



**PROYECTO FOTOVOLTAICO  
PMGD Los Corrales del Verano  
Solar**

TITULAR	VERANO CAPITAL HOLDING SPA
CONSULTOR	IO
Nombre Estudio	ESTUDIO DE COORDINACIÓN Y AJUSTE DE PROTECCIONES
Versión y fecha del Estudio	14-10-2024
Fecha recepción de SCR	--
Nombre del Archivo	ECAP PMGD Los Corrales del Verano Solar – REV B

## Contenido

1	INTRODUCCIÓN .....	4
2	RESUMEN EJECUTIVO .....	4
3	RESUMEN DE OBRAS ASOCIADAS A LA CONEXIÓN DEL PMGD Los Corrales del Verano Solar .....	5
4	ANTECEDENTES .....	6
4.1	Antecedentes del PMGD PV Los Corrales del Verano Solar .....	6
4.2	Red de Distribución.....	6
4.3	Red de Transmisión Zonal.....	9
4.4	Parámetros red equivalente subestación Malloco 110 [kV] .....	10
5	METODOLOGÍA Y DESARROLLO .....	11
5.1	Protecciones alimentador Loreto y S/E Malloco.....	11
5.2	Propuesta de ajuste de protecciones en el interruptor de acoplamiento asociado alPMGD Los Corrales del Verano Solar.....	14
5.3	Coordinación con protecciones del alimentador Loreto.....	18
5.3.1	Ajustes de sobrecorriente en el reconectador proyectado (punto de conexión PMGDPV Los Corrales del Verano Solar).....	21
5.3.2	Ajustes de sobrecorriente actuales y propuestos en los equipos existentes y proyectados en el alimentador Loreto. ....	22
5.3.3	Verificación de ampacidad conductores y elementos series entre PMGD Los Corrales del Verano Solar y Cabecera del Circuito Los Corrales del Verano Solar de S/E Malloco.....	26
5.3.4	Verificación de umbrales de sobrecorriente frente a Inrush de transformadores de PFV Los Corrales del Verano Solar. ....	27

6	CONCLUSIONES .....	28
7	ANEXO VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN .....	29
7.1	Gráficos Corriente vs Tiempo de protecciones.....	29
7.1.1	Punto 1: Cabecera Alimentador.....	30
7.1.2	Punto 2: Poste N°594705.....	36
7.1.3	Punto 3: Poste N°594390.....	42
7.1.4	Punto 4: Poste N°244485.....	48
7.1.5	Punto 5: Poste N°231541.....	54
7.1.6	Punto 6: Poste PMGD Los Corrales del Verano Solar.....	60
7.2	Tablas cortocircuitos en barras.....	66
7.3	Tablas de tiempo de operación.....	67
7.4	Aspectos Considerados de la normativa Vigente.....	70

## **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 Verano Capital Holding SpA. ha solicitado a CGE la evaluación del proyecto fotovoltaico PMGD Los Corrales del Verano Solar.

De acuerdo con 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 Los Corrales del Verano Solar, considerando cambios topológicos en el alimentador Loreto 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 Verano Capital Holding SpA se encuentra desarrollando el proyecto generación fotovoltaica Los Corrales del Verano Solar, el cual se encuentra en la comuna de Peñaflores, en la región de Metropolitana.

El proyecto contempla la construcción de la planta fotovoltaica de 9 [MW] en donde se limitará su potencia a 8,5 [MW] El PMGD Los Corrales del Verano Solar se conectará en 12 [kV] al alimentador Loreto, poste N°812819, perteneciente al sistema de distribución de CGE. Este alimentador se conecta al Sistema Eléctrico Nacional a través de la S/E Malloco propiedad de SAESA.

En este estudio se presentan los ajustes para el reconectador automático proyectado en el punto de conexión del PMGD Los Corrales del Verano Solar. 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 Los Corrales del Verano Solar**

El PMGD Los Corrales del Verano Solar incurre en las siguientes obras de adecuación de la red de distribución del alimentador Loreto:

- Reemplazo de conductor existente por conductor tipo aluminio de 300 [mm<sup>2</sup>] desde poste N°812819 (punto de conexión a la red de media tensión del PMGD Los Corrales del Verano Solar) hasta el poste N°594933, longitud aproximada de 1,68 [km].
- Reemplazo de conductor existente por conductor tipo aluminio protegido de 300 [mm<sup>2</sup>] desde poste N°594393 hasta el poste N°594390, longitud aproximada de 0,11 [km].
- Reemplazo de conductor existente por conductor tipo aluminio protegido de 300 [mm<sup>2</sup>] desde poste N°277236 hasta el poste N°-3658970 (cabecera del alimentador Loreto), longitud aproximada de 0,25 [km].
- Reemplazo de fusible por equipo reconectador ubicado en el poste N°231541.

## 4 ANTECEDENTES

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

### 4.1 Antecedentes del PMGD PV Los Corrales del Verano Solar

El PMGD Los Corrales del Verano Solar tiene una potencia nominal de 9 MW. La planta cuenta con cinco inversores de la familia Sunny Central del fabricante SMA modelo SC2200, de potencia nominal de 2000 [kW].

El PMGD Los Corrales del Verano Solar se proyectó con cinco (5) transformadores aislados y refrigerados en aceite, de 12 / 0.385 kV, 2000 KVA grupo de conexión Dy11 con derivaciones -2 x 2,5% / +2 x 2,5% en torno a la conexión central, ubicados en el lado de Media Tensión.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros eléctricos de los transformadores a utilizar:

Tabla 4-1. Datos transformadores PMGD Los Corrales del Verano Solar.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
POTENCIA NOMINAL @ 50°C	2000	kVA
POTENCIA NOMINAL @ 25°C	2200	kVA
VOLTAJES NOMINALES	12 / 0,385	kV / kV
CAMBIADOR DE TOMAS	-2+2	
VARIACIÓN POR TOMA	2,5	%
FRECUENCIA NOMINAL	50	HZ
GRUPO VECTOR	Dy11	
PÉRDIDAS EN VACÍO (A VOLTAJE NOMINAL)	1,74	kW
PÉRDIDAS DE CORTOCIRCUITO (@ 75°C, POTENCIA NOMINAL)	20,7	kW
IMPEDANCIA A CORRIENTE NOMINAL (@ 75°C, POTENCIA NOMINAL)	5-8,5	%

### 4.2 Red de Distribución

El PMGD Los Corrales del Verano Solar postula su conexión al poste número n° 812819, perteneciente actualmente al alimentador Loreto. Dicho alimentador opera con un nivel de tensión nominal de 12 [kV], nace desde la barra de media tensión de la S/E Malloco. El alimentador es clasificado como un alimentador de alta densidad.

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

Tabla 4-2. Demandas máximas y mínimas alimentador Loreto

<b>Demanda Máxima</b>	<b>6.584 [MW]</b>
<b>Demanda Mínima</b>	<b>4.416 [MW]</b>

La siguiente figura muestra el unilineal del alimentador Loreto actual, indicando el punto de conexión del PMGD Los Corrales del Verano Solar.

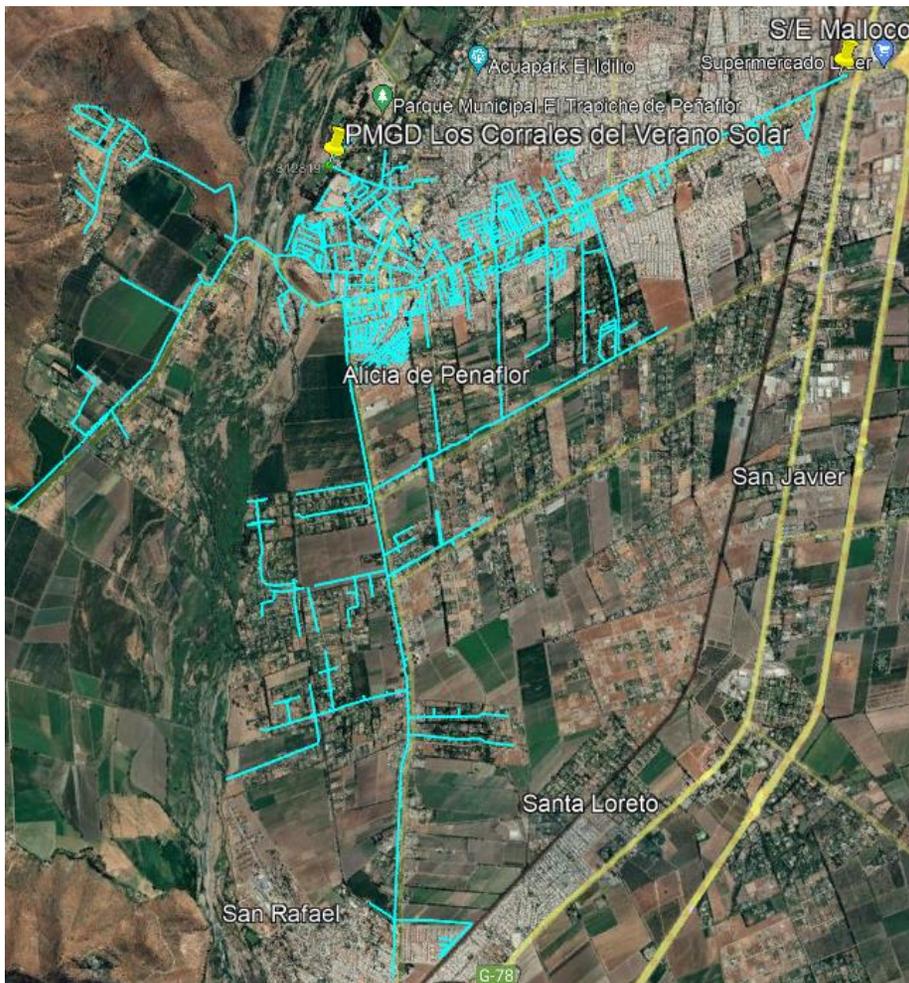


Figura 4-1. Unilineal alimentador Loreto.

De la figura anterior se observa la ubicación del punto de conexión a la red del PMGD Los Corrales del Verano Solar poste N° 812819 y la cabecera del alimentador Loreto. Ambos puntos se encuentran a una distancia de 5,7 [km] aproximadamente.

El alimentador Loreto posee los siguientes bancos de condensadores:

Tabla 4-3. BBCC en alimentador Loreto

Equipo	Capacidad	N° Placa Poste
Banco de condensadores	600kVAR	231546
Banco de condensadores	600kVAR	594400

De la información suministrada se tiene que en la S/E Malloco existen los siguientes proyectos de PMGD actualmente conectados o en estado ICC Vigente:

Tabla 4-4. PMGD S/E Malloco

NOMBRE	POTENCIA_MW	ALIMENTADOR	SUBESTACION	ESTADO
Peñaflor Solar I	9	Peñaflor	Malloco	Conectado
PARQUE CONDOR PEÑAFLO	3	Loreto	Malloco	Conectado
El Guanaco Solar I	3	Emos Malloco	Malloco	Conectado
Guanaco I - Ampliación	6	Emos Malloco	Malloco	Conectado
PLANTA SOLAR PEÑAFLO SPA	2,5	Talagante	Malloco	Conectado
Talagante 2	9	Talagante	Malloco	Conectado
PFV Violeta 1	9	Emos Malloco	Malloco	Conectado
Malloco	9	Malloco	Malloco	Conectado

### 4.3 Red de Transmisión Zonal

El alimentador Loreto, donde el PMGD evacuará sus excedentes de potencia, se alimenta de la barra MT existente en la S/E Malloco, la cual es energizada por un transformador (T2).

Los transformadores poseen las siguientes características:

Tabla 4-5. Características Transformadores S/E Malloco

Transformador	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Grupo de Conexión	Pérdidas en el cobre [kVA]	Z (+) [%] /Base [MVA]	Z (0) [%] /Base [MVA]
T2	110/12	12/16/22,4	Dyn1	63,7	9,49/12	9,62/12

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

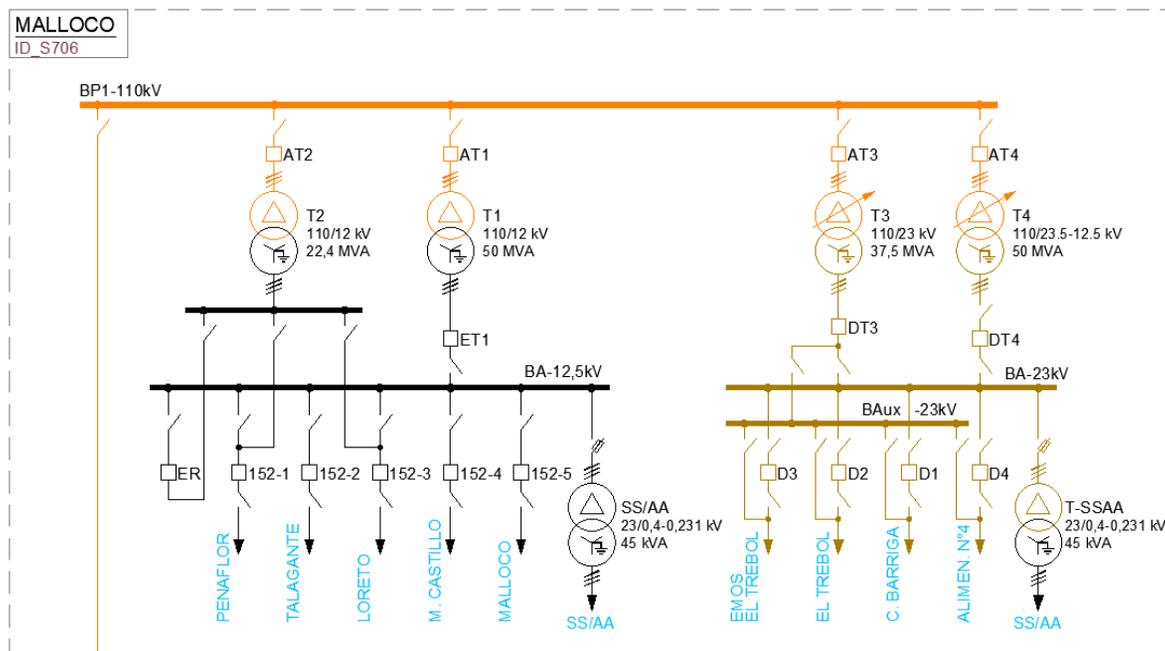


Figura 4-2. Diagrama unilineal de la S/E Malloco de SAESA.

#### 4.4 Parámetros red equivalente subestación Malloco 110 [kV]

Para la evaluación de las protecciones asociadas al alimentador Loreto se consideraron los siguientes parámetros de red equivalente en el lado de alta tensión de la S/E Malloco en 110 [kV] según la base de datos del Sistema Eléctrico Nacional entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional del mes de agosto del 2024, para escenario de demanda alta en día laboral:

Tabla 4-6. Parámetros red equivalente subestación Malloco en 110 [kV].

Parámetros Red Equivalente 110 [kV]		
S/E Malloco		
Skss [MVA]		1230,773
Ikss [kA]		6,459883
R/X ratio		0,587
Secuencia	R1	5,6230
Positiva	X1	9,3640
Secuencia	R2	5,6150
Negativa	X2	9,4330
Secuencia	R0	9,4090
Cero	X0	33,691

Figura 4-3. Parámetros de la red equivalente subestación Malloco en 110 [kV] base Power Factory Digsilent.

The screenshot displays two panels: 'Max. Values' and 'Min. Values'. Each panel contains input fields for various parameters, with the values from the table above entered into them.

