



PROYECTO FOTOVOLTAICO PMGD Tallado

TITULAR	Angamos Solar SpA
CONSULTOR	IO
Nombre Estudio	ESTUDIO DE COORDINACIÓN Y AJUSTE DE PROTECCIONES
Versión y fecha del Estudio	REV 1 - 12-04-2023
Fecha recepción de SCR	--
Nombre del Archivo	--

Contenido

1	INTRODUCCIÓN	4
2	RESUMEN EJECUTIVO	4
3	RESUMEN DE OBRAS ASOCIADAS A LA CONEXIÓN DEL PMGD Tallado	5
4	ANTECEDENTES	6
4.1	Antecedentes del PMGD PV Tallado	6
4.2	Red de Distribución	6
4.3	Red de Transmisión Zonal	8
4.4	Parámetros red equivalente subestación Mejillones 220 [kV]	10
5	METODOLOGÍA Y DESARROLLO	11
5.1	Protecciones alimentador Punta Angamos y S/E Mejillones	11
5.2	Propuesta de ajuste de protecciones en el interruptor de acoplamiento asociado al PMGD Tallado	14
5.3	Coordinación con protecciones del alimentador Punta Angamos	18
5.3.1	Ajustes de sobrecorriente en el reconectador proyectado (punto de conexión PMGDPV Tallado)	20
5.3.2	Ajustes de sobrecorriente actuales y propuestos en los equipos existentes y proyectados en el alimentador Punta Angamos	20
5.3.3	Verificación de ampacidad conductores y elementos series entre PMGD Tallado y Cabecera del Circuito Tallado de S/E Mejillones.	28
5.3.4	Verificación de umbrales de sobrecorriente frente a Inrush de transformadores de PFV Tallado.	29
6	CONCLUSIONES	30
7	ANEXO VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN	32

7.1	Gráficos Corriente vs Tiempo de protecciones.....	32
7.1.1	Escenario 1.....	33
7.1.2	Escenario 2.....	57
7.2	Tablas cortocircuitos en barras.....	81
7.2.1	Escenario 1.....	82
7.3	Escenario 2:.....	83
7.4	Tablas de tiempo de operación.....	84
7.4.1	Escenario 1.....	84
7.4.2	Escenario 2.....	88
7.5	Aspectos Considerados de la normativa Vigente.....	91

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 Angamos Solar SpA. ha solicitado a CGE la evaluación del proyecto fotovoltaico PMGD Tallado.

De acuerdo a lo dispuesto en la NTCO vigente, CGE presenta en este informe los resultados de la reevaluación del estudio de ajuste y coordinación de protecciones para el PMGD Tallado, considerando cambios topológicos en el alimentador Punta Angamos con respecto a los considerados en el ICC, y sirviéndose de los requerimientos vigentes en la NTCO, DS327 y NTS&CS vigentes a la fecha de confección de este informe.

2 RESUMEN EJECUTIVO

La empresa Angamos Solar SpA se encuentra desarrollando el proyecto generación fotovoltaica Tallado, el cual se encuentra en la comuna de Mejillones, en la región de Antofagasta.

El proyecto contempla la construcción de la planta fotovoltaica de 9 [MW]. El PMGD Tallado se conectará en 23 [kV] al alimentador Punta Angamos, poste n°1131556, perteneciente al sistema de distribución de CGE. Este alimentador se conecta al Sistema Eléctrico Nacional a través de la S/E Mejillones propiedad de ENGIE.

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

3 RESUMEN DE OBRAS ASOCIADAS A LA CONEXIÓN DEL PMGD Tallado

El PMGD Planta Solar Tallado SpA incurre en las siguientes obras de adecuación de la red de distribución del alimentador Punta Angamos:

Tabla 3-1. Obras de adecuación PMGD Tallado.

Actualización de Estudios desarrollados por CGE en nuevo poste de conexión N°1131556 considerando vencimiento del ICC del PMGD La Niebla (7104).	<ul style="list-style-type: none">• Reemplazo de conductor existente desde el poste N°1131556 (punto de conexión a la red del PMGD Tallado) hasta el poste N°3-060287 por conductor aluminio desnudo 107 [mm²] de sección, longitud aproximada 1,234[km].• Reemplazo de conductor existente desde el poste N°3-007428 hasta el poste N°3-007431 por conductor aluminio desnudo 107 [mm²] de sección, longitud aproximada 0,076 [km].• Reemplazo de conductor existente desde el poste N°3-052722 hasta el poste N°3-046529 por conductor aluminio desnudo 107 [mm²] de sección, longitud aproximada 0,951 [km]. <p>Además, se considera PMGD Tallado despachado con factor de potencia unitario (medido en su punto de conexión).</p>
---	--

4 ANTECEDENTES

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

4.1 Antecedentes del PMGD PV Tallado

La planta fotovoltaica Tallado consiste en un arreglo de paneles fotovoltaicos, los cuales son conectados a 6 inversores del fabricante Ingeteam, modelo 1640 TL B630 de 1,640 [MVA], totalizando una potencia nominal de 9,84 [MVA], los cuales serán limitados para entregar un excedente de potencia de 9,0 [MW] hacia la red de media tensión. Su sistema colector de energía AC en baja tensión está diseñado para trabajar a una tensión nominal de 0,63 [kV] para luego pasar a dos transformadores elevadores de dos devanados que los que convertirán la potencia generada al nivel de tensión de 23 [kV].

Se proyecta en las instalaciones del PMGD Tallado los siguientes componentes principales¹:

- Dos centros de transformación, cada uno compuesto por tres inversores y un transformador de 4,92 [MVA], 23[kV]/0,63[kV], grupo conexión Dy11.
- Equipamiento de maniobra, protección y medida en la red de media tensión y punto de conexión a la red.
- Reconector del fabricante Cooper NOVA con control SEL651R.

4.2 Red de Distribución

El PMGD Tallado postula su conexión al poste número n° 1131556, perteneciente actualmente al alimentador Punta Angamos. Dicho alimentador opera con un nivel de tensión nominal de 23 [kV], nace desde la barra de media tensión de la S/E Mejillones. El alimentador es clasificado como un alimentador de tipo rural.

La demanda del alimentador Punta Angamos correspondientes a la demanda máxima y mínima son las siguientes:

Tabla 4-1. Demandas máximas y mínimas alimentador Punta Angamos

Demanda Máxima	1.976 [MW]
Demanda Mínima	5.239 [MW]

La siguiente figura muestra el unilíneal del alimentador Punta Angamos actual, indicando el punto de conexión del PMGD Tallado.



Figura 4-1. Unilíneal alimentador Punta Angamos.

De la figura anterior se observa la ubicación del punto de conexión a la red del PMGD Tallado (poste n° 1131556) y la cabecera del alimentador Punta Angamos. Ambos puntos se encuentran a una distancia de 4,041 [km] aproximadamente.

El alimentador Punta Angamos posee los siguientes bancos de condensadores:

Tabla 4-1. BBCC en alimentador Punta Angamos

Equipo	Capacidad	N°Placa Poste
Banco de condensadores	600 kVAR	3-007365

De la información suministrada se tiene que en la S/E Mejillones no existen PMGD conectados o con ICC Vigente.

4.3 Red de Transmisión Zonal

El alimentador Punta Angamos (52E1), donde el PMGD evacuará sus excedentes de potencia, se alimente la barra MT existente en la S/E Mejillones, la cual es energizada por el Transformador n°4, en escenario normal de operación, y Transformador n°2, en escenario alternativo de operación.

Los transformadores de 2D utilizados en la modelación poseen las siguientes características:

Tabla 4-2. Características Transformadores 2D S/E Mejillones

Transformador	Tensión [kV]	Capacidad[MVA]	Grupo de Conexión	Z (+) [%] /Base[MVA]	Z (0) [%] / Base[MVA]
T4	220/23	40	Dyn1	12,52/40	11,9/30
T2	23/13,22	12	Yn0yn0	7,8/12	7,5/12

El transformador de 3D utilizado en la modelación posee las siguientes características:

Tabla 4-3. Característica Transformador 3D S/E Mejillones

Transformador	Grupo de conexión	Tensiones nominales [kV]			Potencias [MVA]			Z (+) [%]			Z (0) [%]		
		HV	MV	LV	HV	MV	LV	HV - MV	MV - LV	LV - HV	HV - MV	MV - LV	LV - HV
T1	Yn0yn0d1	220	115	13,8	100	100	25	13,22	5,283	9,32	11,71	4,935	8,073

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

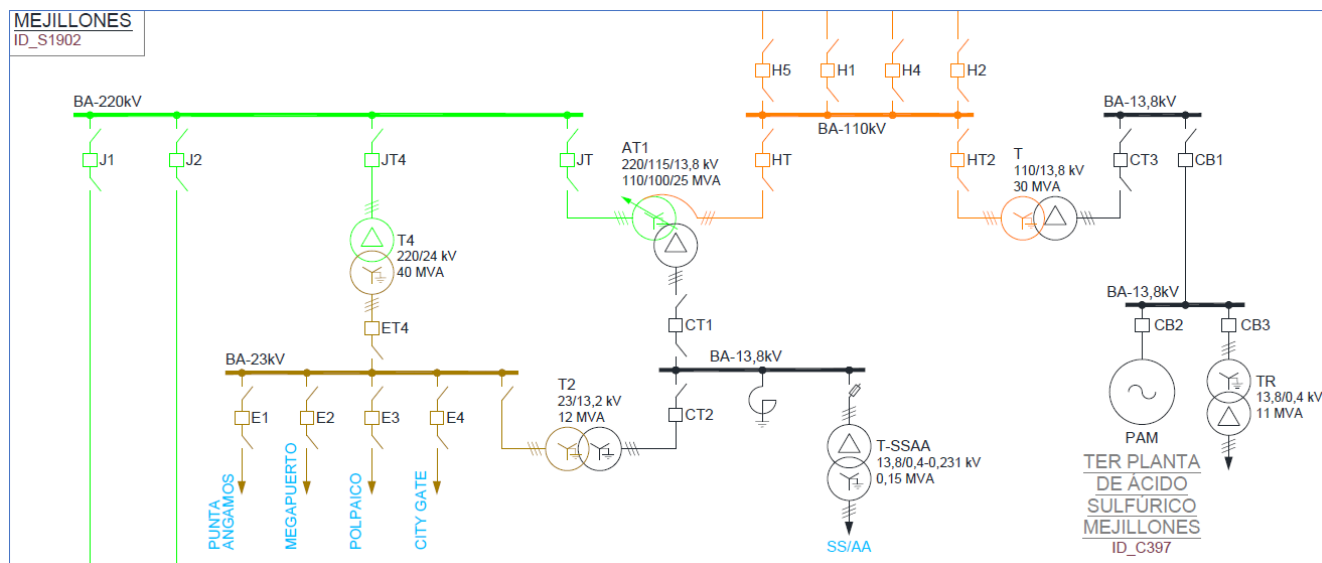


Figura 4-2. Diagrama unilineal de la S/E Mejillones de ENGIE.

4.4 Parámetros red equivalente subestación Mejillones 220 [kV]

Para la evaluación de las protecciones asociadas al alimentador Punta Angamos se consideraron los siguientes parámetros de red equivalente en el lado de alta tensión de la S/E Mejillones en 220 [kV] según la base de datos del Sistema Eléctrico Nacional entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional del mes de febrero del 2023, para escenario de demanda alta en día laboral:

Tabla 4-4. Parámetros red equivalente subestación Mejillones en 220 [kV].

Parámetros Red Equivalente 220 [kV]		
S/E Mejillones		
Skss [MVA]		4657,08
Ikss [kA]		12,222
R/X ratio		0,117
Secuencia	R1	1,406
Positiva	X1	11,370
Secuencia	R2	1,289
Negativa	X2	11,444
Secuencia	R0	0,780
Cero	X0	7,843

Figura 4-3. Parámetros de la red equivalente subestación Mejillones en 220 [kV] base

Power FactoryDigsilent.

Max. Values		Min. Values	
Short-Circuit Power Sk"max	4657,08 MVA	Short-Circuit Power Sk"min	4657,082 MVA
Short-Circuit Current Ik"max	12,22167 kA	Short-Circuit Current Ik"min	12,22167 kA
R/X Ratio (max.)	0,117	R/X Ratio (min.)	0,117
Impedance Ratio		Impedance Ratio	
Z2/Z1 max.	1,00532	Z2/Z1 min.	1,00532
X0/X1 max.	0,6898	X0/X1 min.	0,6898
R0/X0 max.	0,099451	R0/X0 min.	0,099451

5 METODOLOGÍA Y DESARROLLO

5.1 Protecciones alimentador Punta Angamos y S/E Mejillones.

El siguiente diagrama simplificado del Alimentador Punta Angamos muestra la ubicación del equipamiento de interrupción de fallas (reconectores automáticos y fusibles).

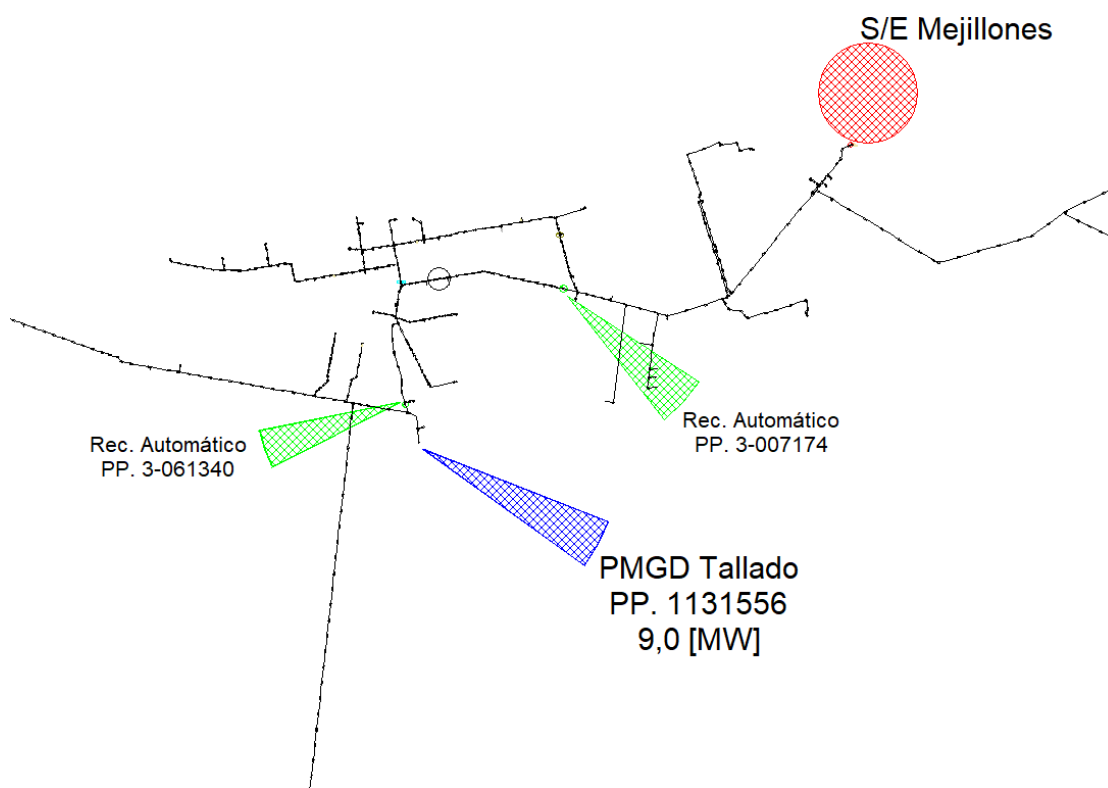


Figura 5-1. Ubicación de equipamiento de interrupción de fallas en las vías de evacuación del PMGD en el Alimentador Punta Angamos.

Los reconectores presentes en las vías de evacuación del PMGD Tallado se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5-1. Reconectores en las vías de evacuación del PMGD Tallado.

Equipo	Ubicación
Protección Cabecera	Cabecera
Reconector de línea	Poste N°3-007174
Reconector de línea	Poste N°3-061340
Reconector PMGD Tallado	Poste N°1131556

Los ajustes actuales de la Protección General de Media Tensión (52ET4) del transformador 4 de la S/E Mejillones se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5-2. Ajuste de la Protección General de Media Tensión (52ET4).

tipo	Ajustes											
	Fase					Residual					SEF	
	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum [seg]	Inst. [A]/[s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum [seg]	Tiempo definido [A prim] / [s]	Amp Trip	Tiempo
7UT85	IEC NI	1200	0,1	0	-	-	-	-	0	240/1	-	-
	Sin Reconexión					Sin Reconexión					Sin Reconexión	

Los ajustes actuales de la Protección General de Media Tensión (52CT2) del transformador 2 de la S/E Mejillones se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5-3. Ajuste de la Protección General de Media Tensión (52CT2).

tipo	Ajustes											
	Fase					Residual					SEF	
	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum [seg]	Inst. [A]/[s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum [seg]	Tiempo definido [A prim] / [s]	Amp Trip	Tiempo [s]
7SJ612	IEC NI	500,4	1	0	3000/0,6	-	-	-	0	300/0,9 60/1,5	-	-
	Sin Reconexión					Sin Reconexión					Sin Reconexión	

Los ajustes actuales del reconectador de cabecera del alimentador Punta Angamos (52E1) Grupo 1, se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5-4. Ajuste actual Cabecera alimentador Punta Angamos (52E1) Grupo 1.

tipo	Ajustes											
	Fase					Residual					SEF	
	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum [seg]	Inst. [A]/[s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum [seg]	Inst [A]/[s]	Amp Trip	Tiempo
Nova Form-6	139	280	1,5	0 [seg]	-	151	30	0,8	0,1	-	-	-
	Reconexiones/Tiempo de Reconexión: 1/3[s]					Reconexiones/Tiempo de Reconexión: 1/3[s]					Sin Reconexión	

(*): Se r como ajustes actuales, los ajustes propuestos por CGE en el documento “ECAP-BP-22-133-ST Cabecera 52E1_SE Mejillones_280 [A].pdf”.

Los ajustes actuales del reconectador de cabecera del alimentador Punta Angamos (52E1) Grupo 2, se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5-5. Ajuste actual Cabecera alimentador Punta Angamos (52E1) Grupo 2.

tipo	Ajustes											
	Fase					Residual					SEF	
	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum [seg]	Inst. [A]/[s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum [seg]	Inst [A]/[s]	Amp Trip	Tiempo
Nova Form-6	201	280	0,12	0 [seg]	-	119	30	0,2	0,2	960/0	-	-
	Reconexiones/Tiempo de Reconexión: 1/3[s]					Reconexiones/Tiempo de Reconexión: 1/3[s]					Sin Reconexión	

(*): Se r como ajustes actuales, los ajustes propuestos por CGE en el documento “*ECAP-BP-22-133-ST Cabecera 52E1_SE Mejillones_280 [A].pdf*”.

Los ajustes actuales del reconectador ubicado en el poste n° 3-007174 del alimentador Punta Angamos, se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5-6. Ajuste actual del reconectador ubicado en el poste n°3-007174.

tipo	Ajustes											
	Fase					Residual					SEF	
	Curva	Amp . Trip	Mult	Sum [seg]	Inst. [Aprim] / [s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum [seg]	Inst [A]/[s]	Amp Trip	Tiempo
RC 01ES	IEC I	150	0,05	0	1000/0	IEC VI	20	0,05	0	-	-	-
	Reconexiones/Tiempo de Reconexión: -					Reconexiones/Tiempo de Reconexión:					Sin Reconexión	

Los ajustes actuales del reconectador ubicado en el poste n°3-061340 del alimentador Punta Angamos, se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5-7. Ajuste actual del reconectador ubicado en el poste n°3-061340.

tipo	Ajustes											
	Fase					Residual					SEF	
	Curva	Amp . Trip	Mult	Sum [seg]	Inst. [Aprim] / [s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum [seg]	Inst [A]/[s]	Amp Trip	Tiempo
RC 01ES	IEC I	108	0,02	0	1000/0	IEC VI	16	0,02	0	100/0	-	-
	Reconexiones/Tiempo de Reconexión: -					Reconexiones/Tiempo de Reconexión:					Sin Reconexión	

5.2 Propuesta de ajuste de protecciones en el interruptor de acoplamiento asociado al PMGD Tallado

Se efectúa la propuesta de ajustes para el equipamiento de protecciones asociado al punto de conexión a la red del PMGD PV Tallado. 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 5-8. Funciones de protección RI del reconectador del PMGD PV Tallado

Función	Etapas	RC10
ANSI 27 Sub Tensión	Etapas 1 y 2	✓
	Etapas 1 y 2	✓
ANSI 59 Sobre Tensión	Etapas 1 y 2	✓
	Etapas 1 y 2	✓
ANSI 81 U Sub Frecuencia	Etapas 1 y 2	✓
	Etapas 1 y 2	✓
ANSI 81 O Sobre Frecuencia	Etapas 1 y 2	✓
	Etapas 1 y 2	✓
ANSI 51/50 Sobrecorriente de Fase		✓
ANSI 51N/50N Sobrecorriente Residual		✓
Función	Etapas	RC10
ANSI 59N Sobre voltaje de Secuencia Cero		✓
ANSI 32 Limitador de Potencia		✓
ANSI 78 Salto de Vector		✓
Bloqueo por detección de Inrush		✓

El detalle de ajuste y criterios de protección del reconectador del PMGD PV Tallado 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 PV Tallado del sistema, ante una condición de alerta del sistema de distribución. Los ajustes son:

Tabla 5-9. 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

Nota Verificar que el valor de voltaje en el relé sea modificado desde los valores por defecto a la tensión nominal del PMGD, en este caso 23 kV.

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 PV Tallado del sistema, ante una condición de alerta del sistema de distribución. Los ajustes son:

Tabla 5-10. 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 utilizar un valor de pickup que sea 1.1 veces la tensión residual esperable para una falla monofásica con resistencia de 40 ohm que ocurra inmediatamente a la salida del alimentador. Se busca que el PMGD no opere ante fallas en otros alimentadores de la misma subestación.

Se asignará una temporización de 400 [ms] a este elemento de protección, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5-11. VO ante fallas 1F40 y 2F40 a tierra en cabecera alimentador.

	Punto de falla	
	Falla 1F R = 40Ω	Falla 2FG R = 40Ω
3xV0 *1.1 [KV]	0,660 [kV]	0,660 [kV]

De este modo el umbral sistémico de la función 59N se visualiza en $3xV0 = 0,660$, sin embargo, cabe señalar que este valor está bajo el rango de tolerancia del control SEL 651R, pudiendo operar en condiciones no deseadas, de acuerdo a las especificaciones del rango de tolerancia indicado en manual de fabricante:

Extracto Manual, Tolerancia del bloque de protección:

RMS Metering

Voltages

VAY, VBY, VCY, VAZ,
VBZ, VCZ: $\pm 1.2\% V_{phase} > 50 Vac^d$ for PTs

Por lo anterior, considerando que el equipo operará con TTPP de tensión 23kV/120V, el

máximo error ponderado de la función residual corresponde a 3,6% (suma de las tres fases en secundario, caso desfavorable), y por otra parte, los TTPP de equipamiento de similares características tienen sensibilidad de TTPP de 5% por polo, lo que equivaldría a 15%. Por lo anterior se propone ajustar la función en 2,25 kV, que es el mínimo umbral que permite una medida confiable de acuerdo con la tolerancia de los TTPP y función de protección.

Tabla 5-12. Ajuste función 59N.

Función	Pickup	Tiempo de Operación
59N	2,25 [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 5-13. 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 PV Tallado ante la detección de una isla eléctrica y pérdida de referencia de la red de distribución. Como ajuste de la función ANSI78 Vector Shift, se recomienda un ángulo de 18° y un tiempo de operación de 0,00 [s].

Tabla 5-14. Ajuste de Función Salto de Vector.

Función	Curva	Pickup Etapa1	Tiempo de Operación [s]
78	Tiempo definido	18°	0,00

Bloqueo por Inrush.

Se requiere la habilitación de la función de retención por inrush del reconectador SEL 651R. Lo anterior debido a que se necesita, por temas de coordinación, habilitar las etapas de tiempo instantáneo en valores por debajo de la máxima corriente de inrush esperable. Para este relé, utiliza la función de bloqueo por segundo armónico. Los ajustes de esta función los siguientes.

Función	Porcentaje de aporte 2°armónico	Time (ciclos)
Inrush Restraint (IR)	20%	5

5.3 Coordinación con protecciones del alimentador Punta Angamos

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 PV Tallado, 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 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 PV 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 PV 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 permita la evacuación del proyecto PMGD PV 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.

5.3.1 Ajustes de sobrecorriente en el reconectador proyectado (punto de conexión PMGDPV Tallado)

Los ajustes de sobrecorriente propuestos en el reconectador proyectado del punto de conexión a la red del PMGD Tallado, cumplen con lo señalado en el punto 5.3. **Se ajusta el pick up de la protección del PMGD de modo que permita la inyección de 9 MW a FP unitario en 23 kV, que corresponde a una corriente de 249 A, considerando un 10% de sobrecarga por sobre la corriente nominal.**

En la siguiente tabla se muestran los ajustes propuestos para el reconectador del PMGD Tallado Grupo único:

Tabla 5-15. Ajustes de Sobrecorriente Rec. Proyectado PMGD Tallado, Grupo Único.

Equipo	Modelo	Fase Residual	Pick Up[A]	Curva	Dial	Sumador	Instantánea [A]/[s]
PMGD Tallado	SEL 651R	51	249 [prim]	119	0,06	0	1000/0
		51N	18 [prim]	119	0,03	0	70/0
		Sin Reconexión					

5.3.2 Ajustes de sobrecorriente actuales y propuestos en los equipos existentes y proyectados en el alimentador Punta Angamos.

CGE proyecta sobre el reconectador de Cabecera del Alimentador Punta Angamos (52E1) 2 grupos de ajustes. Ambos grupos proyectados **permiten las transferencias de potencia esperadas por el PMGD Tallado, por lo tanto, no se proponen nuevos ajustes para dicha protección.** Dichas modificaciones son las indicadas en el ECAP emitido por CGE a Engie denominado *ECAP-BP-22-133-ST Cabecera 52E1_SE Mejillones_280 [A].pdf*. Por lo anterior, si bien el presente ECAP no proyecta nuevos ajustes de cabecera, se requiere verificar que sea implementado dicho ECAP previo a la puesta en servicio del PMGD Tallados.

El **grupo 1 de ajustes**, corresponde al escenario normal de operación, en donde el Alimentador Punta Angamos (52E1) es alimentado a través del Transformador n°4 de la S/E Mejillones (mediante protección general de Media Tensión 52ET4). El **grupo 2 de ajustes**, corresponde al escenario alternativo de operación, en donde le Alimentador Punta Angamos (52E1) es alimentador por el Transformador n°2 de la S/E Mejillones (mediante protección general de Media Tensión 52CT2)

Debido a que no se cumplen tiempos de paso superiores a los exigidos por la NTCO y por CGE para los reconectores de línea y el PMGD, **se sugiere coordinar por reconexiones los reconectores ubicados en los postes n°3-007174, n°3-061340 y en el poste de conexión del PMGD Tallado.**

A continuación, se muestran los valores actuales y propuestos para los reconectores en las vías de evacuación del PMGD Tallado para el **Grupo 1**.

Los ajustes de la cabecera del reconectador Punta Angamos (52E1) **Grupo 1** se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5-16. Ajuste actual cabecera alimentador Punta Angamos Grupo 1.

Reconectador Cabecera Form 6		Ajustes Actuales (Grupo 1)		
Grupo único		Fase	Residual	SEF
Tiempo Inverso	Pickup	280 [A-Prim]	30 [A-prim]	--
	Curva	139	151	--
	Multiplicador	1,5	0,8	--
	Sumador	0 [s]	0,1 [s]	--
	N° Operaciones	2	2	--
Tiempo Definido	Pickup [Aprim]	--	--	--
	Tiempo	--	--	--
	N° Operaciones	--	--	--
Reconexión	Tiempo	3 [s]		

Los ajustes actuales y propuestos para el **Grupo 1** del reconectador ubicados en el poste n°3-007174:

Tabla 5-17. Ajuste actual Reconectador poste n°3-007174.

