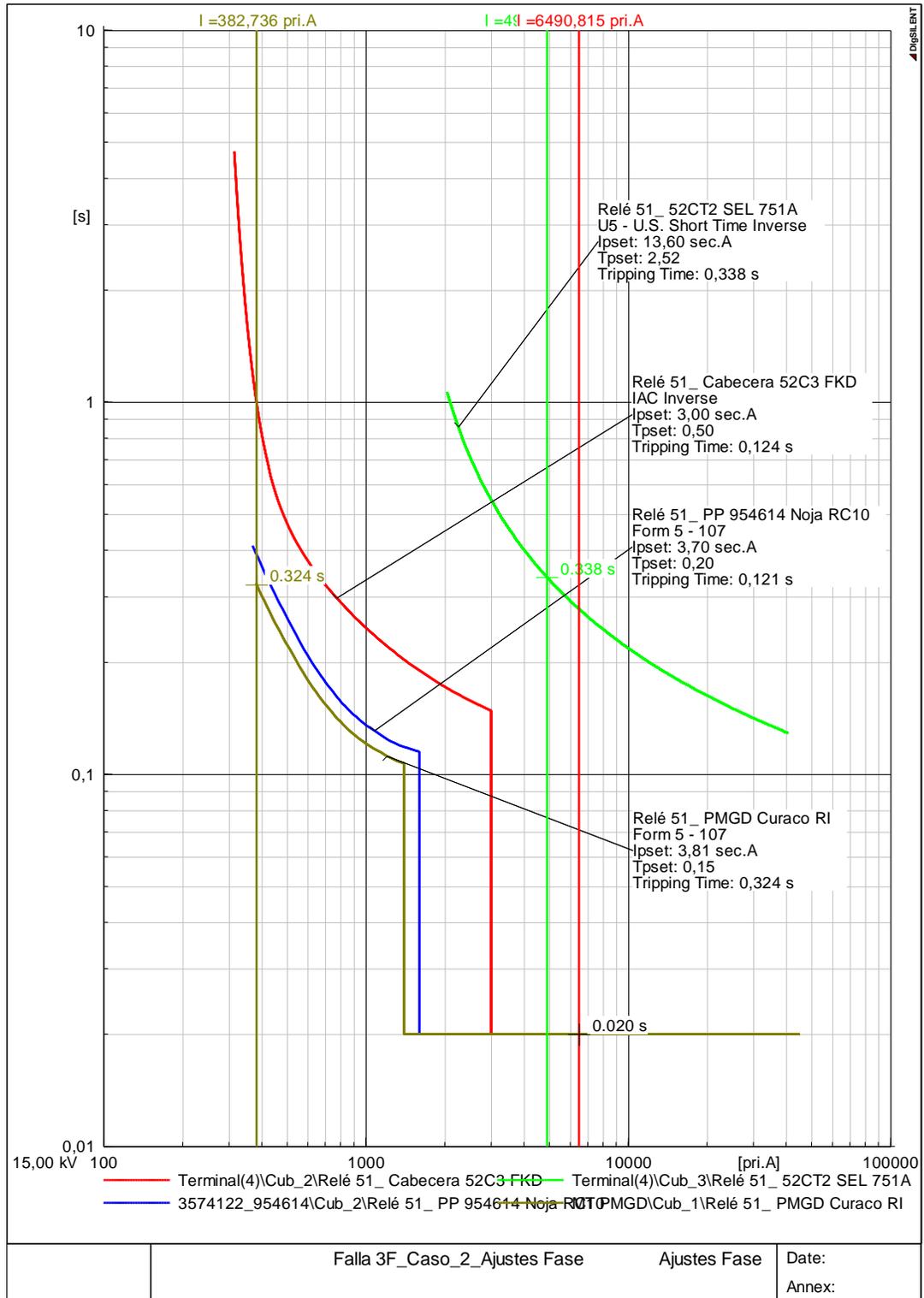
Annex:

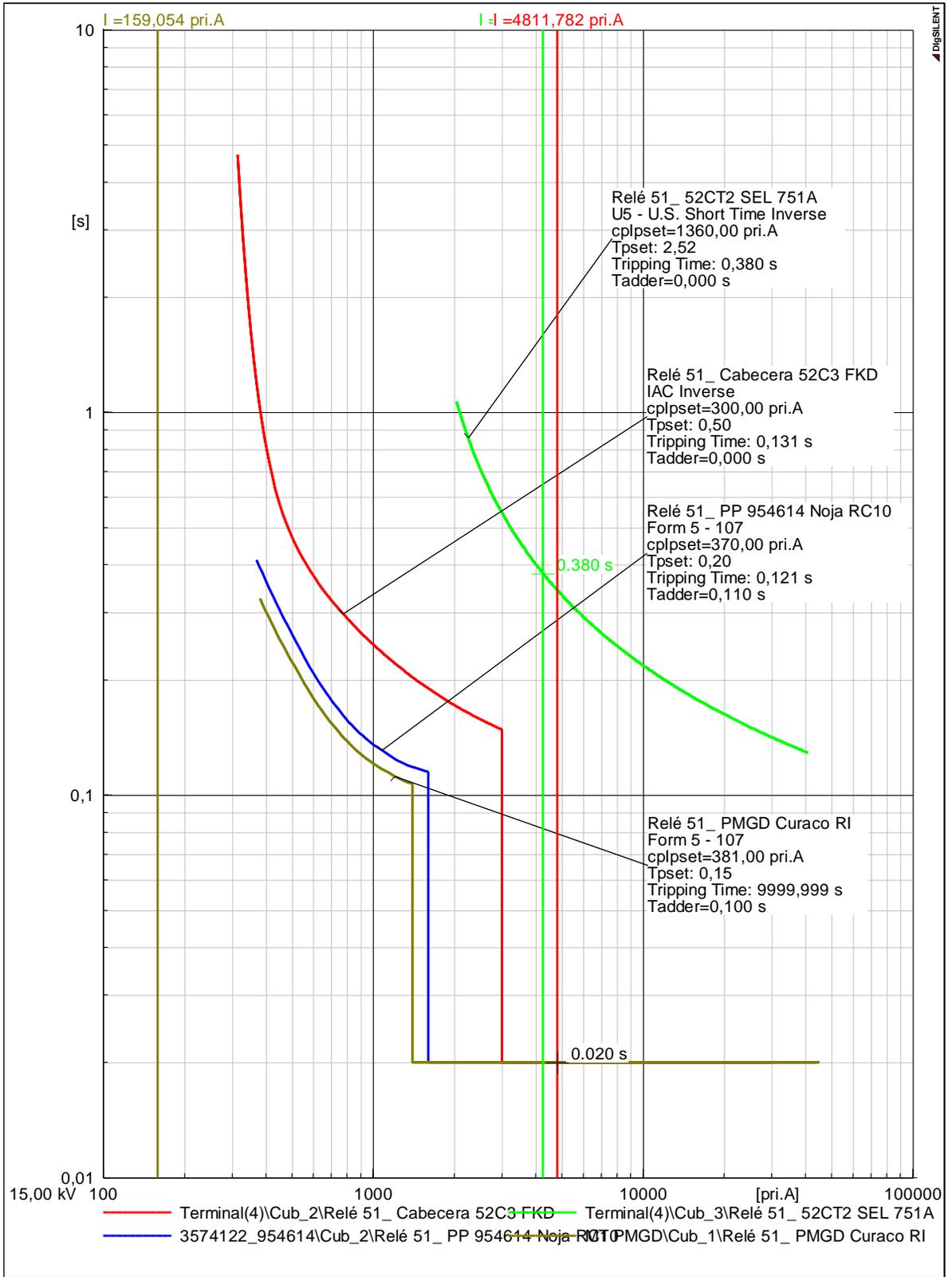


Falla 1F_T R=25 Ohm_Caso_1_Ajustes Residual Ajustes Residual

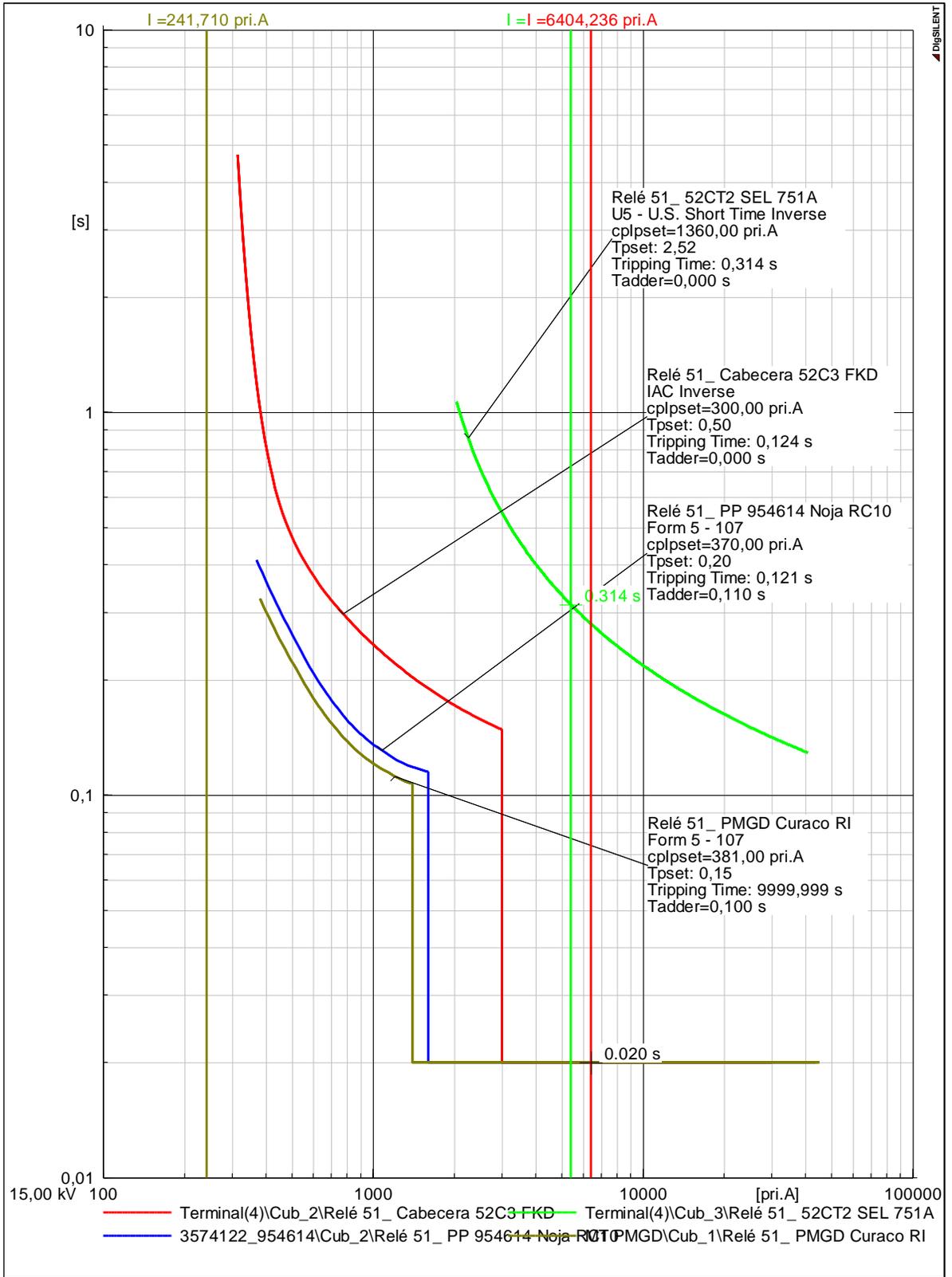
Date:
Annex:

Caso 2:

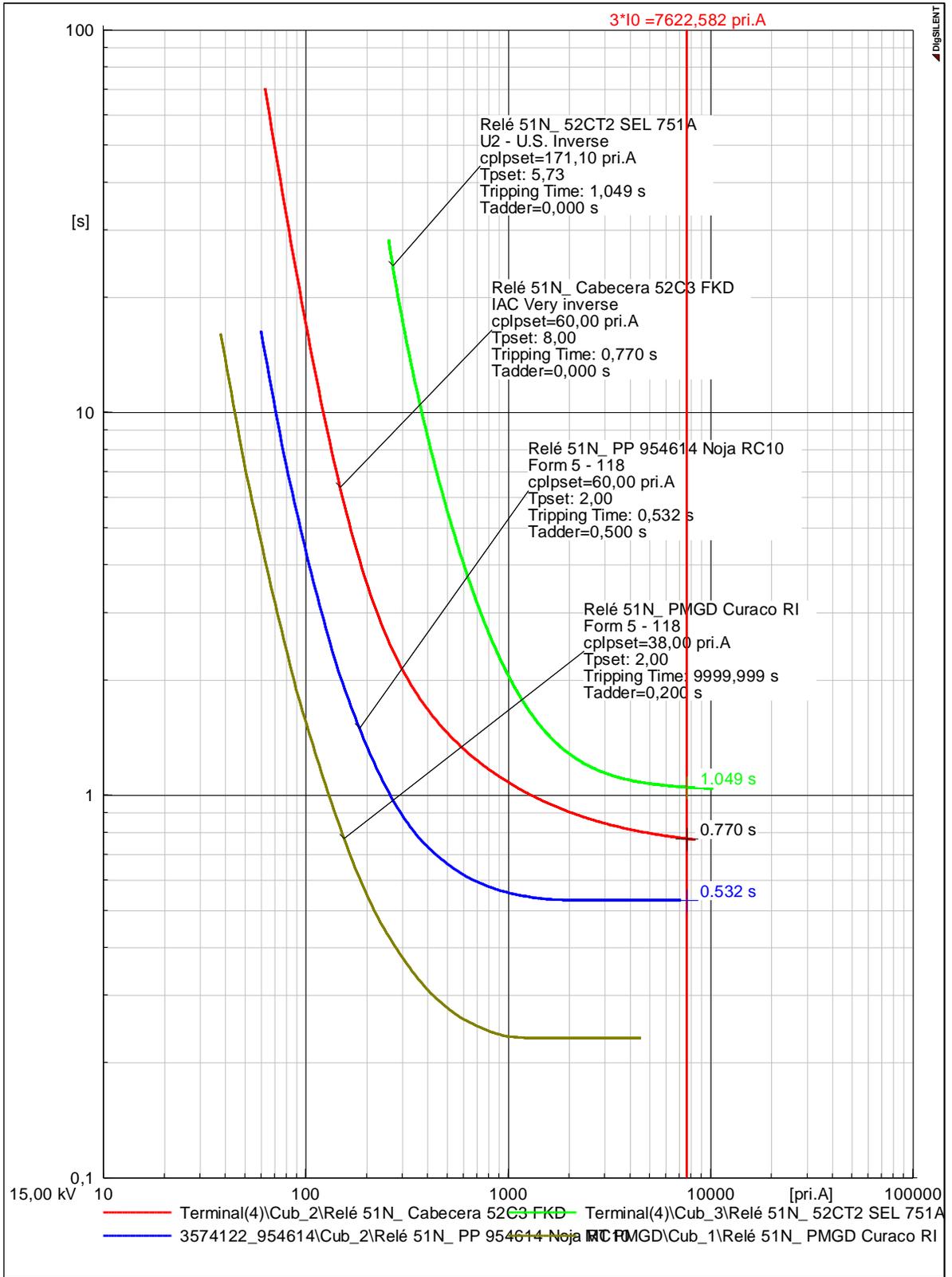




	Falla 2F_Caso_2_Ajustes Fase	Ajustes Fase	Date:
			Annex:



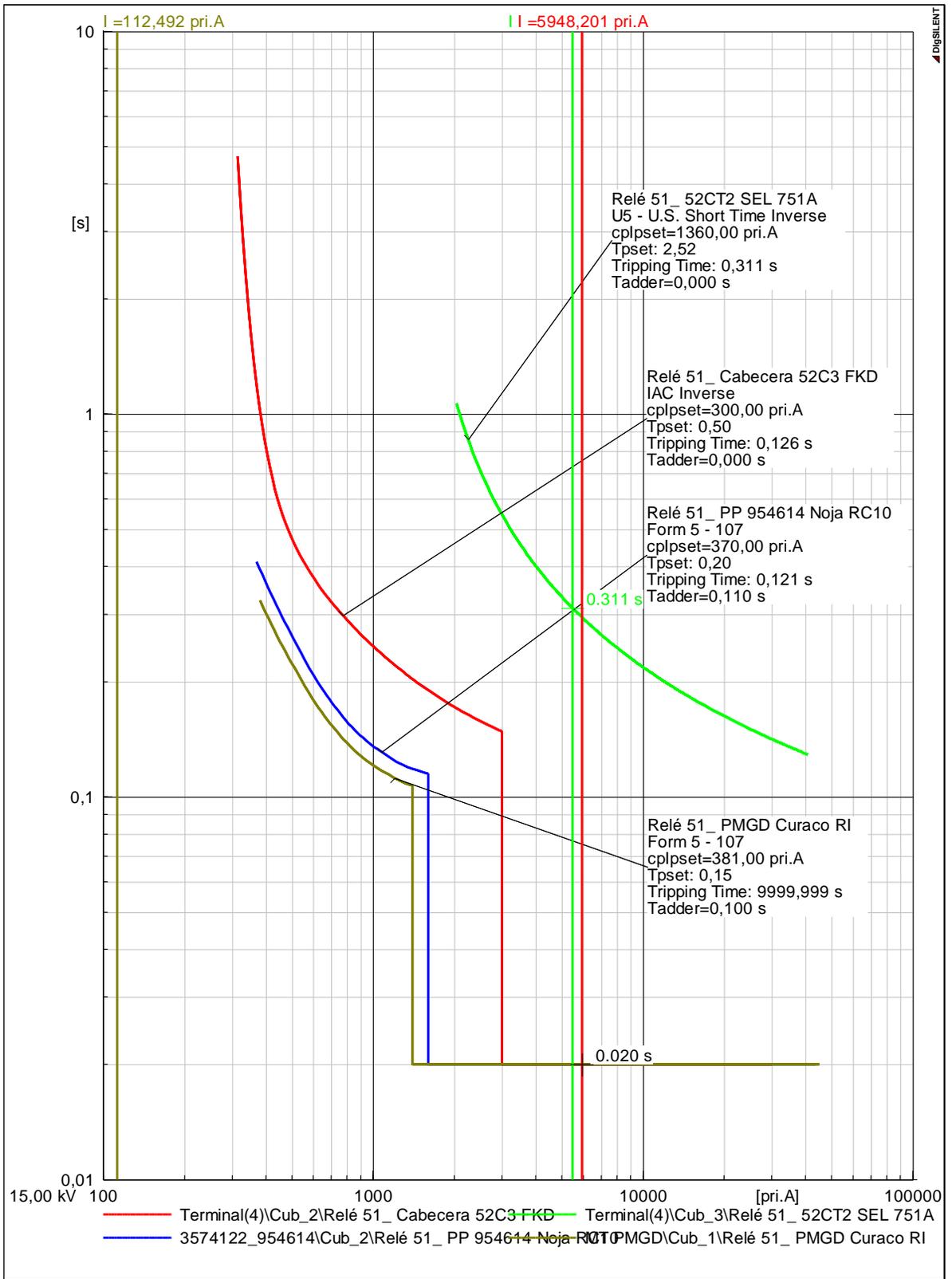
	Falla 2F_T_Caso_2_Ajustes Fase	Ajustes Fase	Date:
			Annex:



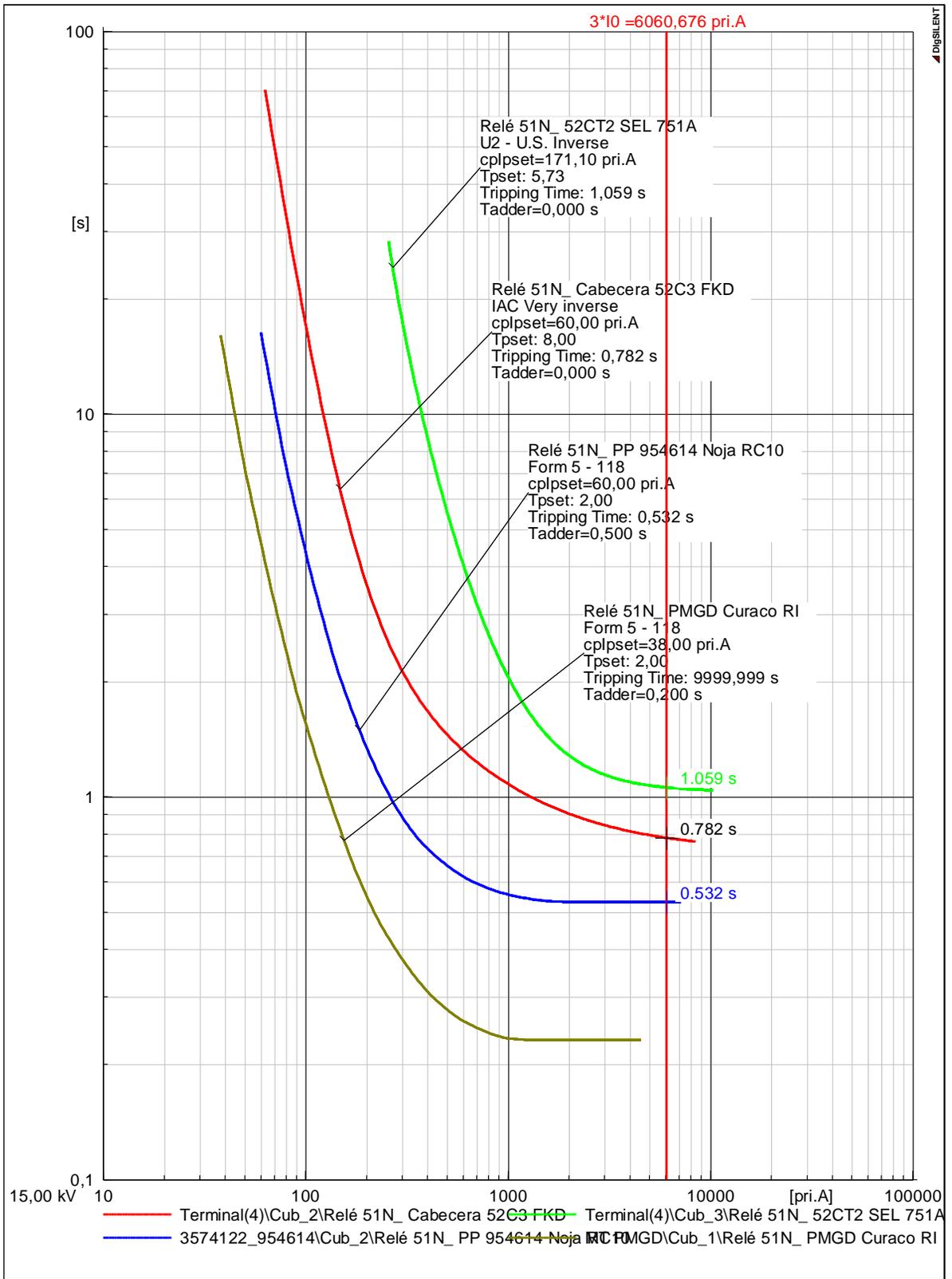
Falla 2F_T_Caso_2_Ajustes Residual Ajustes Residual

Date:

Annex:



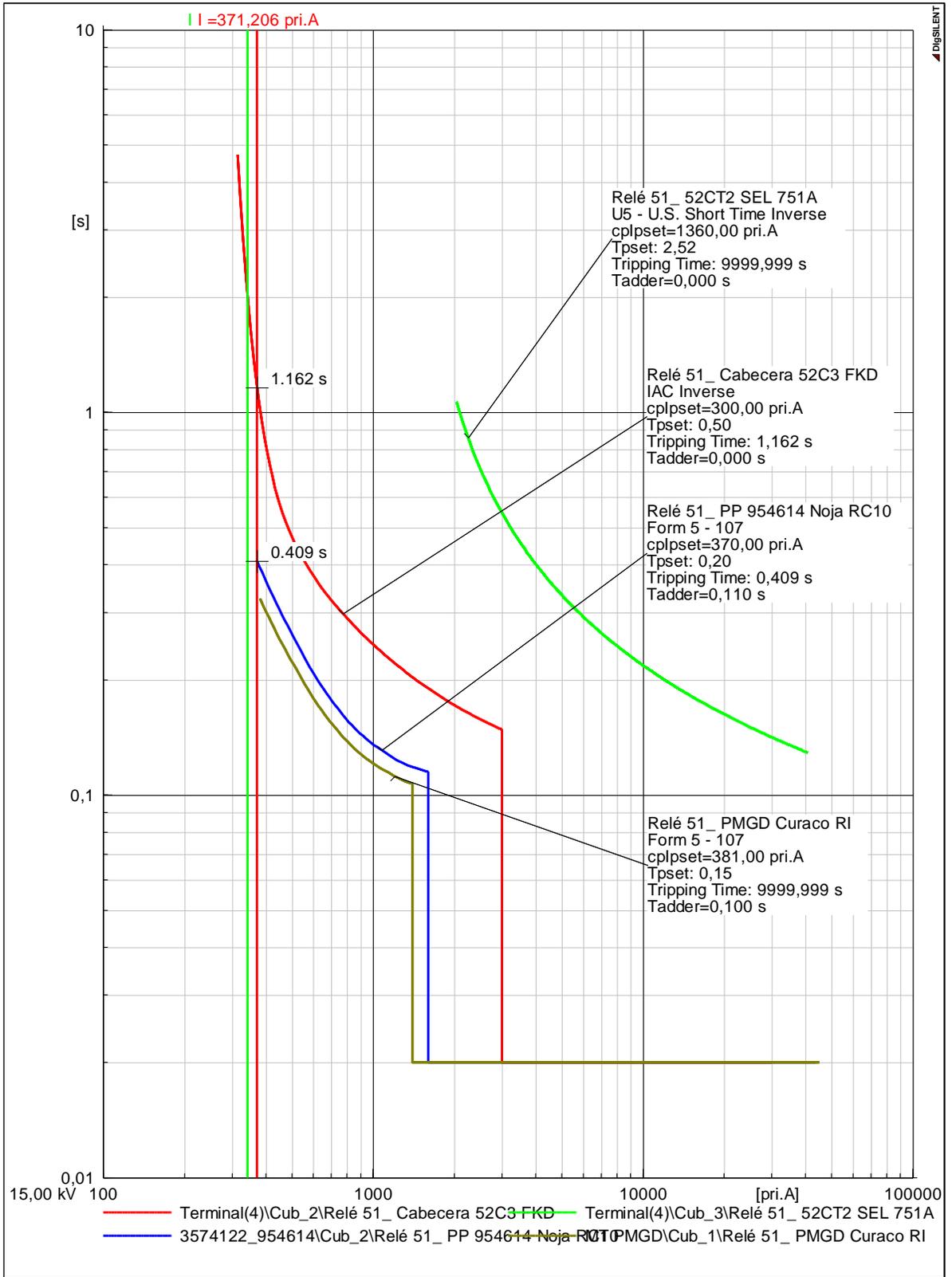
Falla 1F_T R=0 Ohm_Caso_2_Ajustes Fase Ajustes Fase Date:
 Annex:



Falla 1F_T R=0 Ohm_Caso_2_Ajustes Residual Ajustes Residual

Date:

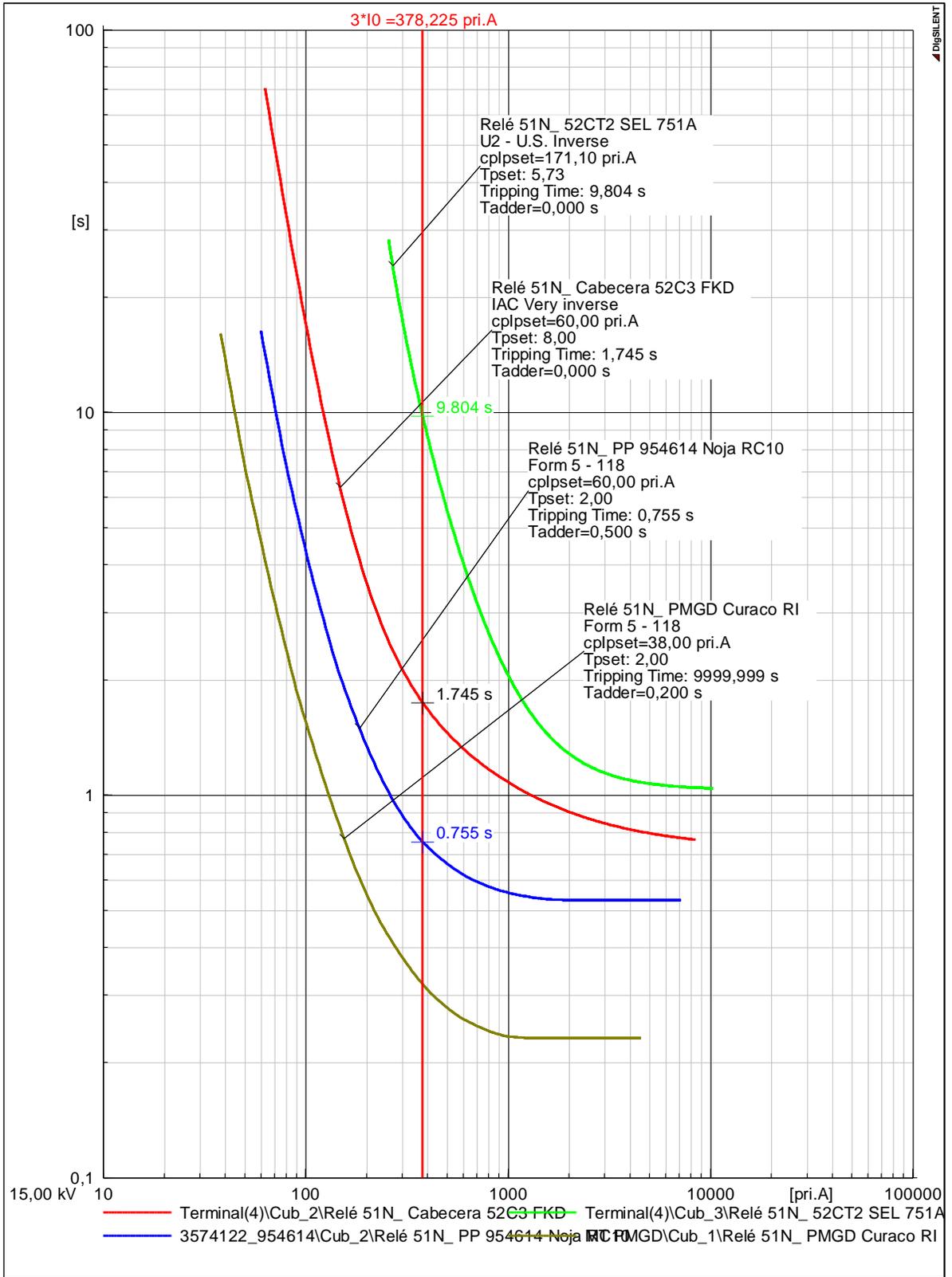
Annex:



Falla 1F_TR=25 Ohm_Caso_2_Ajustes Fase Ajustes Fase

Date:

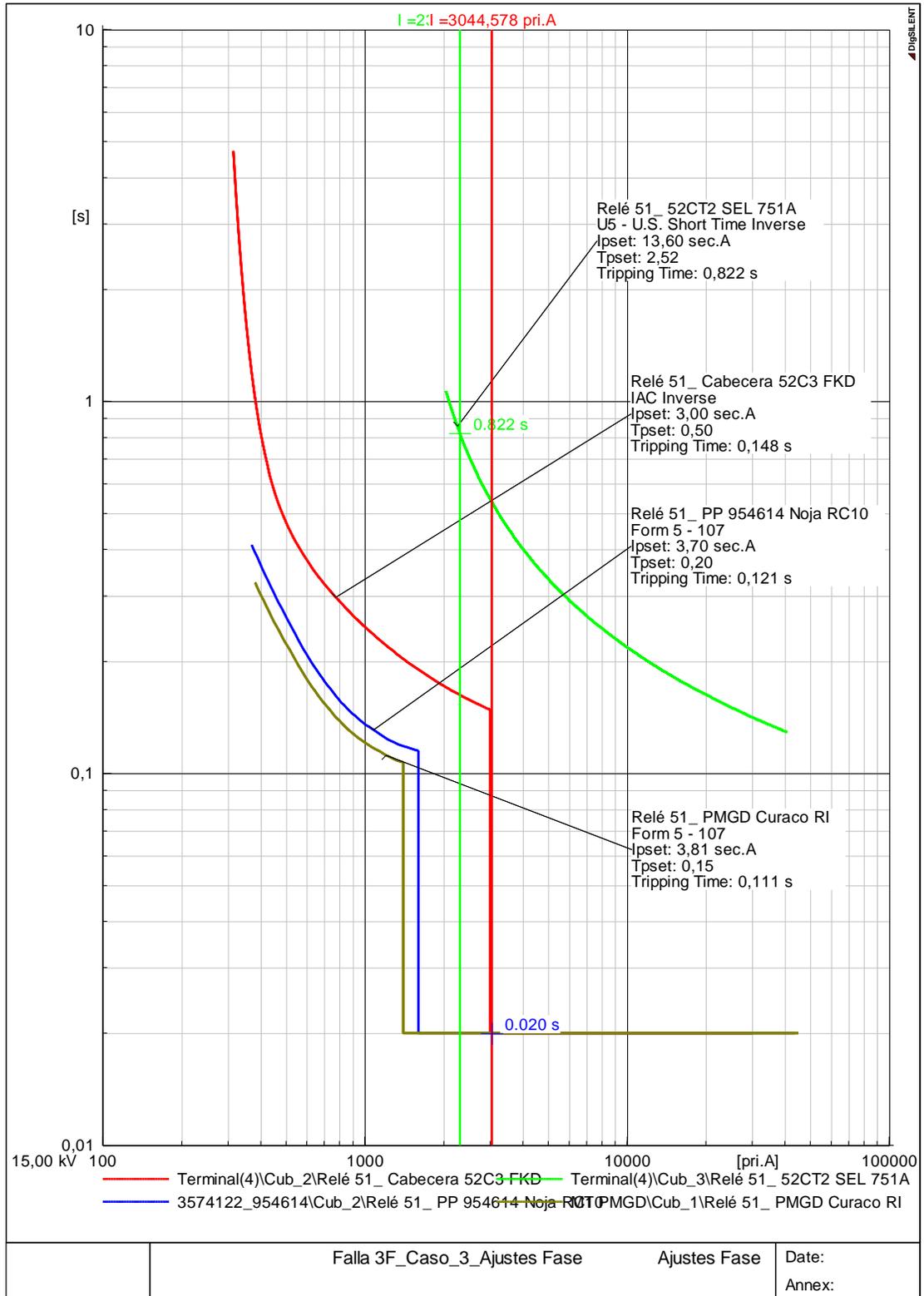
Annex:

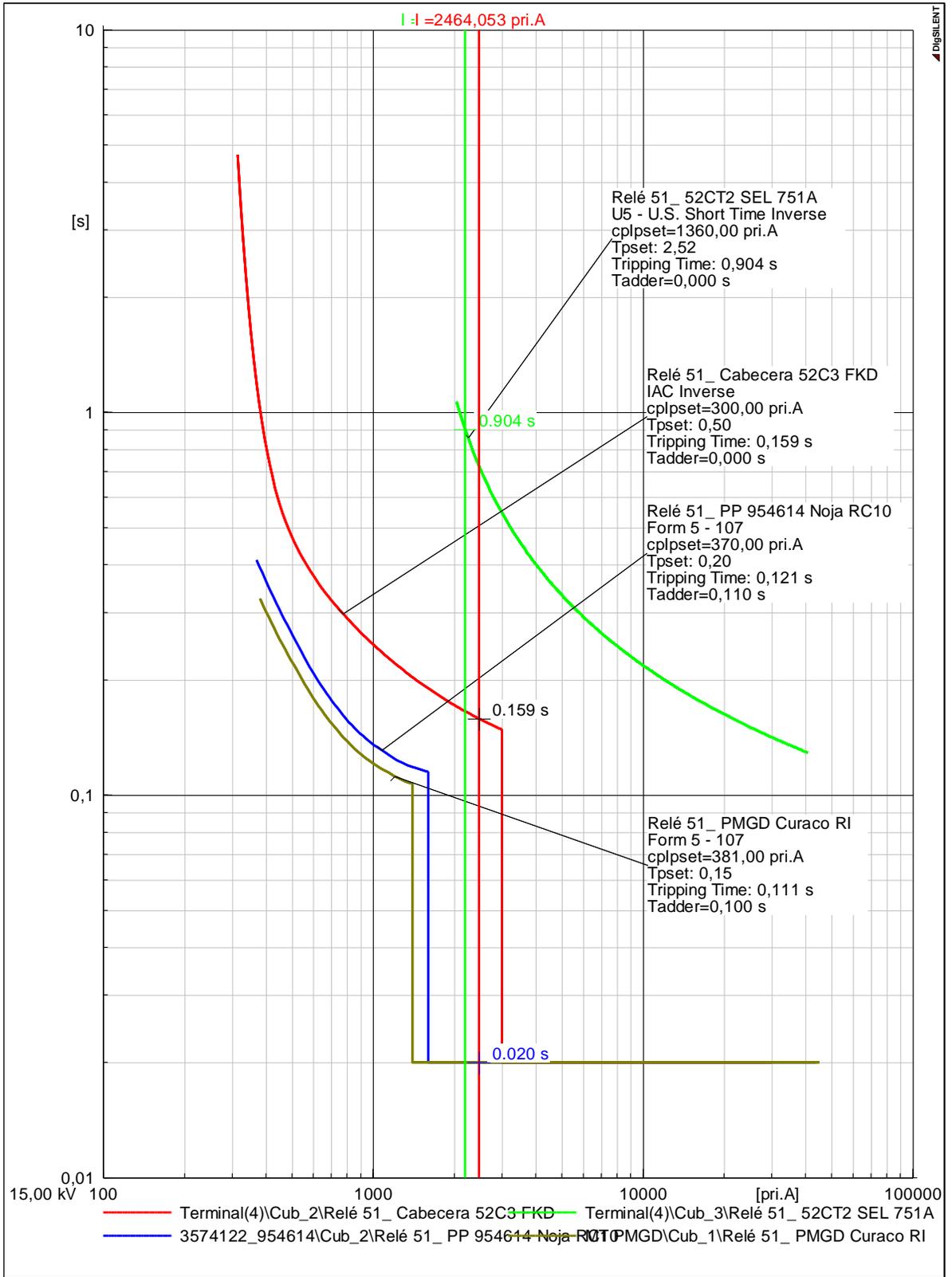


Falla 1F_T R=25 Ohm_Caso_2_Ajustes Residual Ajustes Residual

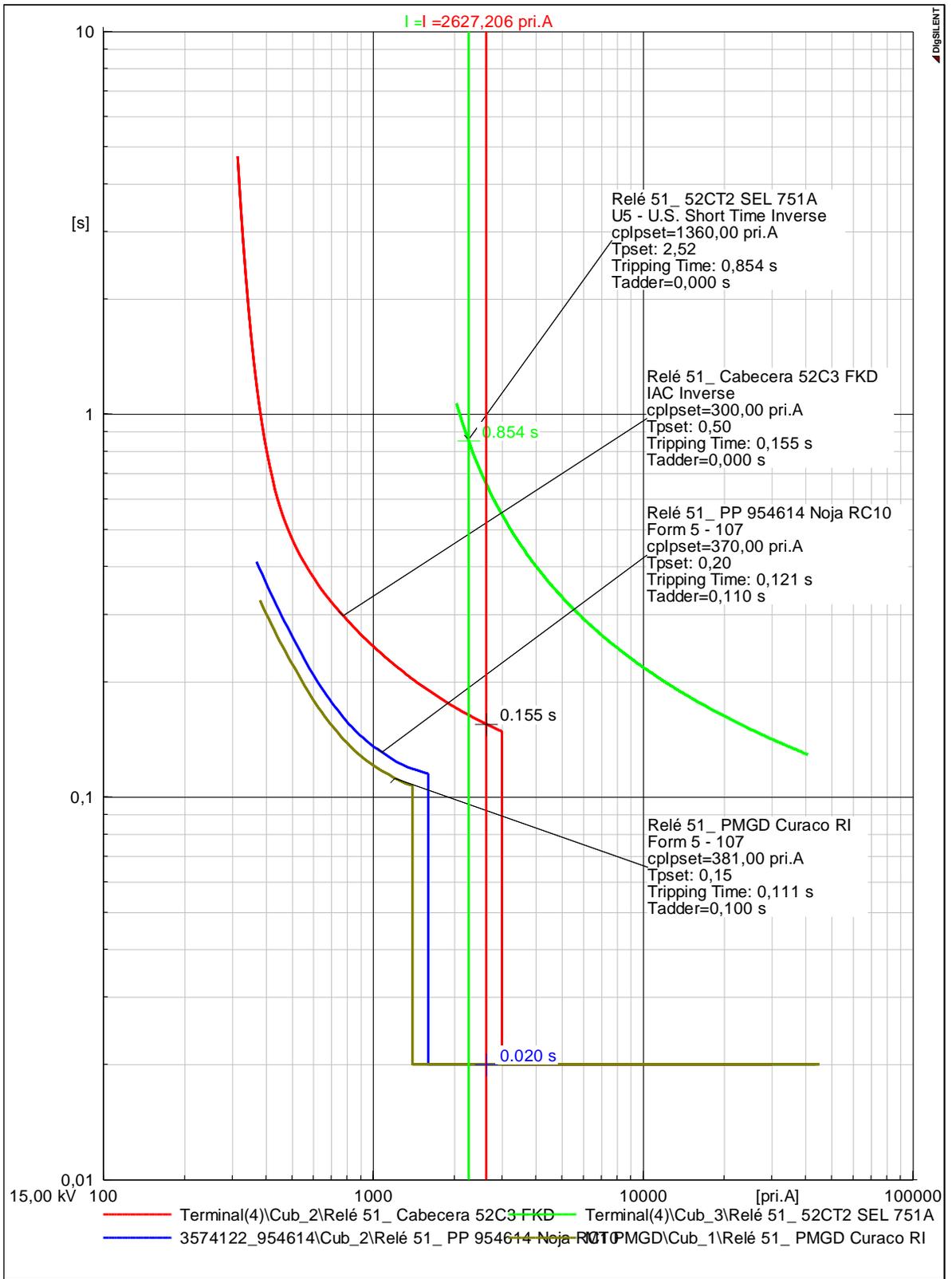
Date:
Annex:

Caso 3:

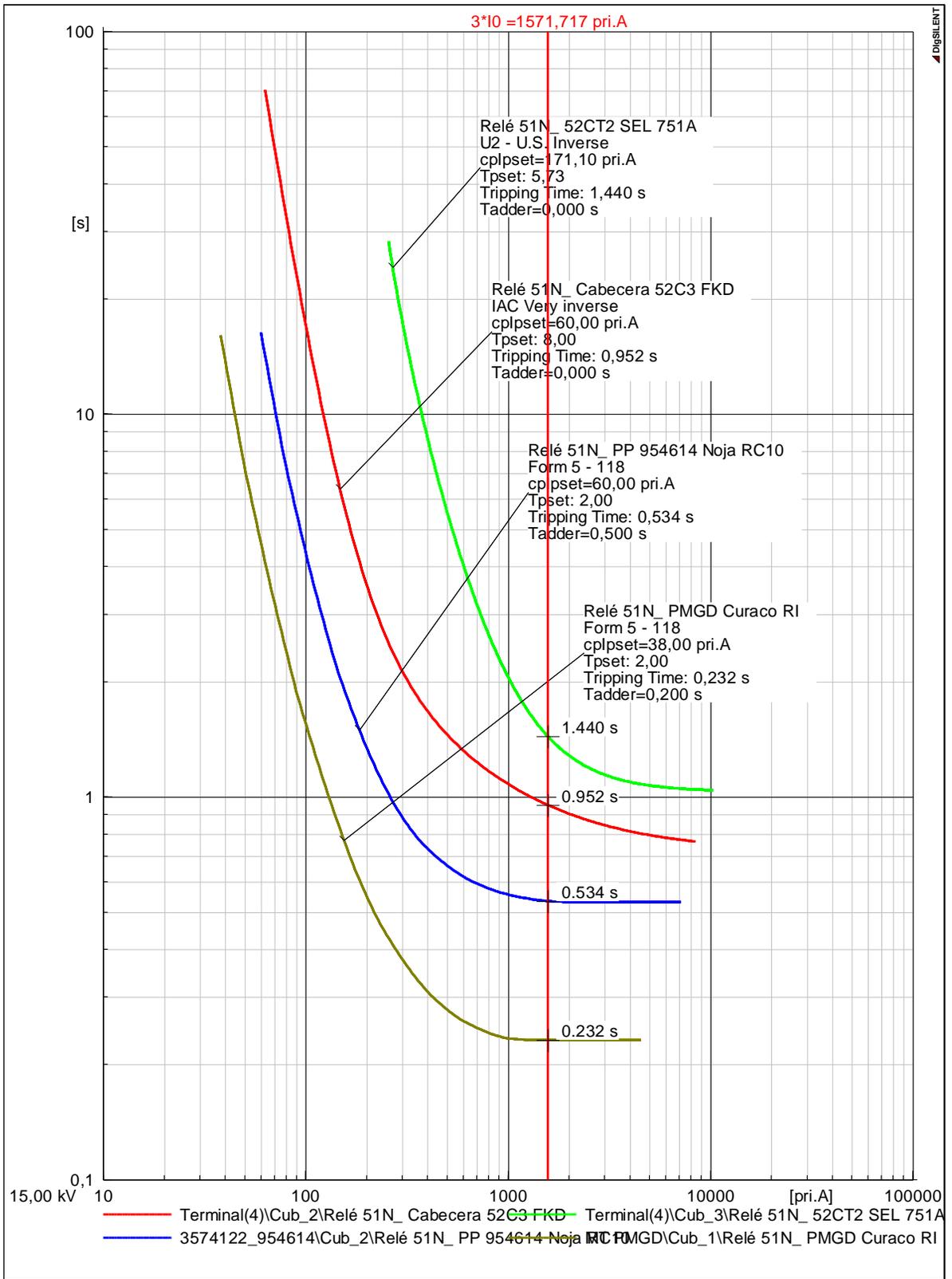




	Falla 2F_Caso_3_Ajustes Fase	Ajustes Fase	Date:
			Annex:



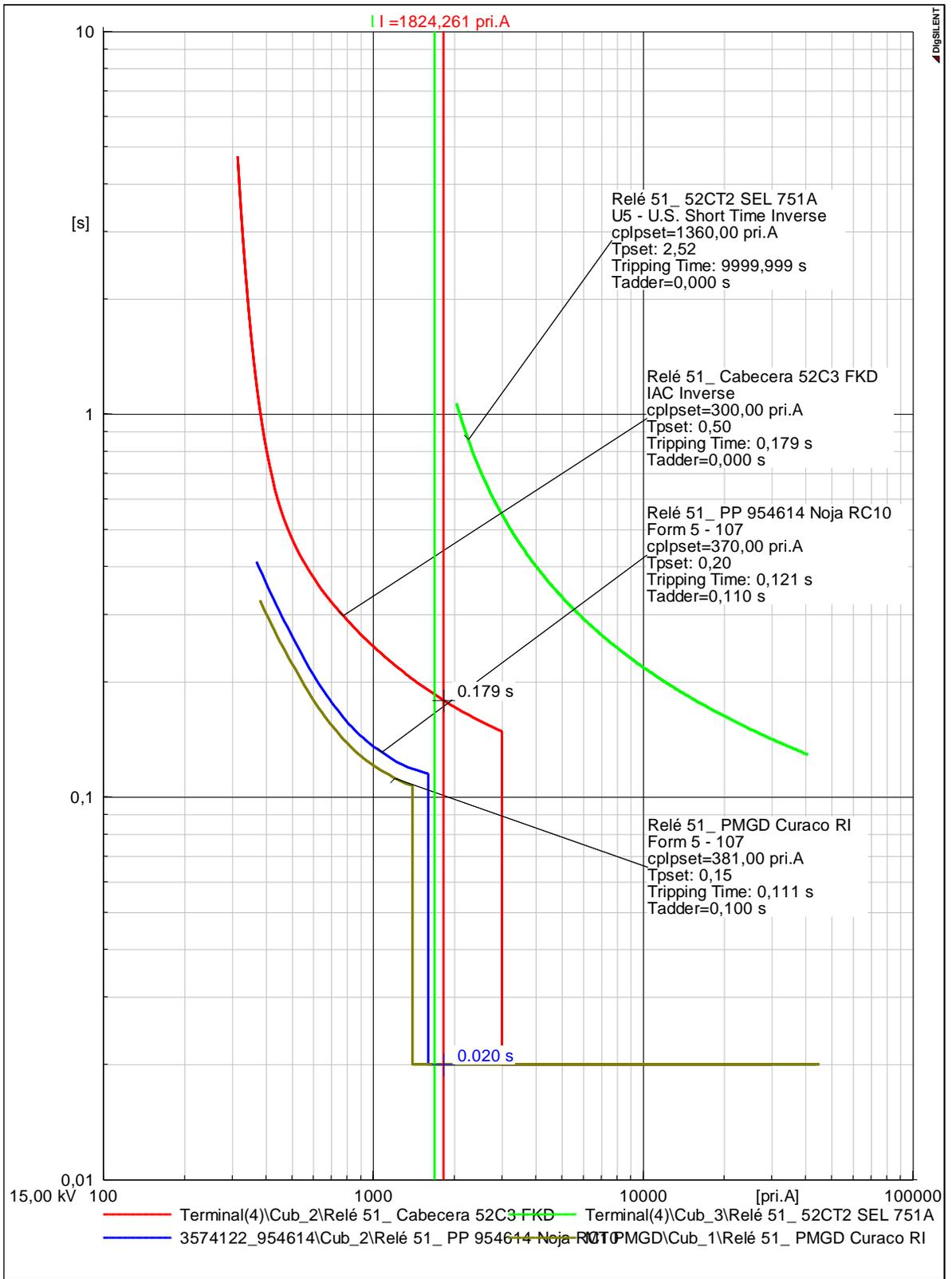
	Falla 2F_T_Caso_3_Ajustes Fase	Ajustes Fase	Date:
			Annex:



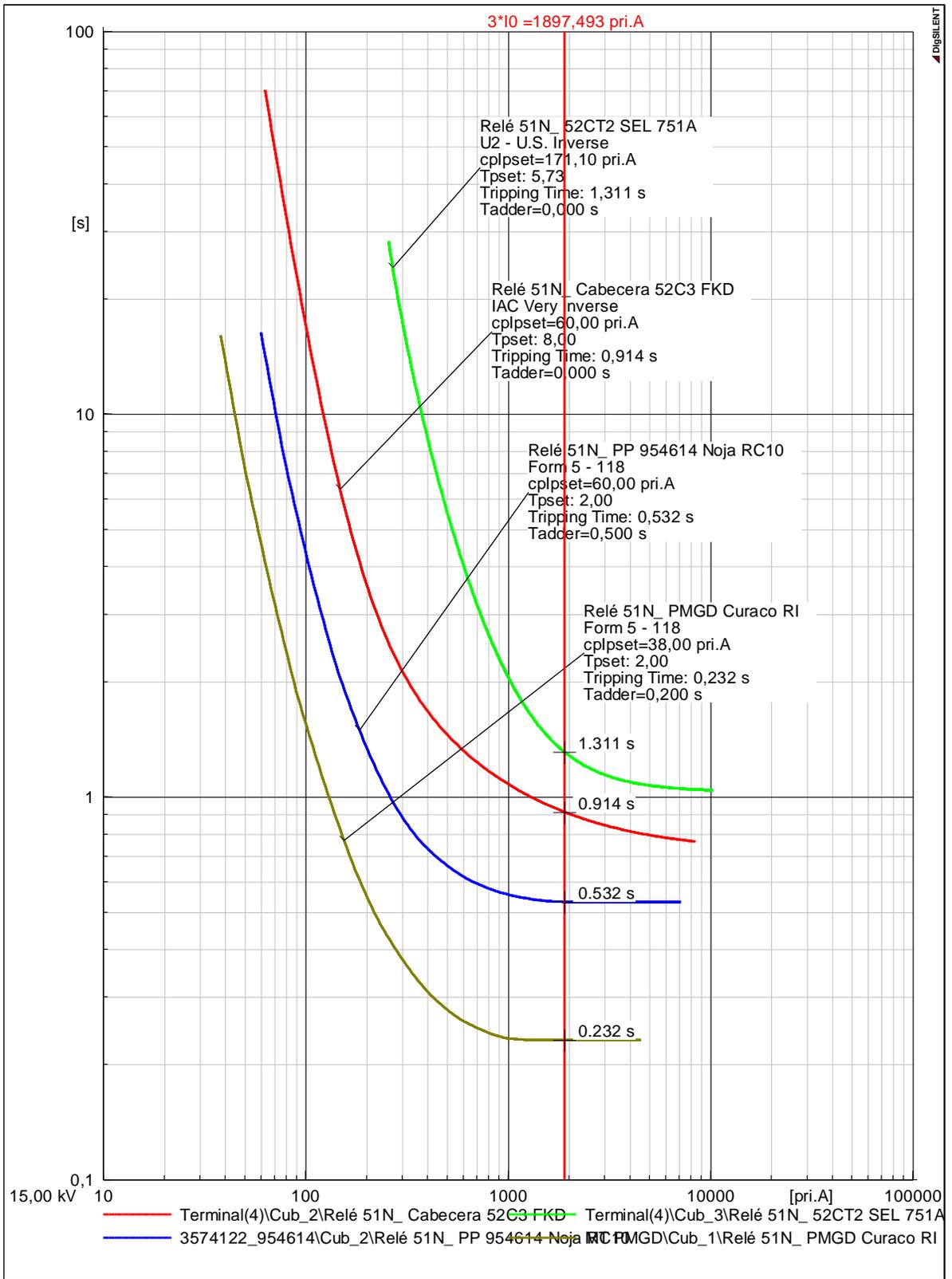
Falla 2F_T_Caso_3_Ajustes Residual Ajustes Residual

Date:

Annex:



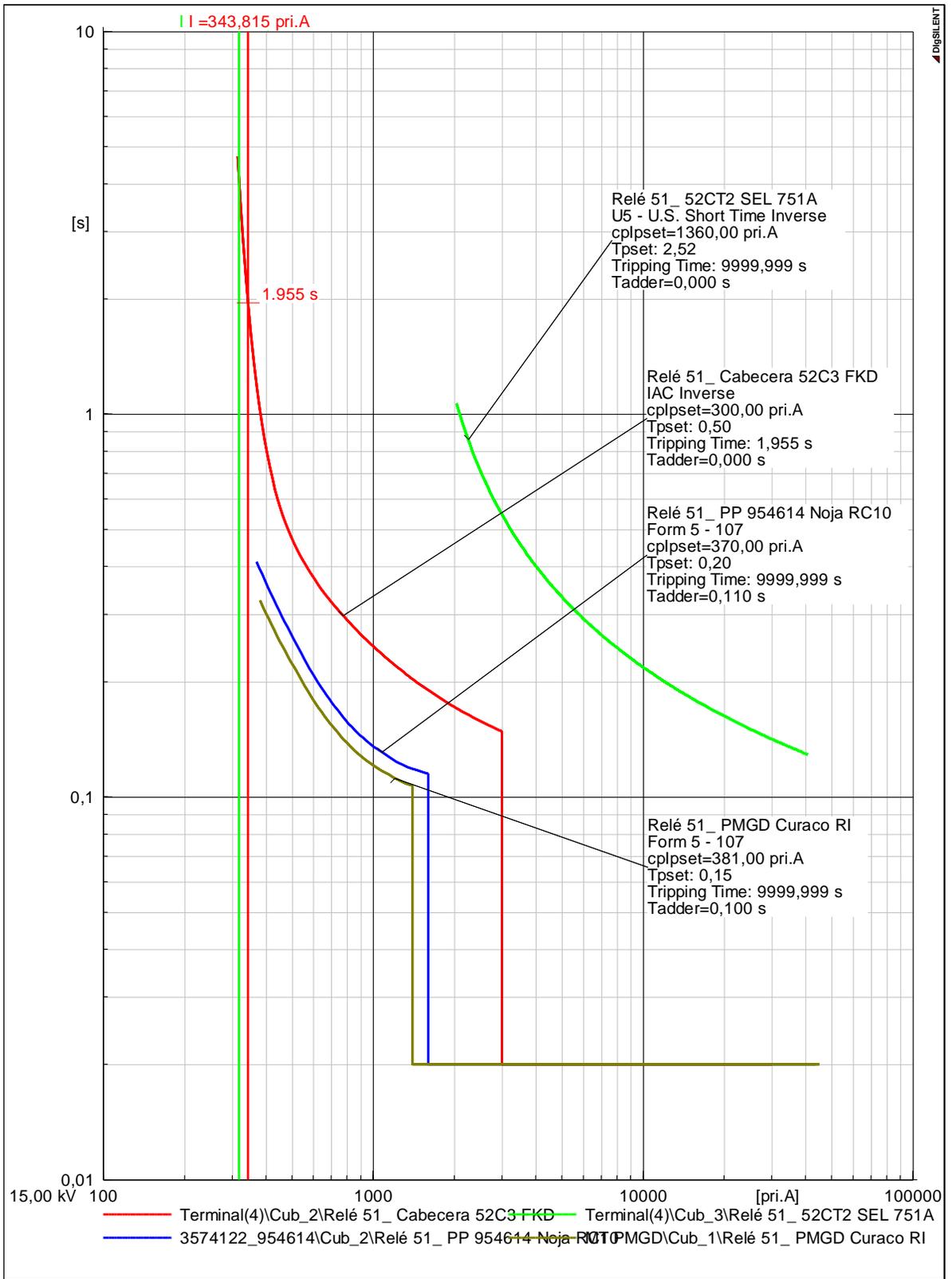
Falla 1F_T R=0 Ohm_Caso_3_Ajustes Fase Ajustes Fase Date:
 Annex:



Falla 1F_T R=0 Ohm_Caso_3_Ajustes Residual Ajustes Residual

Date:

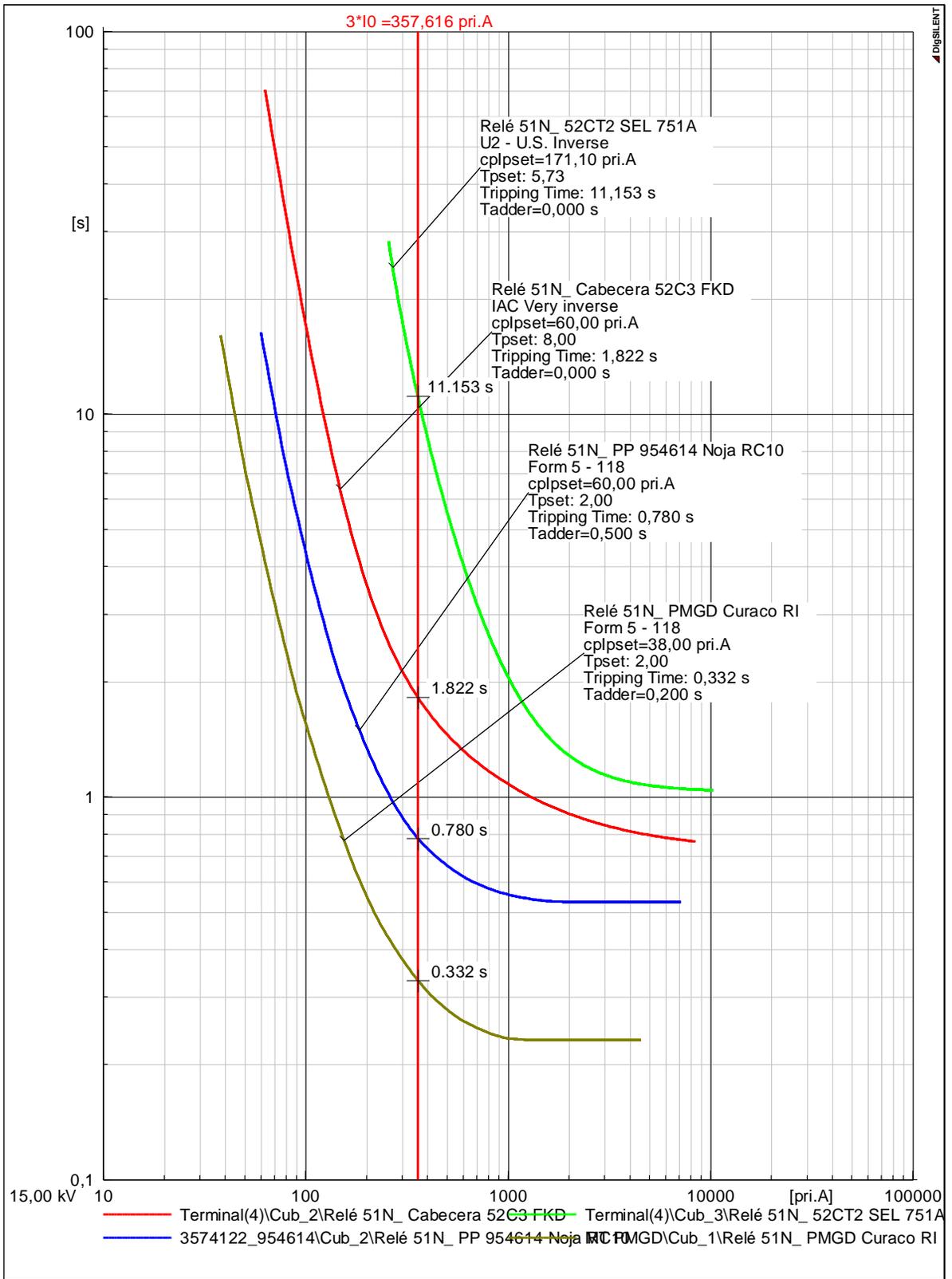
Annex:



Falla 1F_TR=25 Ohm_Caso_3_Ajustes Fase Ajustes Fase

Date:

Annex:



Falla 1F_T R=25 Ohm_Caso_3_Ajustes Residual Ajustes Residual

Date:
Annex:

6.4.5 Tablas de tiempo de operación

En las siguientes tablas se presentan los tiempos de operación (T.O) y de paso (T.P) de las protecciones en la ruta de evacuación del PMGD Curaco, para fallas efectuadas en los puntos mencionados anteriormente.

Tabla 6.14. Tabla tiempos de paso para caso 1.

REC.	Relé	Función	Tipo de falla									
			Falla 3F		Falla 2F		Falla 2F-T		Falla 1F R=0 Ohm		Falla 1F R=25 Ohm	
			T.O. [s]	T.P. [s]	T.O. [s]	T.P. [s]	T.O. [s]	T.P. [s]	T.O. [s]	T.P. [s]	T.O. [s]	T.P. [s]
Relé 52CT2	SEL 751A	51	0,333	-	0,374	-	0,305	-	0,302	-	-	-
		51N	-	-	-	1,046	-	1,056	-	9,783	-	
Relé de Cabecera	FKD	51	0,020	0,313	0,020	0,354	0,020	0,285	0,020	0,282	1,153	8,630
		51N	-		-		0,766		0,780		1,743	
Relé PP 954614	Noja RC10	51	0,390	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		51N	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PMGD Curaco	RI	51	0,324	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		51N	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		81U/81 O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		27/59	1,000	-	1,000	-	1,000	-	0,160	-	1,000	-
		59N	-	-	-	-	0,400	-	0,400	-	-	-

Tabla 6.15. Tabla tiempos de paso para caso 2.

REC.	Relé	Función	Tipo de falla									
			Falla 3F		Falla 2F		Falla 2F-T		Falla 1F R=0 Ohm		Falla 1F R=25 Ohm	
			T.O. [s]	T.P. [s]	T.O. [s]	T.P. [s]	T.O. [s]	T.P. [s]	T.O. [s]	T.P. [s]	T.O. [s]	T.P. [s]
Relé 52CT2	SEL 751A	51	0,338	-	0,380	-	0,314	-	0,311	-	-	-
		51N	-	-	-	-	1,049	-	1,059	-	9,804	-
Relé de Cabecera	FKD	51	0,020	0,318	0,020	0,360	0,020	0,294	0,020	0,291	1,162	8,642
		51N	-		-		0,770		0,782		1,745	
Relé PP 954614	Noja RC10	51	0,020	0,000	0,020	0,000	0,020	0,000	0,020	0,000	0,409	0,752
		51N	-		-		0,532		0,532		0,755	
PMGD Curaco	RI	51	0,324	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		51N	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		81U/81 O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		27/59	1,000	-	1,000	-	1,000	-	0,160	-	1,000	-
		59N	-	-	-	-	0,400	-	0,400	-	-	-

Tabla 6.16. Tabla tiempos de paso para caso 3.

REC.	Relé	Función	Tipo de falla									
			Falla 3F		Falla 2F		Falla 2F-T		Falla 1F R=0 Ohm		Falla 1F R=25 Ohm	
			T.O. [s]	T.P. [s]	T.O. [s]	T.P. [s]	T.O. [s]	T.P. [s]	T.O. [s]	T.P. [s]	T.O. [s]	T.P. [s]
Relé 52CT2	SEL 751A	51	0,822	-	0,904	-	0,854	-	-	-	-	-
		51N	-	-	-	-	1,440	-	1,311	-	11,153	-
Relé de Cabecera	FKD	51	0,020	0,802	0,159	0,745	0,155	0,699	0,179	1,132	1,955	9,330
		51N	-		-		0,952		0,914		1,822	
Relé PP 954614	Noja RC10	51	0,020	0,000	0,020	0,139	0,020	0,135	0,020	0,159	-	1,042
		51N	-		-		0,534		0,532		0,780	
PMGD Curaco	RI	51	0,020	0,000	0,020	0,000	0,020	0,000	0,020	0,000	-	0,447
		51N	-		-		0,232		0,232		0,332	
		81U/81 O	-		-		-		-		-	
		27/59	1,000		1,000		1,000		1,000		1,000	
		59N	-		-		0,400		0,400		0,400	

7 CONCLUSIONES

Los ajustes propuestos para el reconectador proyectado en el punto de conexión del PMGD Curaco consideran una rápida operación de ésta ante fallas internas y externas, asegurando la selectividad con los reconectores existentes en el sistema de distribución.

Dado que se obtienen tiempos de paso inferiores a 200 [ms] entre las curvas de fase de los equipos de protección ubicados en la cabecera del alimentador Berríos y el equipo existente en el poste N°954614 y dado que se obtienen tiempos de paso inferiores a 100 [ms] entre las curvas de fase del equipo existente en el poste N°954614 y equipo de protección proyectado en el punto de conexión del PMGD Curaco, se sugiere coordinar por número de reconexiones dichos equipos.