Parameter	Max. Value	Min. Value
Short-Circuit Power $Sk''$	1230,773 MVA	1230,773 MVA
Short-Circuit Current $Ik''$	6,459883 kA	6,459883 kA
R/X Ratio	0,587	0,587
Impedance Ratio		
Z2/Z1	1,005035	1,005035
X0/X1	3,597928	3,597928
R0/X0	0,2792734	0,2792734

## 5 METODOLOGÍA Y DESARROLLO

### 5.1 Protecciones alimentador Loreto y S/E Malloco.

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

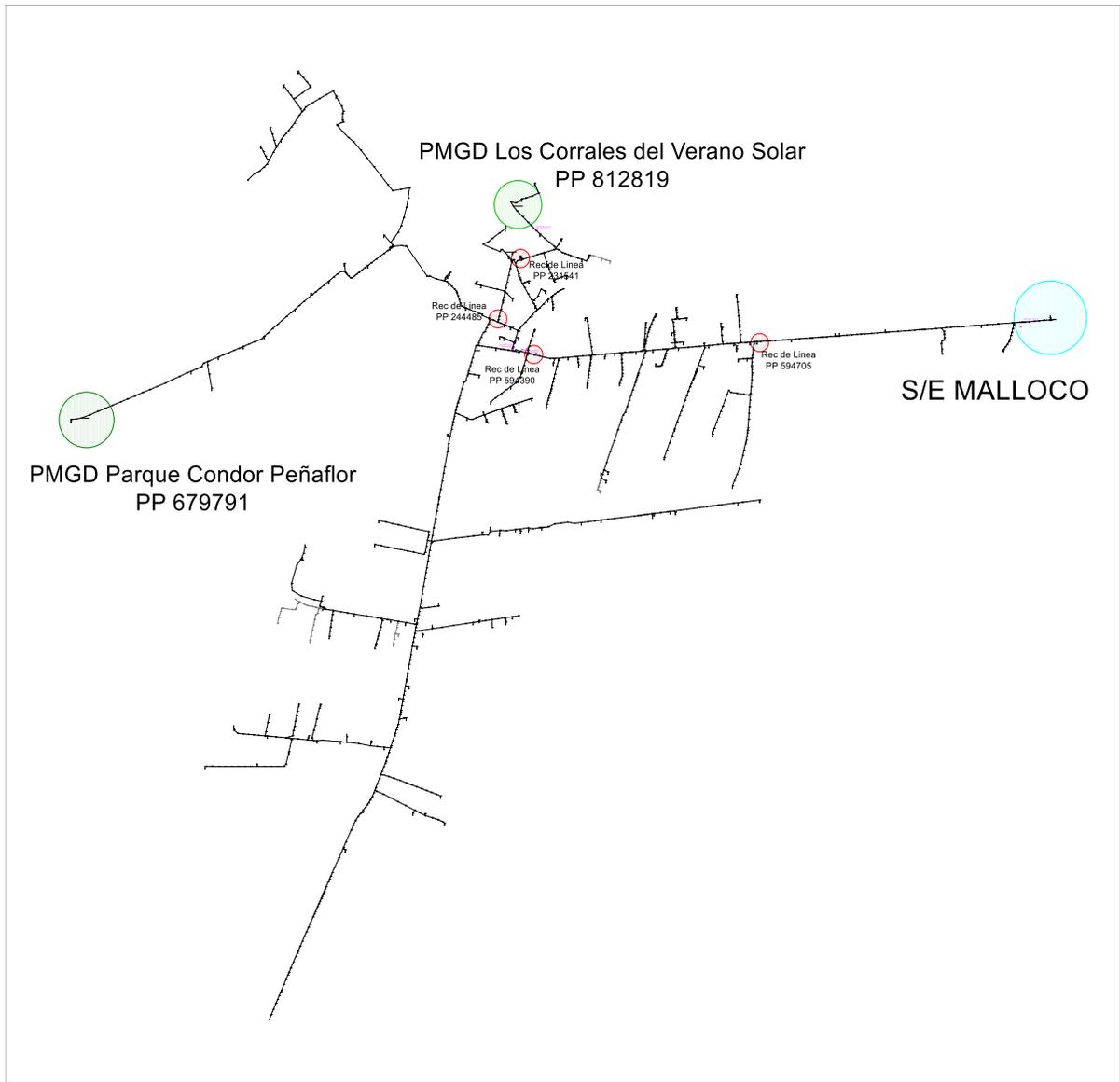


Figura 5-1. Ubicación de equipamiento de interrupción de fallas en las vías de evacuación del PMGD en el Alimentador Loreto.

Los siguientes reconectores se encuentran en las vías de evacuación del PMGD Los Corrales del Verano Solar:

Tabla 5-1. Reconectores presentes en las vías de evacuación de PMGD Los Corrales del Verano Solar.

Poste	Tipo
Cabecera Alimentador Loreto (152-3)	Reconector cabecera
594705	Reconector de línea
594390	Reconector de línea
244485	Reconector de línea
231541	Reconector de línea
812819	Reconector PMGD

Los ajustes actuales del reconector de cabecera del alimentador Loreto, se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5-2. Ajuste actual Cabecera alimentador Loreto.

tipo	Ajustes											
	Fase					Residual					SEF	
	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Inst. [A]/[s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Inst [A]/[s]	Amp Trip	Tiempo
SEL 351R	IEC VI	560	0,37	0	-	IEC I	100	0,5	0	-	-	-
	Reconexiones/ Tiempo de Reconexión (1°) / Tiempo de Reconexión (2°): 2 / 5 [s] / 15[s]					Reconexiones/ Tiempo de Reconexión (1°) / Tiempo de Reconexión (2°): 2 / 5 [s] / 15[s]					Sin Reconexión	

Los ajustes actuales del reconector ubicado en el poste n°594390 son:

Tabla 5-3. Ajuste reconector poste n°594390.

tipo	Ajustes											
	Fase					Residual					SEF	
	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Inst. [A]/[s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Inst [A]/[s]	Amp Trip	Tiempo
RC10	IEC VI	550	0,26	0	-	IEC I	60	0,40	0	-	18	60
	Reconexiones/Tiempo de Reconexión: 3/5[s]					Reconexiones/Tiempo de Reconexión: 3/5[s]					Sin Reconexión	

Los ajustes actuales del reconectador ubicado en el poste n°244485 son:

Tabla 5-4. Ajuste reconectador poste n°244485.

tipo	Ajustes											
	Fase					Residual					SEF	
	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Inst. [A]/[s]	Curva	Amp. Trip	Mult	Sum	Inst. [A]/[s]	Amp Trip	Tiempo
RC10	IEC VI	510	0,18	0	-	IEC I	55	0,25	0	-	15	40
	Reconexiones/Tiempo de Reconexión: 3/7[s]					Reconexiones/Tiempo de Reconexión: 3/7[s]					Sin Reconexión	

## 5.2 Propuesta de ajuste de protecciones en el interruptor de acoplamiento asociado al PMGD Los Corrales del Verano Solar

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

Función	Etapa	RC10
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		✓
Bloqueo por detección de Inrush		✓

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

Tabla 5-6. 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

**Nota:** En control Noja RC10, para que las funciones de tensión operen correctamente se debe corroborar que en el bloque “Ajustes del Sistema”, “Medición”, “Voltaje del Sistema (Fase – Fase)” sea modificado desde los valores nominales a la tensión nominal del PMGD, en este caso, 12 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 Los Corrales del Verano Solar del sistema, ante una condición de alerta del sistema de distribución. Los ajustes son:

Tabla 5-7. 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 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 5-8. V0 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]	0,238 [kV]	0,239 [kV]

De este modo el umbral sistémico de la función 59N se visualiza en  $3xV0 = 0,239$ , sin embargo, cabe señalar que este valor está bajo el rango de tolerancia del control NOJA, 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:

#### 2.2.4 Protection Accuracy

Parameter	Accuracy	Accuracy Range
Operational pickup voltage	the greater of $\pm 1\%$ or $\pm 0.1$ kV	0.5 – 38 kV

## Extracto Manual, Tolerancia de sensores de tensión:

### 2.1.3 Sensor Accuracy

Sensor Type	Accuracy	Ranges where accuracy guaranteed
Current Transformer	±0.2%	0 – 800 A
Current Transformer (0.2 A SEF model) <sup>(1)</sup>	±0.03%	0 – 800 A
Voltage Sensors	±5%	

Por lo anterior, considerando que el equipo operará con TTPP de 12 kV, el máximo error ponderado de la función residual corresponde a 15% (suma de las tres fases, caso desfavorable), lo que equivale a 1,8 kV. Por lo anterior se propone ajustar la función en kV, que es el mínimo umbral que permite una medida confiable de acuerdo a la tolerancia de los TTPP, y que se encuentra entre el rango garantizado de precisión de 0,5-38 kV de la función de protección.

[kV].

Tabla 5-9. Ajuste función 59N.

Función	Pickup	Tiempo de Operación
59N	1,8 [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 5-10. Ajuste función 32.

Función	Pickup	Tiempo de Operación
32	8,5 [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 Los Corrales del Verano Solar 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 0,00 [s].

Tabla 5-11. 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 Noja RC10. 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. Los ajustes de esta función son los siguientes.

Función	Multiplicador (IRM)	Time (Tir)(s)
Inrush Restraint (IR)	10	0,100

### 5.3 Coordinación con protecciones del alimentador Loreto

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 Los Corrales del Verano Solar, 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 reconectadores 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 Los Corrales del Verano Solar)

Los ajustes de sobrecorriente propuestos en el reconectador proyectado del punto de conexión a la red del PMGD Los Corrales del Verano Solar, 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 8,5MW a FP 0,98 absorbiendo reactivos en 12 kV, que corresponde a una corriente de 460 A, considerando un 10% de sobrecarga.

En la siguiente tabla se muestran los ajustes propuestos para el reconectador del PMGD Los Corrales del Verano Solar:

Tabla 5-12. Ajustes de Sobrecorriente Rec. Proyectado PMGD PV Los Corrales del Verano Solar.

Equipo	Modelo	Fase Residual	Pick Up[A]	Curva	Dial	Sumador	Instantánea [A]/[s]
PMGD Los Corrales del Verano Solar	Noja RC10	51	460 [prim]	118	0,1	0	2000/0
		51N	45 [prim]	151	0,1	0	800/0
		Sin Reconexión					

(\*) **NOTA:** Cabe señalar que la etapa instantánea se debe configurar en la unidad OC2+ para que la función de retención de Inrush efectúe su correcto funcionamiento sobre la etapa instantánea. La etapa OC3+ no es retenida por corriente de Inrush según lo especifica el manual de fabricante.

### **5.3.2 Ajustes de sobrecorriente actuales y propuestos en los equipos existentes y proyectados en el alimentador Loreto.**

Con los ajustes actuales de la protección de sobrecorriente ubicada en la **cabecera del alimentador Loreto (152-2)** permiten las transferencias de potencia esperadas por el PMGD Los Corrales del Verano Solar, por lo tanto, no se proponen nuevos ajustes para dicha **protección**. El reanclador de cabecera con el reanclador de línea N°594705 **coordinan por reconexión**. Los reancladores ubicados en los postes N°594705 y N°594390 se **propone coordinación por pasos de tiempo**, logrando tiempos superiores a 200ms para las fallas en estudio. Los reancladores ubicados en los postes N°594390 y N°244485 se **propone coordinación por tiempos de paso**, logrando tiempos superiores a 200ms para las fallas en estudio. El reanclador de línea N°244485 y el reanclador del PMGD Los Corrales del Verano Solar **coordina por tiempos de paso de 100ms** tal como lo exige la NTCO vigente.

A continuación, se muestran los valores actuales y propuestos para los reconectores de línea:

Tabla 5-13. Ajuste actual y propuesto para el reconector N°594705.

Reconector Cabecera NOJA RC-10		Ajuste Actuales			Ajuste Propuestos		
Grupo único		Fase	Residual	SEF	Fase	Residual	SEF
Tiempo Inverso	Pickup	--	--	--	<b>560</b> <b>[A-prim]</b>	<b>65</b> <b>[A-prim]</b>	--
	Curva	--	--	--	<b>IEC VI</b>	<b>IEC I</b>	--
	Multiplicador	--	--	--	<b>0,37</b>	<b>0,52</b>	--
	Sumador	--	--	--	<b>0 [s]</b>	<b>0 [s]</b>	--
	N° Operaciones	--	--	--	<b>2</b>	<b>2</b>	--
Tiempo Definido	Pickup [Aprim]	--	--	--	--	--	<b>20</b> <b>[A-prim]</b>
	Tiempo	--	--	--	--	--	<b>75 [s]</b>
	N° Operaciones	--	--	--	--	--	<b>1</b>
Reconexión	Tiempo	--			<b>7 [s]</b>		

Tabla 5-13. Ajuste actual y propuesto para el reconectador N°594390.

Reconectador Cabecera NOJA RC-10		Ajuste Actuales			Ajuste Propuestos		
Grupo único		Fase	Residual	SEF	Fase	Residual	SEF
Tiempo Inverso	Pickup	550 [A-prim]	60 [A-prim]	--	550 [A-prim]	60 [A-prim]	--
	Curva	IEC VI	IEC I	--	IEC VI	IEC VI	--
	Multiplicador	0,26	0,40	--	0,26	0,40	--
	Sumador	0 [s]	0 [s]	--	0 [s]	0 [s]	--
	N° Operaciones	3	3	--	3	3	--
Tiempo Definido	Pickup [Aprim]	--	--	18 [A-prim]	<b>4800</b> <b>[A-prim]</b>	--	18 [A-prim]
	Tiempo	--	--	60 [s]	<b>0 [s]</b>	--	60 [s]
	N° Operaciones	--	--	1	<b>3</b>	--	1
Reconexión	Tiempo	5 [s]			<b>9 [s]</b>		

Tabla 5-14. Ajuste actual y propuesto para el reconectador N°244485.

Reconectador Cabecera NOJA RC-10		Ajuste Actuales			Ajuste Propuestos		
Grupo único		Fase	Residual	SEF	Fase	Residual	SEF
Tiempo Inverso	Pickup	510 [A-prim]	55 [A-prim]	--	510 [A-prim]	55 [A-prim]	--
	Curva	IEC VI	IEC I	--	IEC VI	IEC I	--
	Multiplicador	0,18	0,25	--	0,18	0,25	--
	Sumador	0 [s]	0 [s]	--	0 [s]	0 [s]	--
	N° Operaciones	3	3	--	3	3	--
Tiempo Definido	Pickup [Aprim]	--	--	15 [A-prim]	<b>4000</b> <b>[A-prim]</b>	--	15 [A-prim]
	Tiempo	--	--	40 [s]	<b>0 [s]</b>	--	40 [s]
	N° Operaciones	--	--	1	<b>3</b>	--	1
Reconexión	Tiempo	7 [s]			<b>9 [s]</b>		

Tabla 5-15. Ajuste actual y propuesto para el reconectador N°231541.

Reconectador Cabecera NOJA RC-10		Ajuste Actuales			Ajuste Propuestos		
Grupo único		Fase	Residual	SEF	Fase	Residual	SEF
Tiempo Inverso	Pickup	500 [A-prim]	50 [A-prim]	--	500 [A-prim]	50 [A-prim]	--
	Curva	IEC VI	IEC I	--	IEC VI	IEC I	--
	Multiplicador	0,10	0,13	--	0,10	0,13	--
	Sumador	0 [s]	0 [s]	--	0 [s]	0 [s]	--
	N° Operaciones	3	3	--	3	3	--
Tiempo Definido	Pickup [Aprim]	--	--	12 [A-prim]	<b>3300</b> <b>[A-prim]</b>	--	12 [A-prim]
	Tiempo	--	--	30 [s]	<b>0 [s]</b>	--	30 [s]
	N° Operaciones	--	--	1	<b>3</b>	--	1
Reconexión	Tiempo	7 [s]			<b>9 [s]</b>		

**5.3.3 Verificación de ampacidad conductores y elementos series entre PMGD Los Corrales del Verano Solar y Cabecera del Circuito Los Corrales del Verano Solar de S/E Malloco.**

De acuerdo con 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 Los Corrales del Verano Solar; PMGD Parque Condor de Peñaflor	Interruptor 152-3	560	561,64	617,80	Si (*)
Cabecera	-	PMGD Los Corrales del Verano Solar; PMGD Parque Condor de Peñaflor	Desconectador	600	561,64	617,80	Si
Cabecera	-	PMGD Los Corrales del Verano Solar; PMGD Parque Condor de Peñaflor	TC 152-3	600	561,64	617,80	Si
Cabecera	244486	PMGD Los Corrales del Verano Solar; PMGD Parque Condor de Peñaflor	Al CPR 300 mm2	746	561,64	617,80	Si
244486	812819	PMGD Los Corrales del Verano Solar	Al CPR 300 mm2	746	417,30	459,03	Si

**Si (\*): Considerando la demanda mínima de 4,416 [MW], que corresponde a una corriente de 212,5 A, la corriente que pasa por la cabecera del Alimentador Loreto (152-3), estaría dada por la siguiente expresión:  $I_{cabecera} = I_{PMGDs} - I_{Demanda\ mínima} = 561,64 - 212,5 = 349,14$  A. Esto indica que en el peor de los casos (PMGDs inyectando su máximo con Demanda mínima en alimentador), la corriente en Cabecera sería de 393,8 A, por lo que no supera la ampacidad de los elementos serie.**

#### 5.3.4 Verificación de umbrales de sobrecorriente frente a Inrush de transformadores de PFV Los Corrales del Verano Solar.

Considerando que el PMGD Los Corrales del Verano Solar inyecta a través de 5 transformadores elevadores de 2 MVA, totalizando una potencia de transformación de 10 MVA. Se evalúa el impacto de la corriente Inrush sobre la protección de acoplamiento con el Sistema de Distribución 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 529,24 [A] y una corriente de Inrush de aproximadamente 4233,92 A. El ajuste de pick up del reconectador del PMGD es de 460 A, es decir, la corriente de Inrush sería de 9,22 veces la corriente de pick up del reconectador. Por esto, se deja el Inrush con un **multiplicador de 10**.

Protección	Ajuste pickup [A]	Corriente Inrush [A]	Tiempo de operación
51 PMGD Los Corrales del Verano Solar	460	4233,92	--[s]
50 PMGD Los Corrales del Verano Solar	2000	4233,92	0,00[s]

**(\*) Nota:** Para que esta funcionalidad surta efecto, es necesario que la etapa instantánea sea habilitada en el escalón OC2 y no en el OC3, debido a que el reconectador no efectúa la restricción por Inrush sobre el escalón OC3.