Reconectador poste n°3-007174 RC		Ajuste Actuales (Grupo único)			Ajuste Propuestos (Grupo 1)		
Grupo único		Fase	Residual	SEF	Fase	Residual	SEF
Tiempo Inverso	Pickup	150 [A-prim]	20 [A-prim]	--	270 A-Prim]	26 [A-prim]	--
	Curva	IEC I	IEC VI	--	139	119	--
	Multiplicador	0,05	0,05	--	0,22	0,71	--
	Sumador	0 [s]	0[s]	--	0 [s]	0,02 [s]	--
	N° Operaciones	--	--	--	3	3	--
Tiempo Definido	Pickup [Aprim]	1000	--	--	3000	350	--
	Tiempo	0	--	--	0	0	--
	N° Operaciones	--	--	--	3	3	--
Reconexión	Tiempo	-- [s]			7 [s]		

Los ajustes actuales y propuestos para el **Grupo 1** del reconector ubicados en el poste n°3-061340:

Tabla 5-18. Ajuste propuesto Reconector poste n°3-061340.

Reconector Cabecera RC 01ES		Ajuste Actuales (Grupo único)			Ajuste Propuestos (Grupo 1)		
Grupo único		Fase	Residual	SEF	Fase	Residual	SEF
Tiempo Inverso	Pickup	108 [A-prim]	16 [A-prim]	--	260 [A-Prim]	22 [A-prim]	--
	Curva	IEC I	IEC VI	--	139	119	--
	Multiplicador	0,02	0,02	--	0,10	0,24	--
	Sumador	0 [s]	0[s]	--	0 [s]	0 [s]	--
	N° Operaciones	--	--	--	2	2	--
Tiempo Definido	Pickup [Aprim]	1000	100	--	3000	350	--
	Tiempo	0	0	--	0	0	--
	N° Operaciones	--	--	--	2	2	--
Reconexión	Tiempo	-- [s]			9 [s]		

A continuación, se muestran los valores actuales y propuestos para los reconectores en las vías de evacuación del PMGD Tallado para el **Grupo 2**.

Los ajustes de la cabecera del reconector Punta Angamos (52E1) **Grupo 2** se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5-19. Ajuste actual cabecera alimentador Punta Angamos Grupo 1.

Reconector Cabecera Form 6		Ajustes Actuales (Grupo 2)		
Grupo único		Fase	Residual	SEF
Tiempo Inverso	Pickup	280 [A-Prim]	30 [A-prim]	--
	Curva	201	119	--
	Multiplicador	0,12	0,20	--
	Sumador	0 [s]	0,20 [s]	--
	N° Operaciones	2	2	--
Tiempo Definido	Pickup [Aprim]	--	960	--
	Tiempo	--	0	--
	N° Operaciones	--	--	--
Reconexión	Tiempo	3 [s]		

Los ajustes actuales y propuestos para el **Grupo 2** del reconectador ubicados en el poste n°3-007174:

Tabla 5-20. Ajuste actual Reconectador poste n°3-007174.

Reconectador poste n°3-007174 RC		Ajuste Actuales (Grupo único)			Ajuste Propuestos (Grupo 2)		
Grupo único		Fase	Residual	SEF	Fase	Residual	SEF
Tiempo Inverso	Pickup	150 [A-prim]	20 [A-prim]	--	270 A-Prim]	26 [A-prim]	--
	Curva	IEC I	IEC VI	--	139	119	--
	Multiplicador	0,05	0,05	--	0,17	0,17	--
	Sumador	0 [s]	0[s]	--	0 [s]	0,05 [s]	--
	N° Operaciones	--	--	--	3	3	--
Tiempo Definido	Pickup [Aprim]	1000	--	--	2050	80	--
	Tiempo	0	--	--	0	0	--
	N° Operaciones	--	--	--	3	3	--
Reconexión	Tiempo	-- [s]			7 [s]		

Los ajustes actuales y propuestos para el **Grupo 2** del reconector ubicados en el poste n°3-061340:

Tabla 5-21. Ajuste propuesto Reconector poste n°3-061340.

Reconector Cabecera RC 01ES		Ajuste Actuales			Ajuste Propuestos (Grupo 2)		
Grupo único		Fase	Residual	SEF	Fase	Residual	SEF
Tiempo Inverso	Pickup	108 [A-prim]	16 [A-prim]	--	260 [A-Prim]	22 [A-prim]	--
	Curva	IEC I	IEC VI	--	139	119	--
	Multiplicador	0,02	0,02	--	0,10	0,04	--
	Sumador	0 [s]	0[s]	--	0 [s]	0 [s]	--
	N° Operaciones	--	--	--	2	2	--
Tiempo Definido	Pickup [Aprim]	1000	100	--	2050	80	--
	Tiempo	0	0	--	0	0	--
	N° Operaciones	--	--	--	2	2	--
Reconexión	Tiempo	-- [s]			9 [s]		

5.3.3 Verificación de ampacidad conductores y elementos series entre PMGD Tallado y Cabecera del Circuito Tallado de S/E Mejillones.

De acuerdo a la información proporcionada por CGE, considerando los refuerzos informados en el ICC, se visualizan los siguientes conductores y elementos serie:

Inicio	Final	Vía de evacuación	Conductor/Elemento	Ampacidad Conductor / Elemento[A]	Corriente nominal (*) [A]	Corriente máxima (*) [A]	Cumple
Cabecera	-	PMGD Tallado	Interruptor 52E1	630	226	249	Si
Cabecera	-	PMGD Tallado	Desconectador 89E1-1	400	226	249	Si
Cabecera	-	PMGD Tallado	Desconectador 89E1-2	400	226	249	Si
Cabecera	3-046529	PMGD Tallado	Cu 2 AWG	232	226	249	Si (*)
3-046529	3-052722	PMGD Tallado	AAAC 107mm2	361	226	249	Si
3-052722	3-007431	PMGD Tallado	Cu 1/0 AWG	310	226	249	Si
3-007431	3-007428	PMGD Tallado	AAAC 107mm2	361	226	249	Si
3-007428	3-060287	PMGD Tallado	Cu 1/0 AWG	310	226	249	Si
3-060287	1131556	PMGD Tallado	AAAC 107mm2	361	226	249	Si

Se verifica que la totalidad de los conductores y elementos serie permiten la inyección del PMGD Tallado.

Corriente Nominal: Se refiere a la corriente nominal del PMGD.

Corriente Máxima: Se refiere a la corriente máxima permitida por el reconectador del PMGD.

(*): Considerando una Demanda Mínima 1,967 [MW], lo que corresponde a una corriente de 49,4 [A], la corriente máxima en cabecera (considerando inyección de 249[A] del PMGD Tallado) sería de: $I_{\max \text{ Cabecera}} = 249 - 49,4 = 199,6$ [A], por lo que ni en la peor condición, se sobrecargaría el conductor de Cu 2 AWG con ampacidad de 232 [A].

5.3.4 Verificación de umbrales de sobrecorriente frente a Inrush de transformadores de PFV Tallado.

Considerando que el PFV Tallado inyecta a través de 2 transformador elevadores de 4,92MVA totalizando una potencia de transformación de 9,84 MVA. Se evalúa el impacto de la corriente Inrush sobre las protecciones del PMGD. Como supuesto, se considerará una corriente de Inrush aproximada de 8 veces la corriente nominal del parque de transformación. Por lo anterior, la corriente nominal del transformador en conjunto se estima en 247 A y una corriente de Inrush de aproximadamente 1976 A El ajuste de pick up del reconfigurador del PMGD es de 249 A, lo que indica que la corriente de Inrush sería 7,93 veces la corriente nominal del transformador. Ante esto operaría la función de sobrecorriente del PMGD.

Protección	Ajuste pickup [A]	Corriente Inrush [A]	Tiempo de operación
PMGD Tallados	249	1976	0

Por lo anterior, es requerido que se habilite la función de bloqueo por Inrush.

6 CONCLUSIONES

Los análisis efectuados permiten concluir que:

- Se requieren cambios de ajustes del reconectador de cabecera del alimentador Punta Angamos (52E1) para una inyección de 9 MW. Dichas modificaciones son las indicadas en el ECAP emitido por CGE a Engie denominado *ECAP-BP-22-133-ST Cabecera 52E1_SE Mejillones_280 [A].pdf*. Por lo anterior, si bien el presente ECAP no proyecta nuevos ajustes de cabecera, se requiere verificar que sea implementado dicho ECAP previo a la puesta en servicio del PMGD Tallados.
- No es posible coordinación entre **el reconectador de Cabecera del Alimentador (52E1) y el reconectador ubicado en el poste n°3-007174**, por tiempos de paso de acuerdo a filosofía de CGE, ya que no se cumple con tiempos de al menos 200 ms para las fallas 3F, 2F y 2FT, para Grupo 1. Para fallas 1FT, 1FT-25 y 1FT-50 es posible proporcionar pasos de coordinación entre el reconectador PP N°3-007174 y cabecera. Esta condición es pre-existente, y no es desencadenada por la incorporación del PMGD Tallados al sistema. Esta condición no puede ser subsanada a través de nuevos ajustes en las redes de distribución, debido a que por una parte, no es factible aumentar tiempos en protección de cabecera (por limitación de tiempos en general de MT) y por otra, no se puede disminuir tiempos de operación de reconectador PP N°3-007174 debido a que para fallas 3F, 2F y 2FT en PP N°3-007174, dicho reconectador opera en forma instantánea. Sin desmedro de esto, se visualizan tiempos de operación mayores a 100 ms entre cabecera de Engie y reconectores de línea de CGE, lo cual se encontraría amparado dentro de los tiempos estipulados en la NTCO.
- Es relevante comentar que previo a la incorporación del PMGD Tallados los reconectores PP N°3-007174, PP N°3-061340 están operando con escalones de tiempo instantáneos para gran parte del alimentador, de mismo umbral de corriente. Lo anterior se deduce debido a la cercanía entre ambos equipos, escasos tiempos de

operación de cabecera y altas corrientes de cortocircuito.

- Por lo anterior, se propone que **los re conectadores n°3-007174, n°3-061340 y el re conectador del PMGD Tallado, coordinen por reconexiones, para Grupo 1 y Grupo 2 de Ajustes, tanto con sus etapas temporizadas como instantáneas con la finalidad de mantener una adecuada calidad de servicio.**
- Los ajustes propuestos para el re conectador proyectado en el punto de conexión del PMGD Tallado consideran una rápida operación de esta ante fallas internas y externas, asegurando la selectividad con los re conectadores existentes en el sistema de distribución.

7 ANEXO VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN

7.1 Gráficos Corriente vs Tiempo de protecciones

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

- Punto 1: Cabecera alimentador Puna Angamos (52E1).
- Punto 2: Poste n°3-007174.
- Punto 3: Poste n° 3-061340.
- Punto 4: PMGD Tallado.

Para todos los casos se considerarán los siguientes tipos de falla:

- 3F: Falla trifásica franca.
- 2F: Falla bifásica franca.
- 2FT: Falla bifásica franca a tierra.
- 1FT: Falla monofásica.
- 1FT-25: Falla monofásica con una resistencia de 25 ohm.
- 1FT-50: Falla monofásica con una resistencia de 50 ohm.

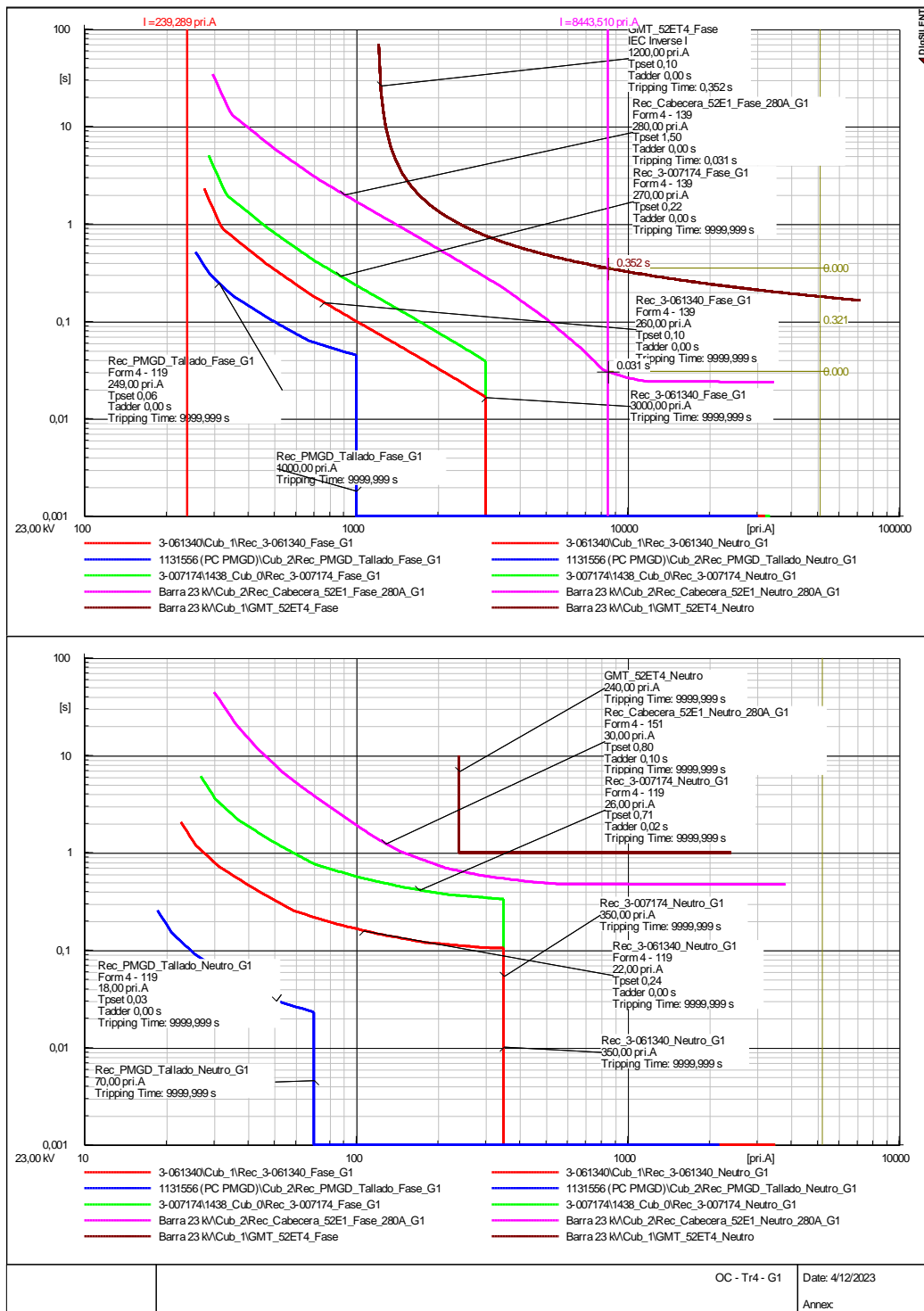
Para lo descrito anteriormente, se consideran dos escenarios diferentes:

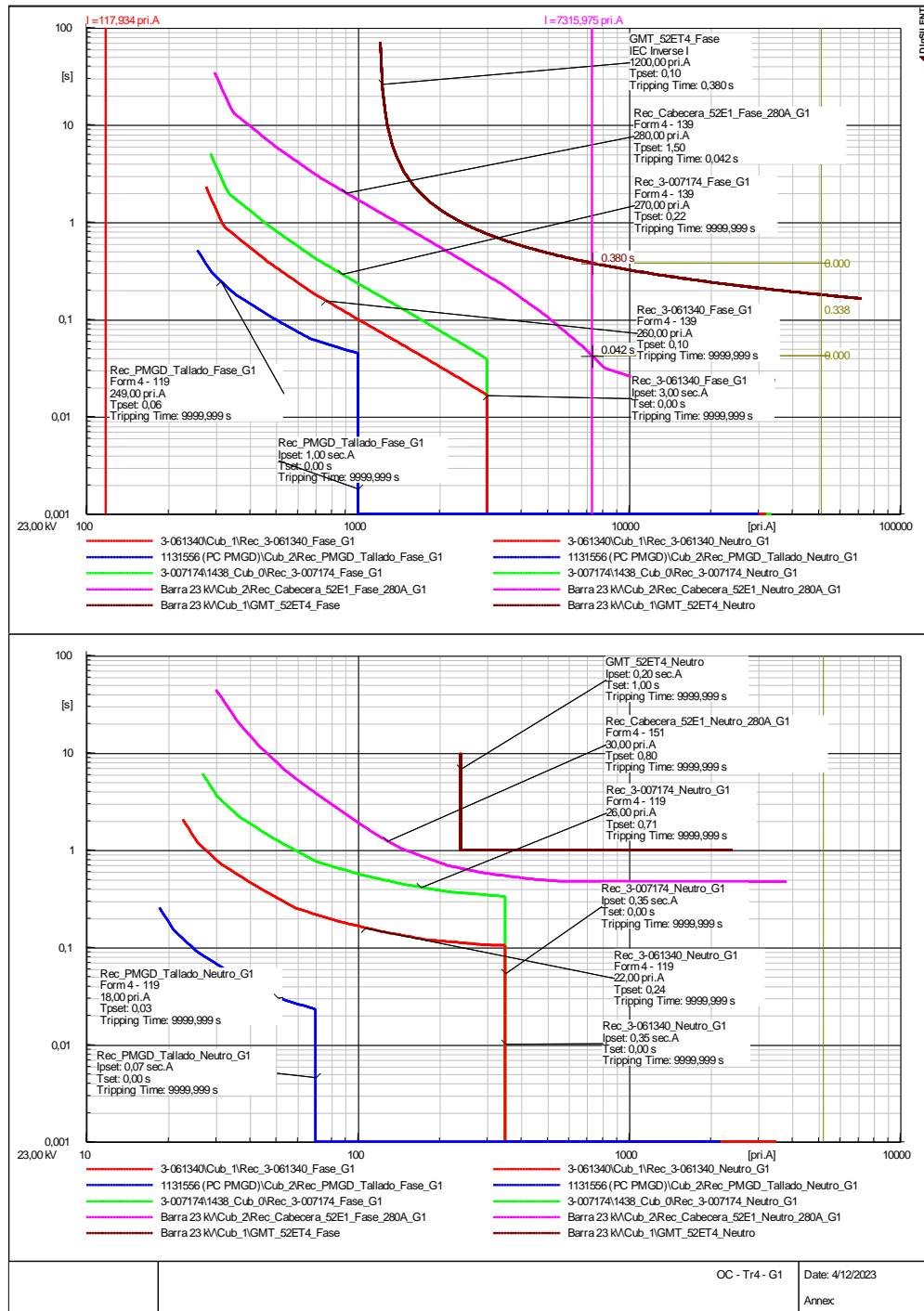
- **Escenario 1:** El alimentador Punta Angamos (52E1) alimentado por el Transformador n°4 de la S/E Mejillones, con ajustes de protecciones en Grupo 1.
- **Escenario 2:** El alimentador Punta Angamos (52E1) alimentado por el Transformador n°2 de la S/E Mejillones, con ajustes de protecciones en Grupo 2.

7.1.1 Escenario 1.

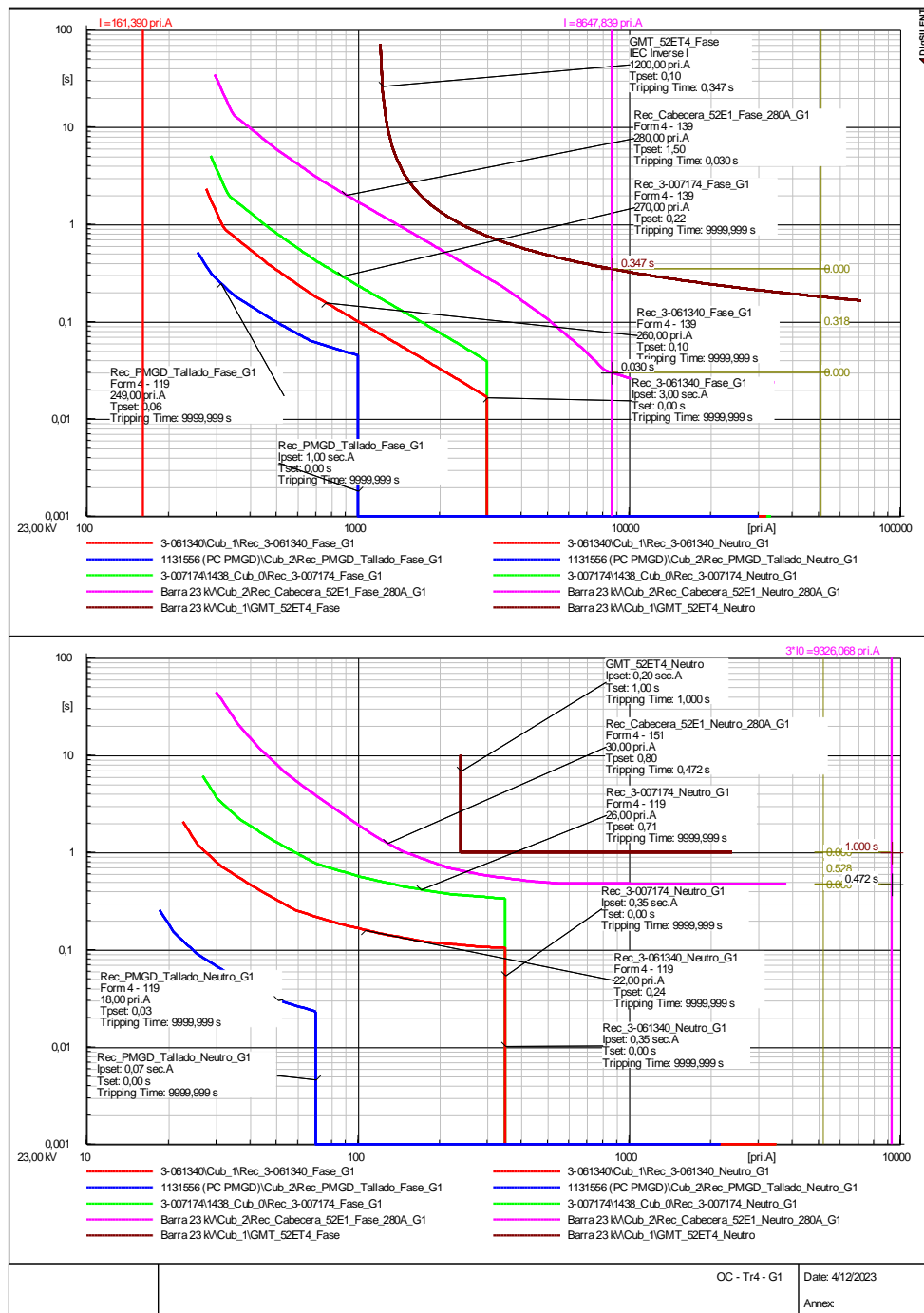
Punto 1: Cabecera Alimentador

3F

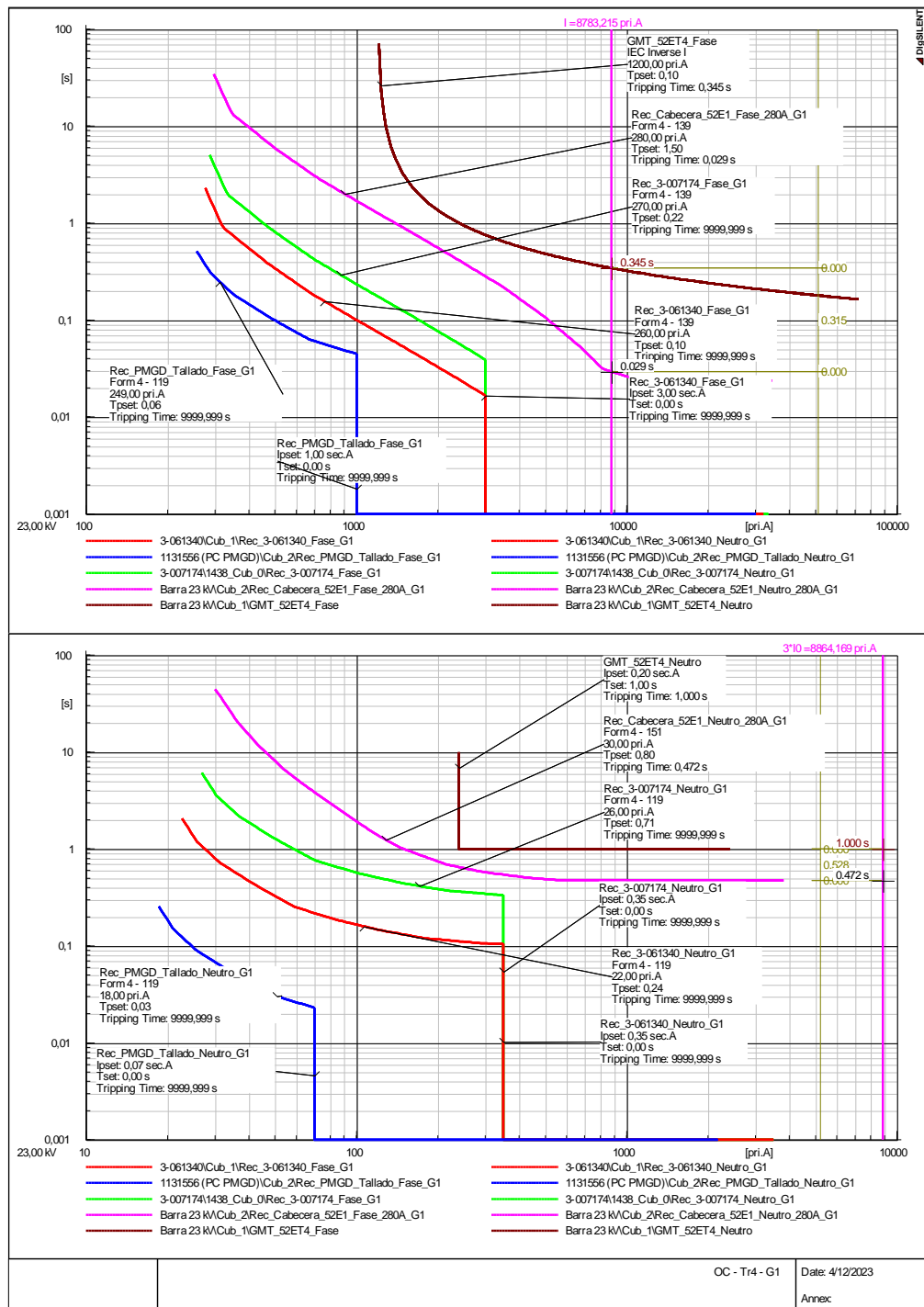


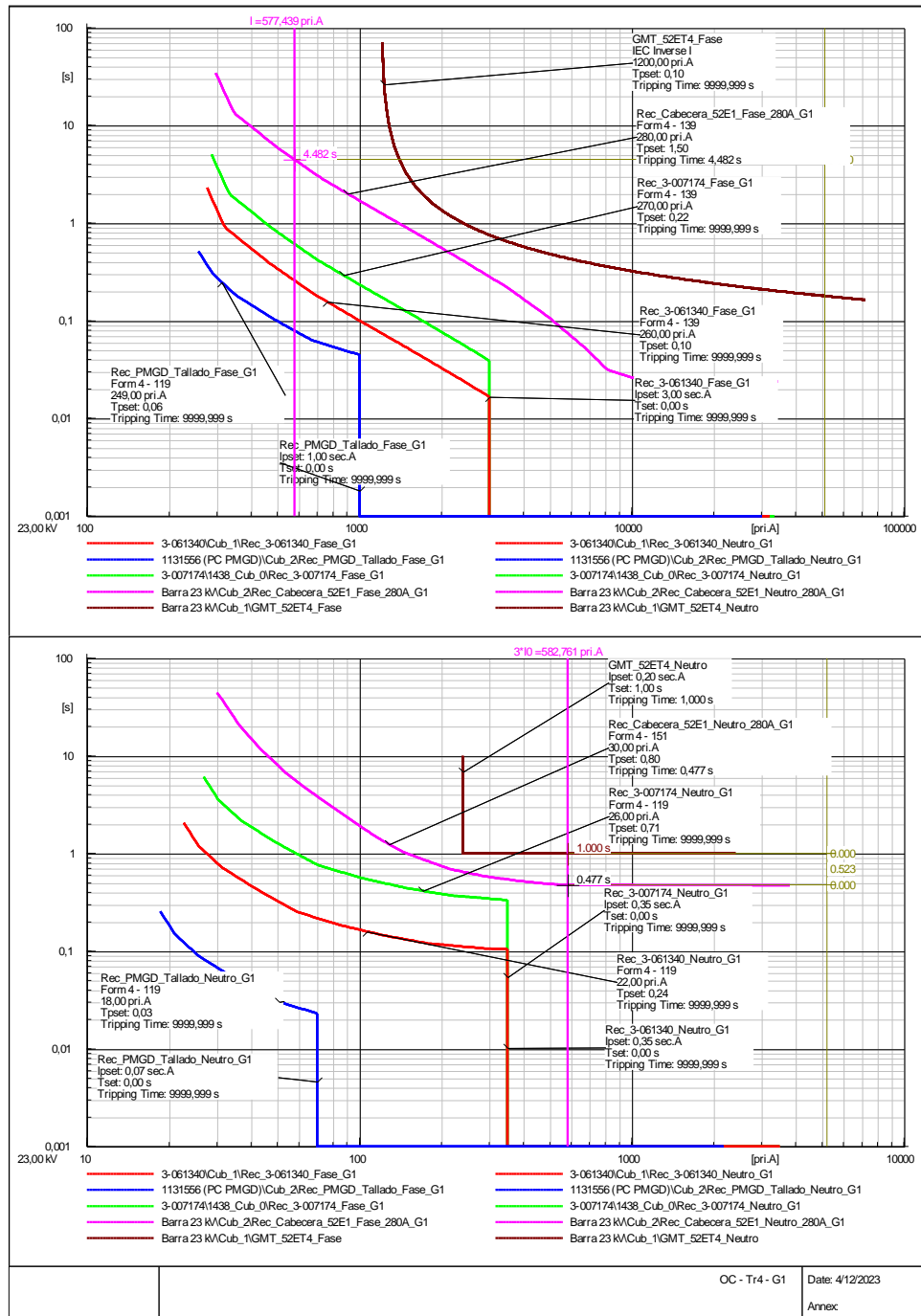


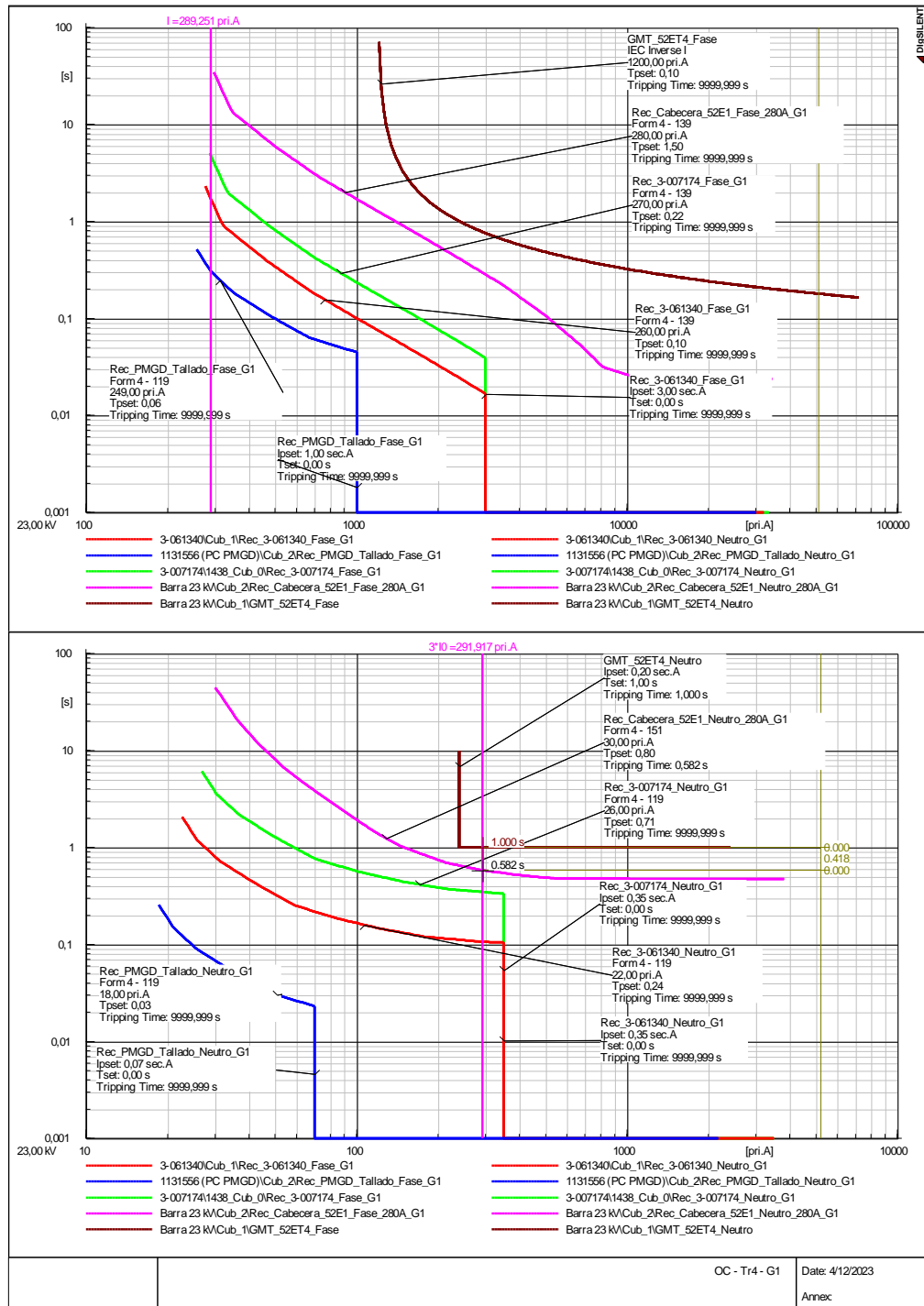
2FT



1FT

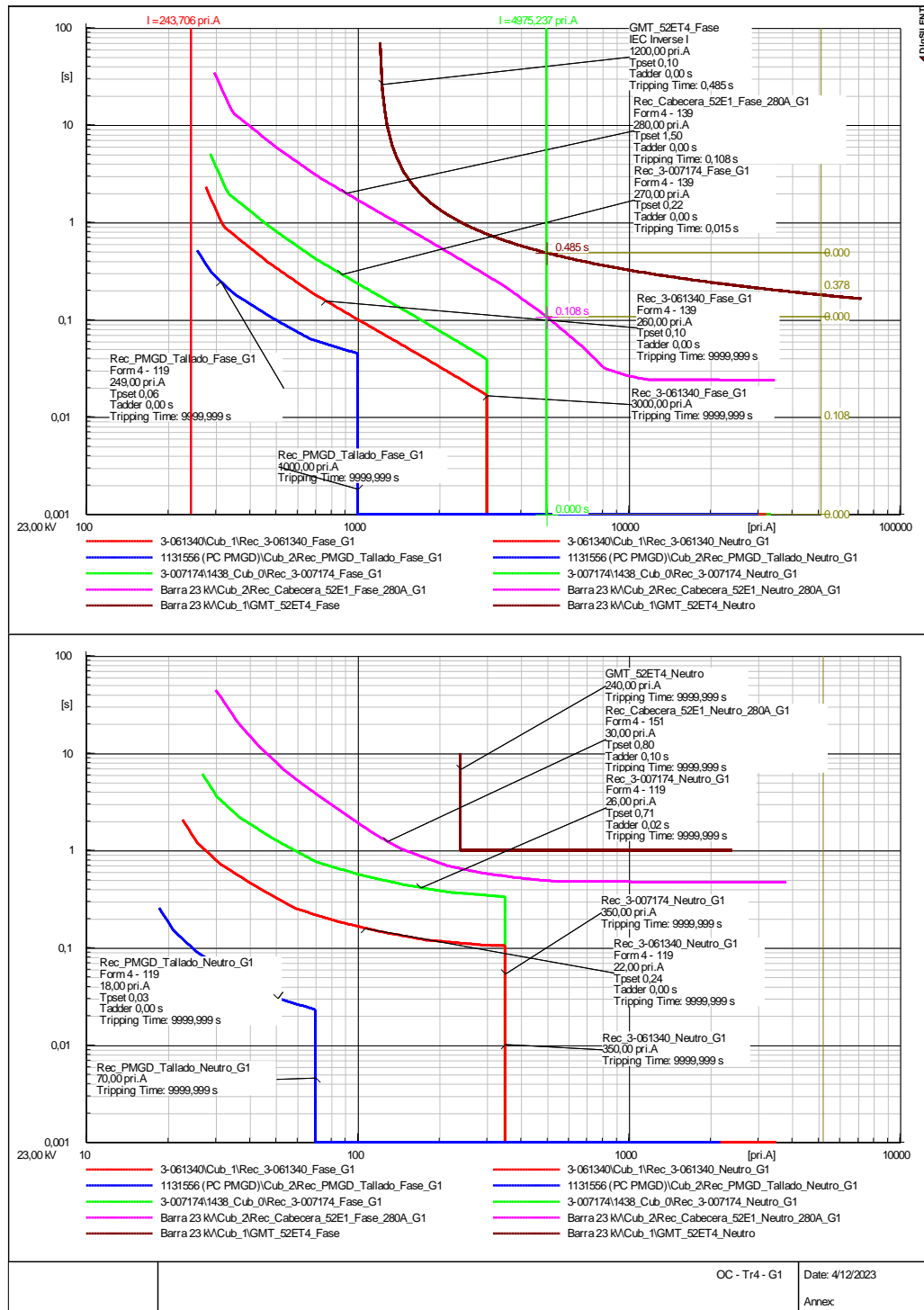


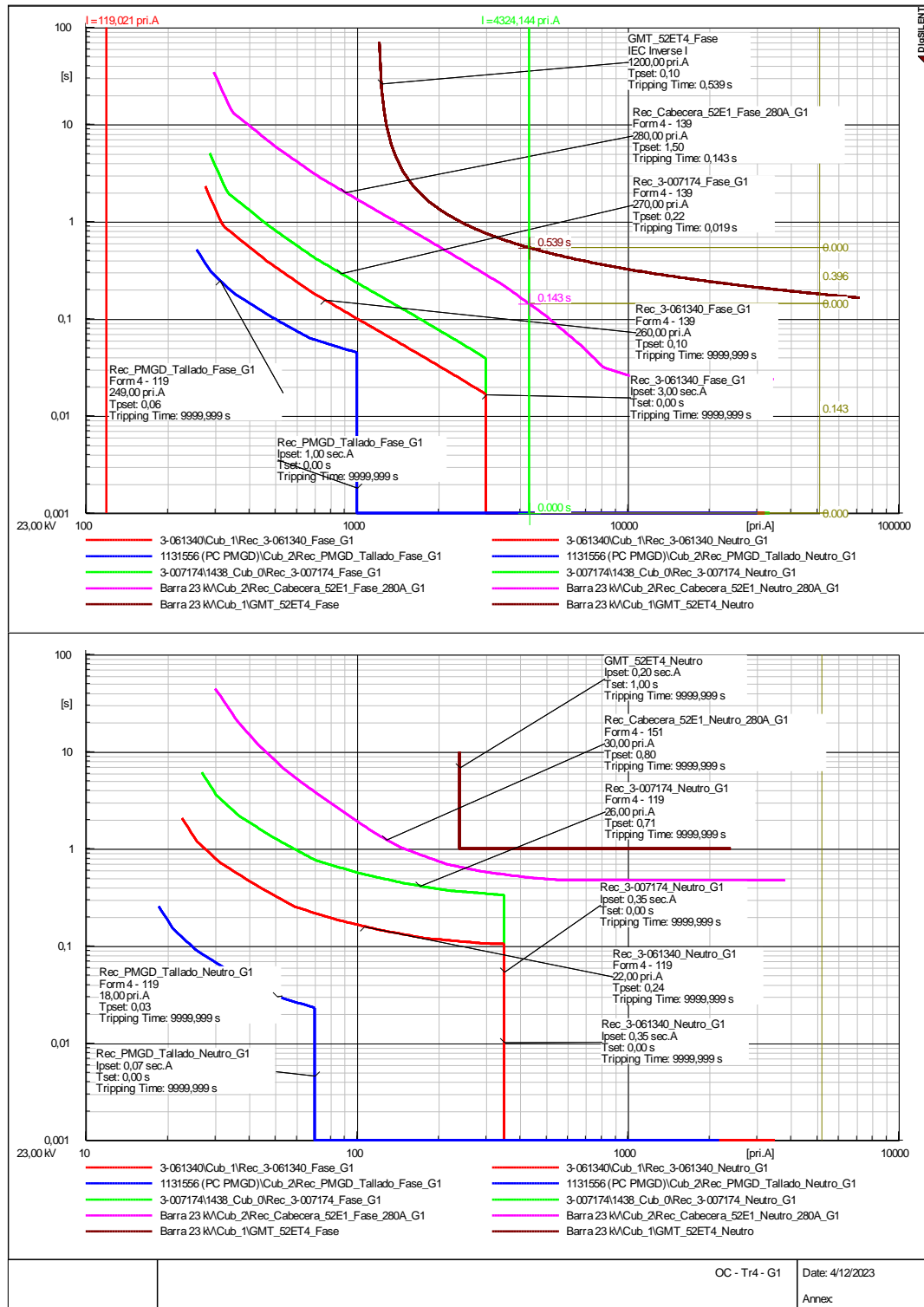




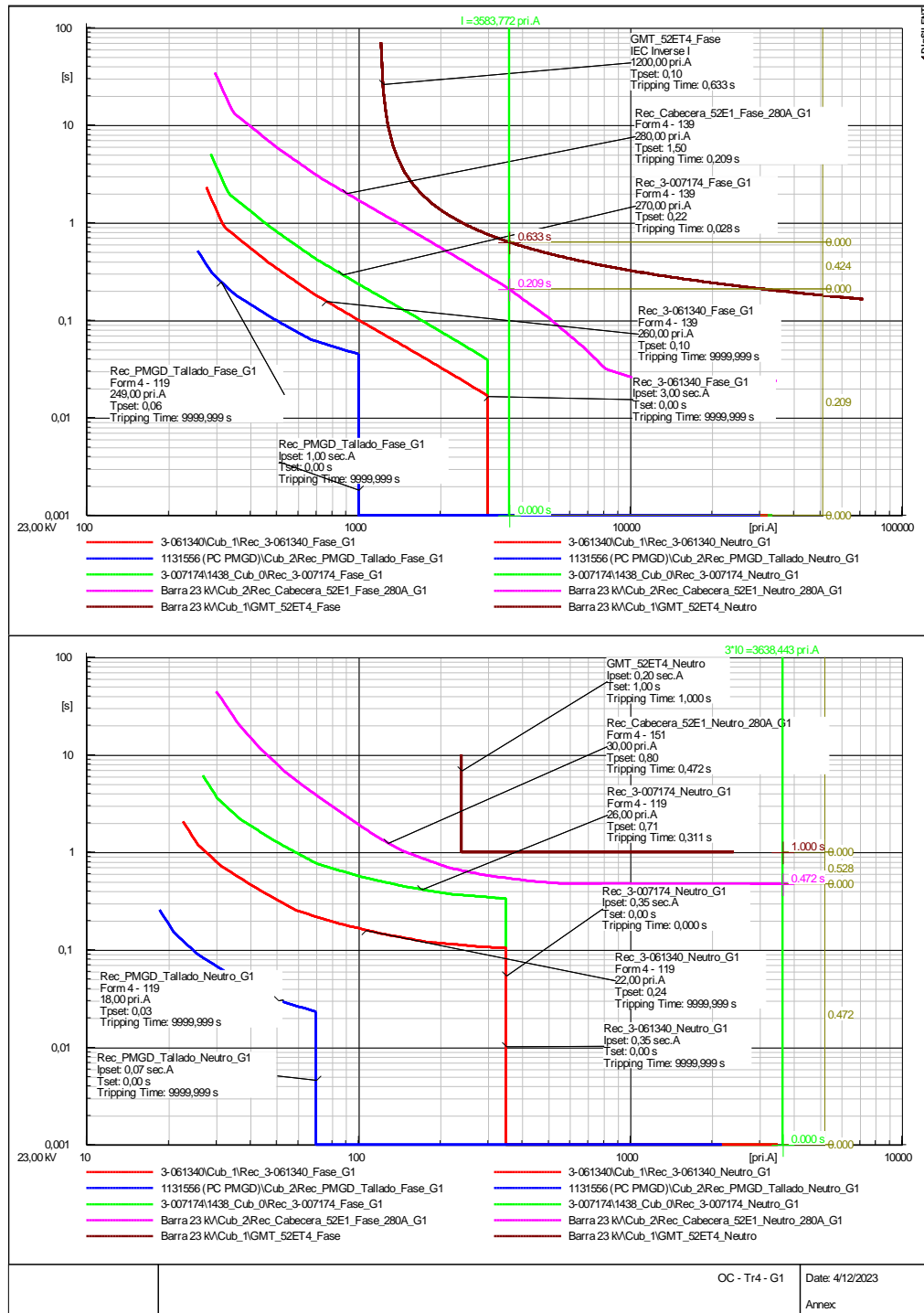
Punto 2: Poste n°3-007174.

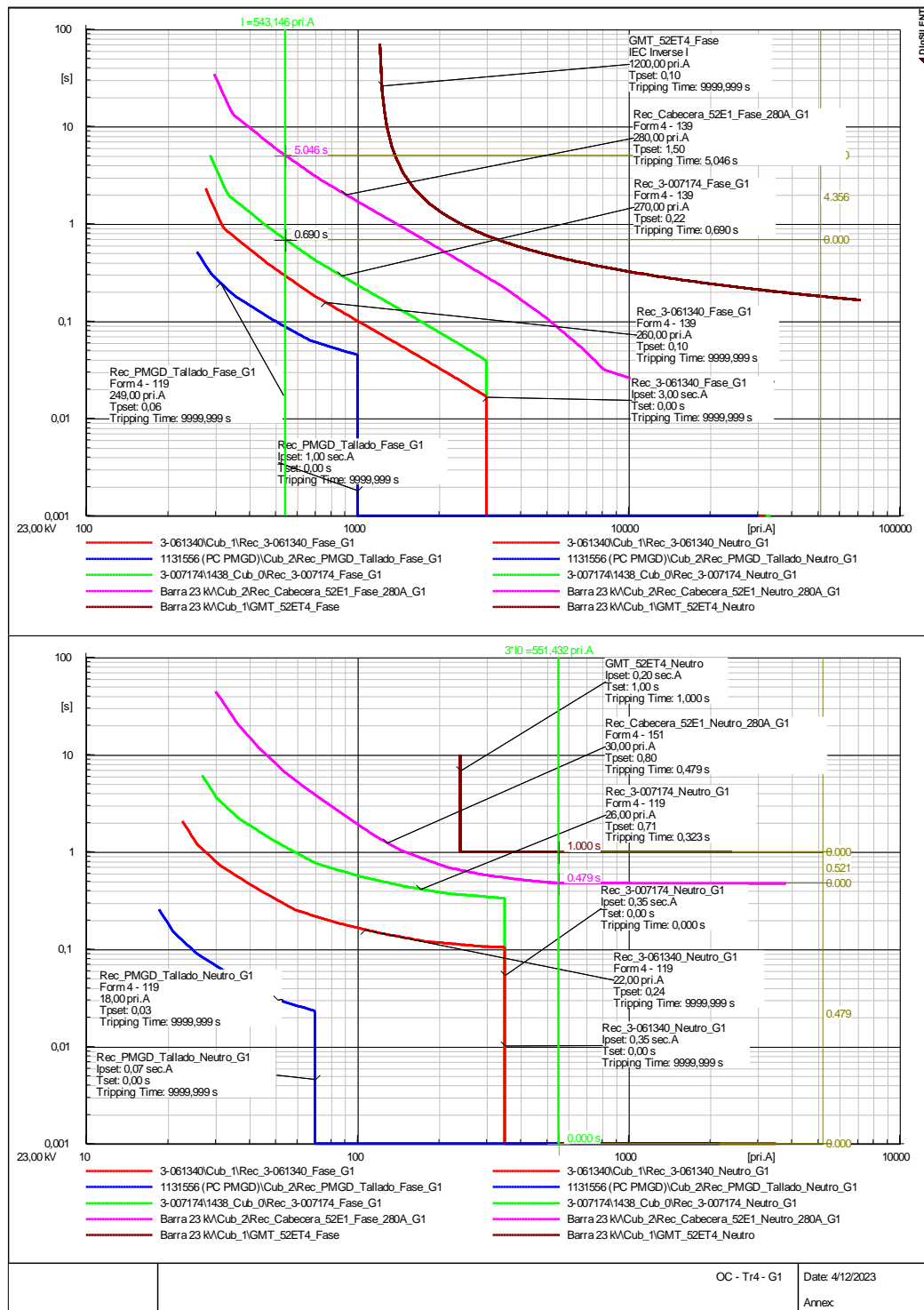
3F

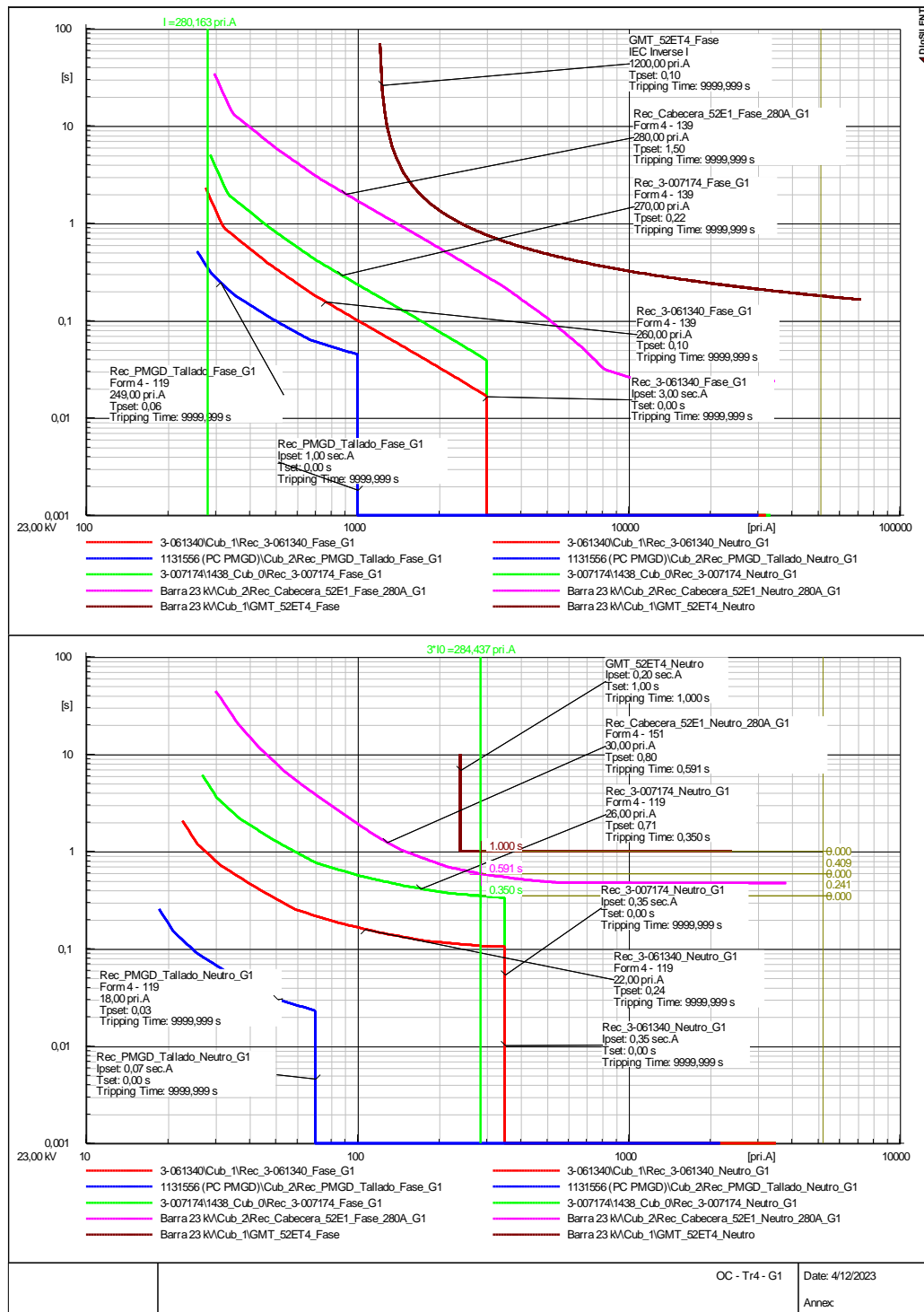




1FT

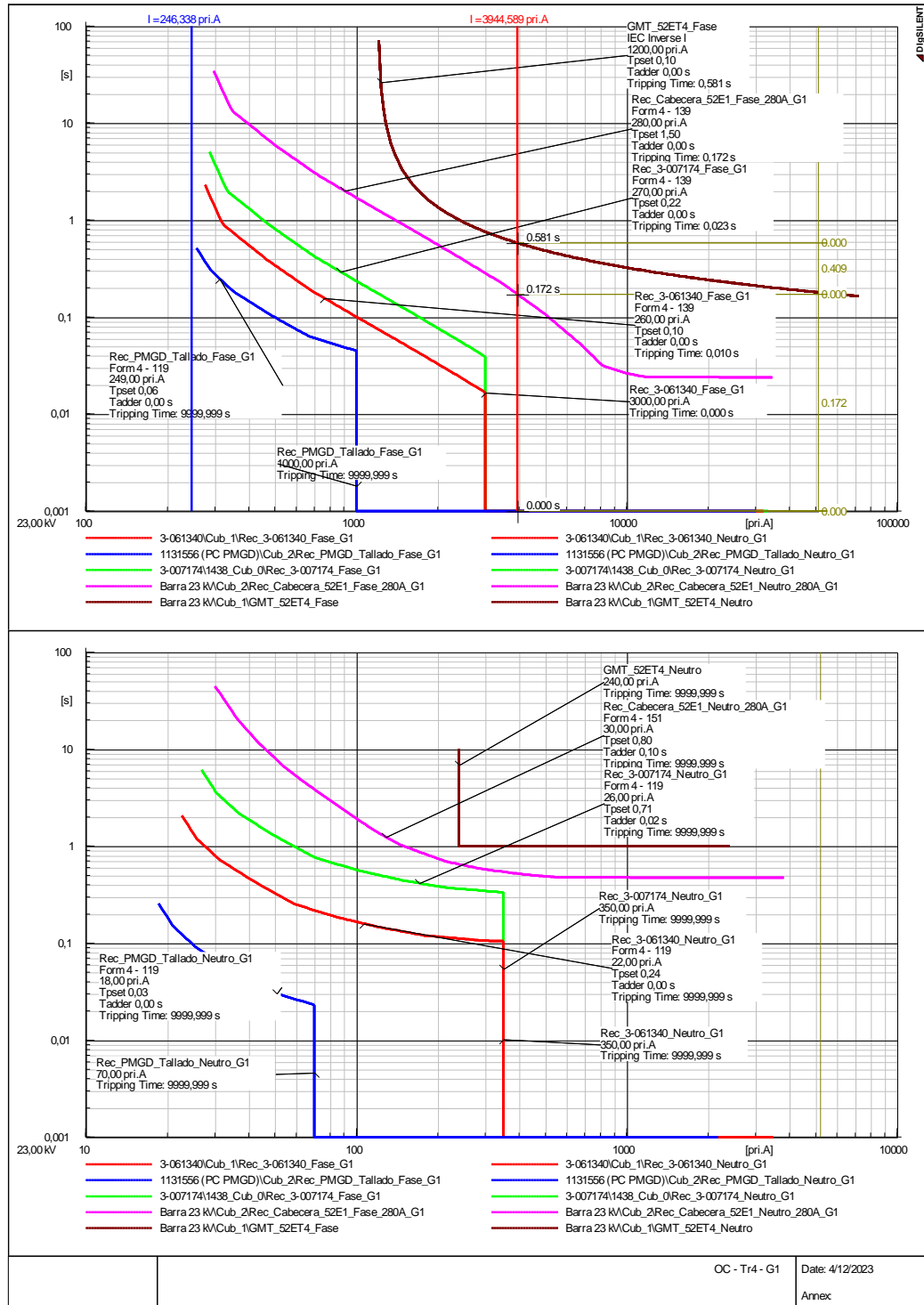




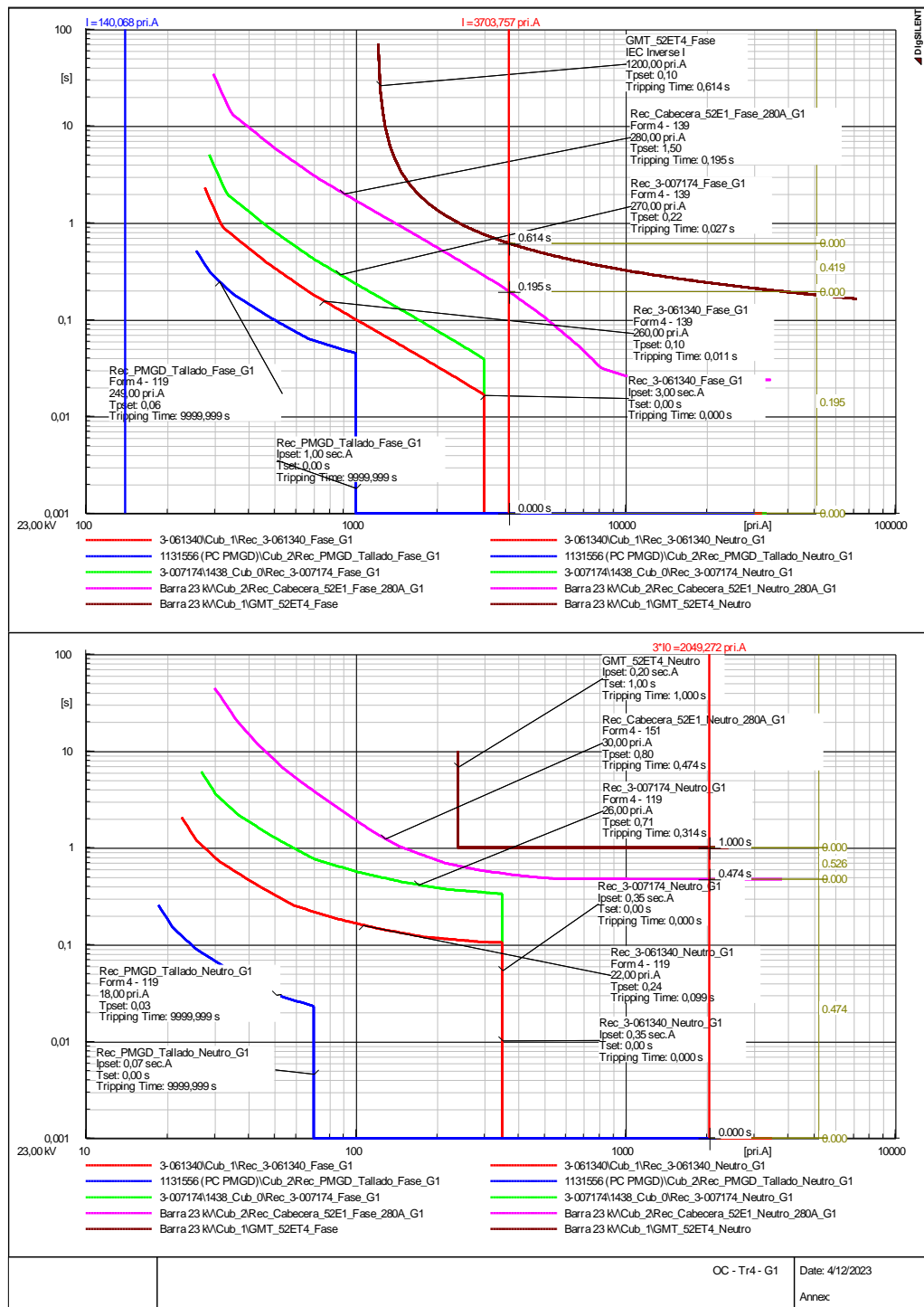


Punto 3: Poste n° 3-061340.