## 6 CONCLUSIONES

Los análisis efectuados permiten concluir que:

- No se proponen cambios de ajustes del reconector de Cabecera del Alimentador Loreto (152-3) para una inyección de 8,5 MW con factor de potencia 0,98 absorbiendo reactivos del PMGD Los Corrales del Verano Solar.
- Se proponen ajustes para el reconector ubicado en el poste N°594705, con estos ajustes el reconector coordina por reconexión con el reconector de cabecera, y coordina por pasos de tiempo con el reconector del poste N°594390 aguas abajo.
- Se proponen ajustes para el reconector ubicado en el poste N°594390, con estos ajustes coordina por tiempos de paso con el reconector de línea en el poste N°244485 aguas abajo.
- Se proponen ajustes para el reconector ubicado en el poste N°244485, con estos ajustes coordina por tiempos de paso con el reconector de línea en el poste N°231541 aguas abajo.
- Se proponen ajustes para el reconector ubicado en el poste N°231541, con estos ajustes coordina con el reconector del PMGD Los Corrales del Verano Solar por tiempos de paso.
- Los ajustes propuestos para el reconector proyectado en el punto de conexión del PMGD Los Corrales del Verano Solar consideran una rápida operación de esta ante fallas internas y externas, asegurando la selectividad con los reconectores 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

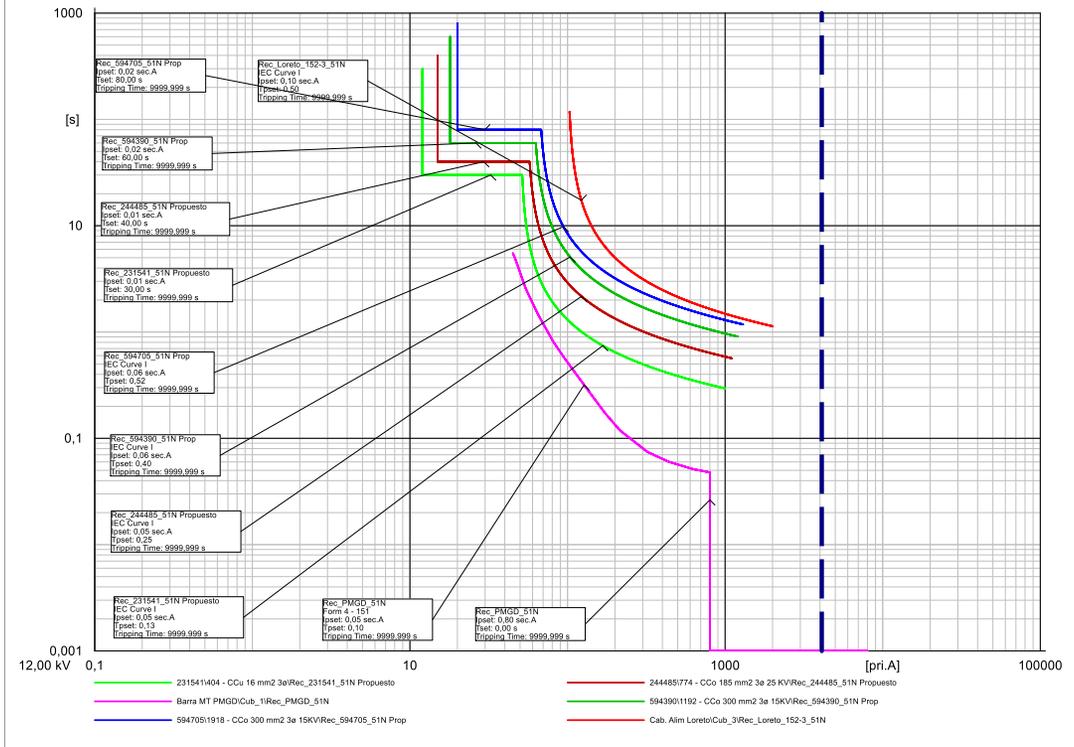
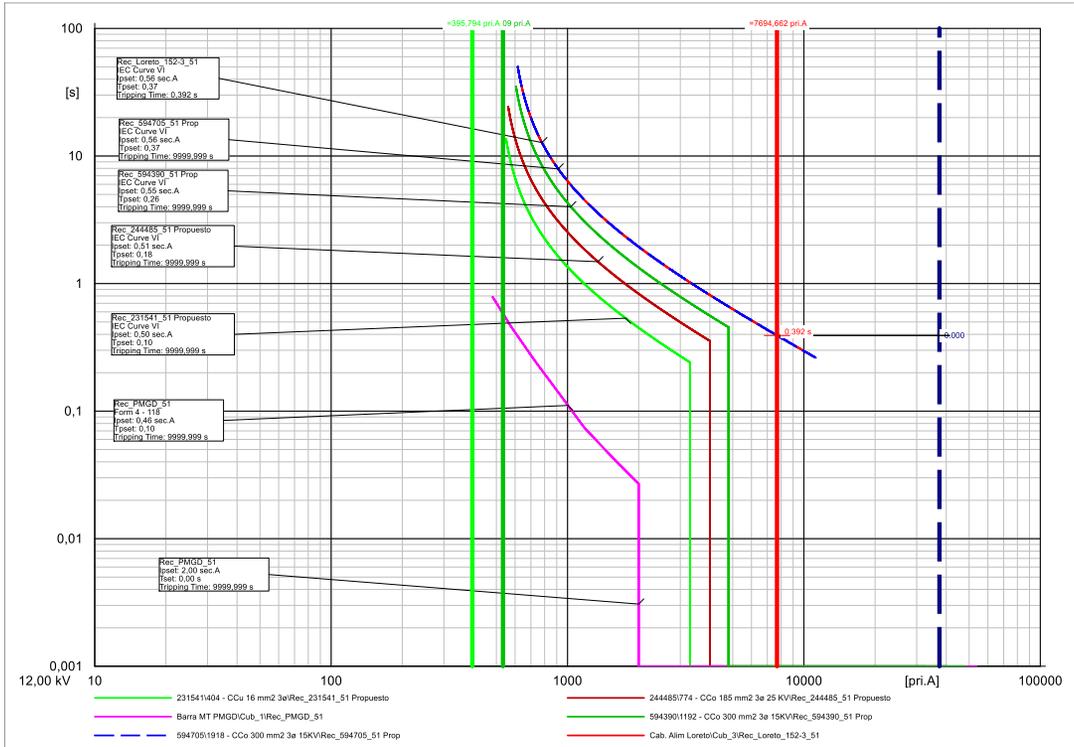
- Punto 1: Cabecera alimentador Loreto.
- Punto 2: Poste N°564705.
- Punto 3: Poste N°594390.
- Punto 4: Poste N°244485.
- Punto 5: Poste N°231541.
- Punto 6: PMGD Los Corrales del Verano Solar.

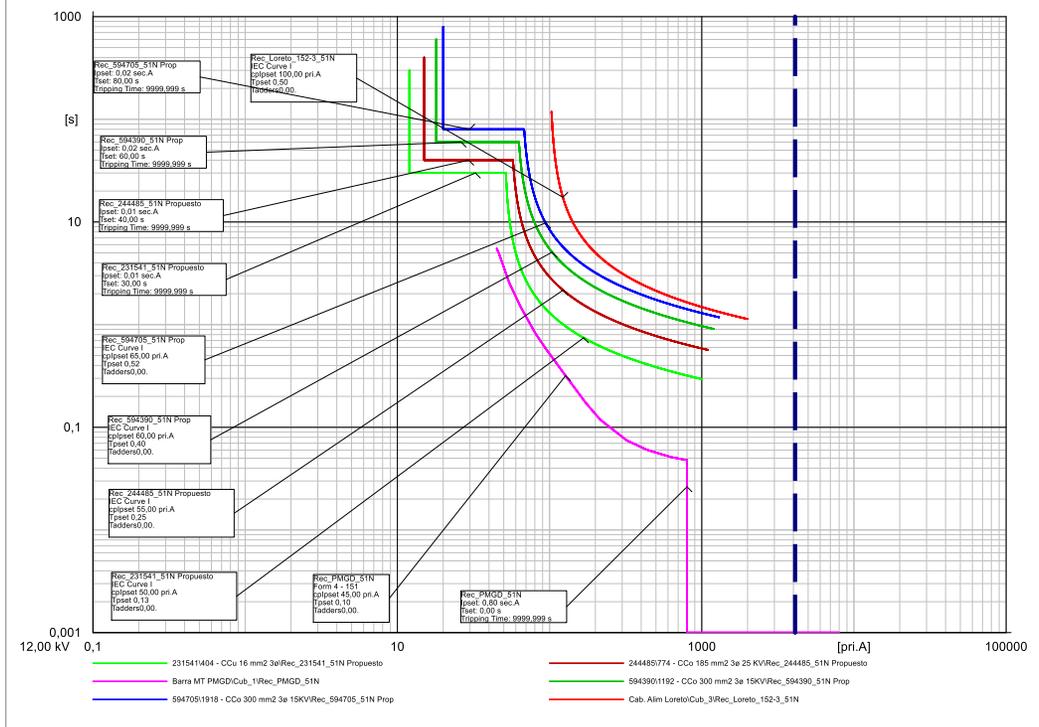
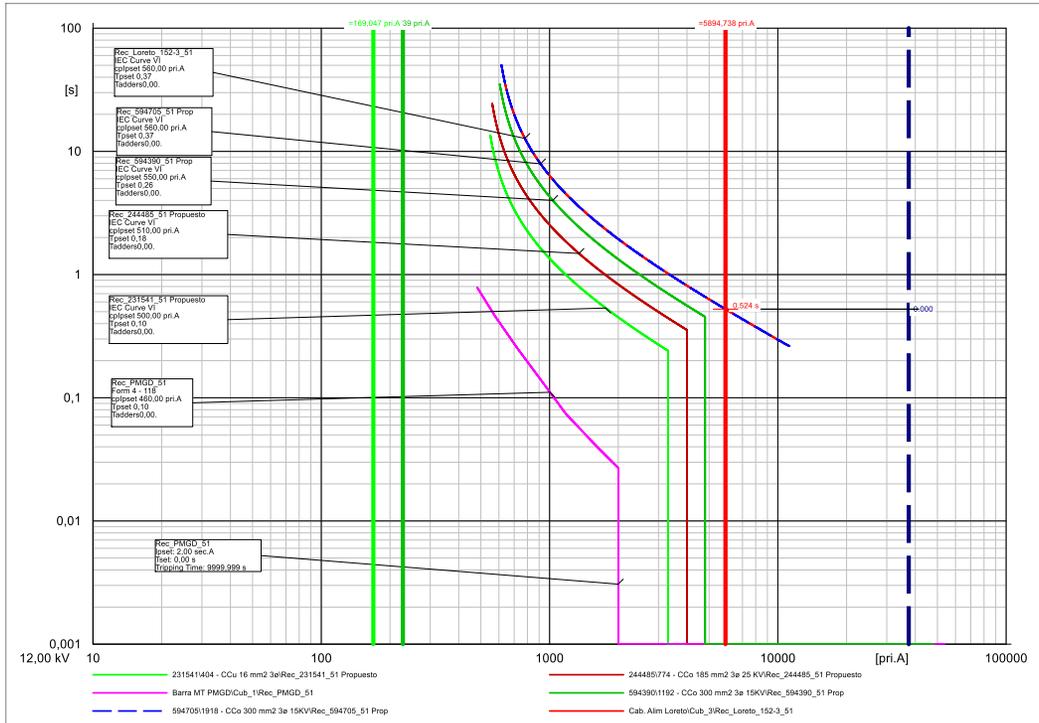
Para todos los casos se considerarán los siguientes tipos de falla:

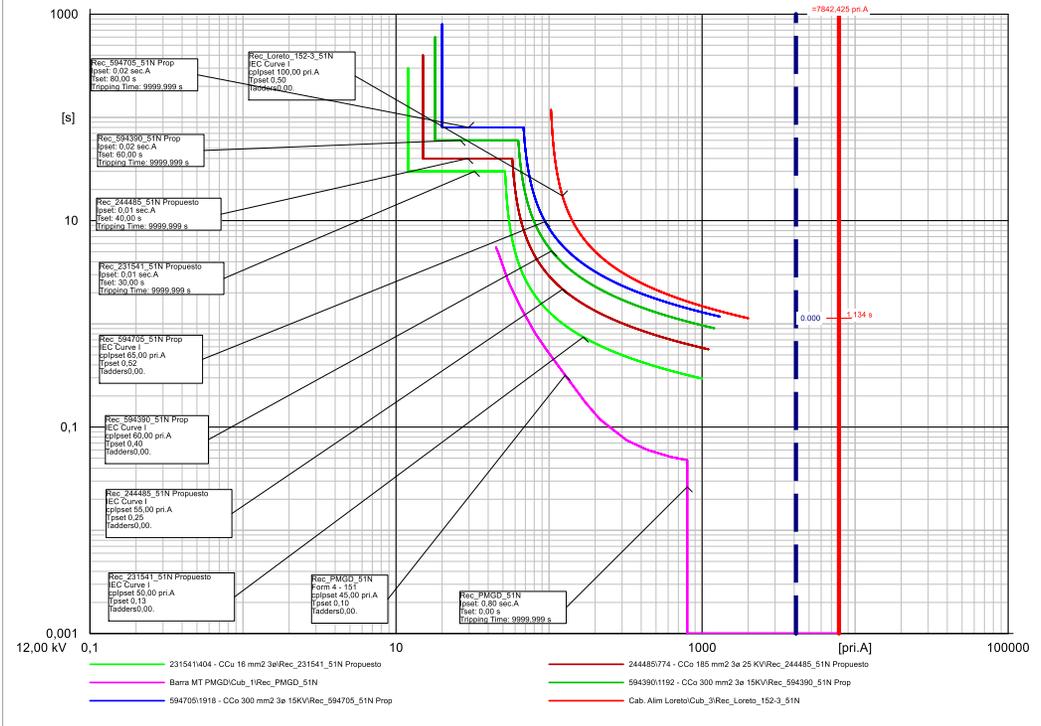
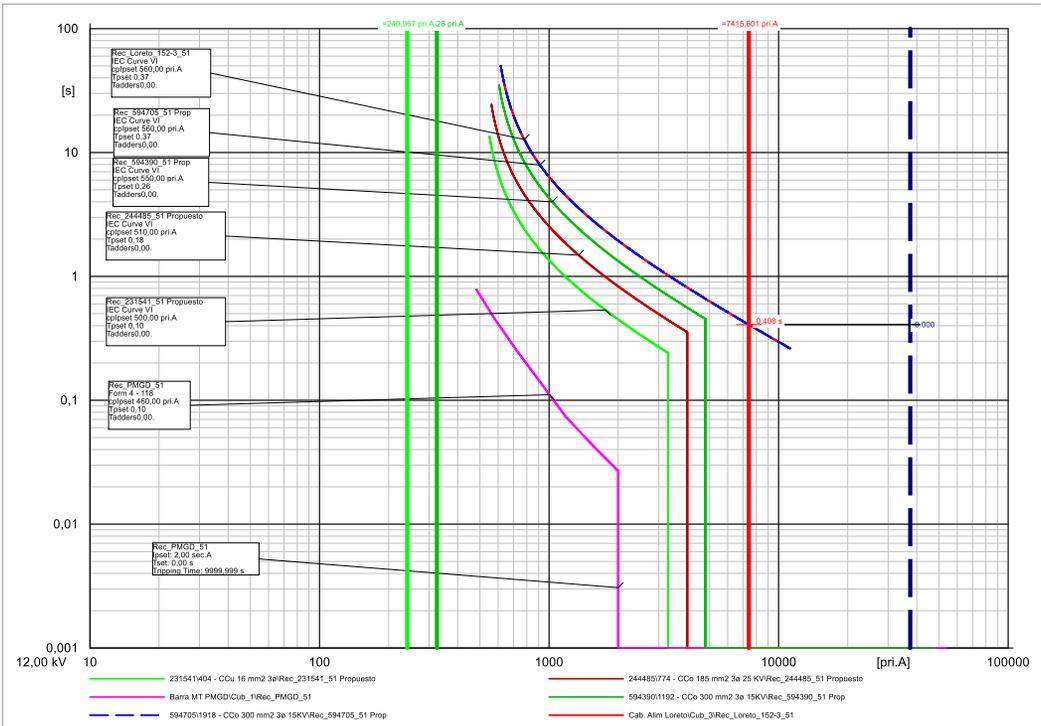
- 3F: Falla trifásica franca.
- 2F: Falla bifásica franca.
- 2FT: Falla bifásica franca a tierra.
- 1FT: Falla monofásica.
- 1FT-25: Falla monofásica con una resistencia de 25 ohm.
- 1FT-50: Falla monofásica con una resistencia de 50 ohm.

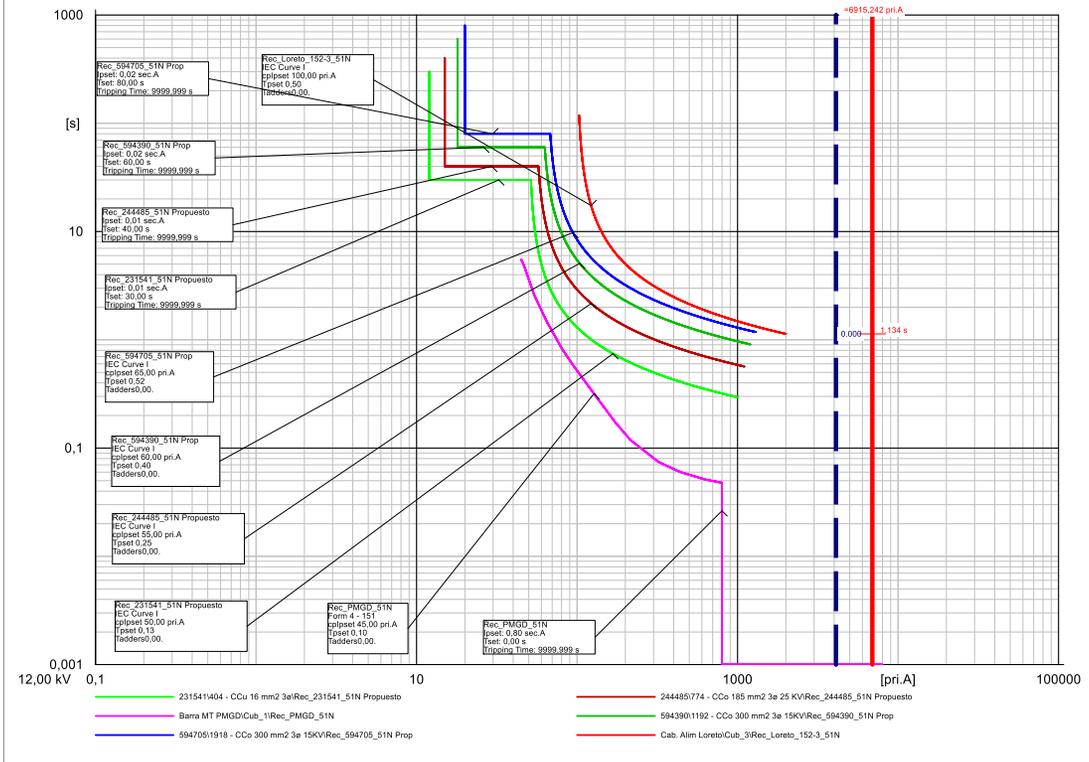
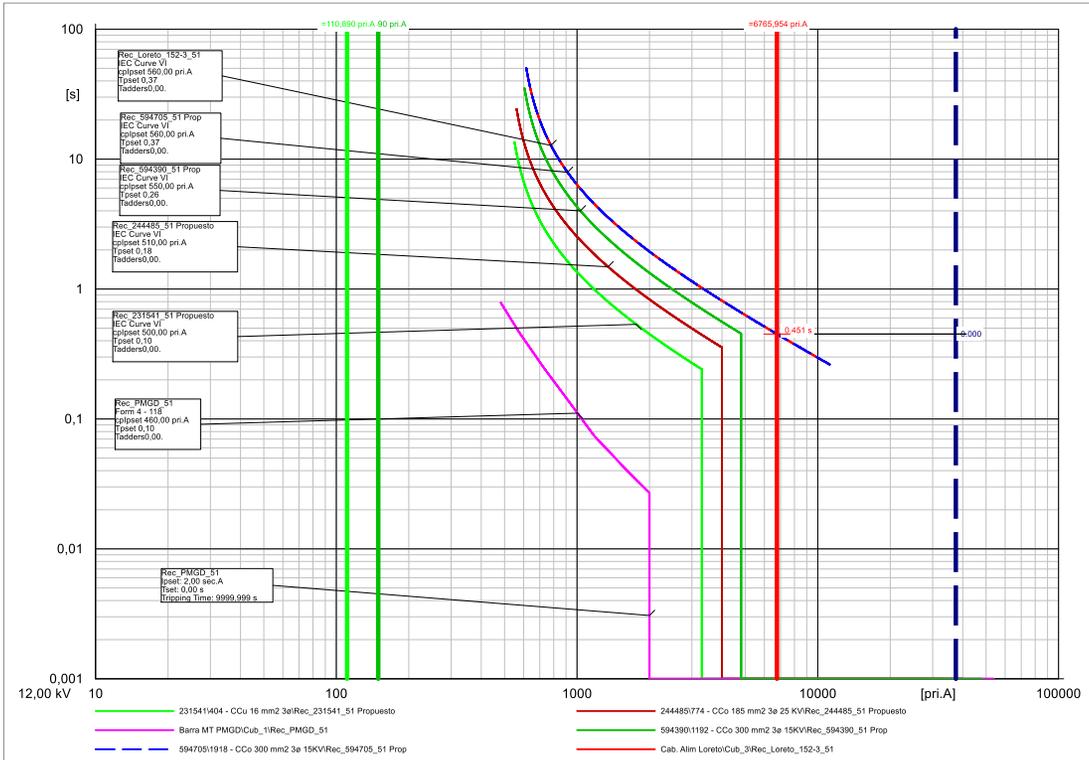
### 7.1.1 Punto 1: Cabecera Alimentador