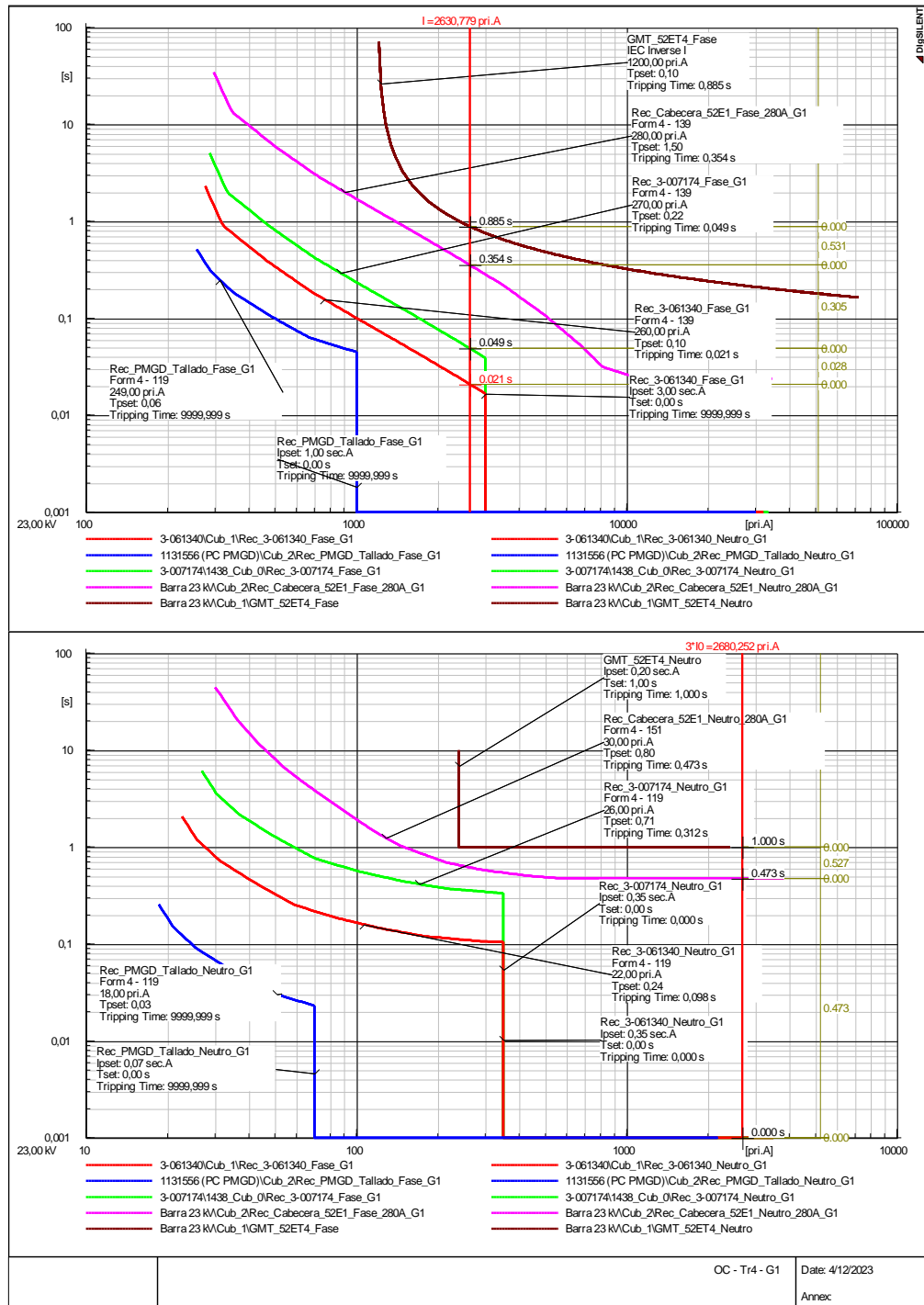
3F

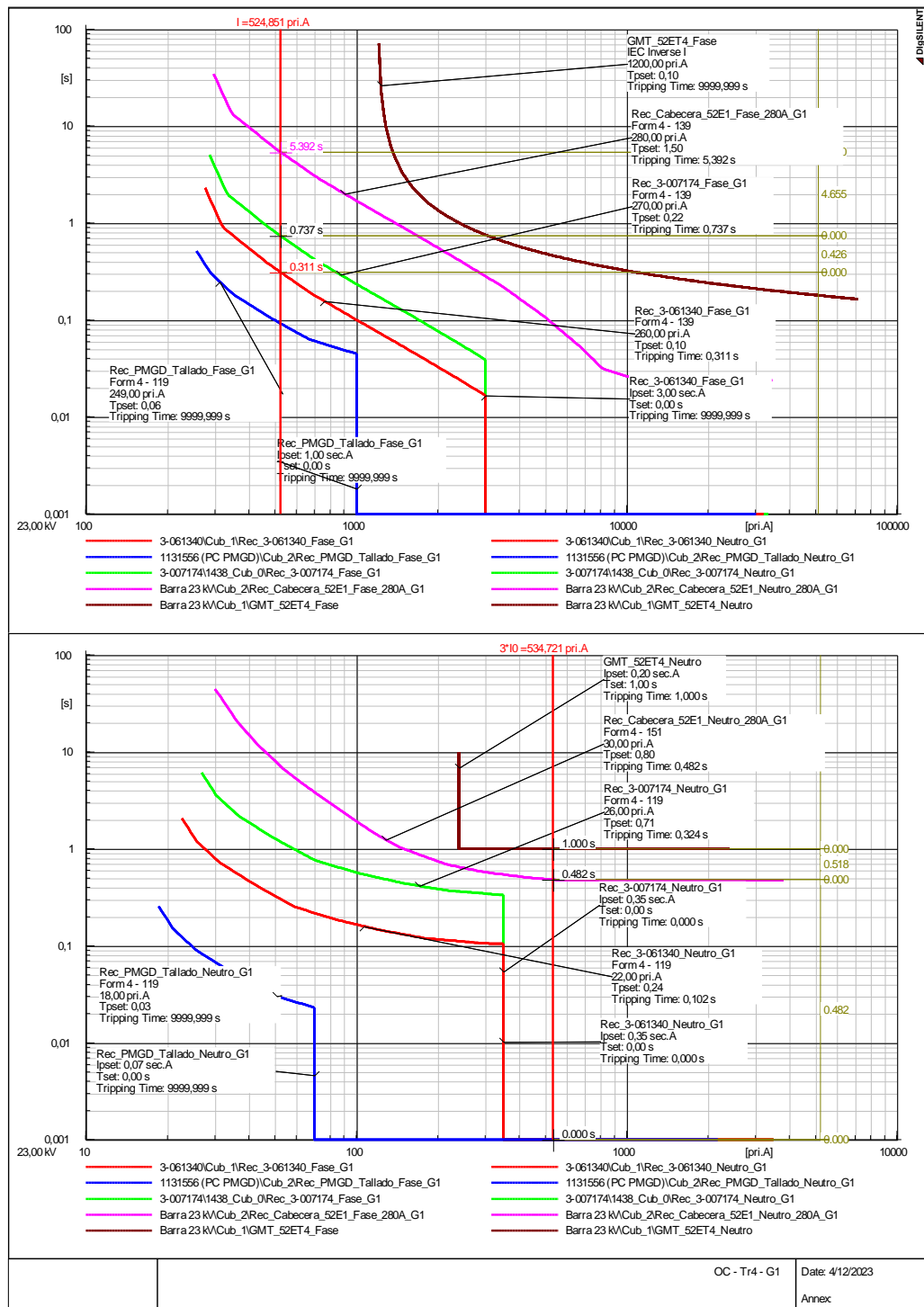


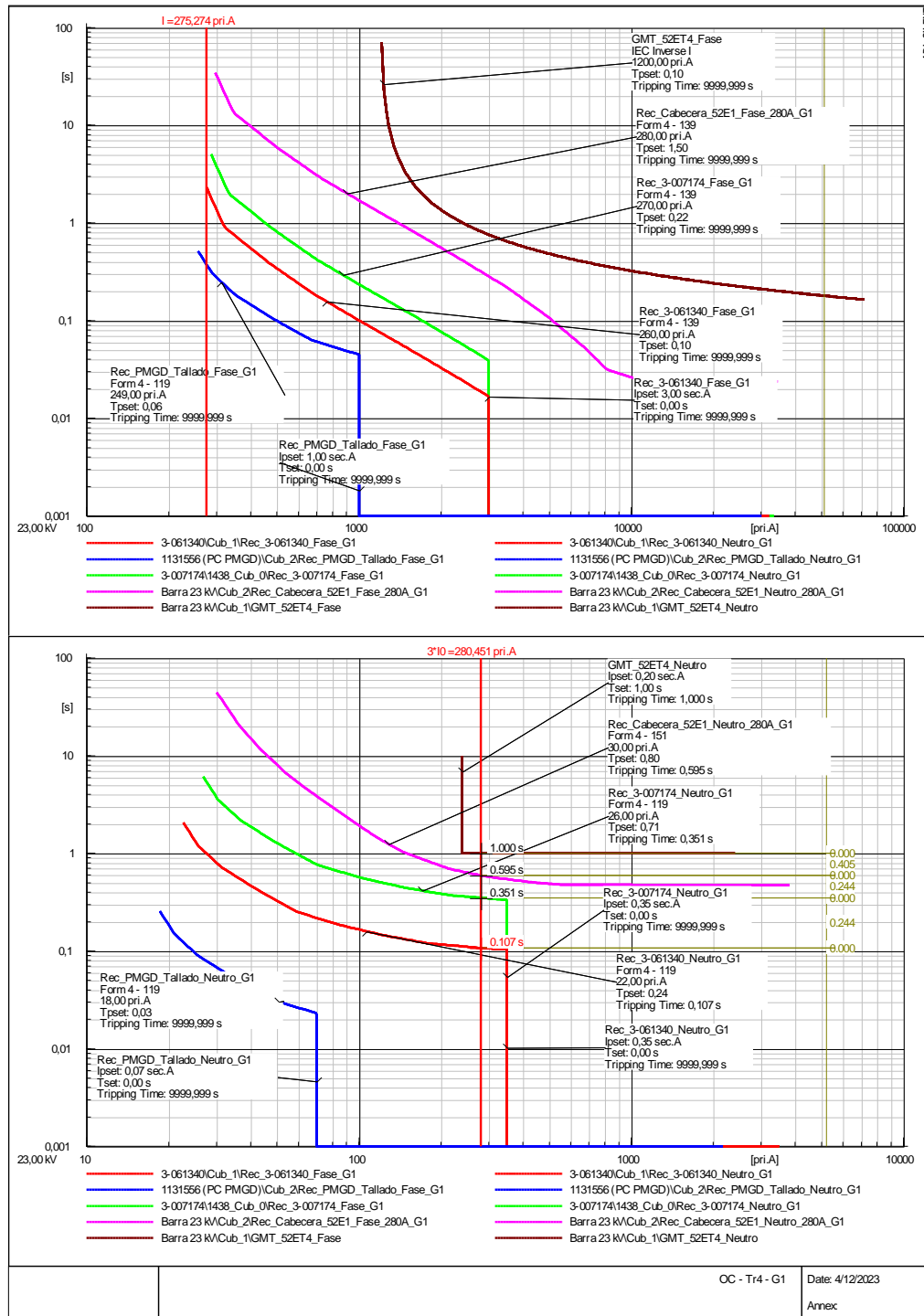
2FT



1FT

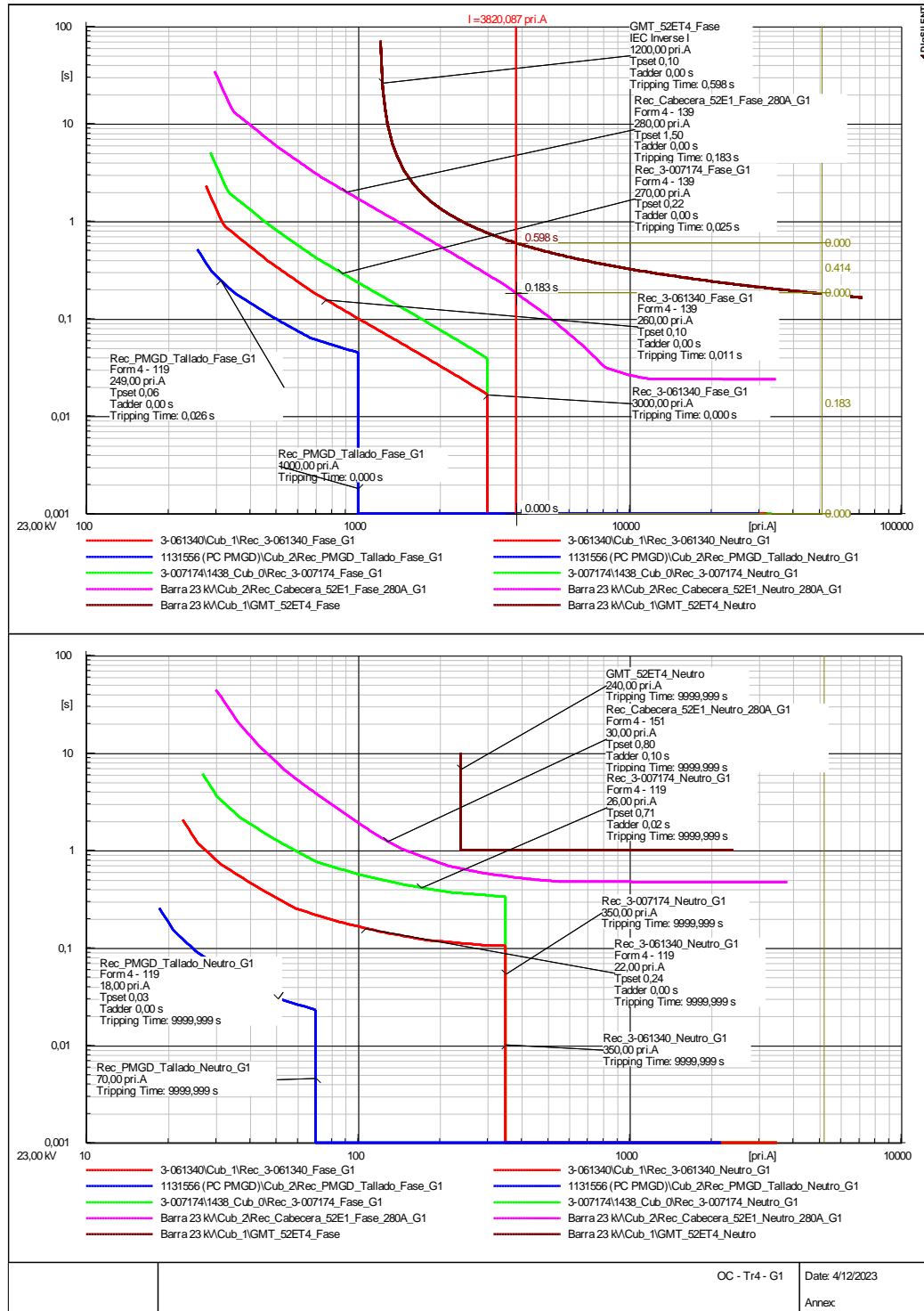


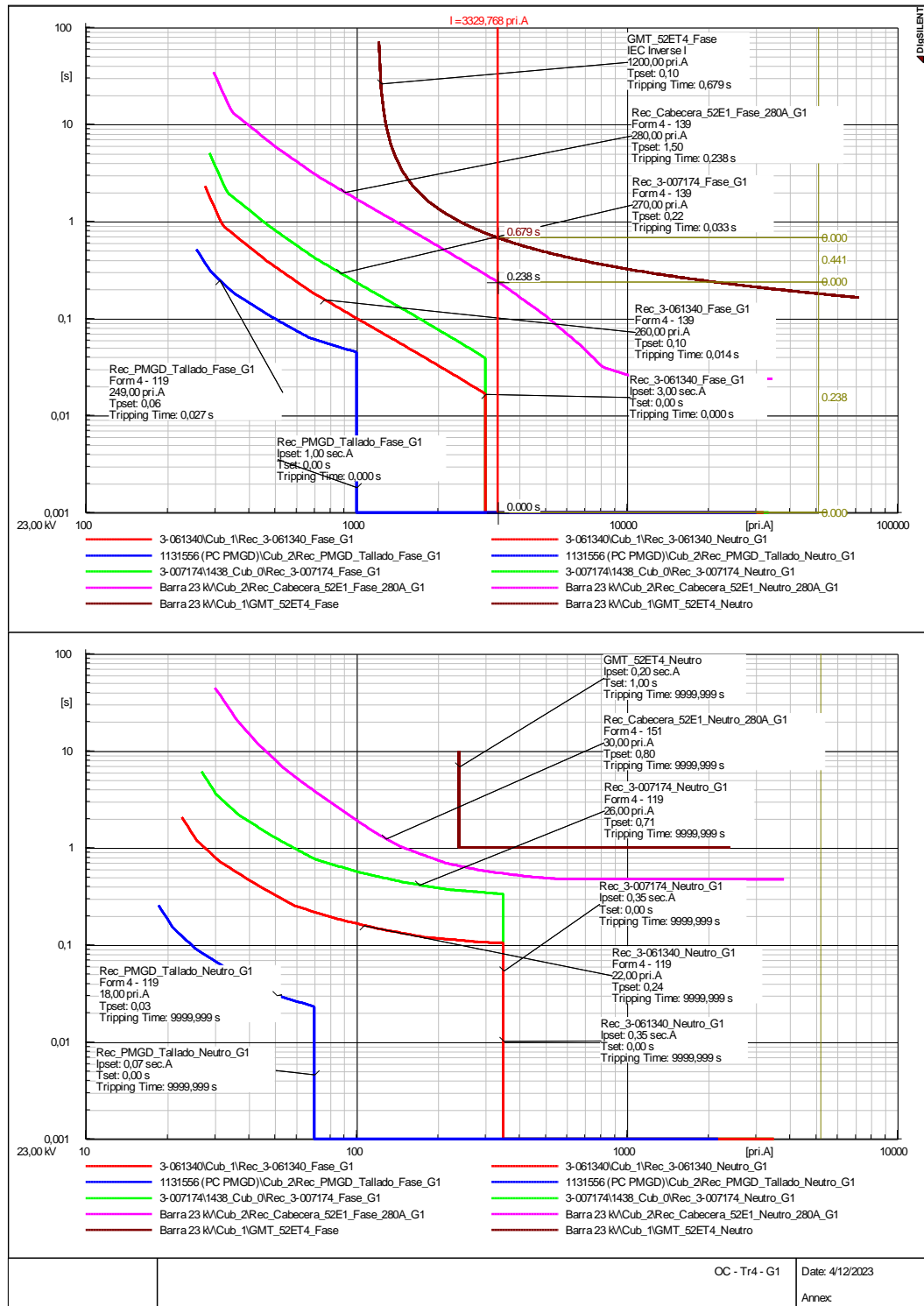


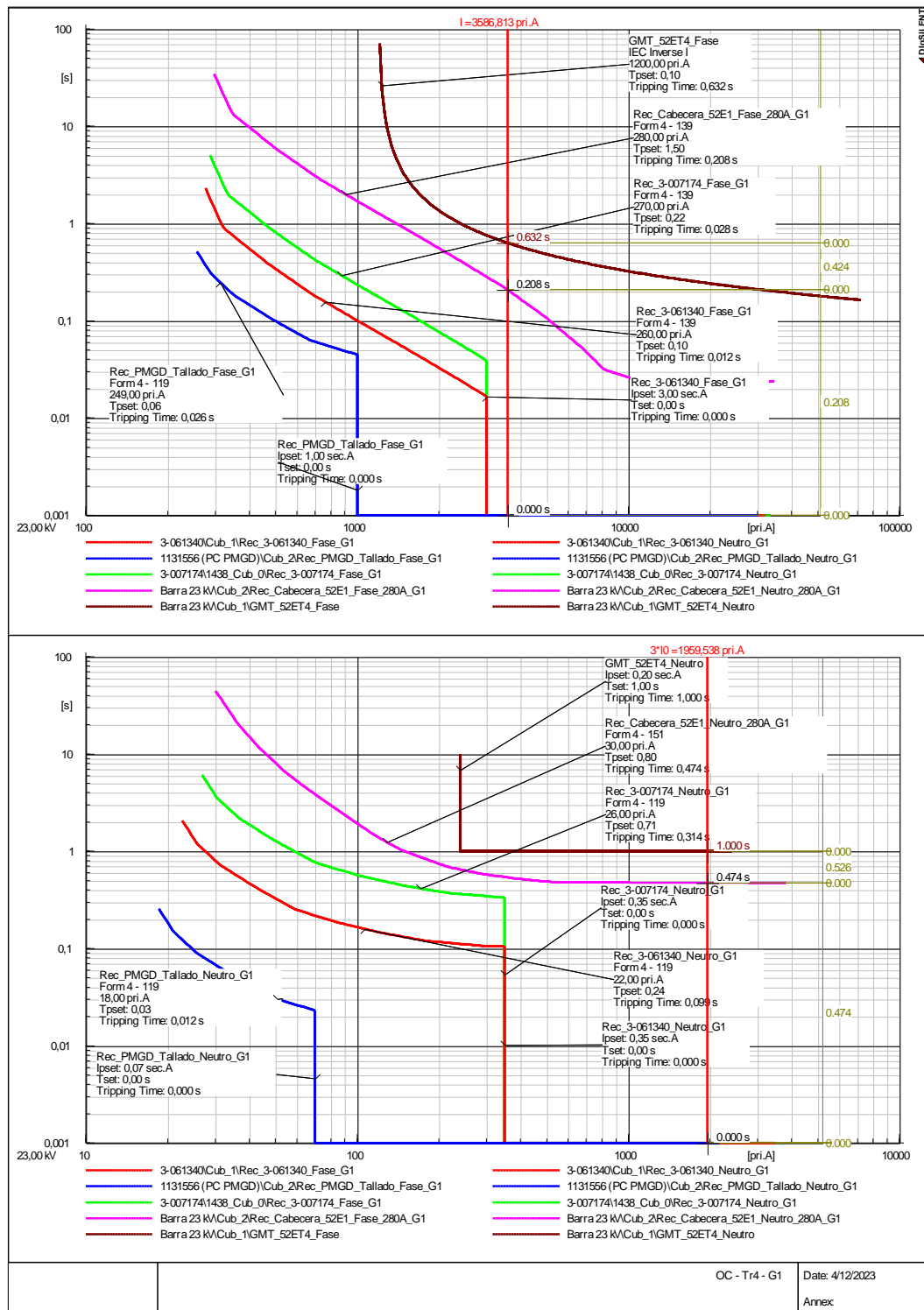


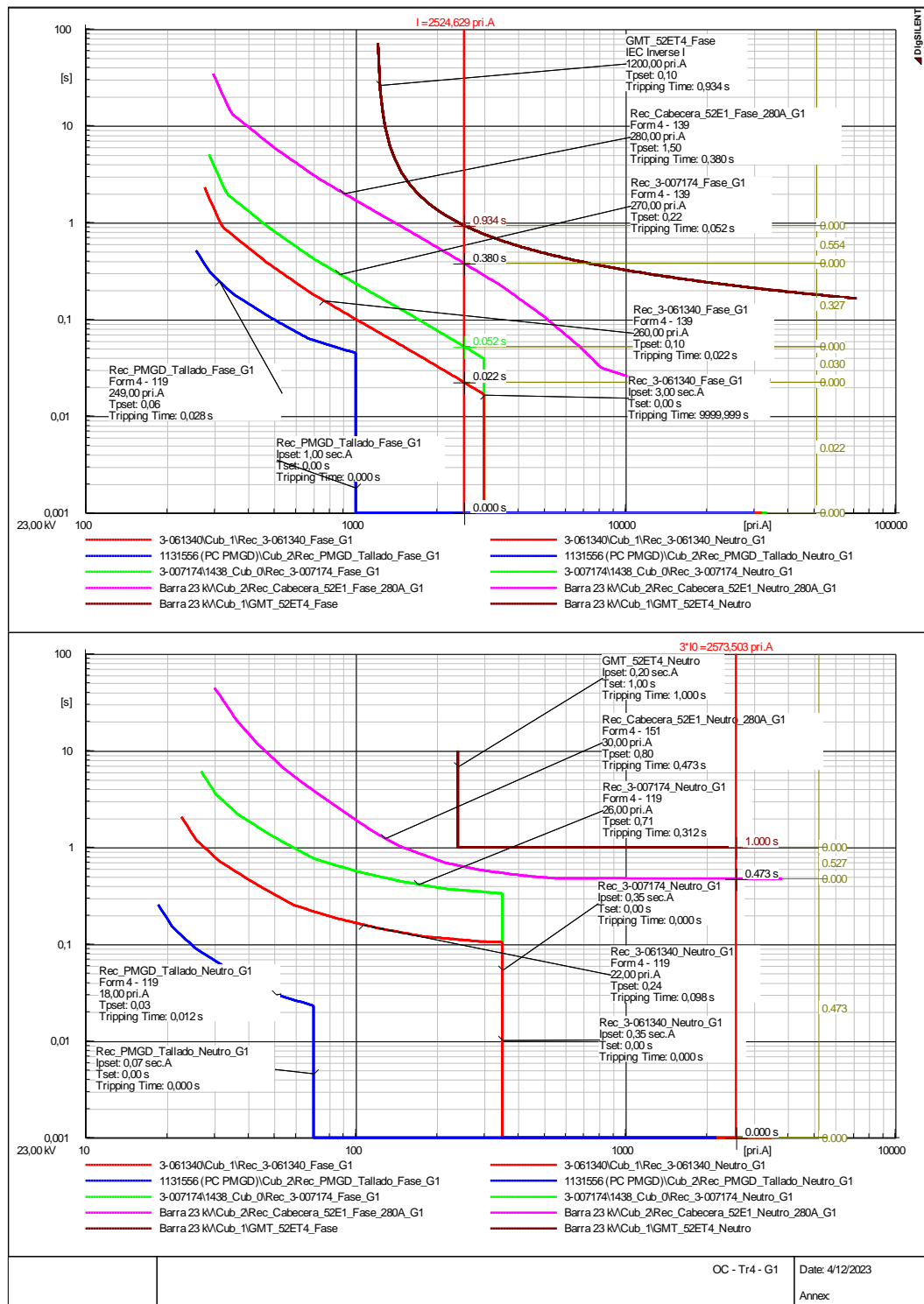
Punto 4: PMGD Tallado.