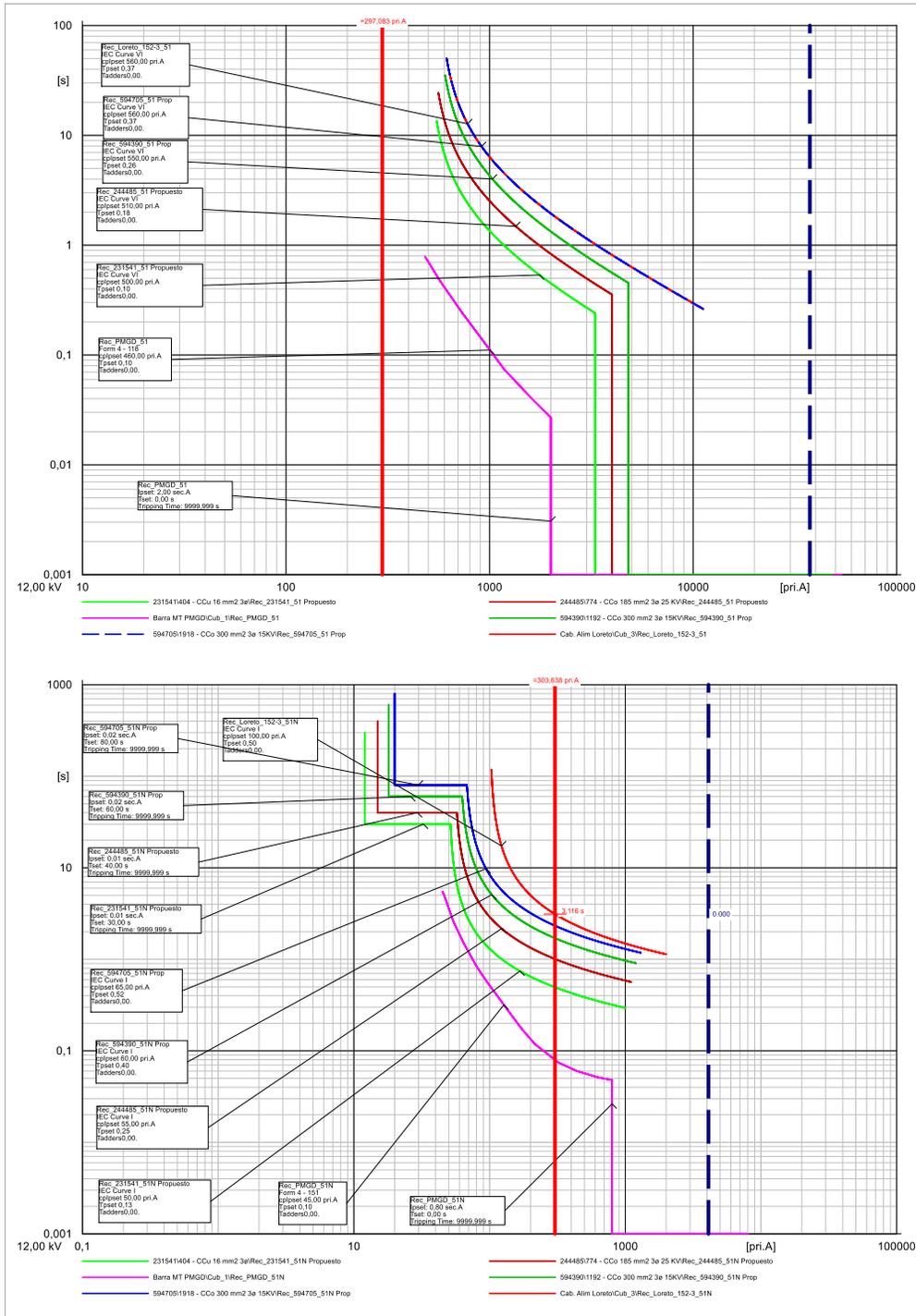
3F

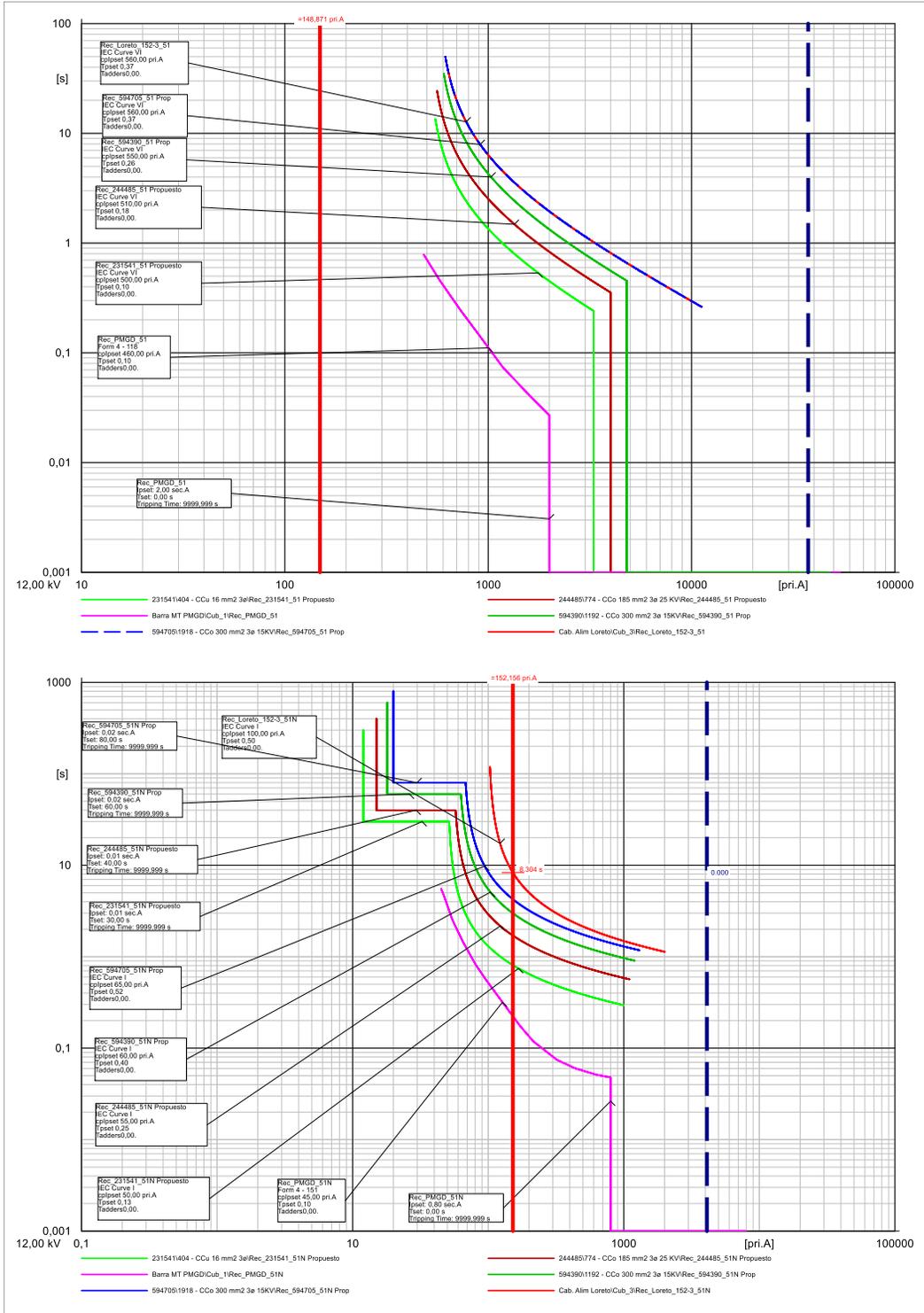






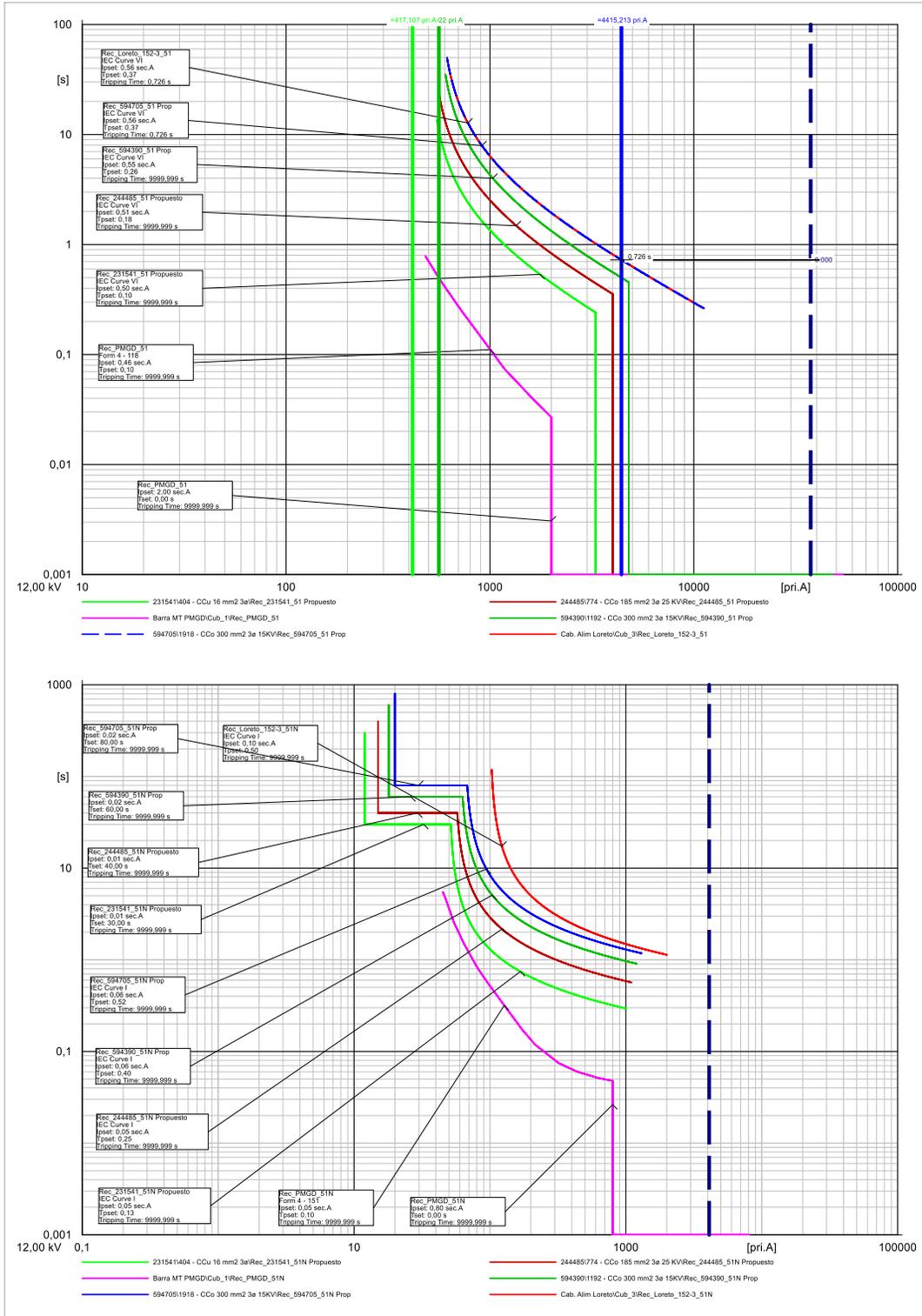


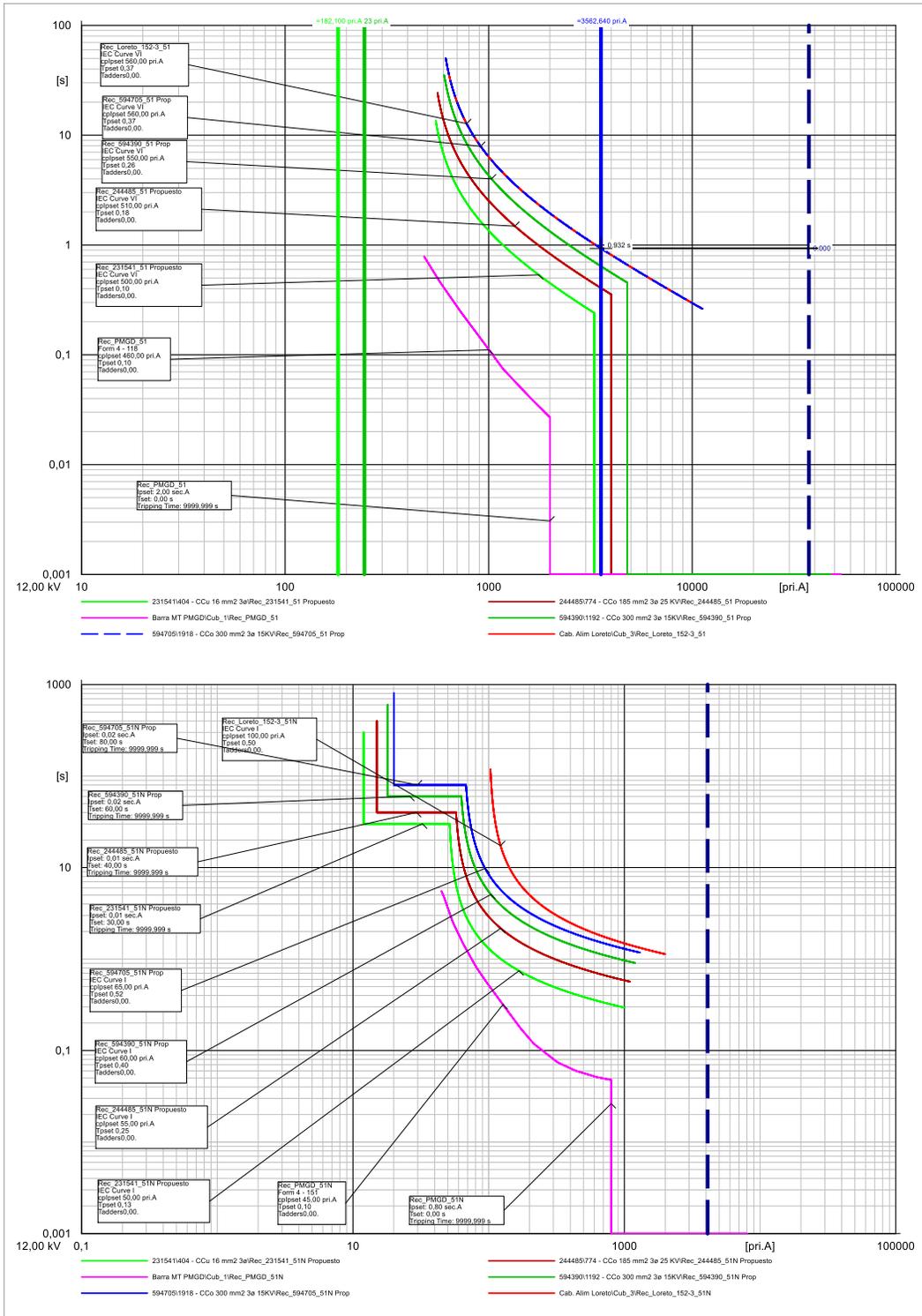


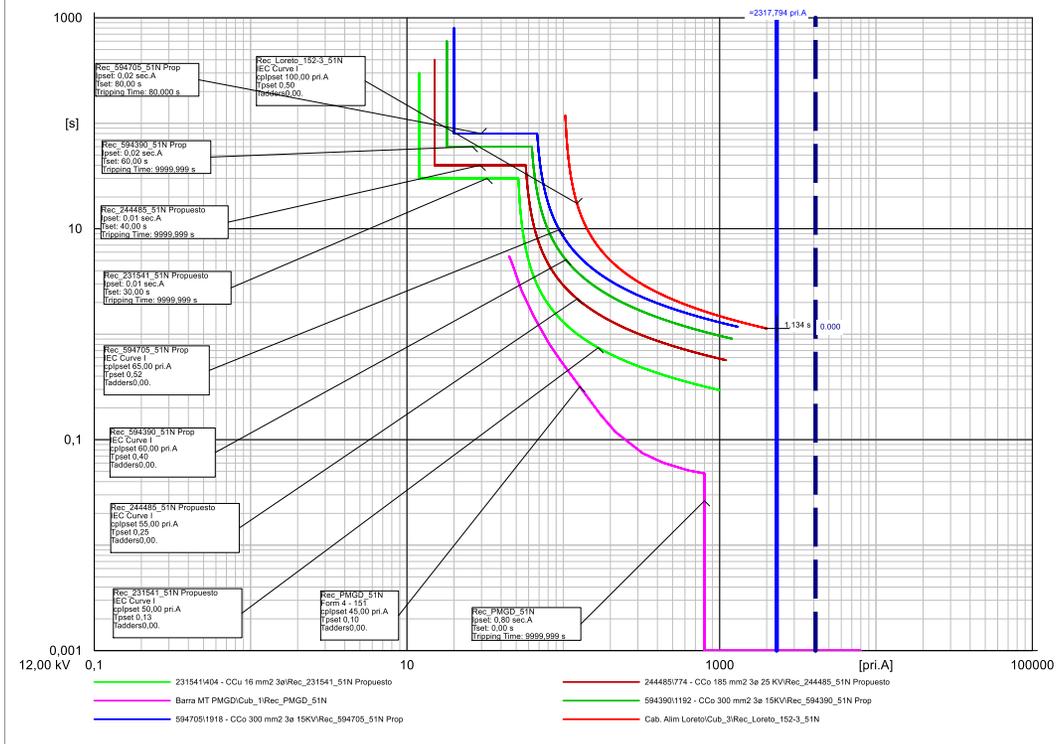
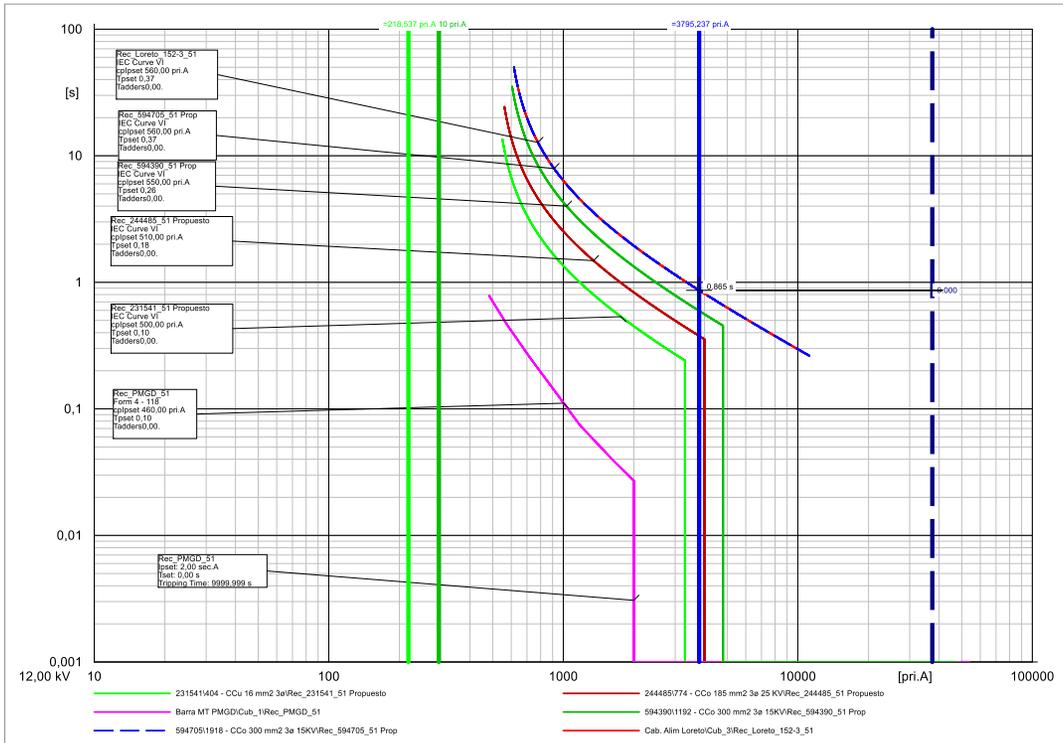


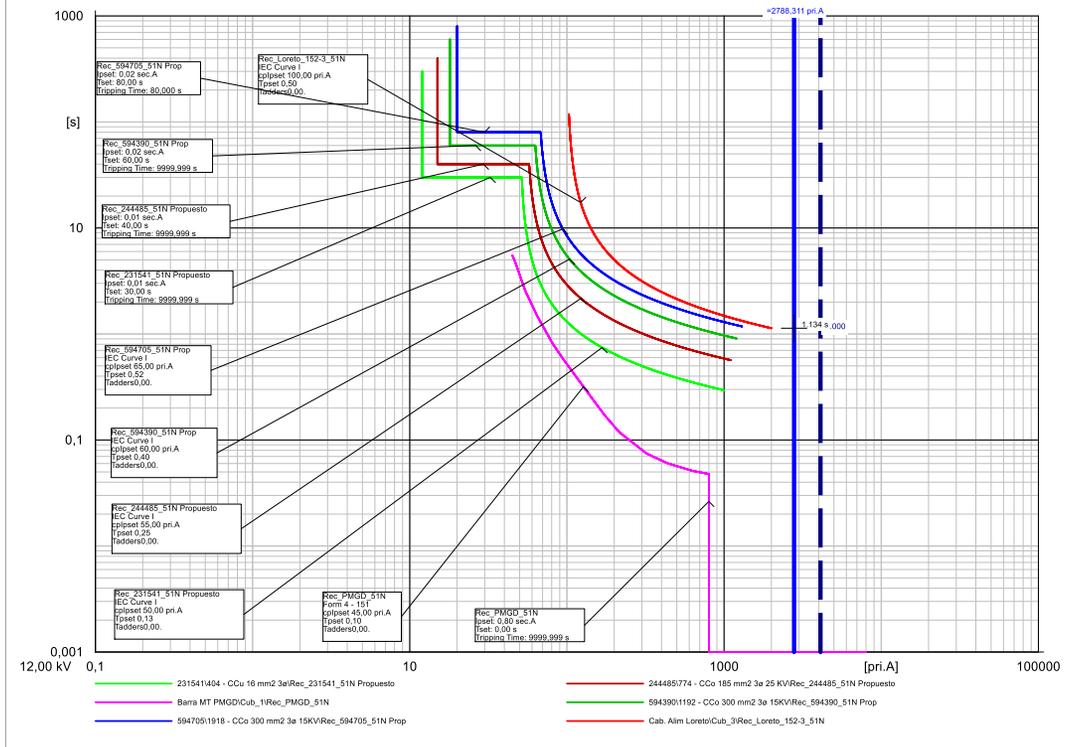
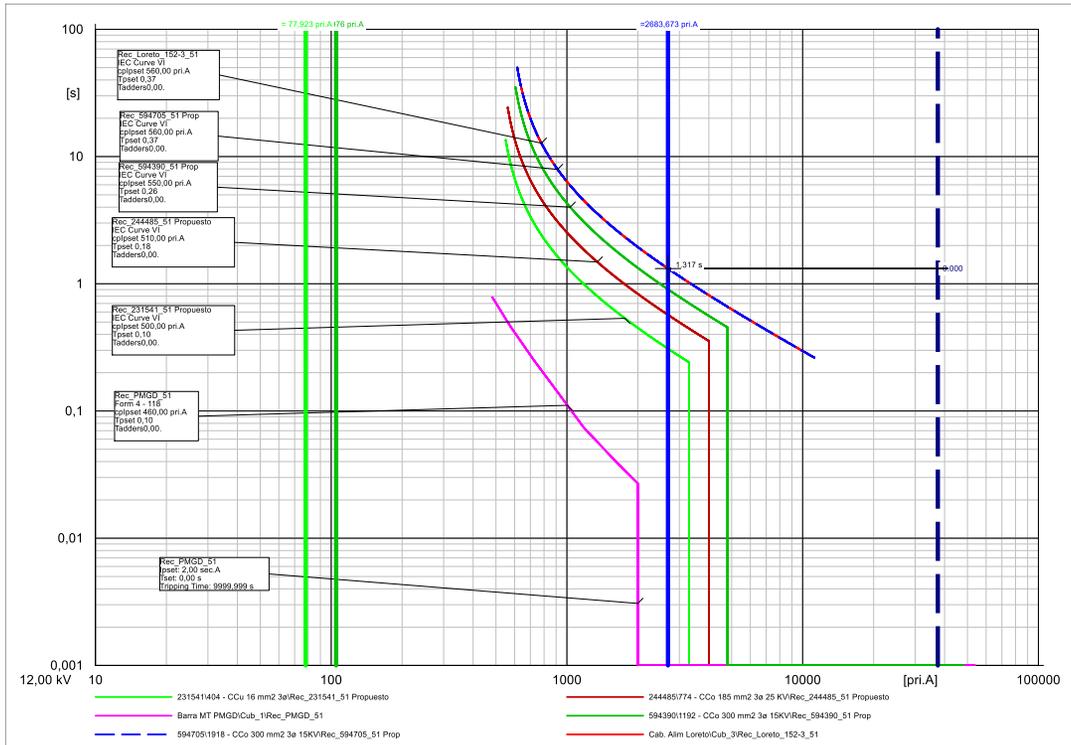
### 7.1.2 Punto 2: Poste N°594705.