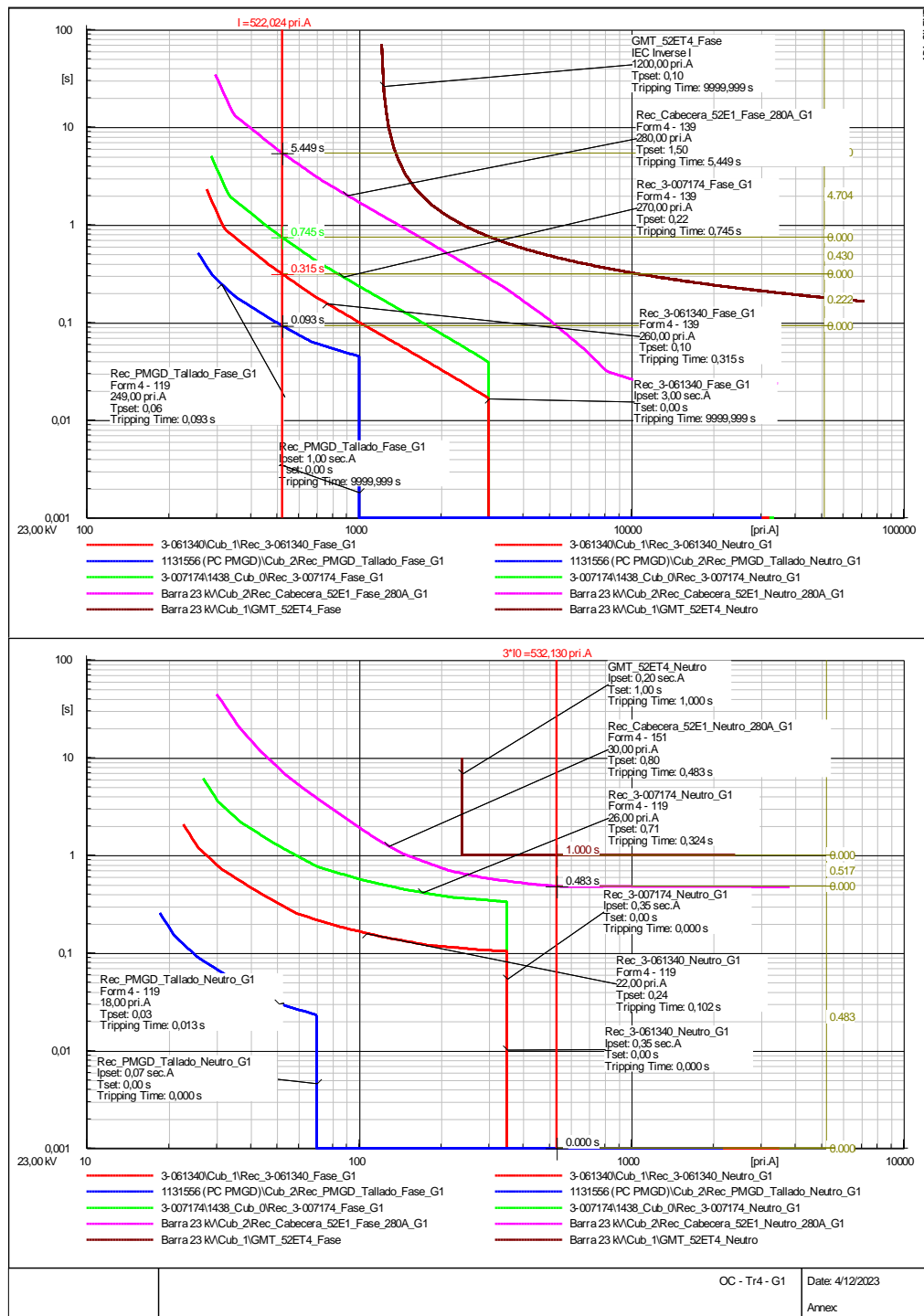
3F

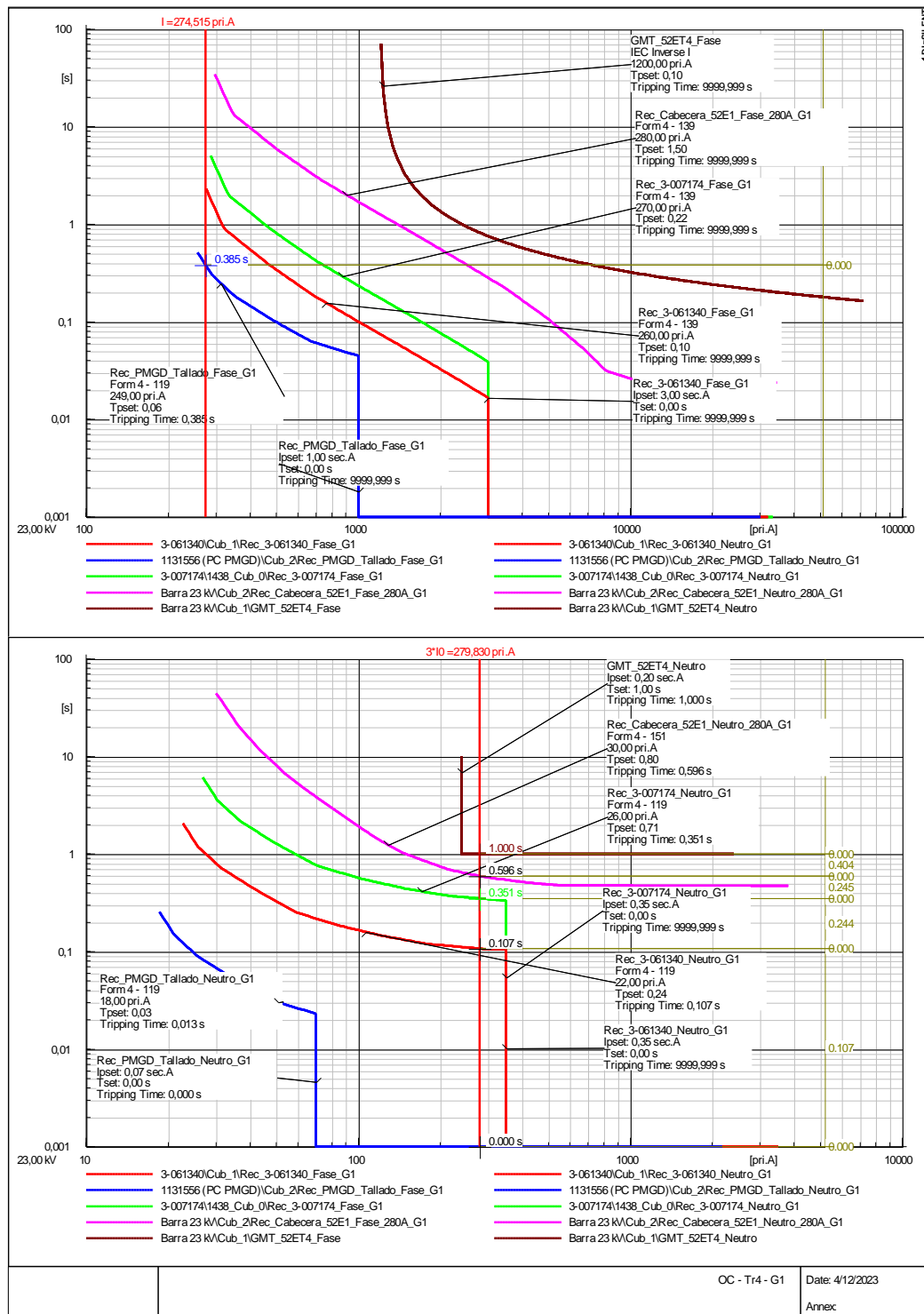








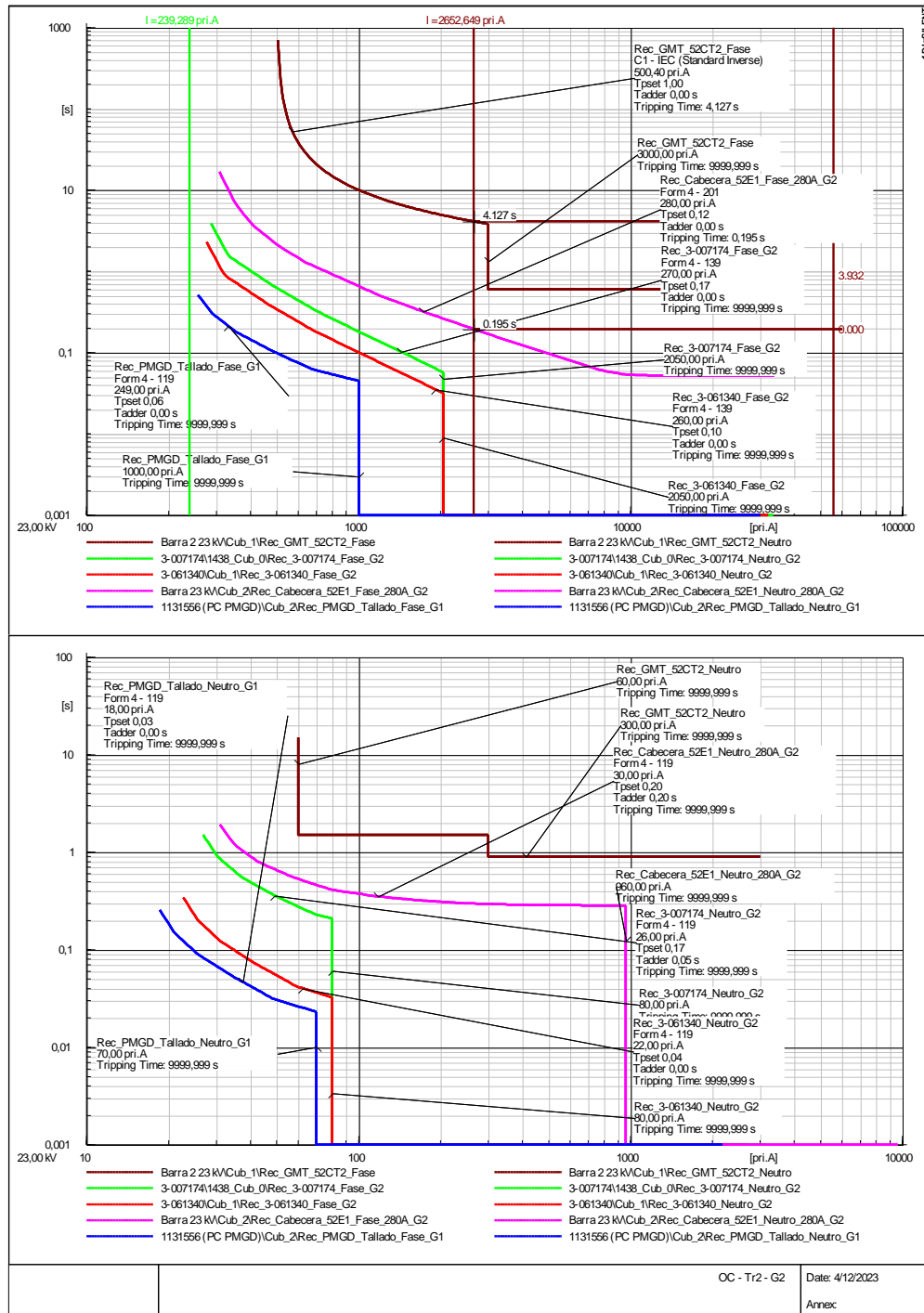


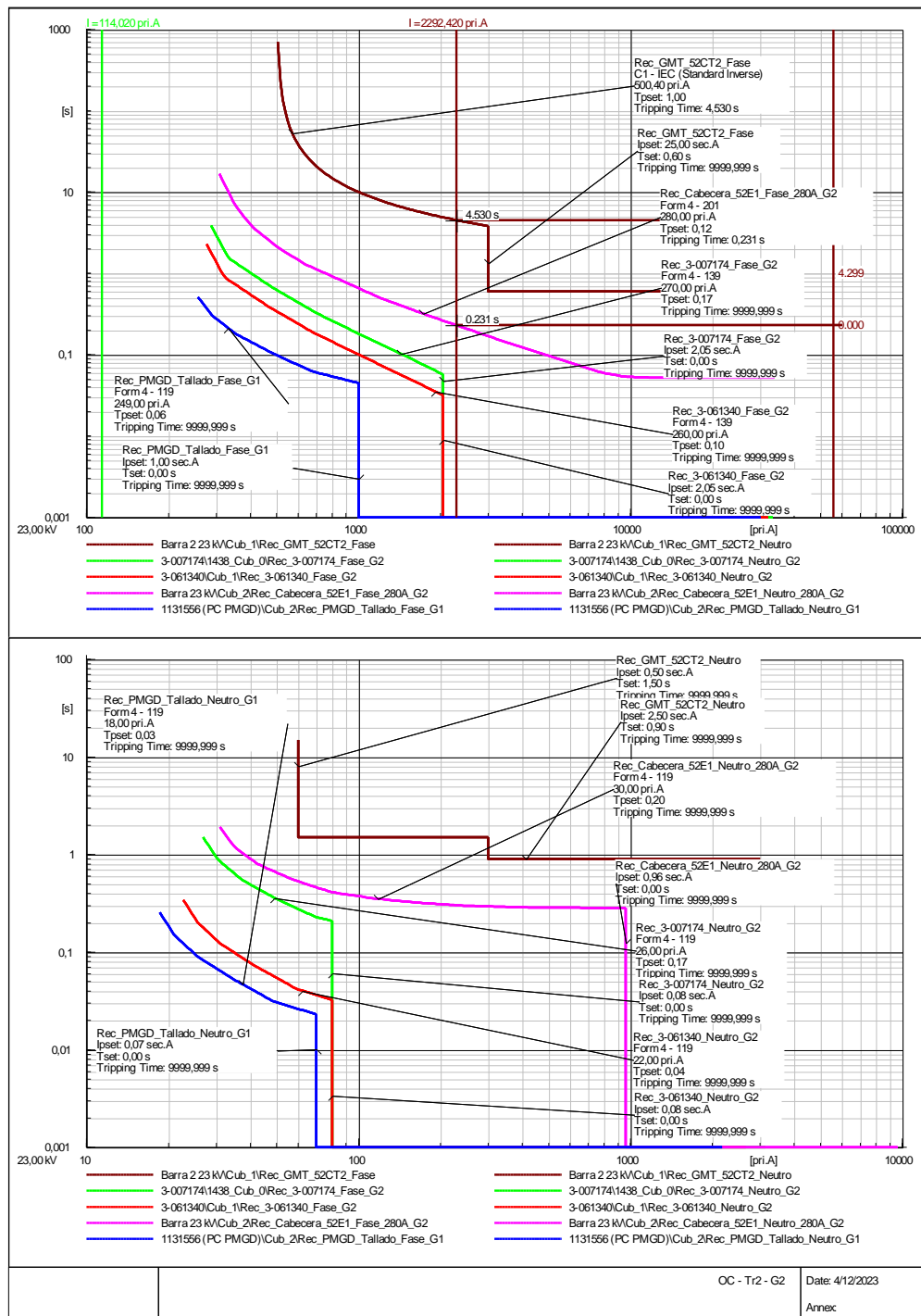


7.1.2 Escenario 2.

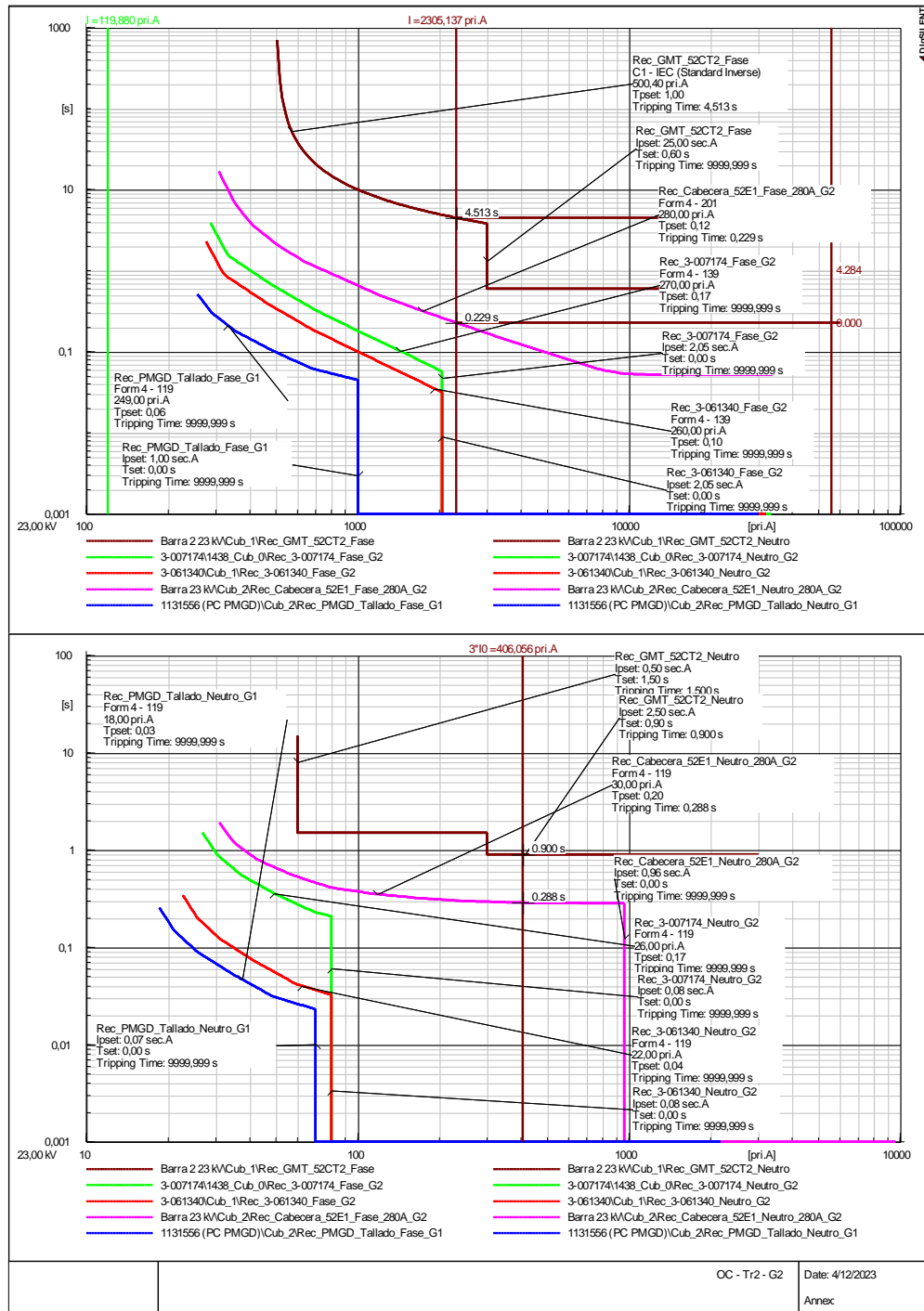
Punto 1: Cabecera Alimentador

3F

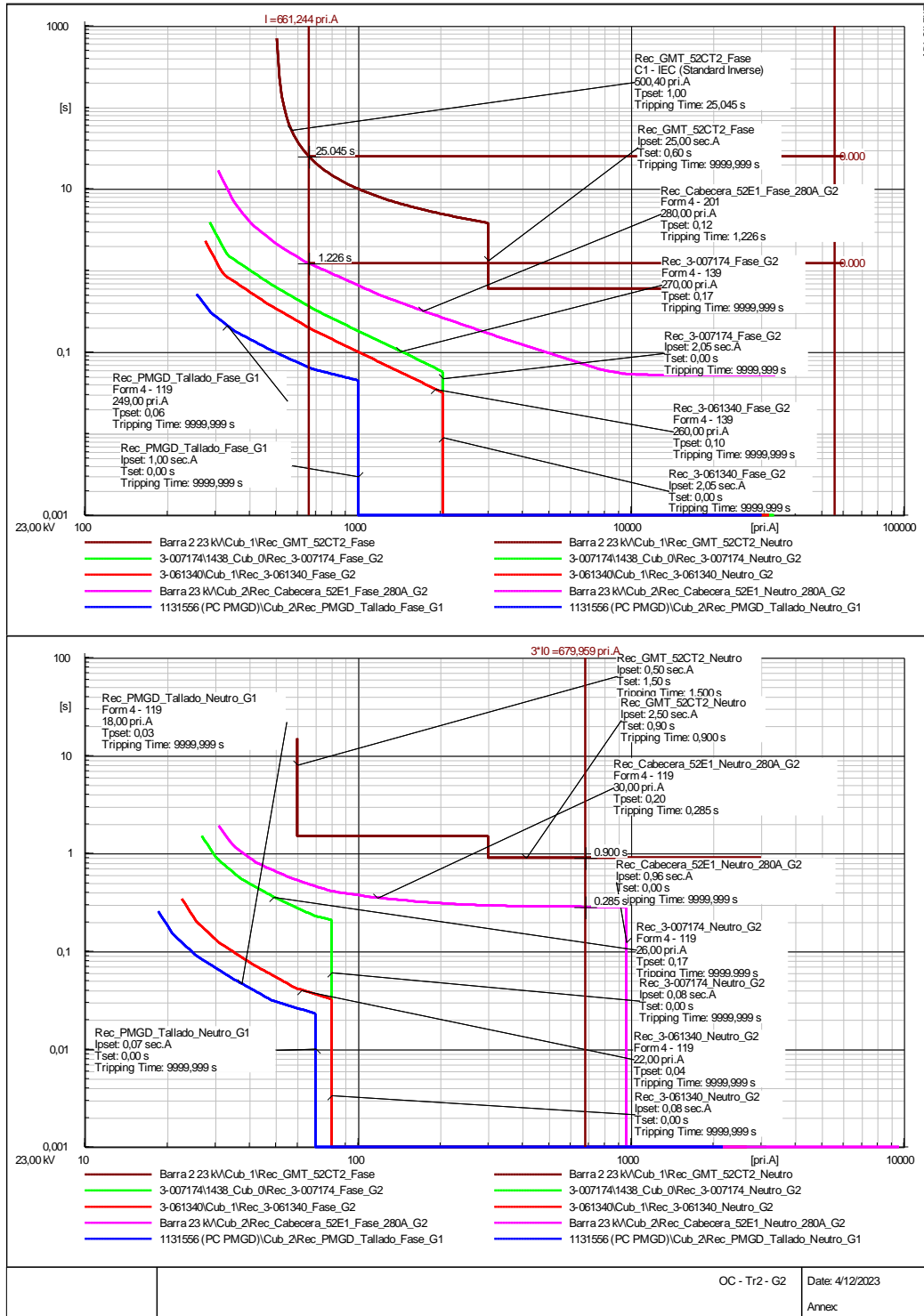




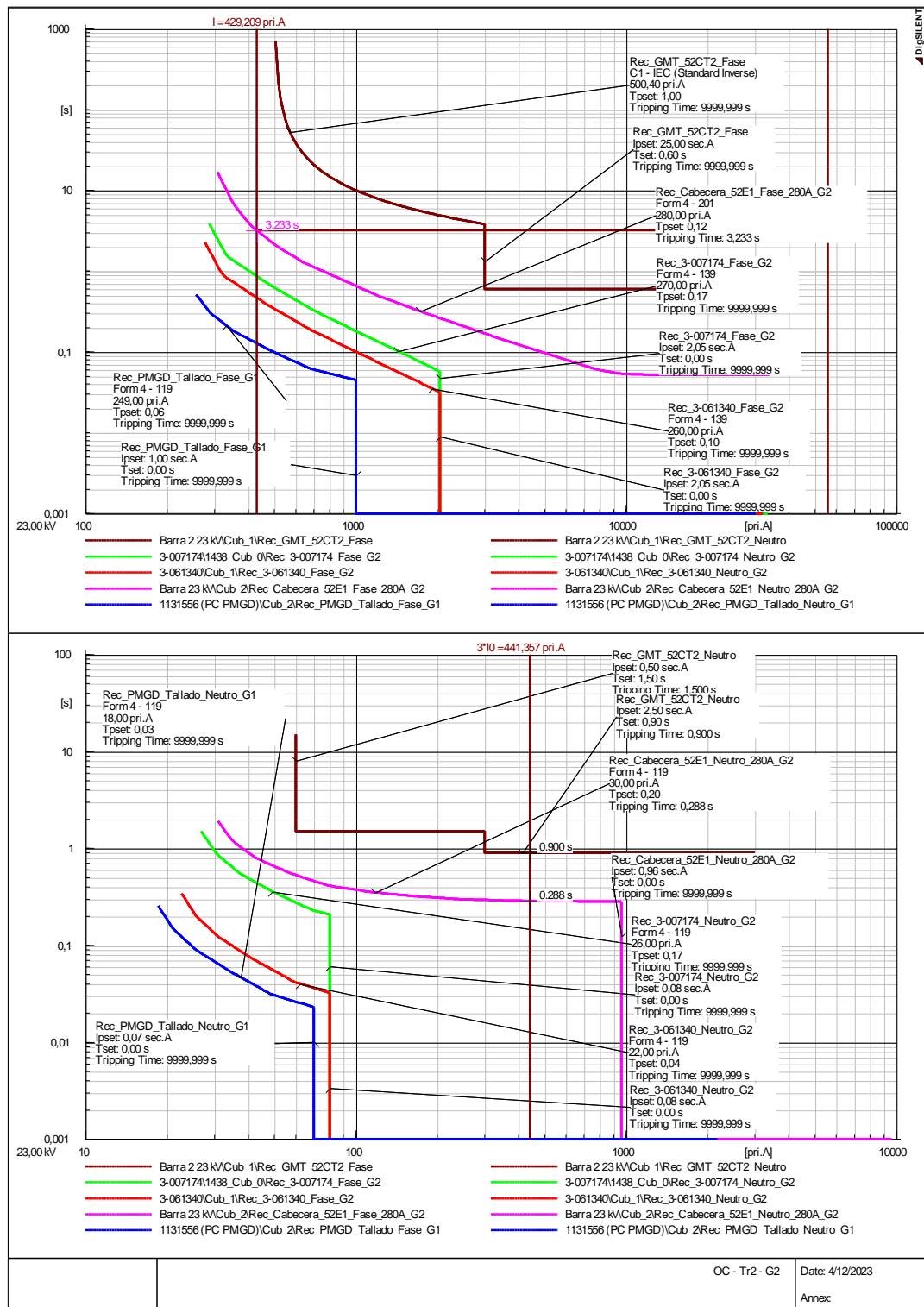
2FT

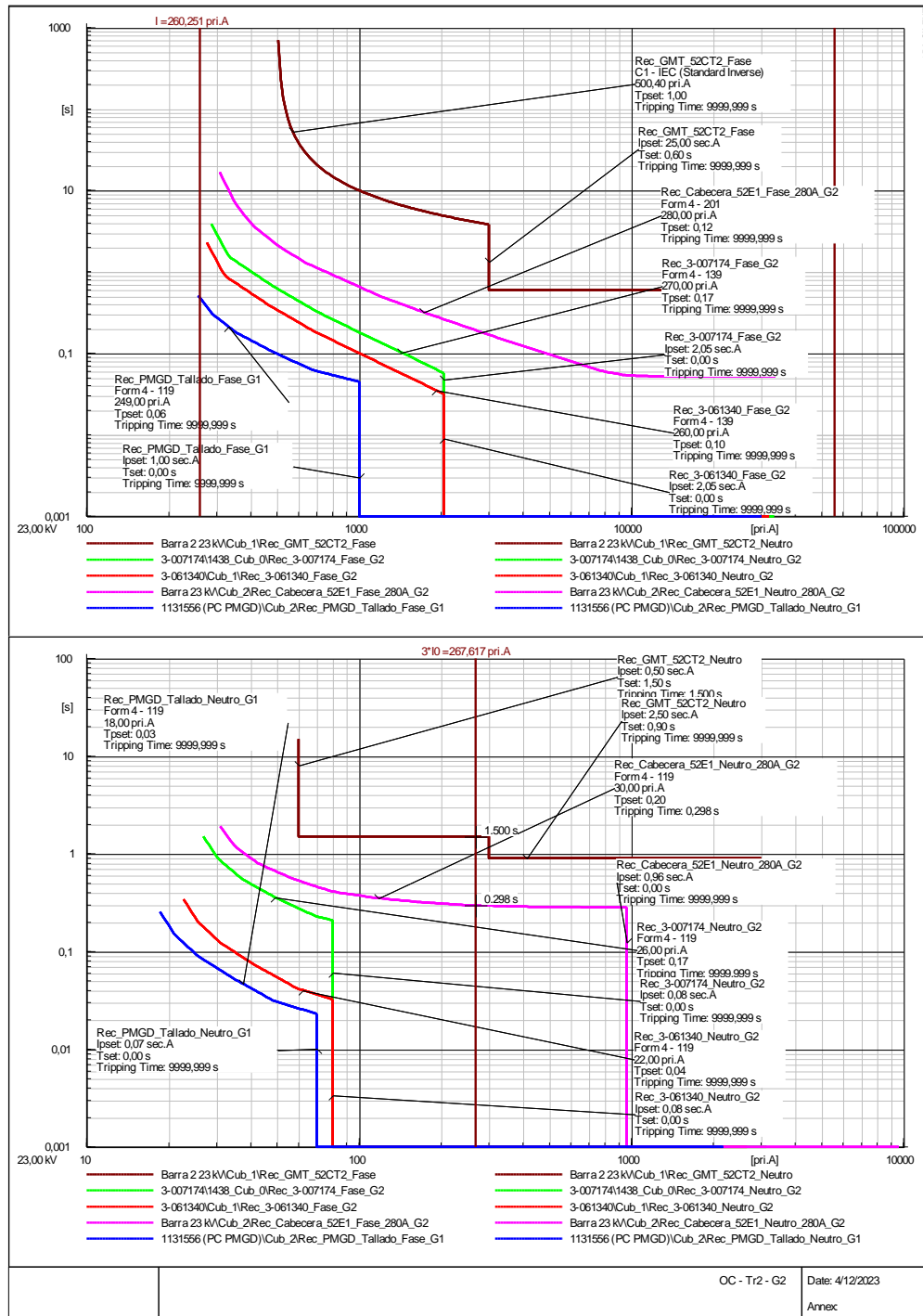


1FT



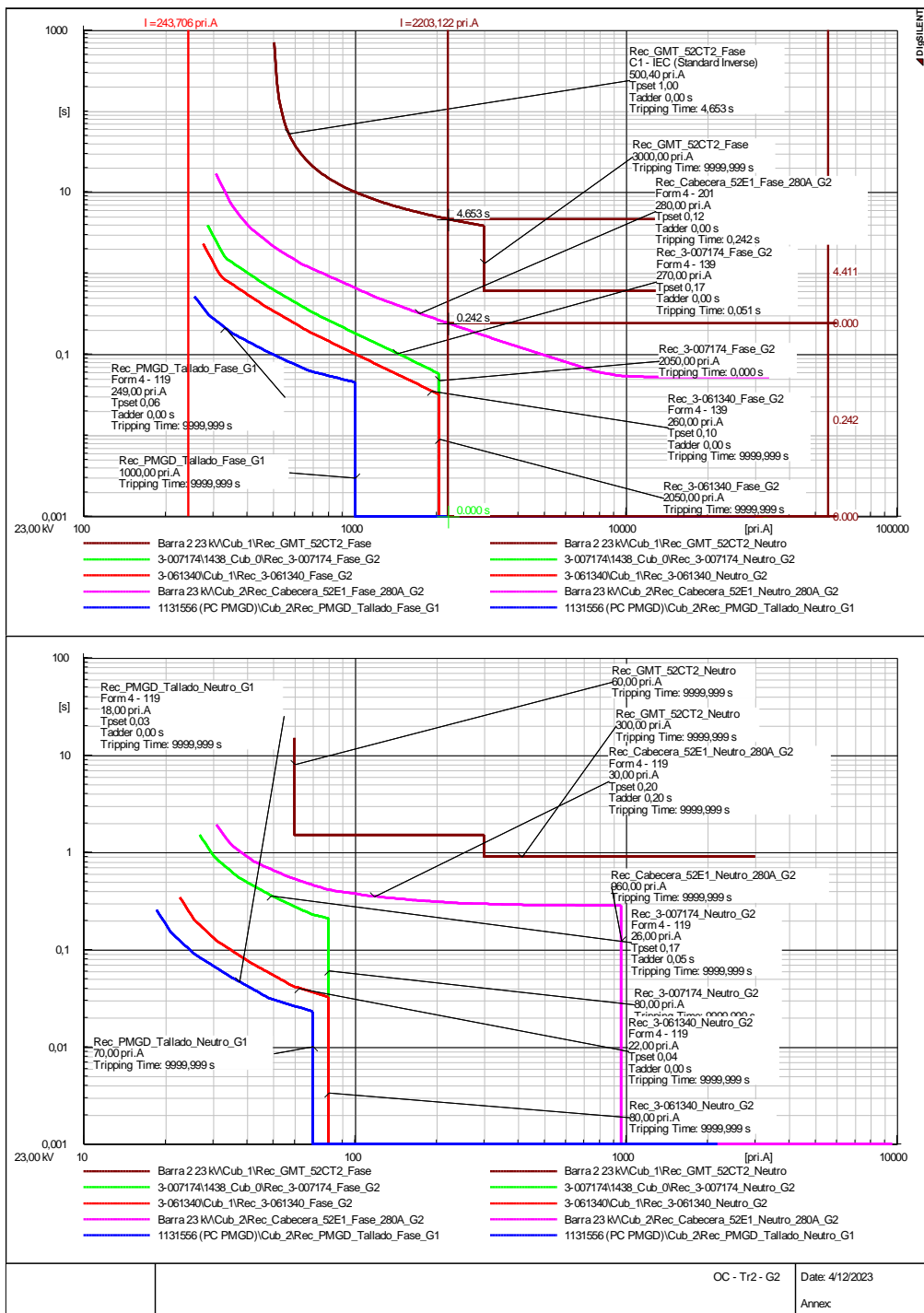
OC - Tr2 - G2 Date: 4/12/2023
Anex:

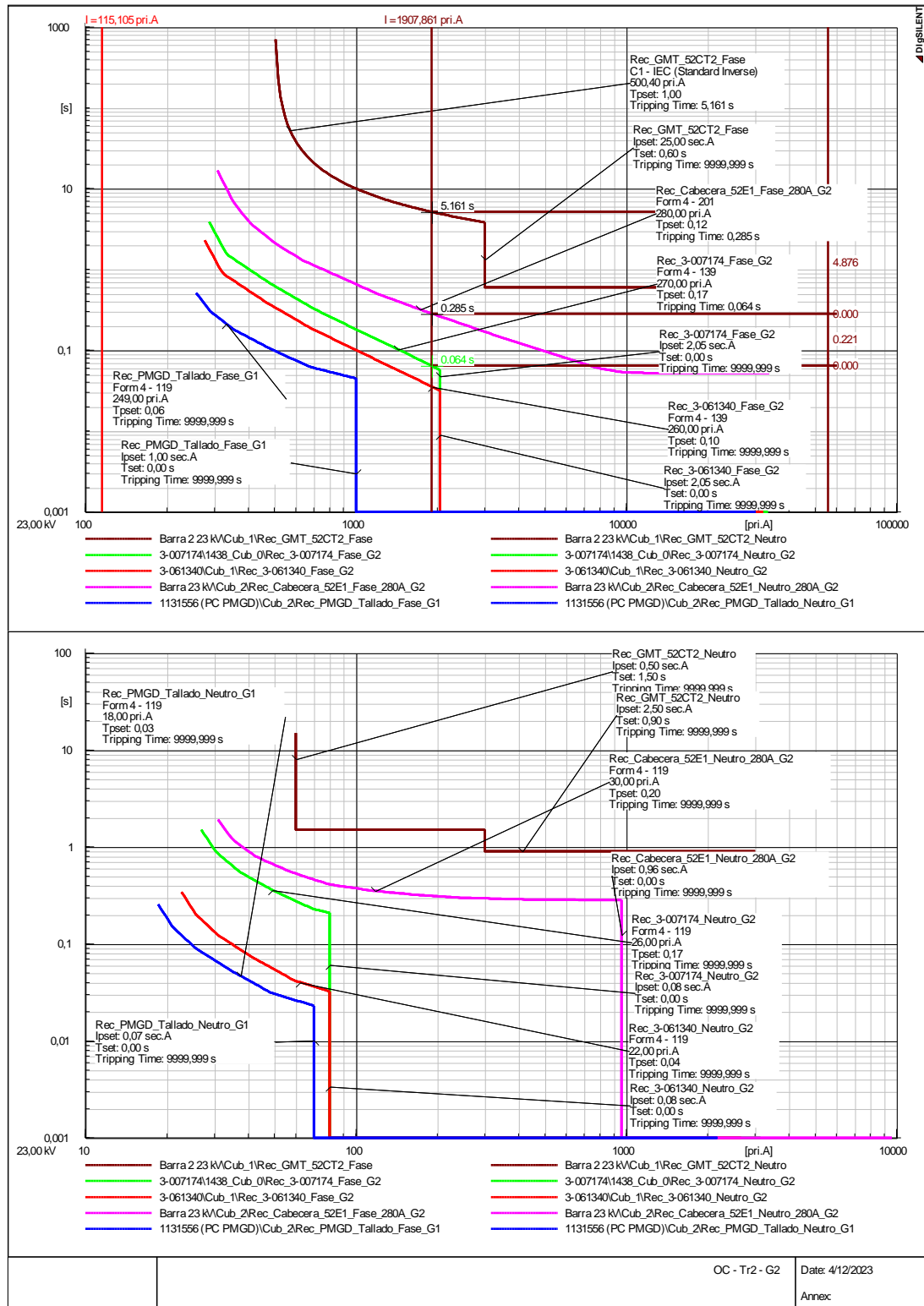


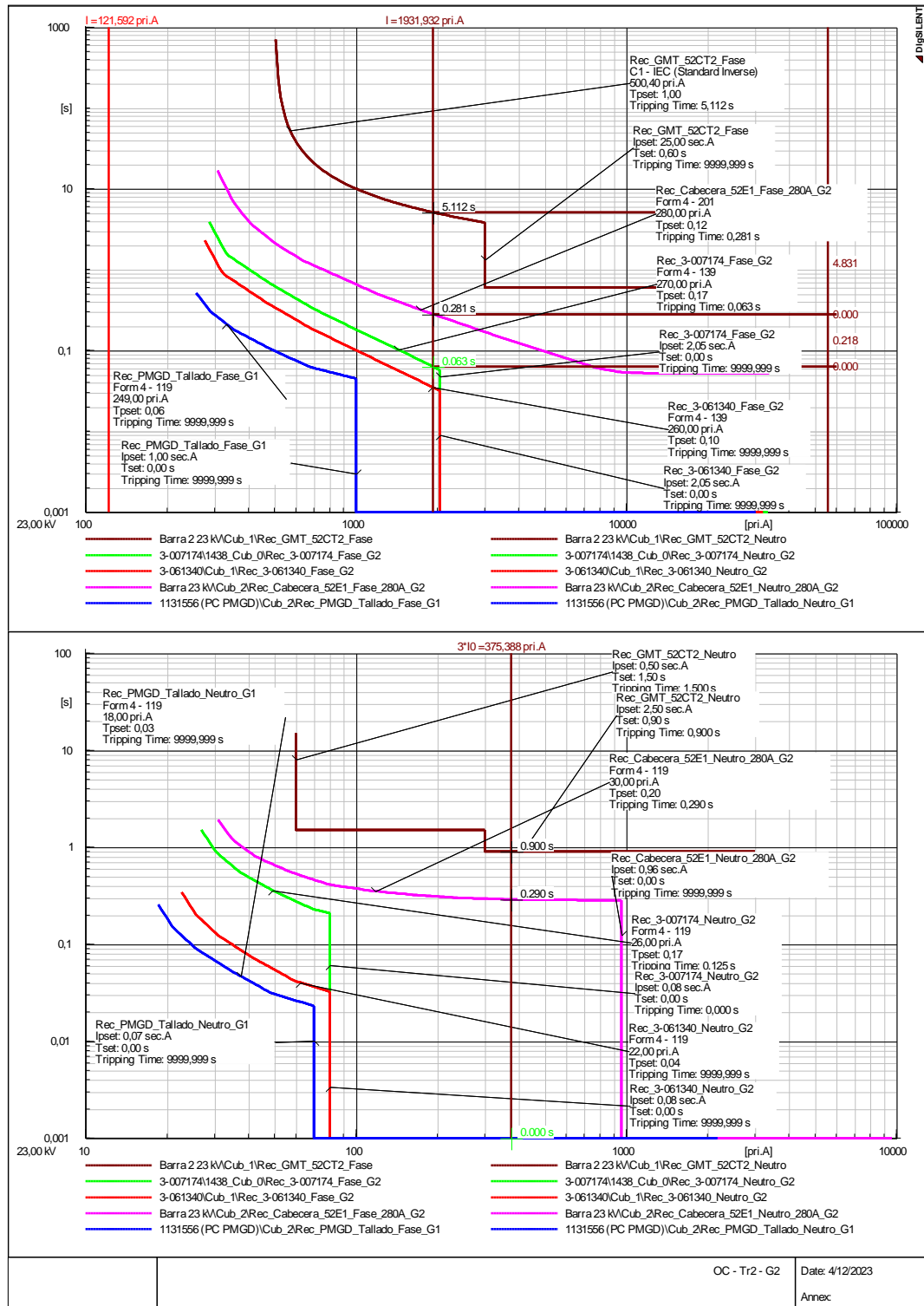


Punto 2: Poste n°3-007174.