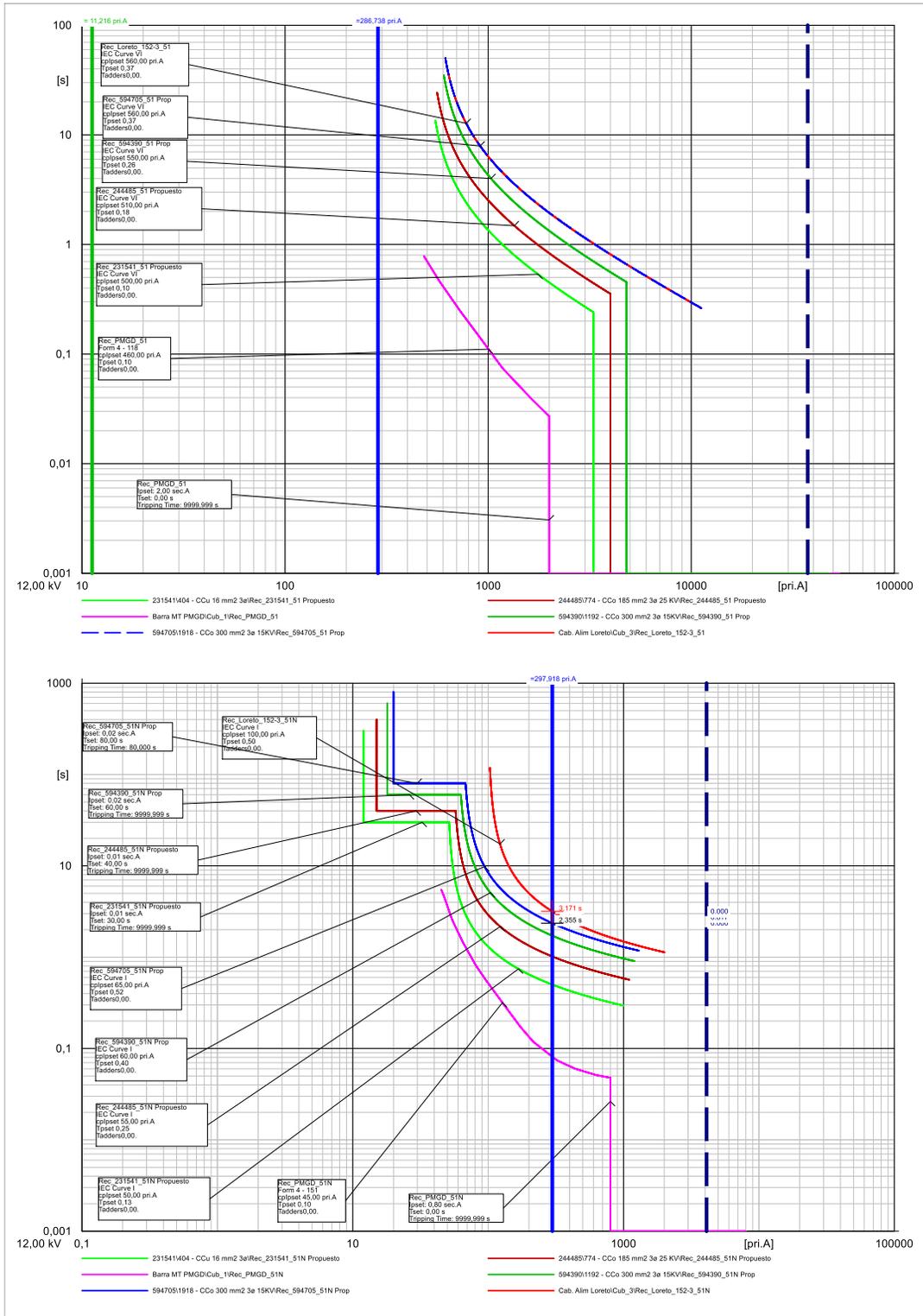
3F

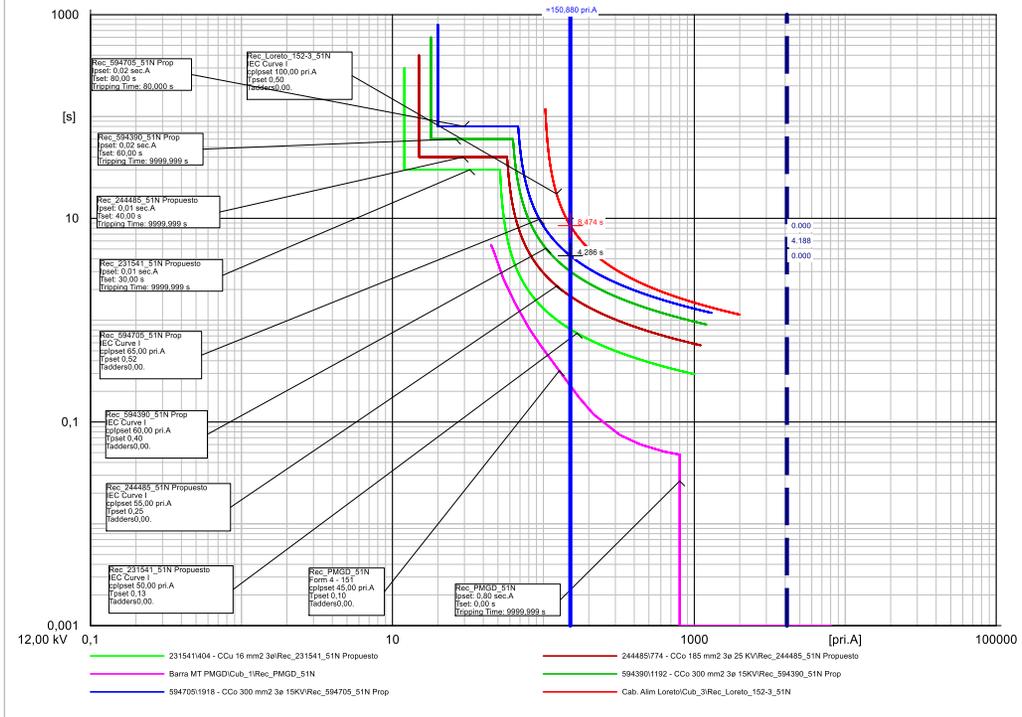
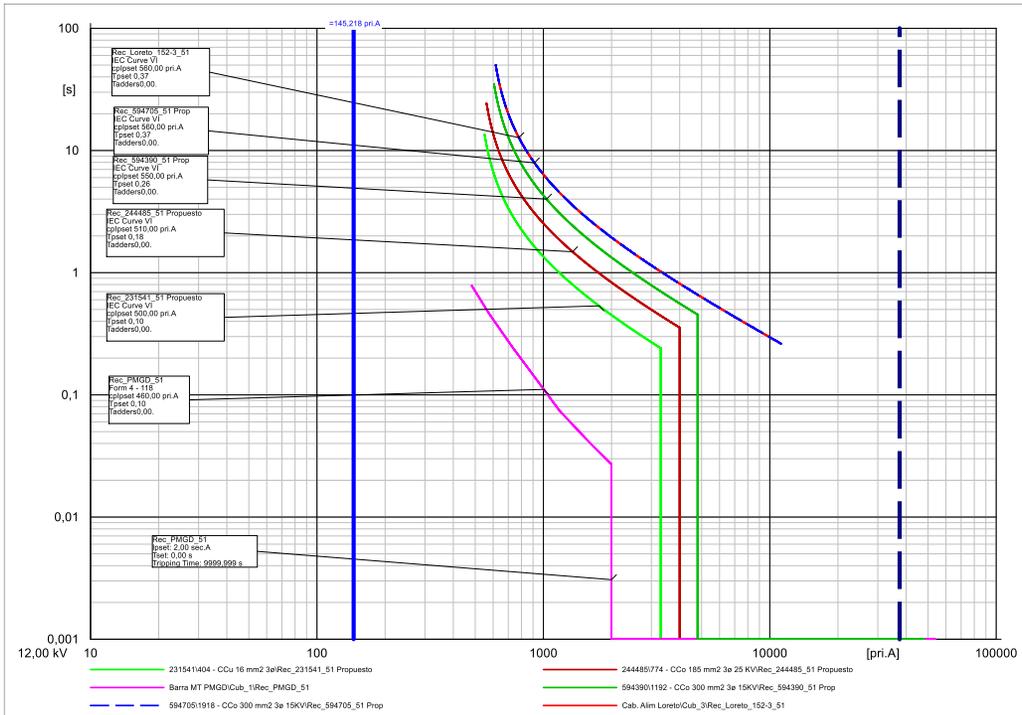






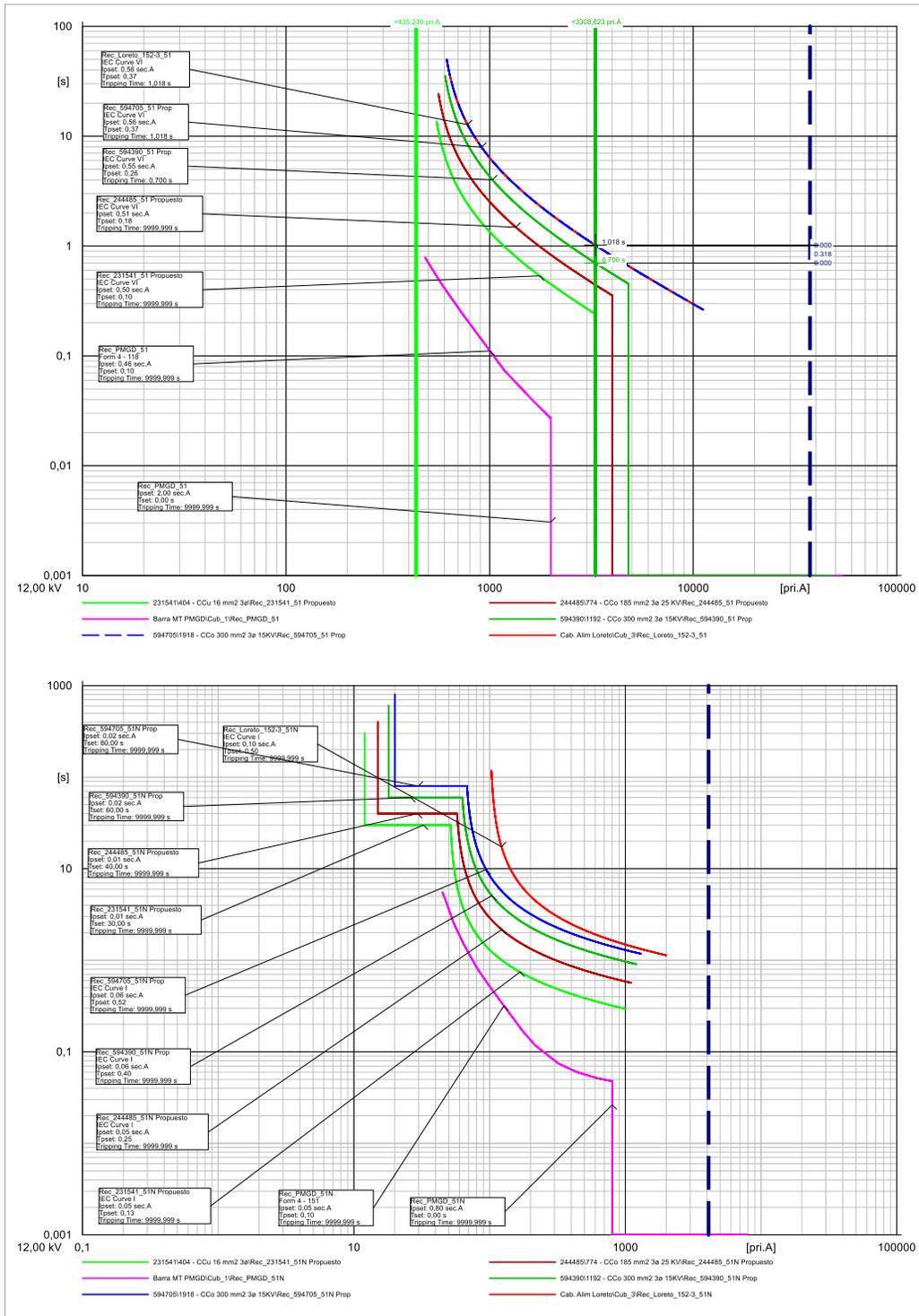


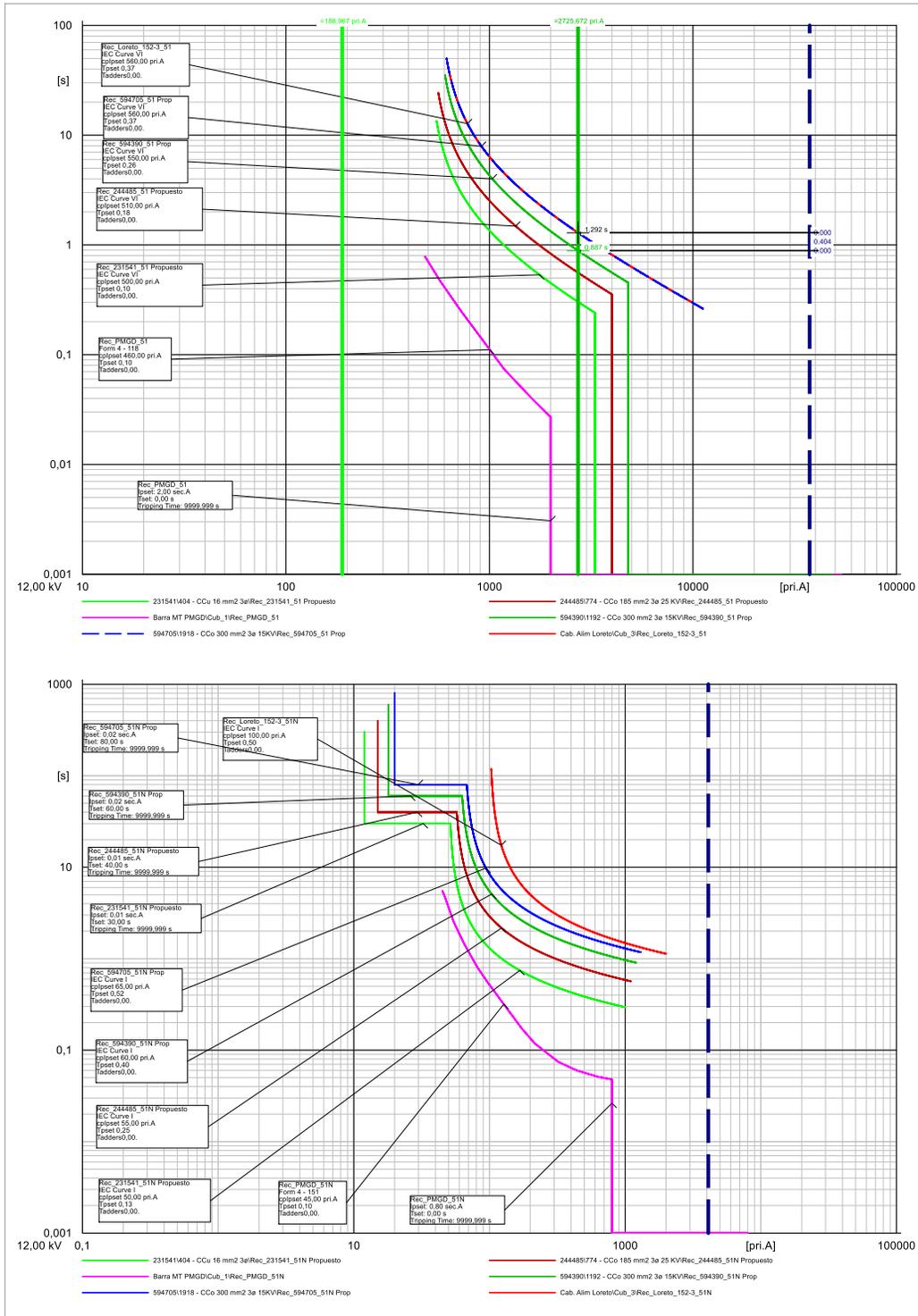


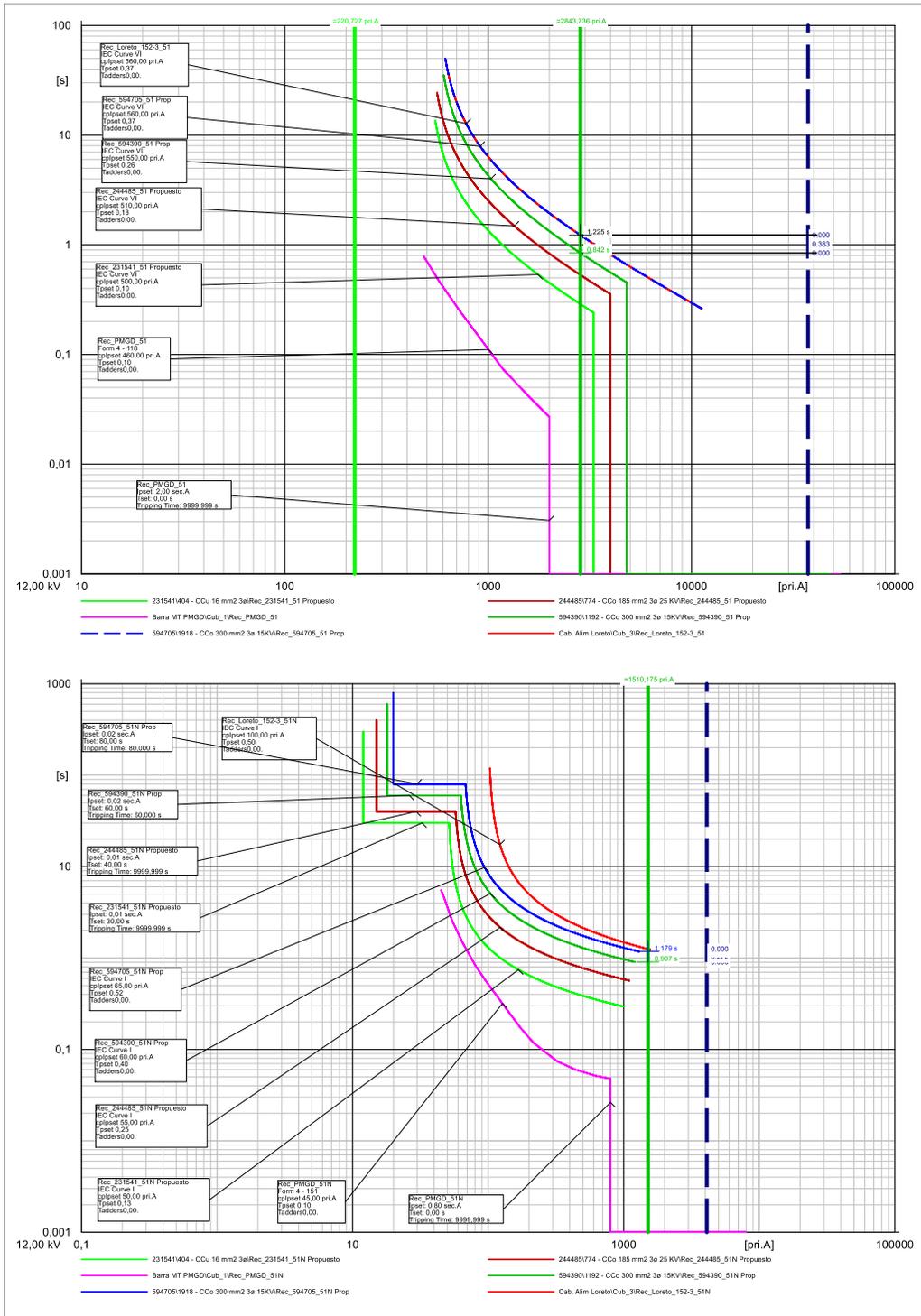


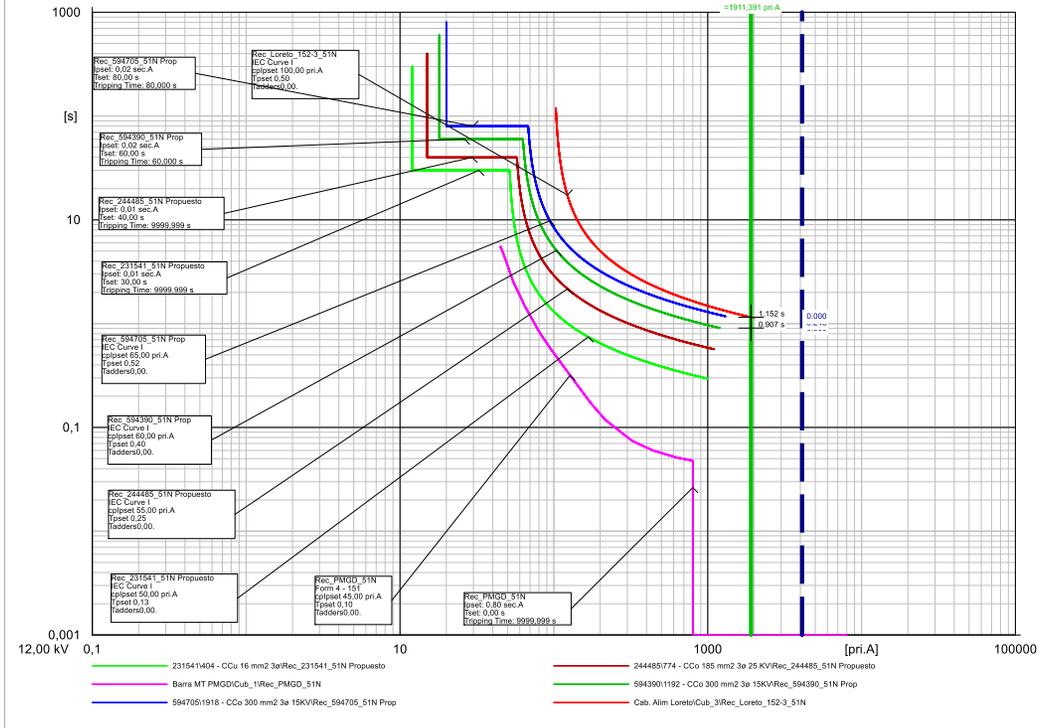
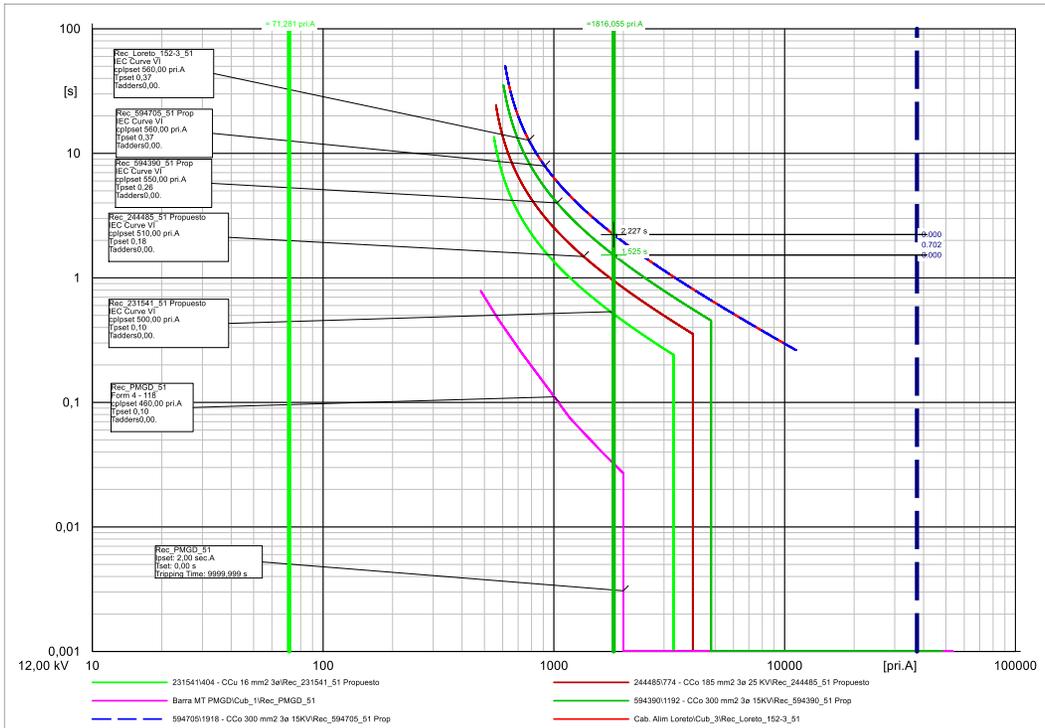
### 7.1.3 Punto 3: Poste N°594390.