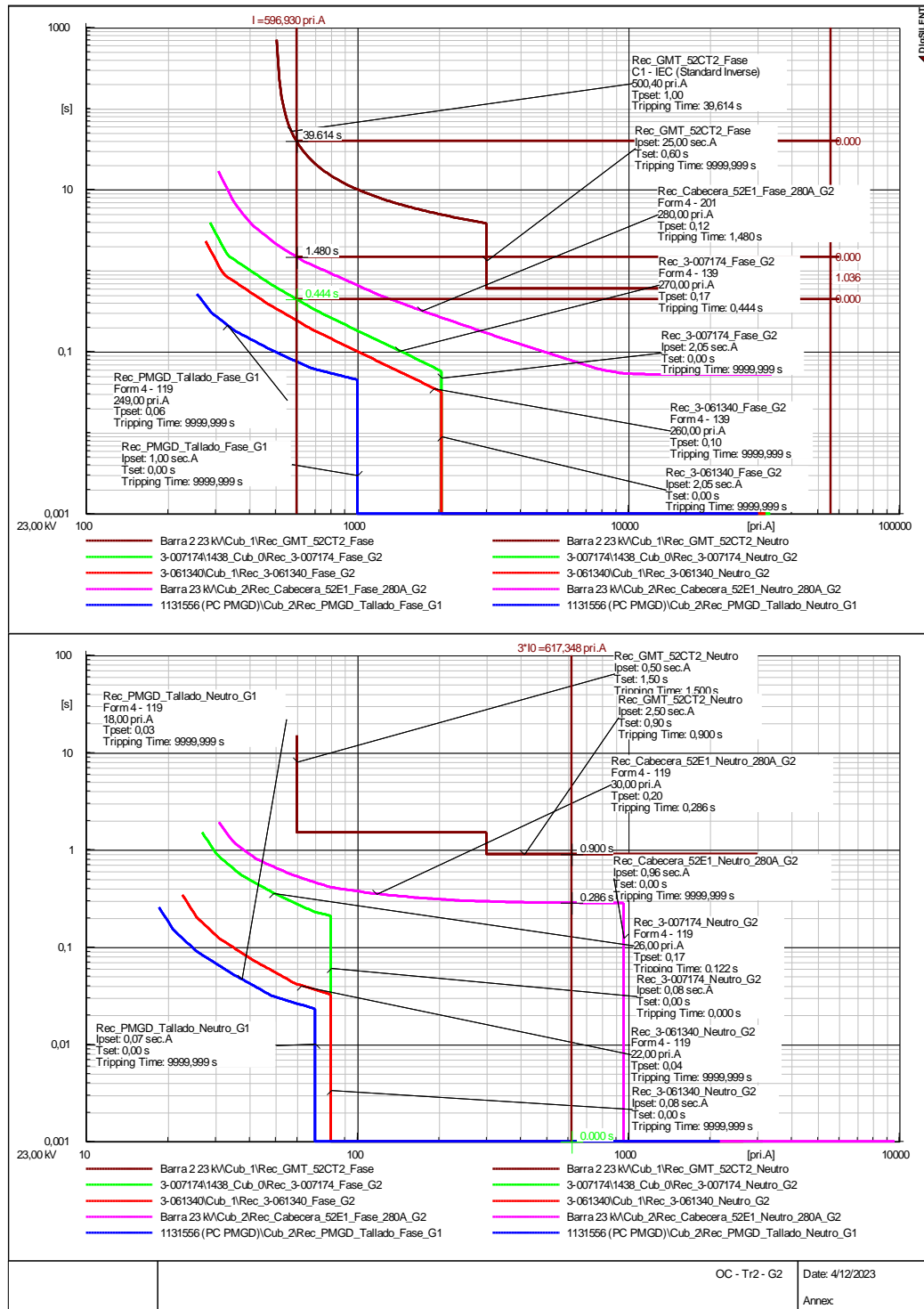
3F

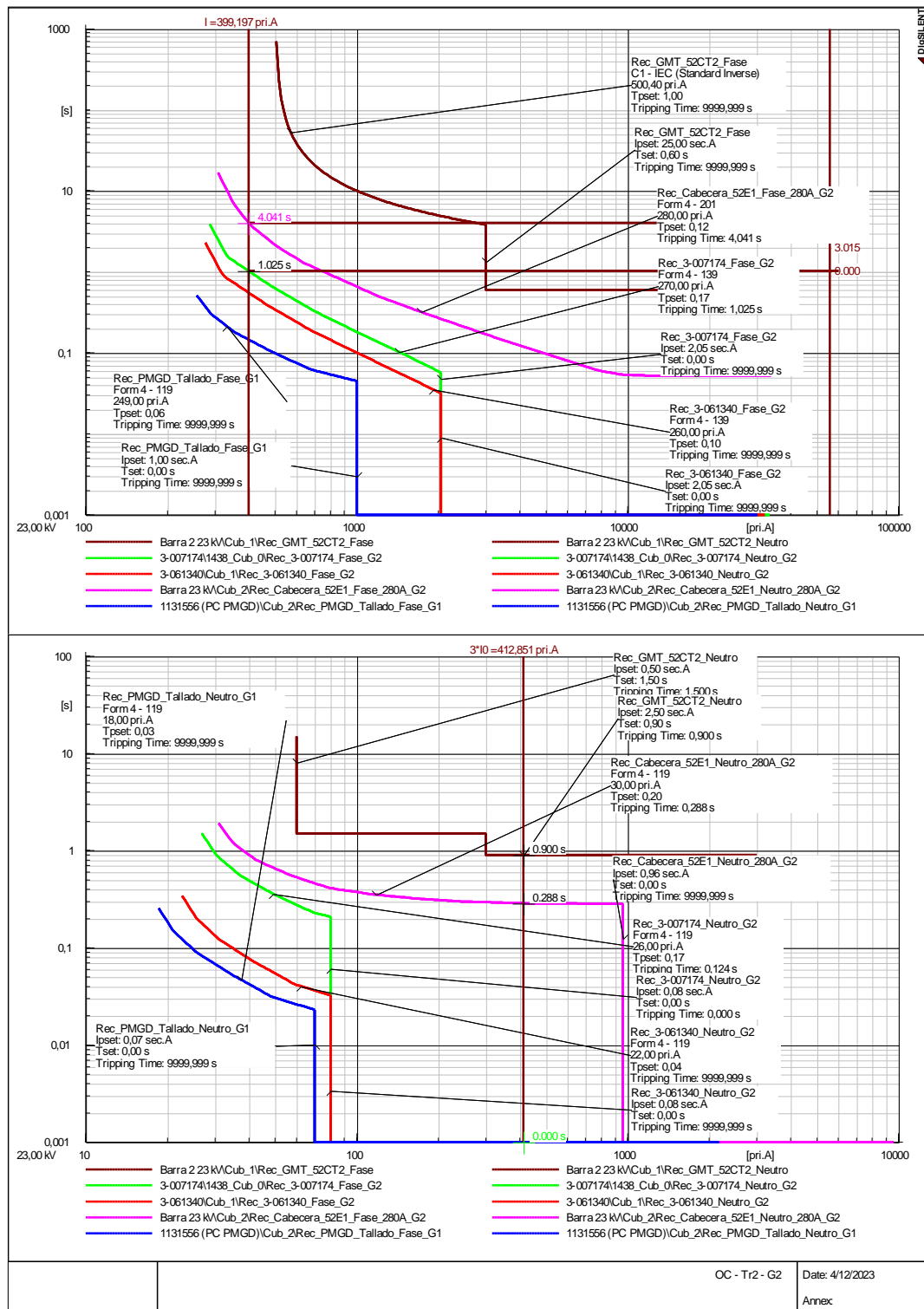


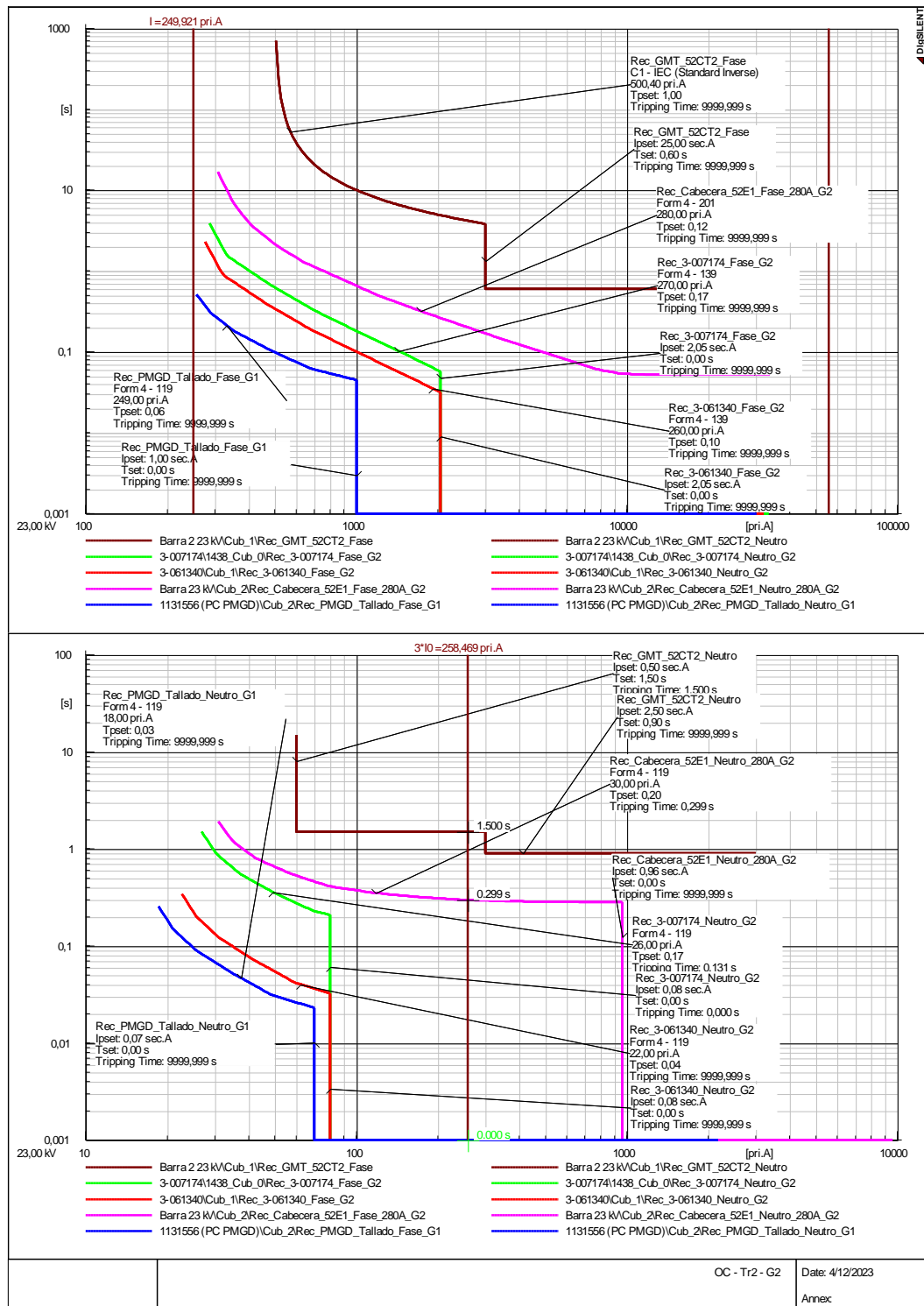




1FT

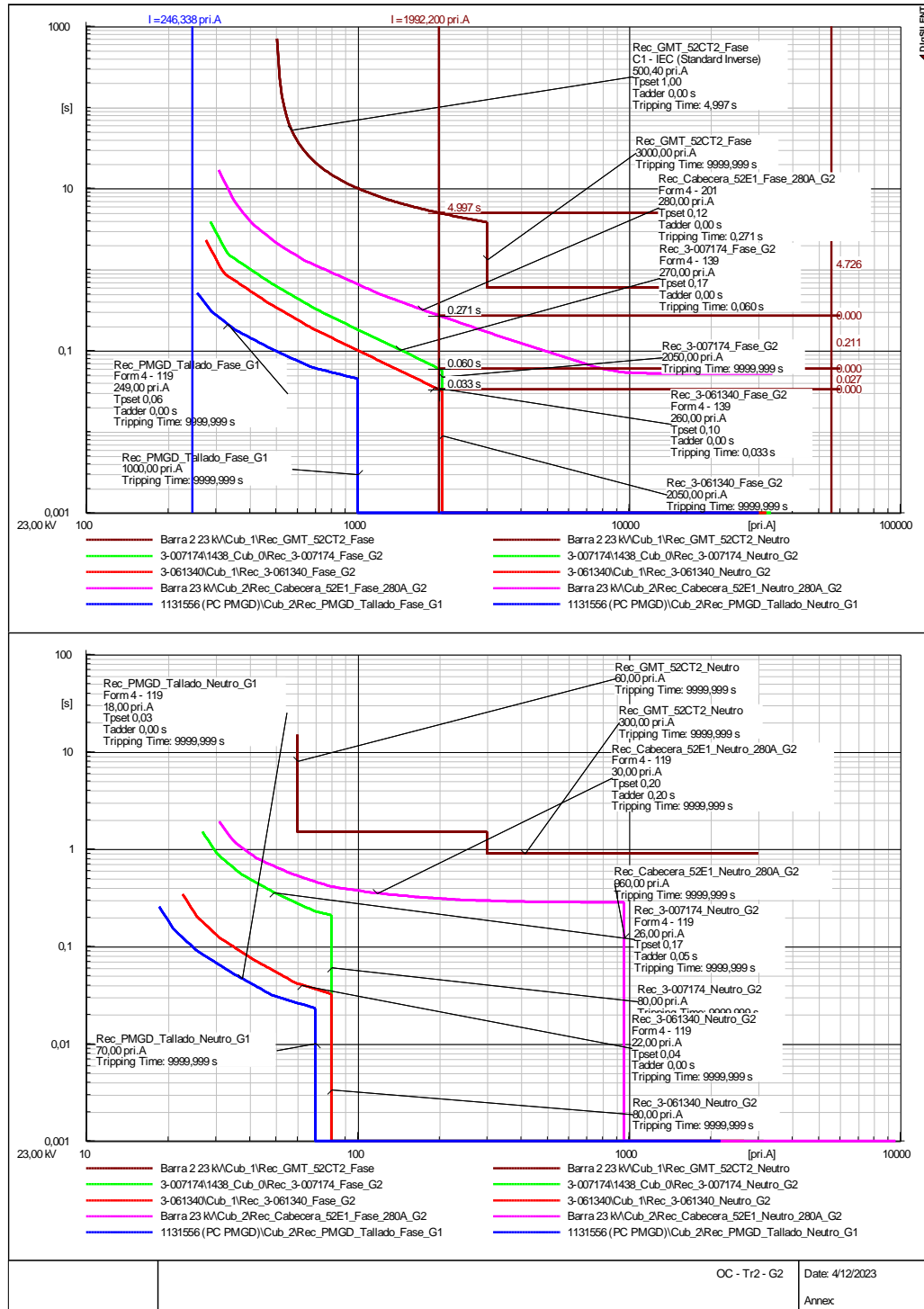


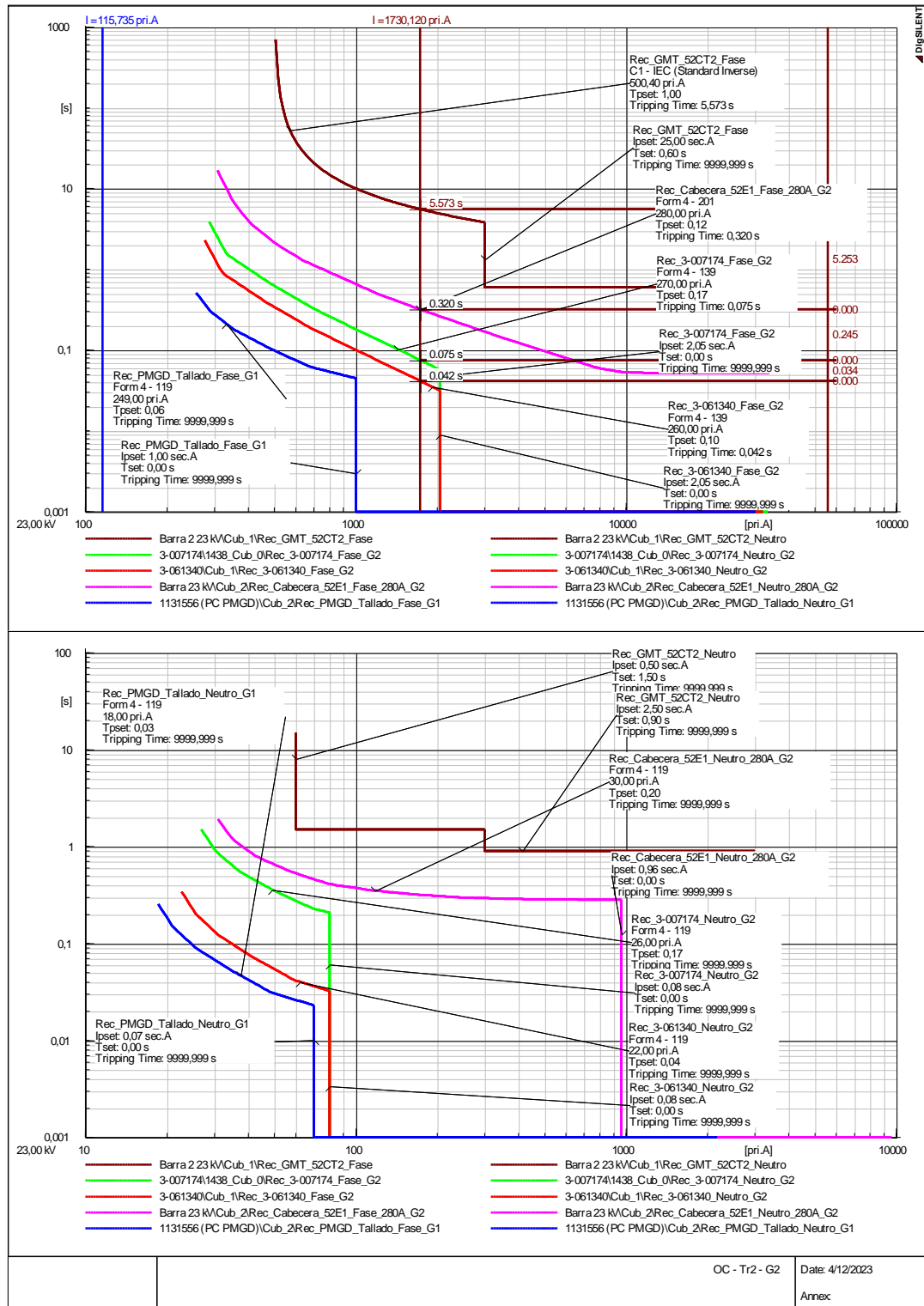


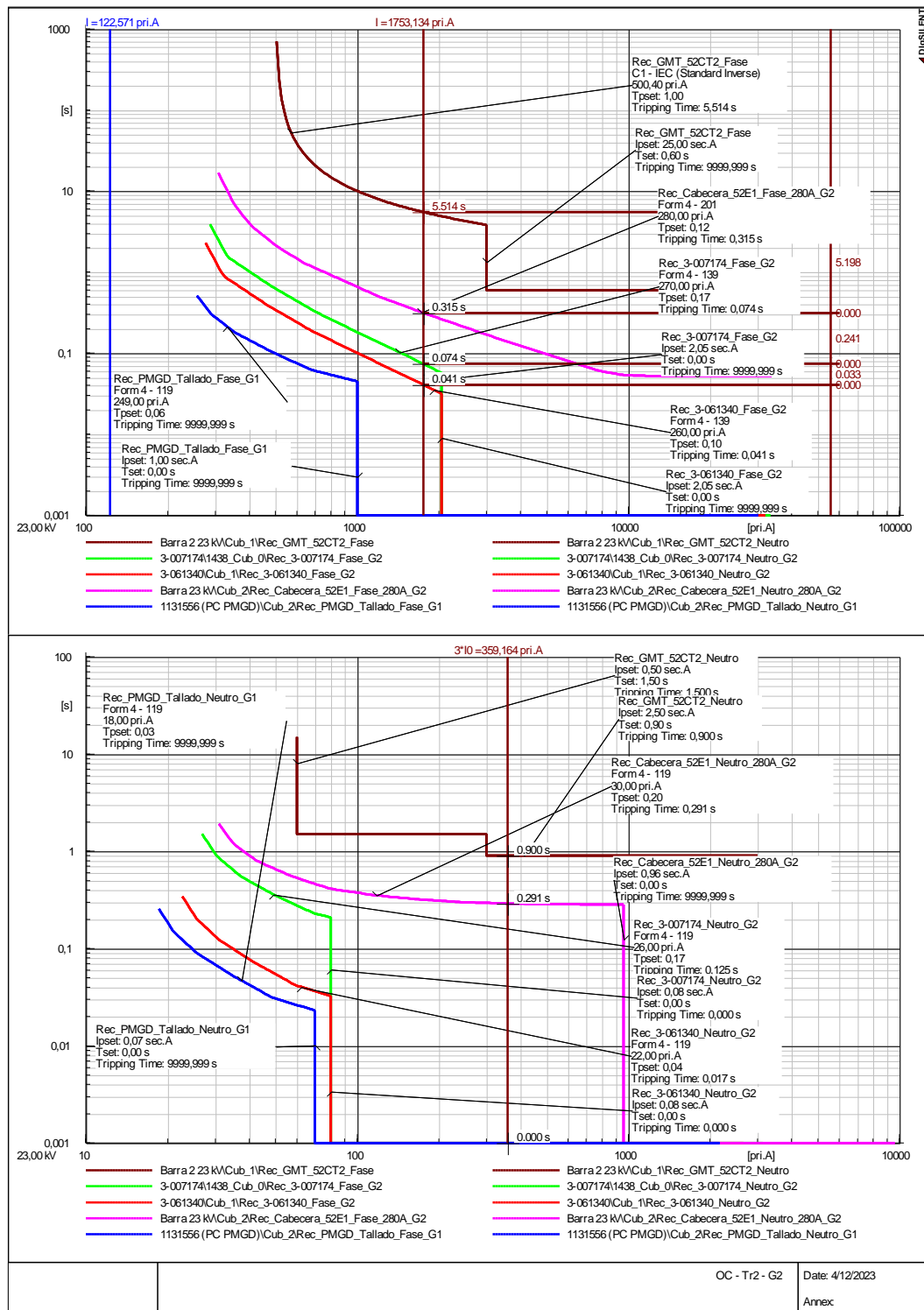


Punto 3: Poste n° 3-061340.

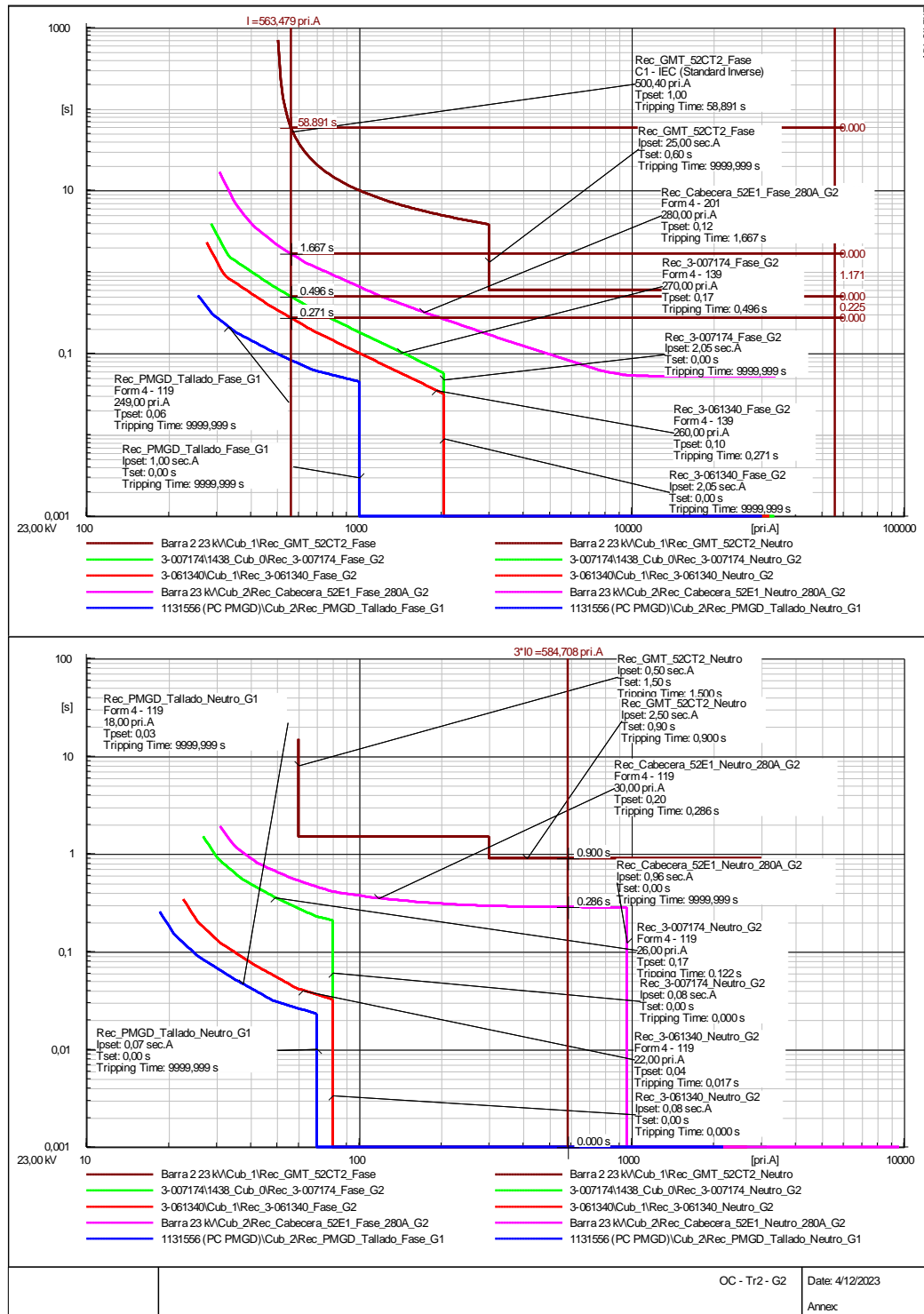
3F

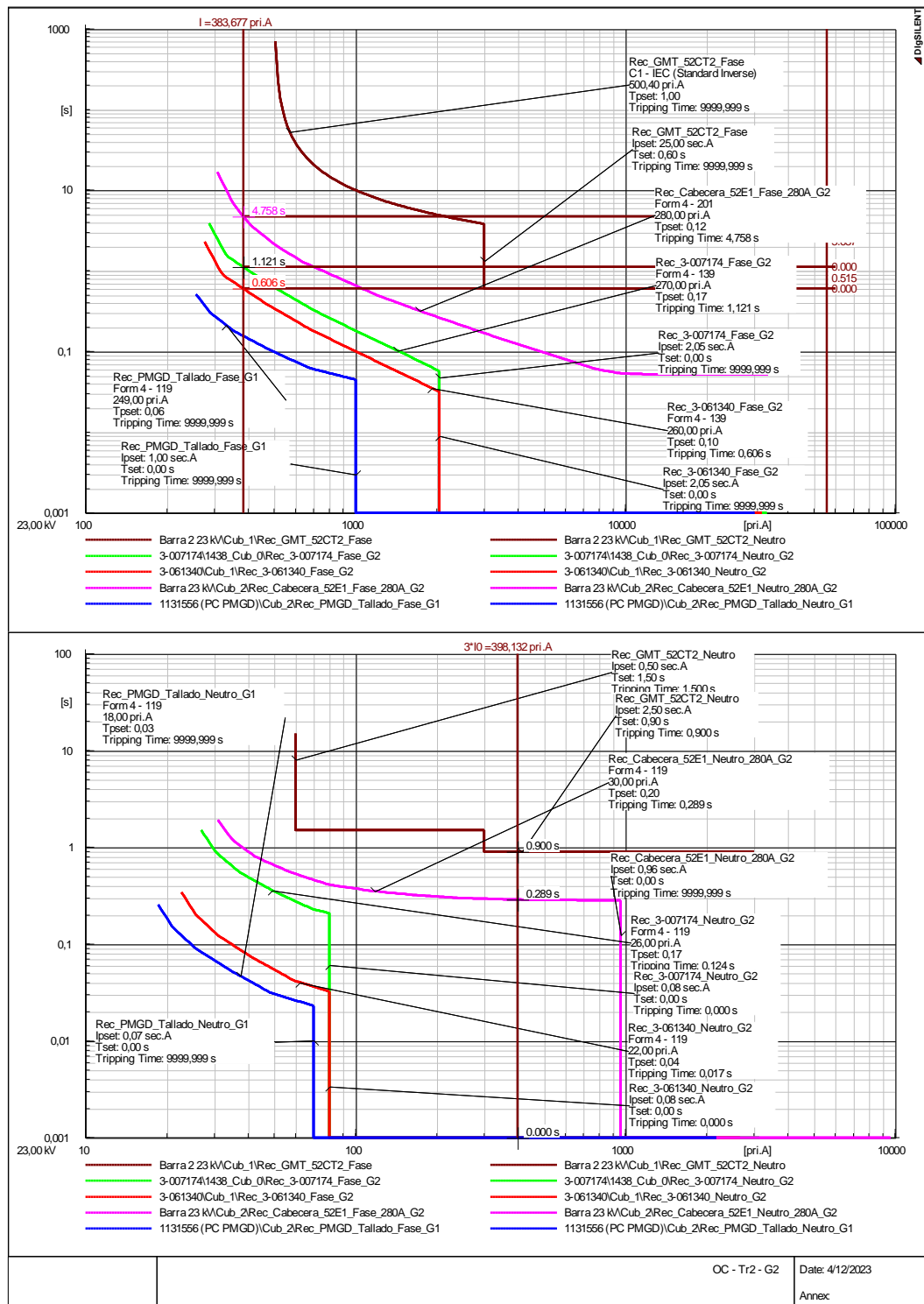


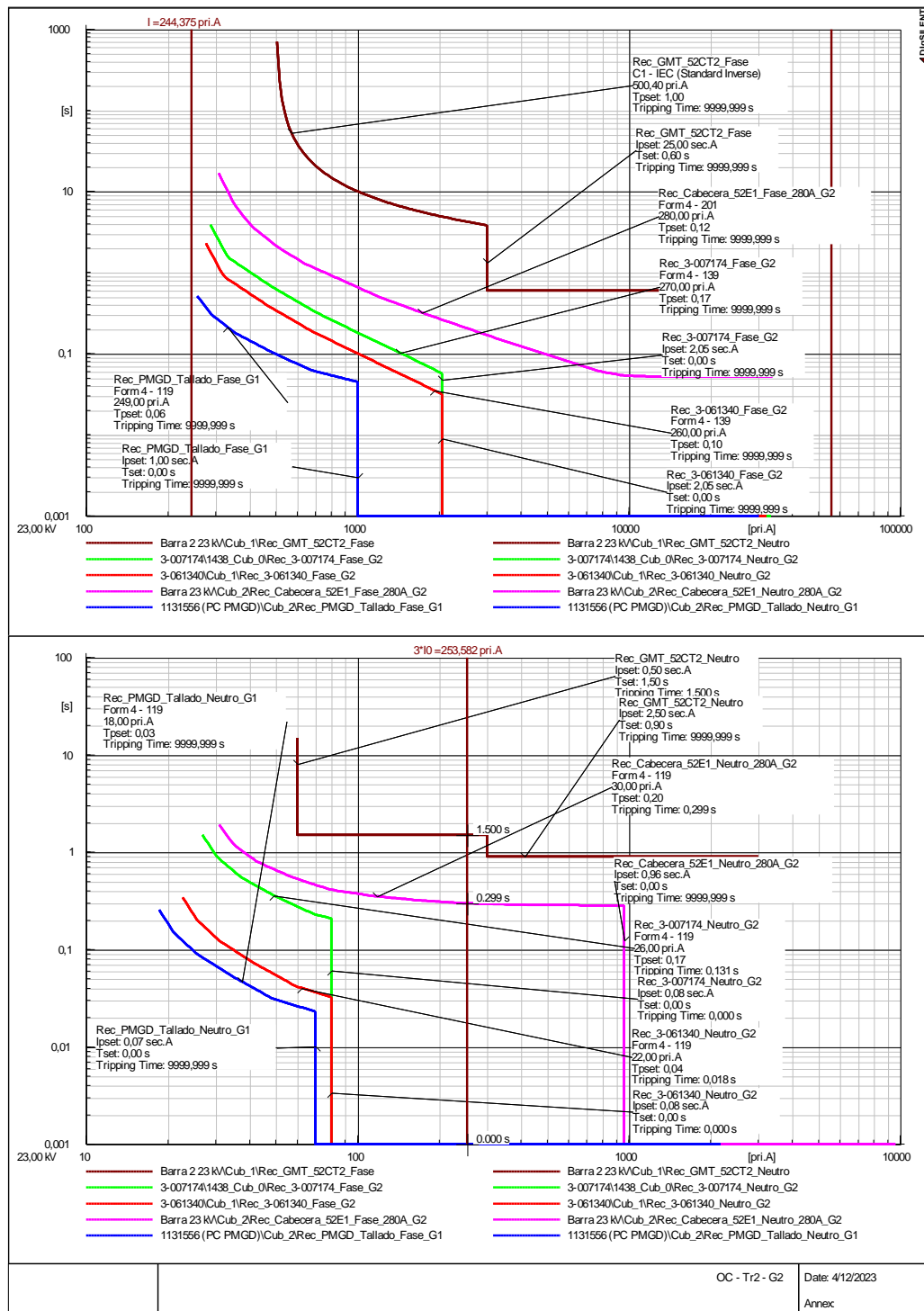




1FT

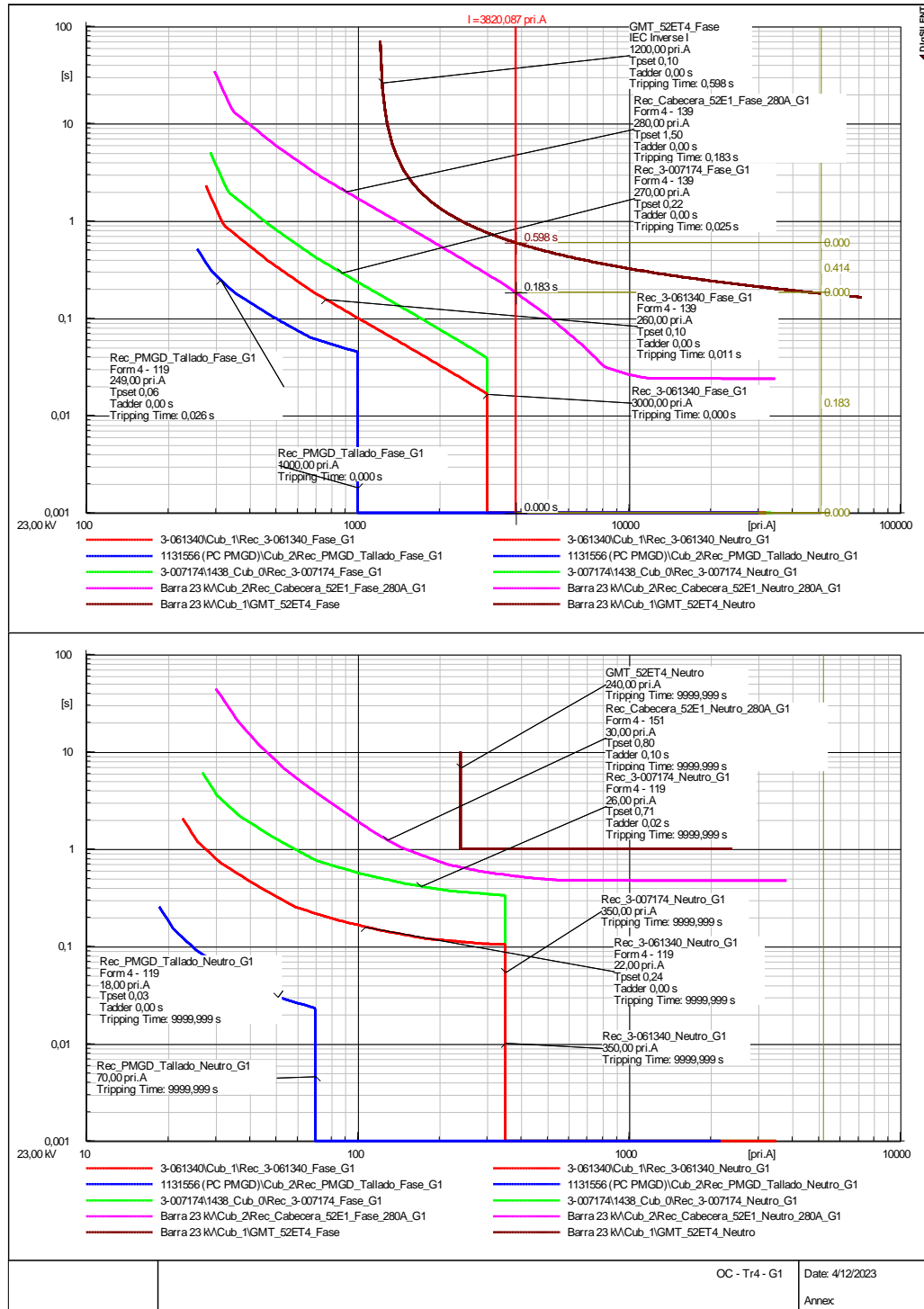


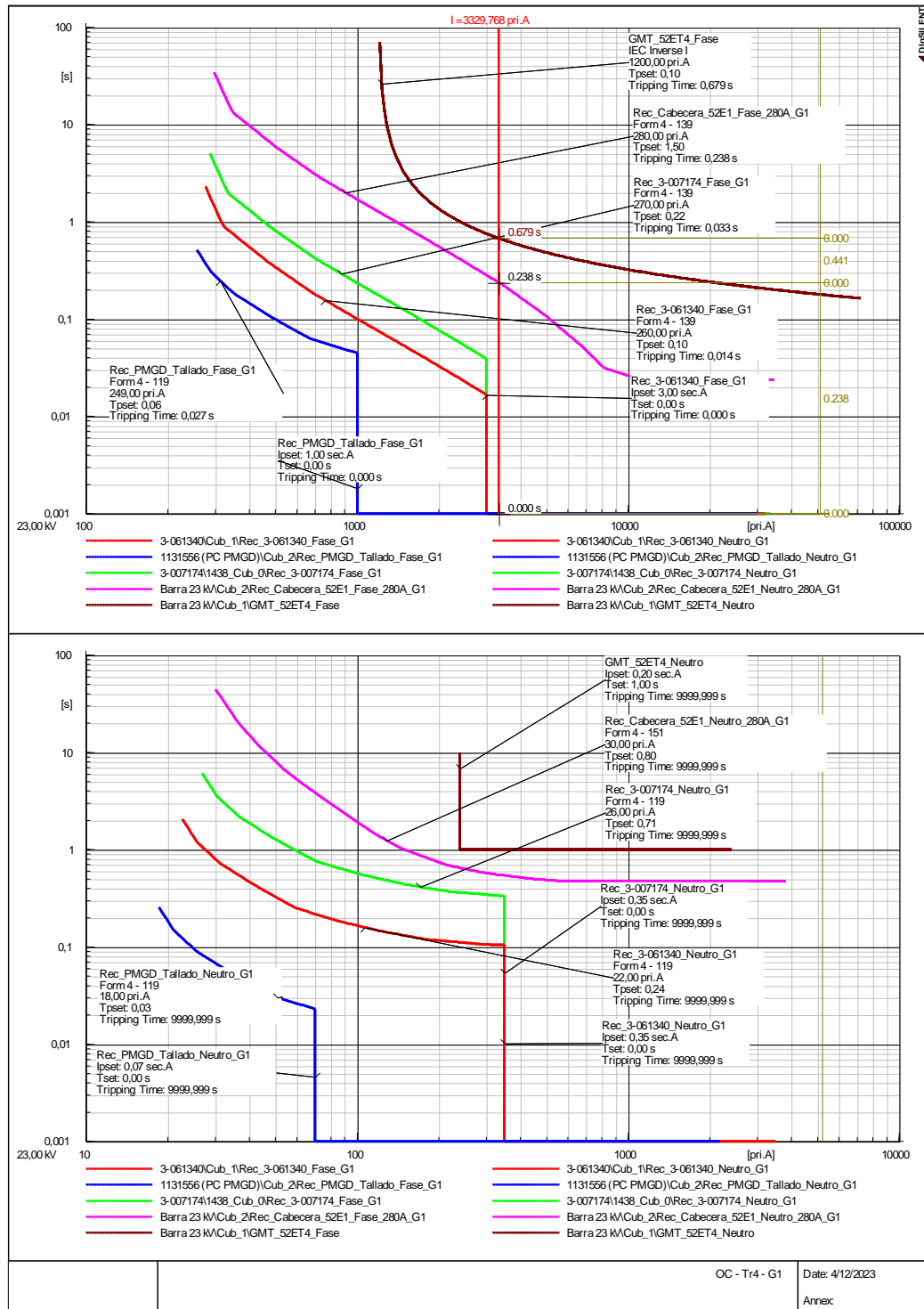




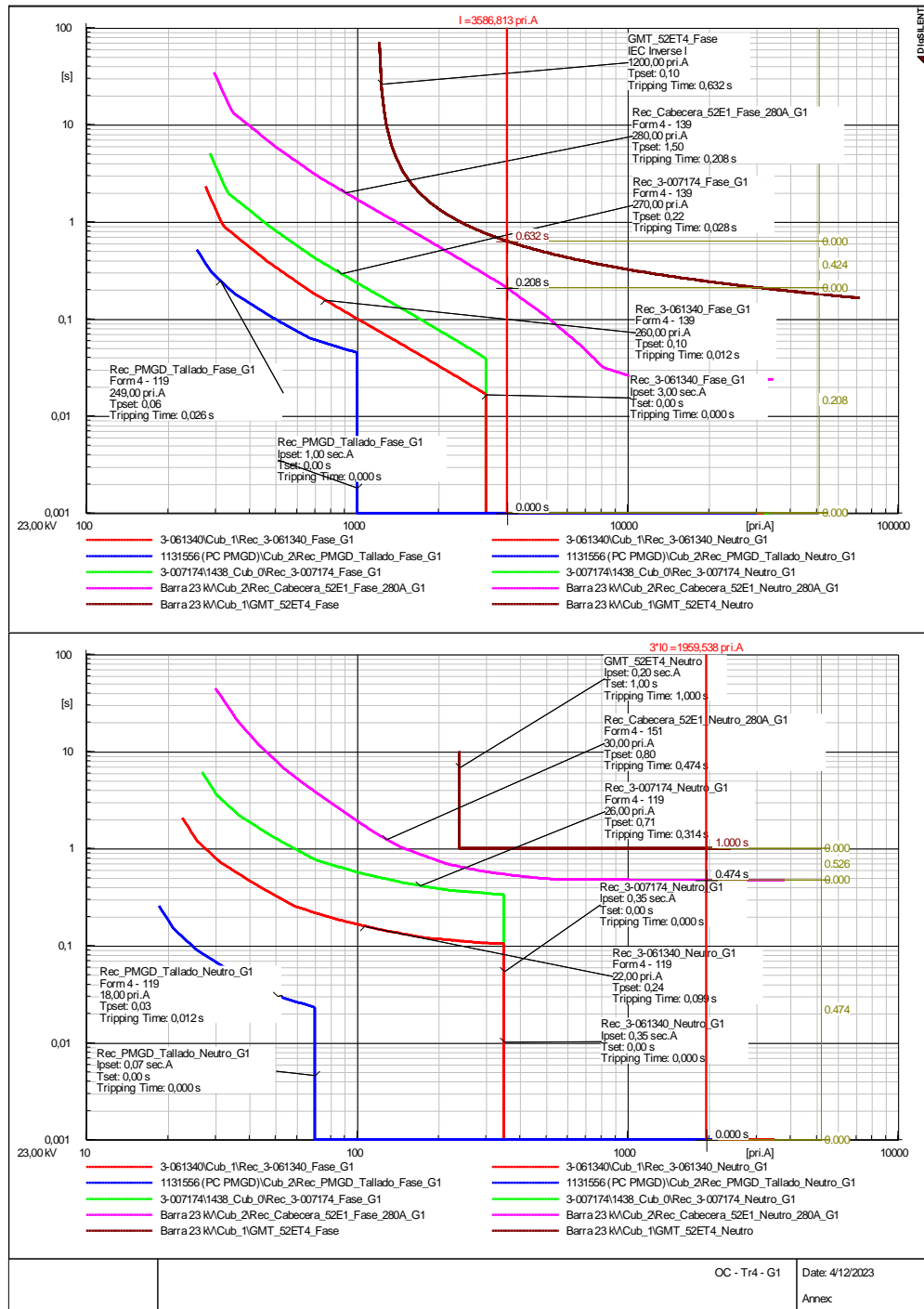
Punto 4: PMGD Tallado.