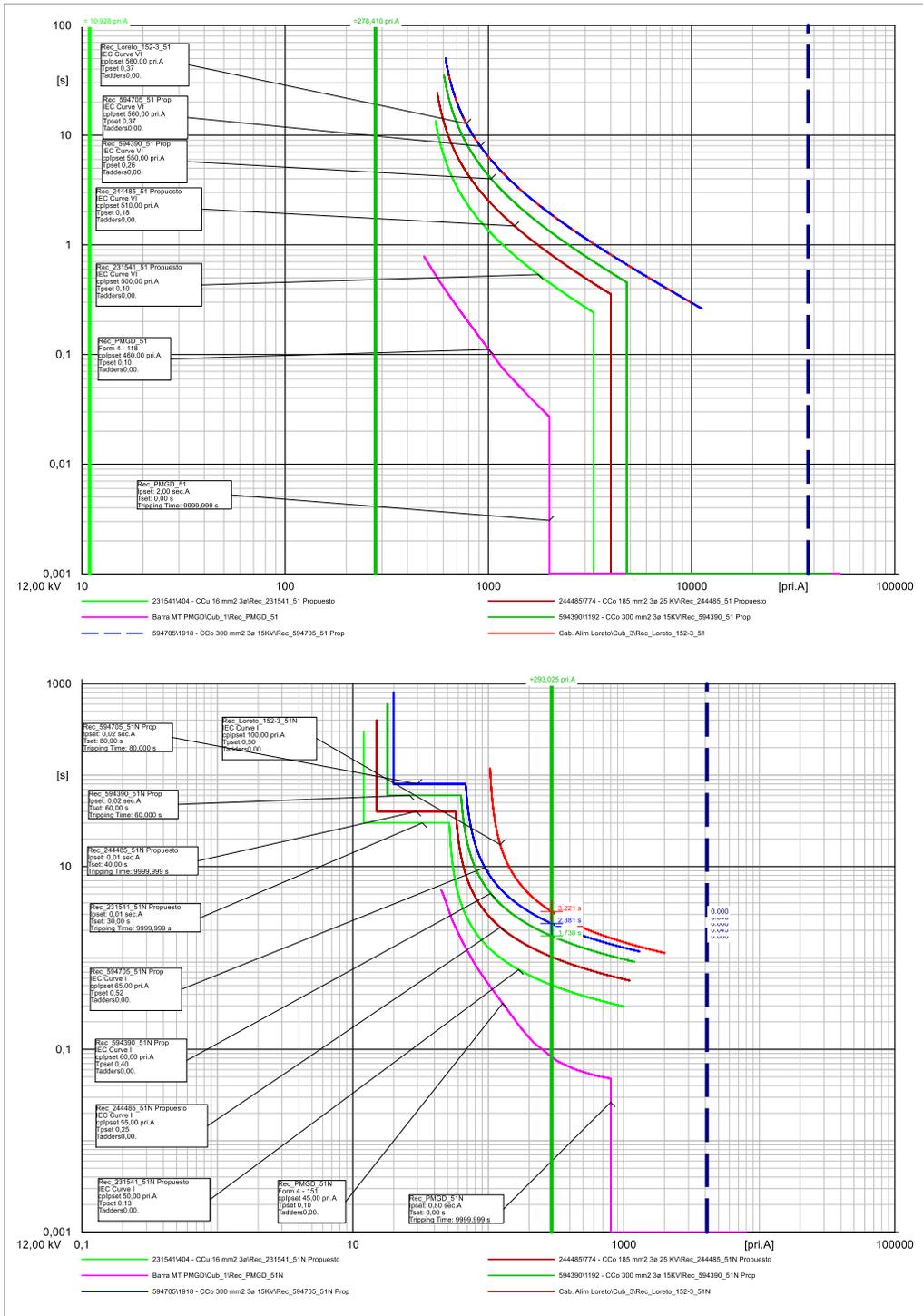
3F

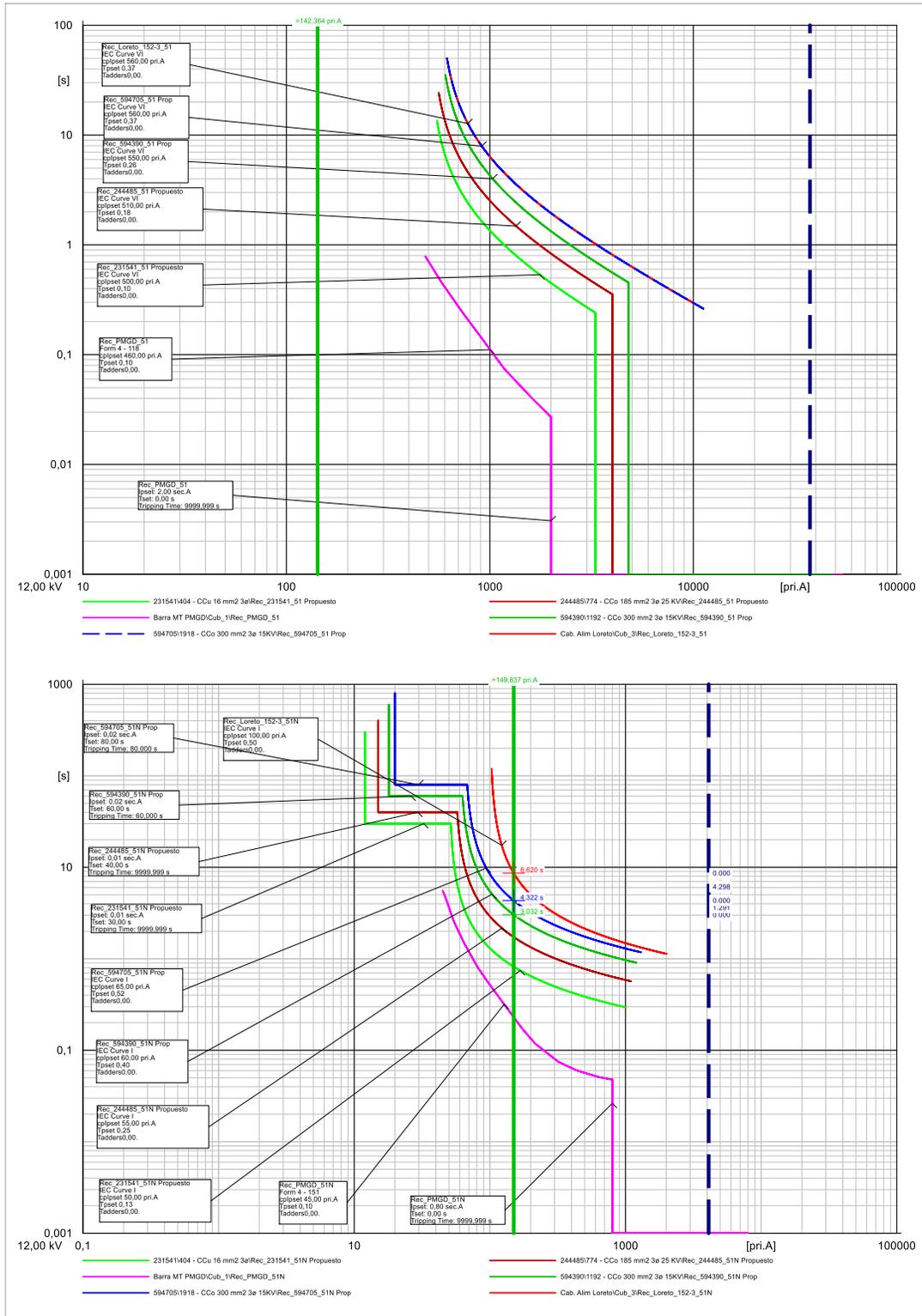






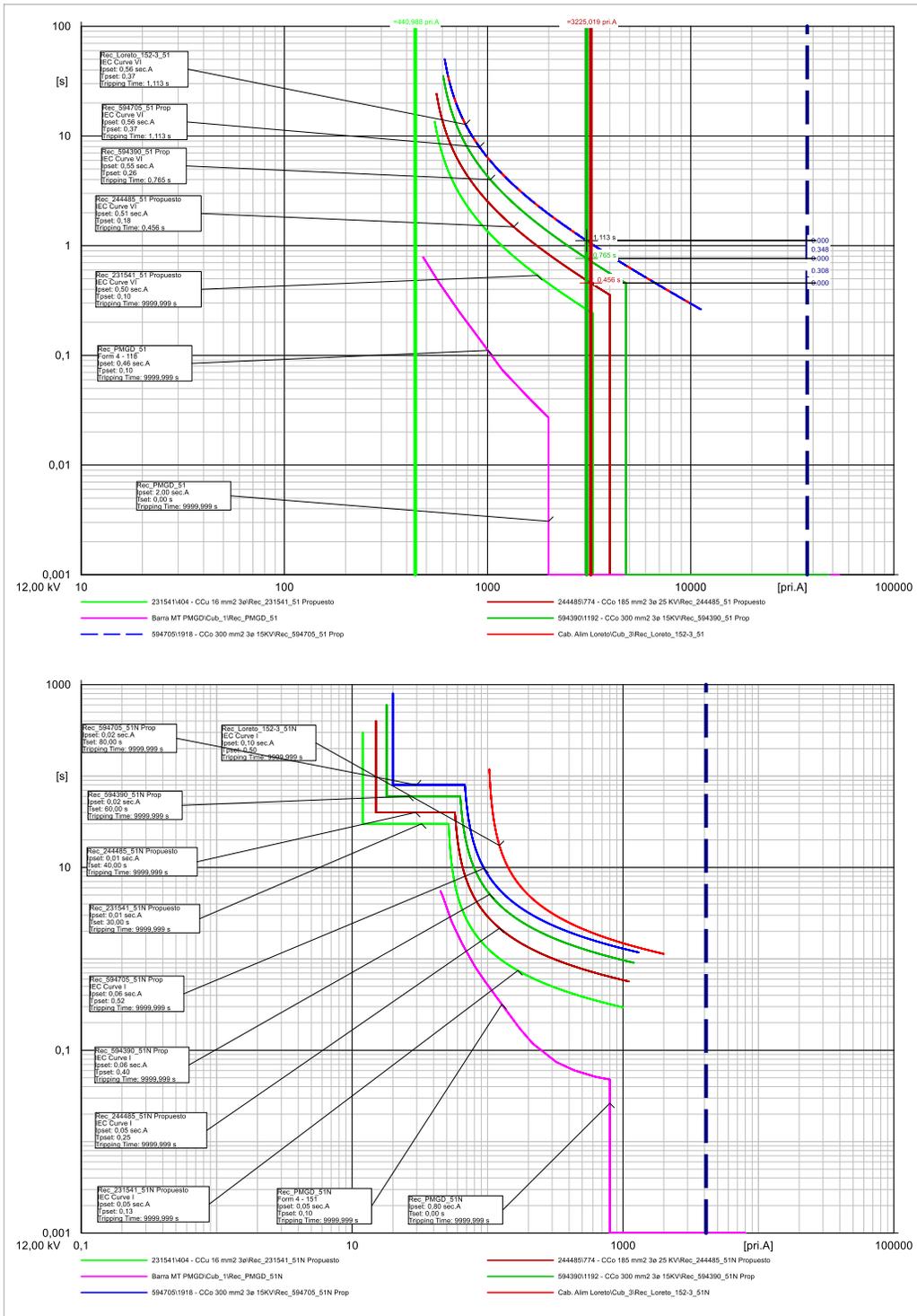


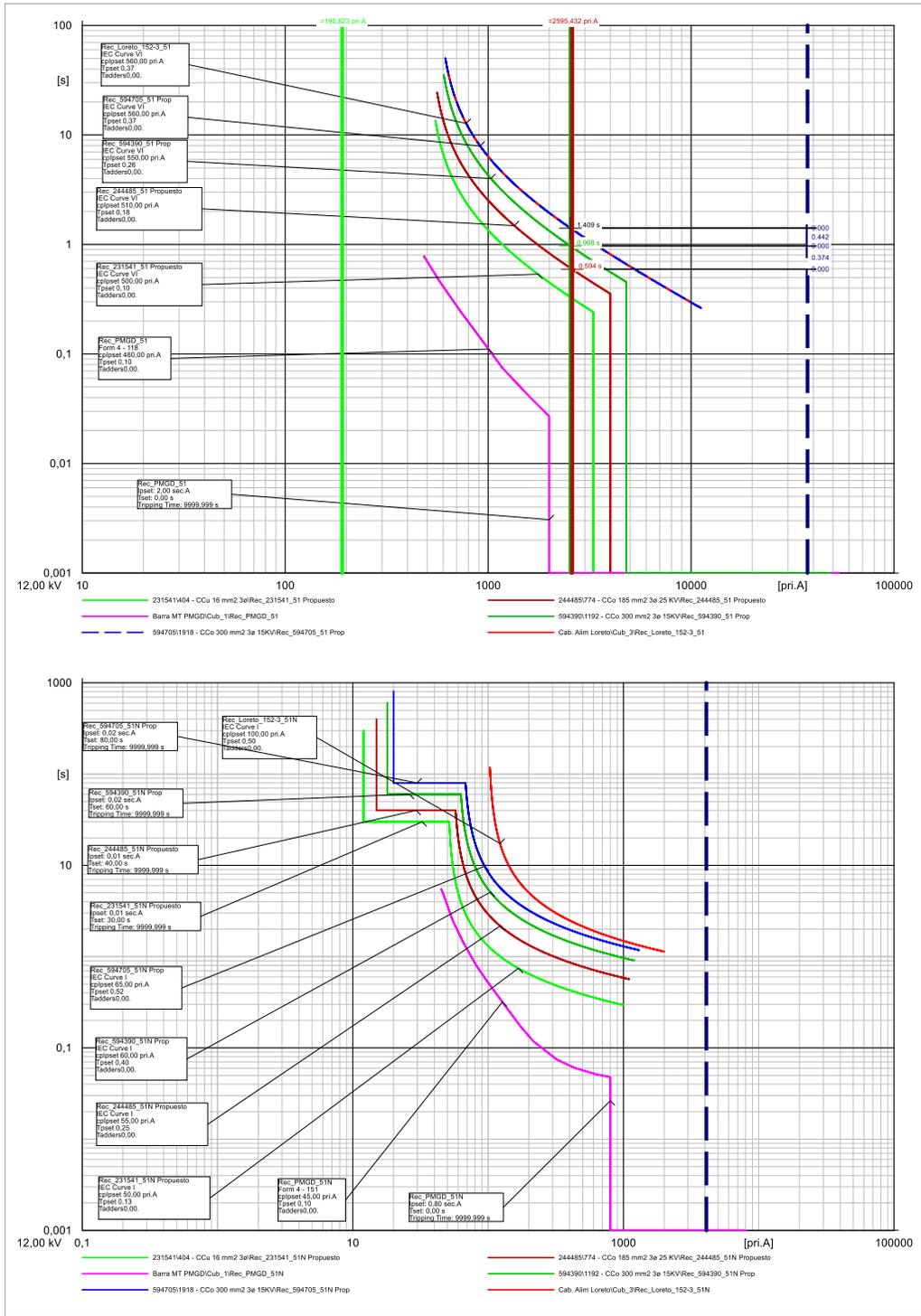


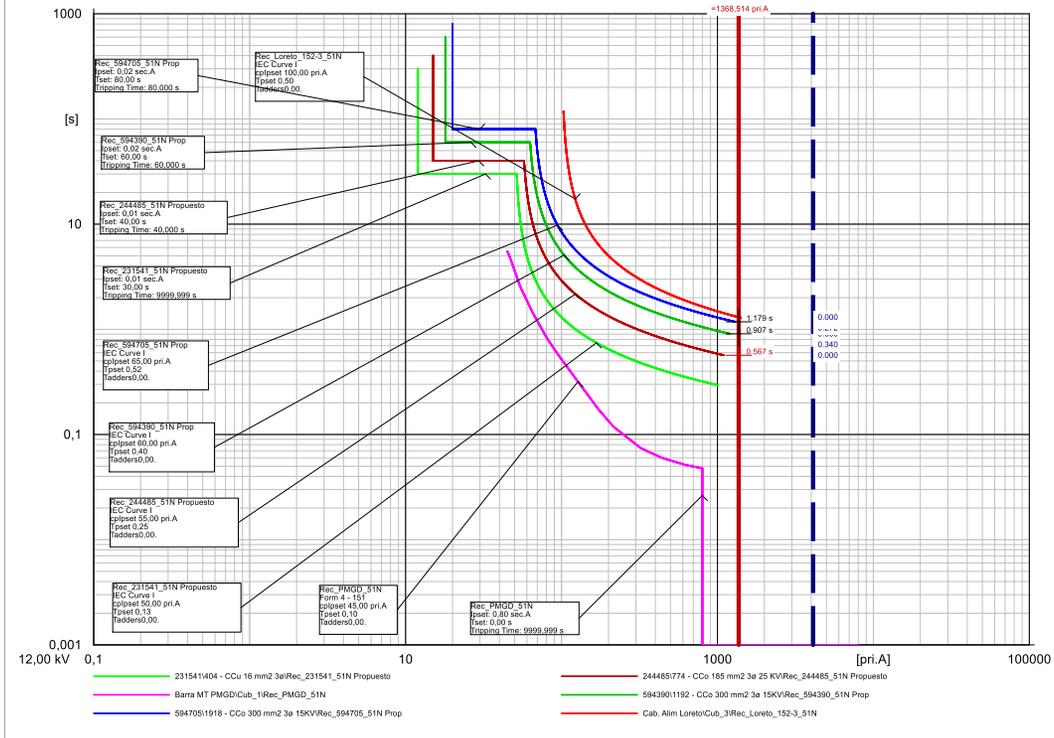