3F

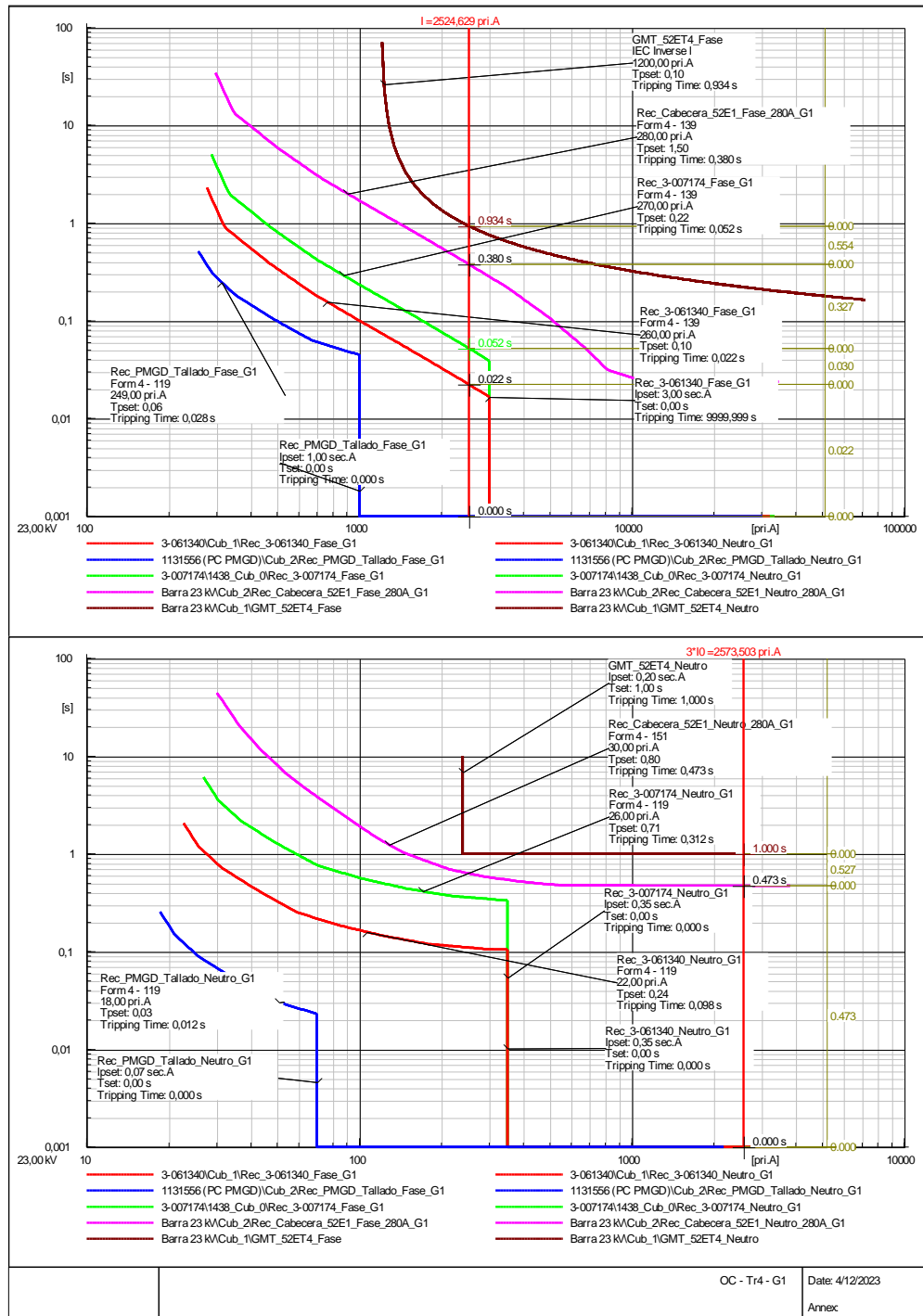


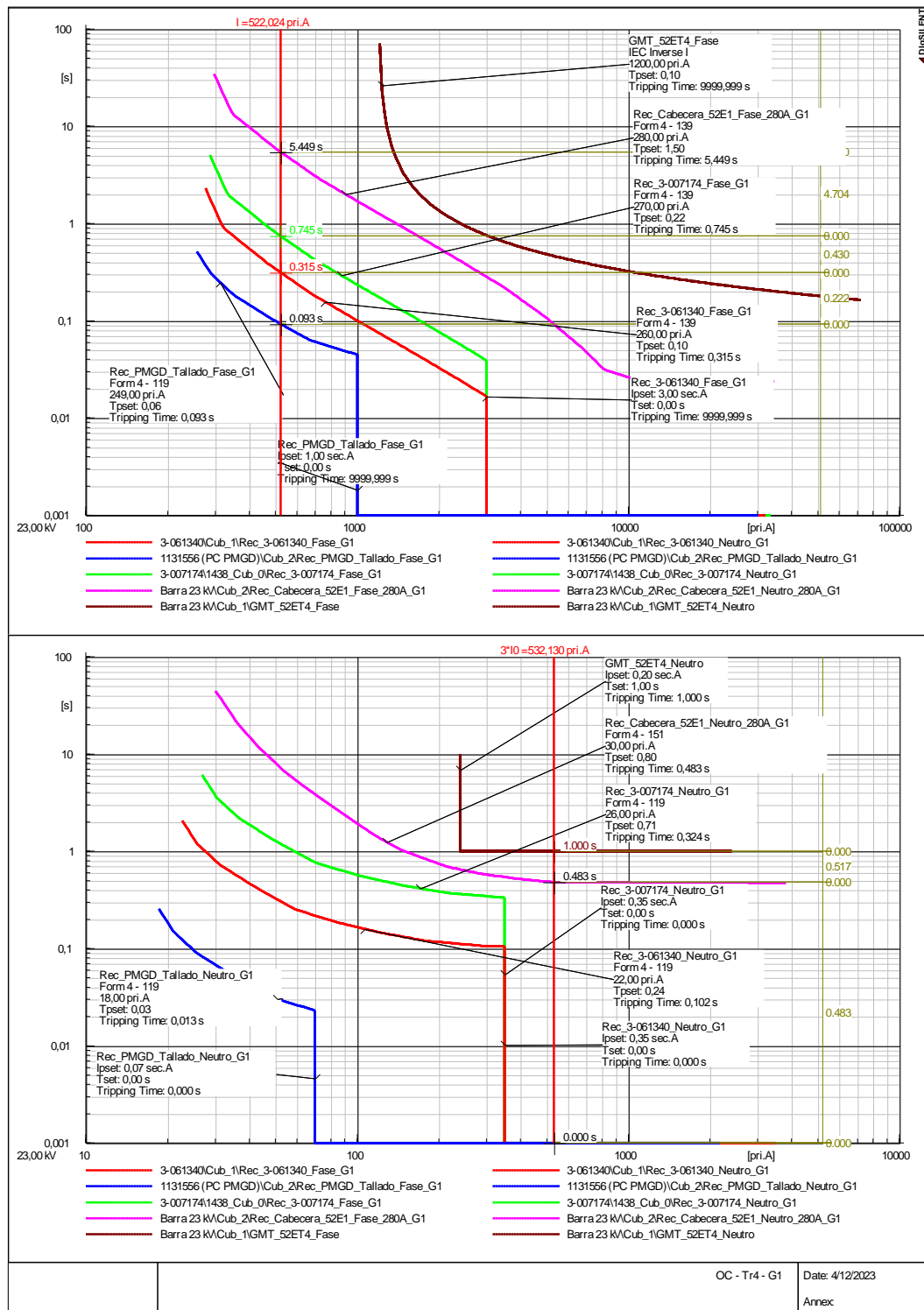


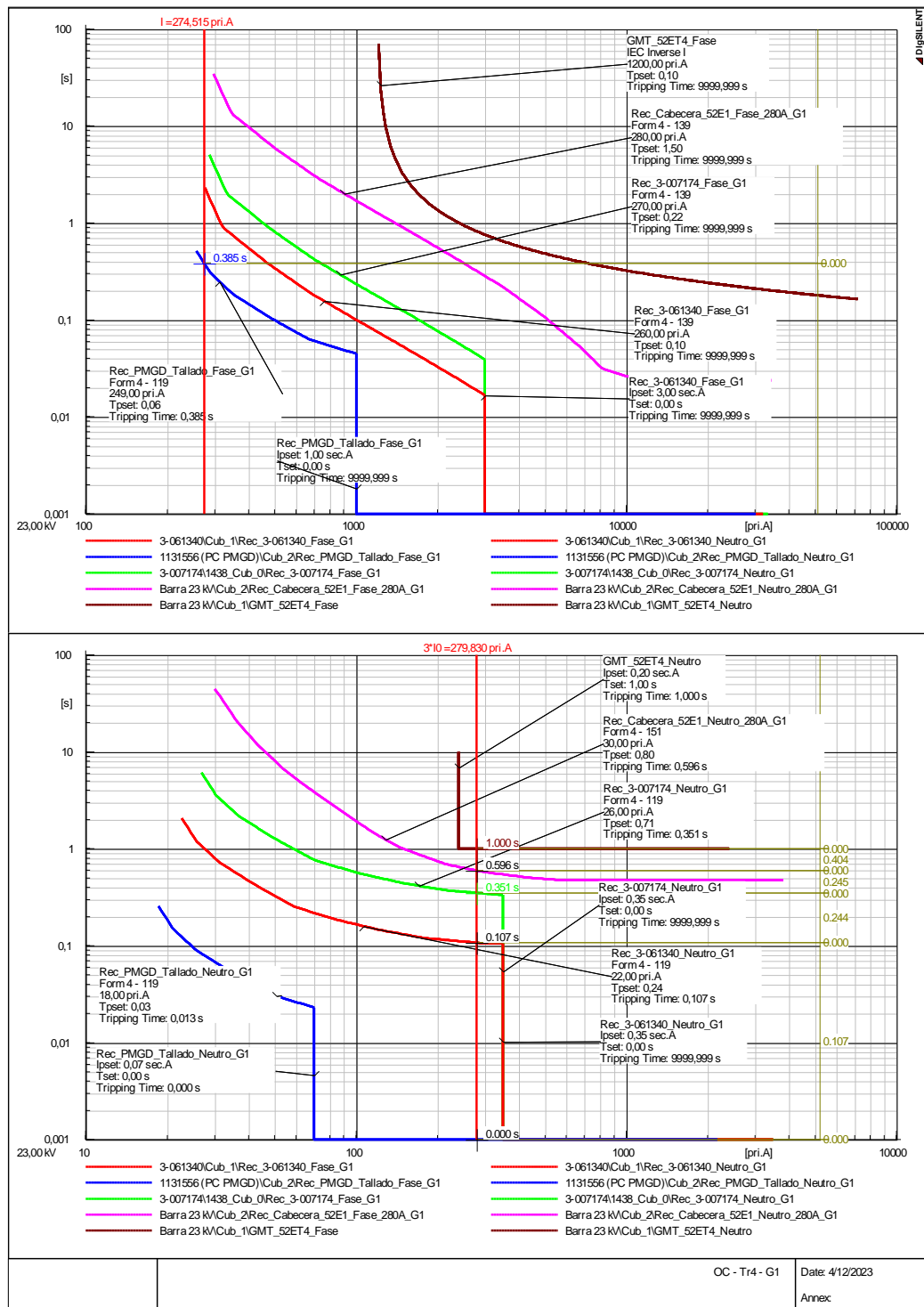
2FT



1FT







7.2 Tablas cortocircuitos en barras.

Para analizar los cortocircuitos en barras, se presentan 2 escenarios de operación diferentes:

- **Escenario 1:** El alimentador Punta Angamos (52E1) alimentado por el Transformador n°4 de la S/E Mejillones.
- **Escenario 2:** El alimentador Punta Angamos (52E1) alimentado por el Transformador n°2 de la S/E Mejillones.

7.2.1 Escenario 1.

Punto de falla	Cabecera Alimentador Punta Angamos	3-007174	3-061340	Barra 23 kV PMGD Tallado
Falla 3F [A] Ifase	8443,5099	4975,2373	3944,5887	3820,0874
Falla 3F [A] 3*i0	--	--	--	--
Falla 2F [A] Ifase	7315,975166	4324,144132	3436,952924	3329,767581
Falla 2F [A] 3*i0	--	--	--	--
Falla 2FT [A] Ifase	8647,838701	4672,560932	3703,757224	3586,813224
Falla 2FT [A] 3*i0	9326,067515	2891,093406	2049,272411	1959,538318
Falla 1FT [A] Ifase	8783,214579	3583,772121	2630,77853	2524,62888
Falla 1FT [A] 3*i0	8864,168677	3638,443208	2680,251691	2573,503077
Falla 1FT-25 [A] Ifase	577,438841	543,146278	524,851343	522,024302
Falla 1FT-25 [A] 3*i0	582,761043	551,432072	534,721446	532,130151
Falla 1FT-50 [A] Ifase	289,251308	280,162829	275,274017	274,515256
Falla 1FT-50 [A] 3*i0	291,917311	284,436763	280,450689	279,829586

7.3 Escenario 2:

Punto de falla	Cabecera Alimentador Punta Angamos	3-007174	3-061340	Barra 23 kV PMGD Tallado
Falla 3F [A] Ifase	2652,6491	2203,1217	1992,2002	1962,4842
Falla 3F [A] 3*i0	--	--	--	--
Falla 2F [A] Ifase	2292,4204	1907,8610	1730,1197	1705,0604
Falla 2F [A] 3*i0	--	--	--	--
Falla 2FT [A] Ifase	2305,1369	1931,9315	1753,1341	1727,8099
Falla 2FT [A] 3*i0	406,0556	375,3881	359,1643	356,7274
Falla 1FT [A] Ifase	661,2442	596,9300	563,4790	558,5094
Falla 1FT [A] 3*i0	679,9592	617,3476	584,7077	579,8529
Falla 1FT-25 [A] Ifase	429,2092	399,1966	383,6770	381,3412
Falla 1FT-25 [A] 3*i0	441,3570	412,8509	398,1318	395,9142
Falla 1FT-50 [A] Ifase	260,2511	249,9209	244,3754	243,5245
Falla 1FT-50 [A] 3*i0	267,6169	258,4694	253,5821	252,8308

7.4 Tablas de tiempo de operación

Para analizar los tiempos de operación de los relés, se presentan 2 escenarios de operación diferentes:

- **Escenario 1:** El reconectador Punta Angamos (52E1) con **Grupo 1 de Ajustes habilitado** y circuito alimentado por el Transformador n°4 de la S/E Mejillones.
- **Escenario 2:** El reconectador Punta Angamos (52E1) con **Grupo 2 de Ajustes habilitado** y circuito alimentado por el Transformador n°2 de la S/E Mejillones.

7.4.1 Escenario 1.

En las siguientes tablas se presentan los tiempos de operación (Top) de las protecciones en la ruta de evacuación del PMGD Tallado:

FALLA 3F	Cabecera Al	3- 007174	3- 061340	Barra 23 kV
GMT_52ET4_Fase	0,3518	0,4852	0,5813	0,5975
GMT_52ET4_Neutro	--	--	--	--
Rec_Cabecera_52E1_Fase_280A_G1	0,0305	0,1077	0,1720	0,1835
Rec_Cabecera_52E1_Neutro_280A_G1	--	--	--	--
Rec_3-007174_Fase_G1	--	0,0000	0,0000	0,0000
Rec_3-007174_Neutro_G1	--	--	--	--
Rec_3-061340_Fase_G1	--	--	0,0000	0,0000
Rec_3-061340_Neutro_G1	--	--	--	--
Rec_PMGD_Tallado_Fase_G1	--	--	--	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Neutro_G1	--	--	--	--

FALLA 2F	Cabecera AI	3- 007174	3- 061340	Barra 23 kV
GMT_52ET4_Fase	0,3803	0,5391	0,6583	0,6789
GMT_52ET4_Neutro	--	--	--	--
Rec_Cabecera_52E1_Fase_280A_G1	0,0423	0,1430	0,2256	0,2380
Rec_Cabecera_52E1_Neutro_280A_G1	--	--	--	--
Rec_3-007174_Fase_G1	--	0,0000	0,0000	0,0000
Rec_3-007174_Neutro_G1	--	--	--	--
Rec_3-061340_Fase_G1	--	--	0,0000	0,0000
Rec_3-061340_Neutro_G1	--	--	--	--
Rec_PMGD_Tallado_Fase_G1	--	--	--	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Neutro_G1	--	--	--	--

FALLA 2FT	Cabecera AI	3- 007174	3- 061340	Barra 23 kV
GMT_52ET4_Fase	0,3475	0,5080	0,6141	0,6323
GMT_52ET4_Neutro	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Rec_Cabecera_52E1_Fase_280A_G1	0,0299	0,1224	0,1952	0,2082
Rec_Cabecera_52E1_Neutro_280A_G1	0,4716	0,4725	0,4735	0,4737
Rec_3-007174_Fase_G1	--	0,0000	0,0000	0,0000
Rec_3-007174_Neutro_G1	--	0,0000	0,0000	0,0000
Rec_3-061340_Fase_G1	--	--	0,0000	0,0000
Rec_3-061340_Neutro_G1	--	--	0,0000	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Fase_G1	--	--	--	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Neutro_G1	--	--	--	0,0000

FALLA 1FT	Cabecera AI	3- 007174	3- 061340	Barra 23 kV
GMT_52ET4_Fase	0,3447	0,6328	0,8848	0,9342
GMT_52ET4_Neutro	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Rec_Cabecera_52E1_Fase_280A_G1	0,0295	0,2086	0,3543	0,3798
Rec_Cabecera_52E1_Neutro_280A_G1	0,4716	0,4718	0,4727	0,4728
Rec_3-007174_Fase_G1	--	0,0000	0,0489	0,0524
Rec_3-007174_Neutro_G1	--	0,0000	0,0000	0,0000
Rec_3-061340_Fase_G1	--	--	0,0208	0,0223
Rec_3-061340_Neutro_G1	--	--	0,0000	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Fase_G1	--	--	--	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Neutro_G1	--	--	--	0,0000

FALLA 1F25	Cabecera AI	3- 007174	3- 061340	Barra 23 kV
GMT_52ET4_Fase	--	--	--	--
GMT_52ET4_Neutro	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Rec_Cabecera_52E1_Fase_280A_G1	4,4819	5,0462	5,3924	5,4491
Rec_Cabecera_52E1_Neutro_280A_G1	0,4775	0,4791	0,4825	0,4830
Rec_3-007174_Fase_G1	--	0,6898	0,7371	0,7448
Rec_3-007174_Neutro_G1	--	0,0000	0,0000	0,0000
Rec_3-061340_Fase_G1	--	--	0,3114	0,3147
Rec_3-061340_Neutro_G1	--	--	0,0000	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Fase_G1	--	--	--	0,0929
Rec_PMGD_Tallado_Neutro_G1	--	--	--	0,0000

FALLA 1F50	Cabecera AI	3- 007174	3-061340	Barra 23 kV
GMT_52ET4_Fase	--	--	--	--
GMT_52ET4_Neutro	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Rec_Cabecera_52E1_Fase_280A_G1	--	--	--	--
Rec_Cabecera_52E1_Neutro_280A_G1	0,5821	0,5905	0,5953	0,5960
Rec_3-007174_Fase_G1	--	--	--	--
Rec_3-007174_Neutro_G1	--	0,3500	0,3511	0,3513
Rec_3-061340_Fase_G1	--	--	--	--
Rec_3-061340_Neutro_G1	--	--	0,1074	0,1075
Rec_PMGD_Tallado_Fase_G1	--	--	--	0,3845
Rec_PMGD_Tallado_Neutro_G1	--	--	--	0,0000

7.4.2 Escenario 2.

En las siguientes tablas se presentan los tiempos de operación (Top) de las protecciones en la ruta de evacuación del PMGD Tallado:

FALLA 3F	Cabecera AI	3-007174	3-061340	Barra 23 kV
Rec_GMT_52CT2_Fase	4,1273	4,6530	4,9970	5,0527
Rec_GMT_52CT2_Neutro	--	--	--	--
Rec_Cabecera_52E1_Fase_280A_G2	0,1954	0,2417	0,2712	0,2760
Rec_Cabecera_52E1_Neutro_280A_G2	--	--	--	--
Rec_3-007174_Fase_G2	--	0,0000	0,0599	0,0614
Rec_3-007174_Neutro_G2	--	--	--	--
Rec_3-061340_Fase_G2	--	--	0,0331	0,0339
Rec_3-061340_Neutro_G2	--	--	--	--
Rec_PMGD_Tallado_Fase_G2	--	--	--	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Neutro_G2	--	--	--	--

FALLA 2F	Cabecera AI	3-007174	3-061340	Barra 23 kV
Rec_GMT_52CT2_Fase	4,5297	5,1607	5,5730	5,6402
Rec_GMT_52CT2_Neutro	--	--	--	--
Rec_Cabecera_52E1_Fase_280A_G2	0,2309	0,2850	0,3203	0,3260
Rec_Cabecera_52E1_Neutro_280A_G2	--	--	--	--
Rec_3-007174_Fase_G2	--	0,0643	0,0755	0,0773
Rec_3-007174_Neutro_G2	--	--	--	--
Rec_3-061340_Fase_G2	--	--	0,0417	0,0427
Rec_3-061340_Neutro_G2	--	--	--	--
Rec_PMGD_Tallado_Fase_G2	--	--	--	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Neutro_G2	--	--	--	--

FALLA 2FT	Cabecera AI	3-007174	3-061340	Barra 23 kV
Rec_GMT_52CT2_Fase	4,5130	5,1122	5,5135	5,5791
Rec_GMT_52CT2_Neutro	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000
Rec_Cabecera_52E1_Fase_280A_G2	0,2295	0,2810	0,3151	0,3208
Rec_Cabecera_52E1_Neutro_280A_G2	0,2884	0,2899	0,2909	0,2911
Rec_3-007174_Fase_G2	--	0,0630	0,0739	0,0756
Rec_3-007174_Neutro_G2	--	0,0000	0,0000	0,0000
Rec_3-061340_Fase_G2	--	--	0,0408	0,0418
Rec_3-061340_Neutro_G2	--	--	0,0000	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Fase_G2	--	--	--	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Neutro_G2	--	--	--	0,0000

FALLA 1FT	Cabecera AI	3-007174	3-061340	Barra 23 kV
Rec_GMT_52CT2_Fase	25,0453	39,6144	58,8912	63,6454
Rec_GMT_52CT2_Neutro	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000
Rec_Cabecera_52E1_Fase_280A_G2	1,2263	1,4802	1,6675	1,6983
Rec_Cabecera_52E1_Neutro_280A_G2	0,2852	0,2857	0,2860	0,2861
Rec_3-007174_Fase_G2	--	0,4439	0,4964	0,5050
Rec_3-007174_Neutro_G2	--	0,0000	0,0000	0,0000
Rec_3-061340_Fase_G2	--	--	0,2714	0,2761
Rec_3-061340_Neutro_G2	--	--	0,0000	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Fase_G2	--	--	--	0,0836
Rec_PMGD_Tallado_Neutro_G2	--	--	--	0,0000

FALLA 1F25	Cabecera AI	3-007174	3-061340	Barra 23 kV
Rec_GMT_52CT2_Fase	--	--	--	--
Rec_GMT_52CT2_Neutro	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000
Rec_Cabecera_52E1_Fase_280A_G2	3,2333	4,0407	4,7580	4,8814
Rec_Cabecera_52E1_Neutro_280A_G2	0,2878	0,2883	0,2886	0,2887
Rec_3-007174_Fase_G2	--	1,0255	1,1205	1,1359
Rec_3-007174_Neutro_G2	--	0,0000	0,0000	0,0000
Rec_3-061340_Fase_G2	--	--	0,6058	0,6141
Rec_3-061340_Neutro_G2	--	--	0,0000	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Fase_G2	--	--	--	0,1582
Rec_PMGD_Tallado_Neutro_G2	--	--	--	0,0000

FALLA 1F50	Cabecera AI	3-007174	3-061340	Barra 23 kV
Rec_GMT_52CT2_Fase	--	--	--	--
Rec_GMT_52CT2_Neutro	1,5000	1,5000	1,5000	1,5000
Rec_Cabecera_52E1_Fase_280A_G2	--	--	--	--
Rec_Cabecera_52E1_Neutro_280A_G2	0,2978	0,2986	0,2991	0,2991
Rec_3-007174_Fase_G2	--	--	--	--
Rec_3-007174_Neutro_G2	--	0,0000	0,0000	0,0000
Rec_3-061340_Fase_G2	--	--	--	--
Rec_3-061340_Neutro_G2	--	--	0,0000	0,0000
Rec_PMGD_Tallado_Fase_G2	--	--	--	--
Rec_PMGD_Tallado_Neutro_G2	--	--	--	0,0000

7.5 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 Tallado 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.

Título 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 7-1. 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 7-2. 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.