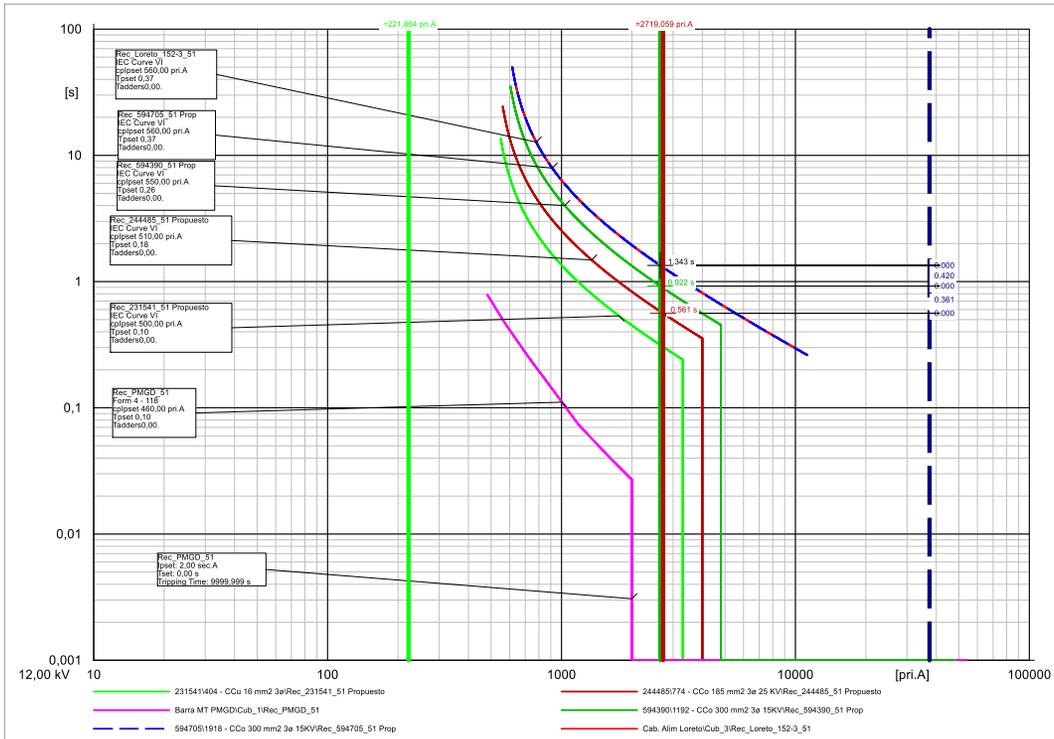


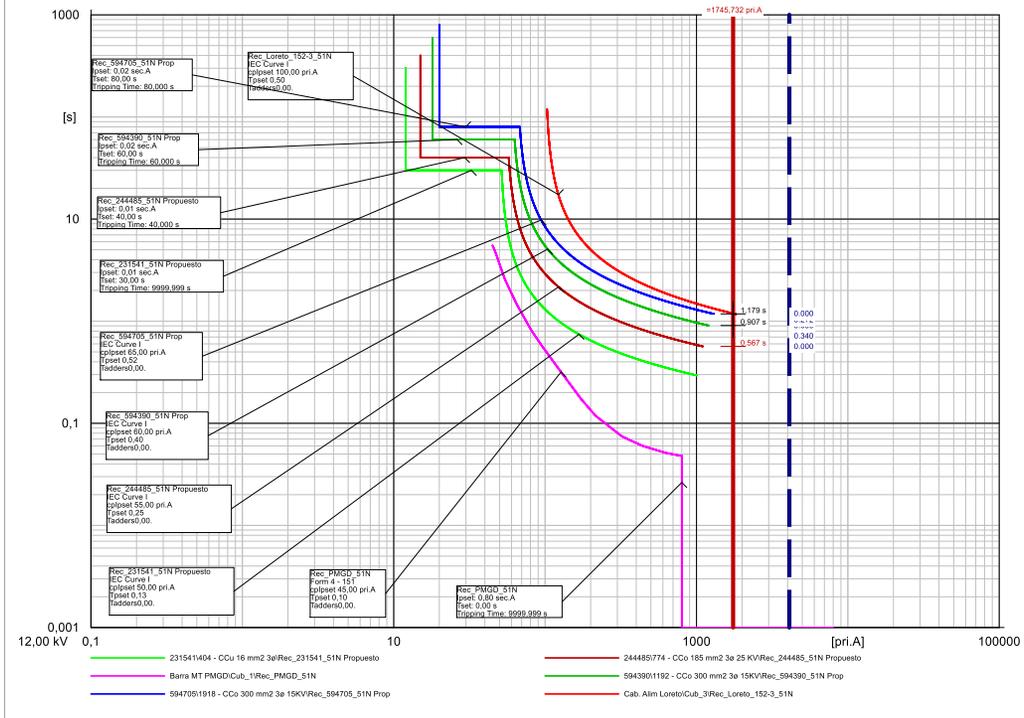
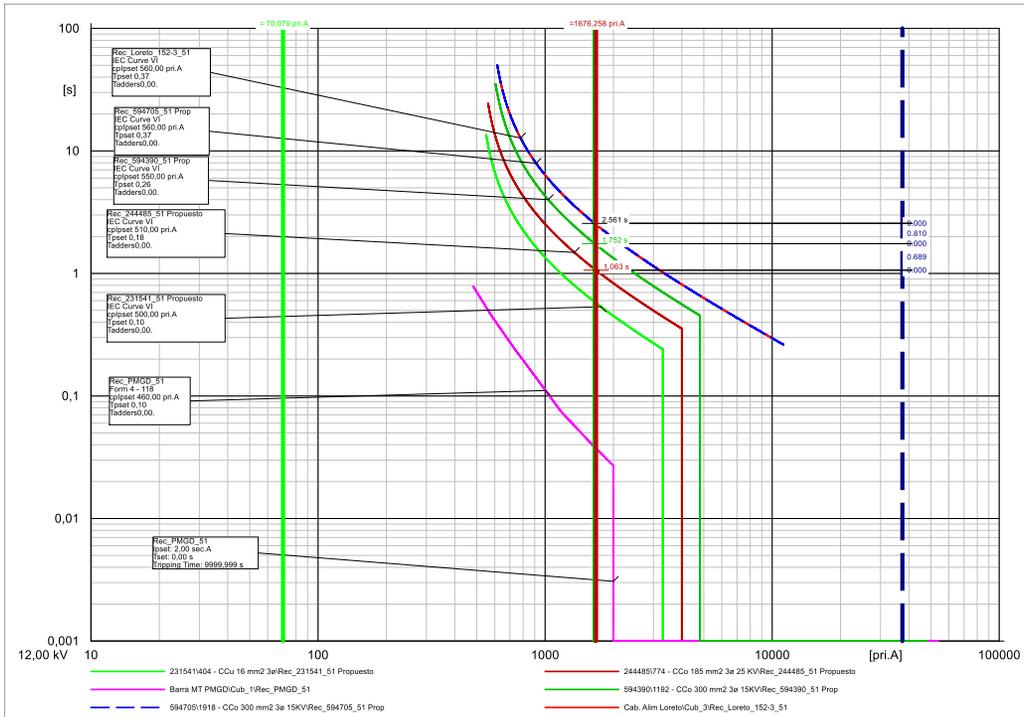
### 7.1.4 Punto 4: Poste N°244485.

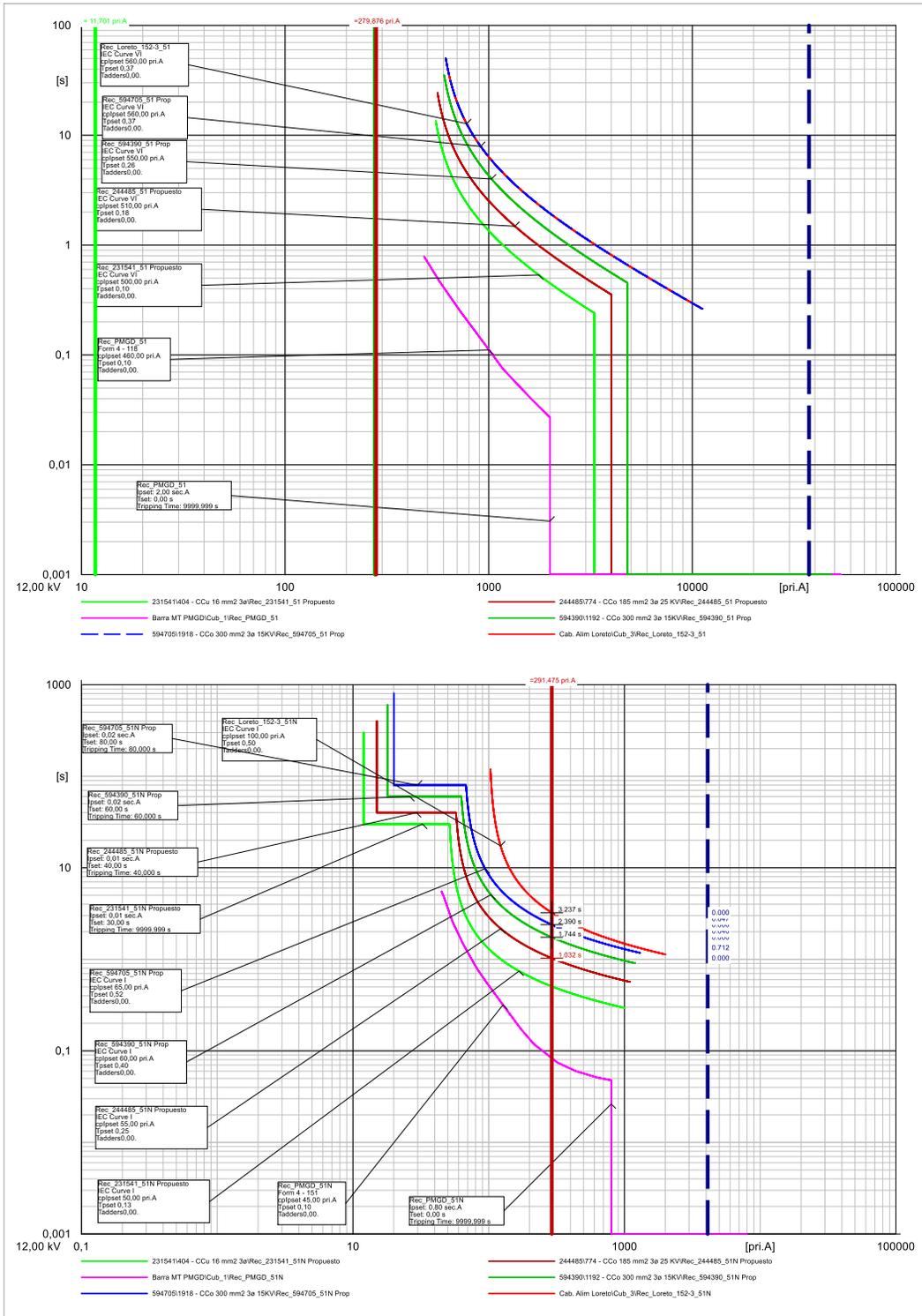
3F

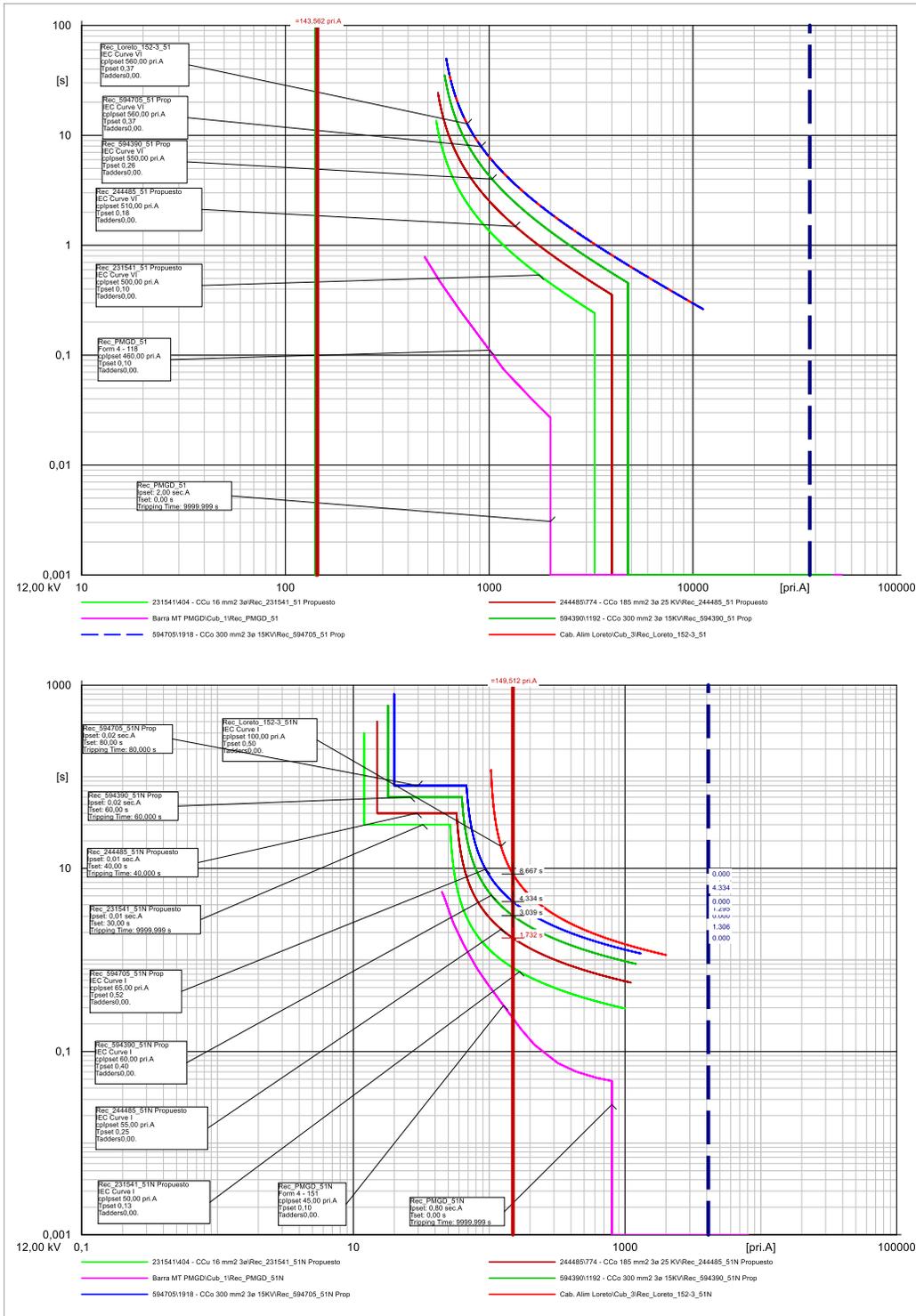




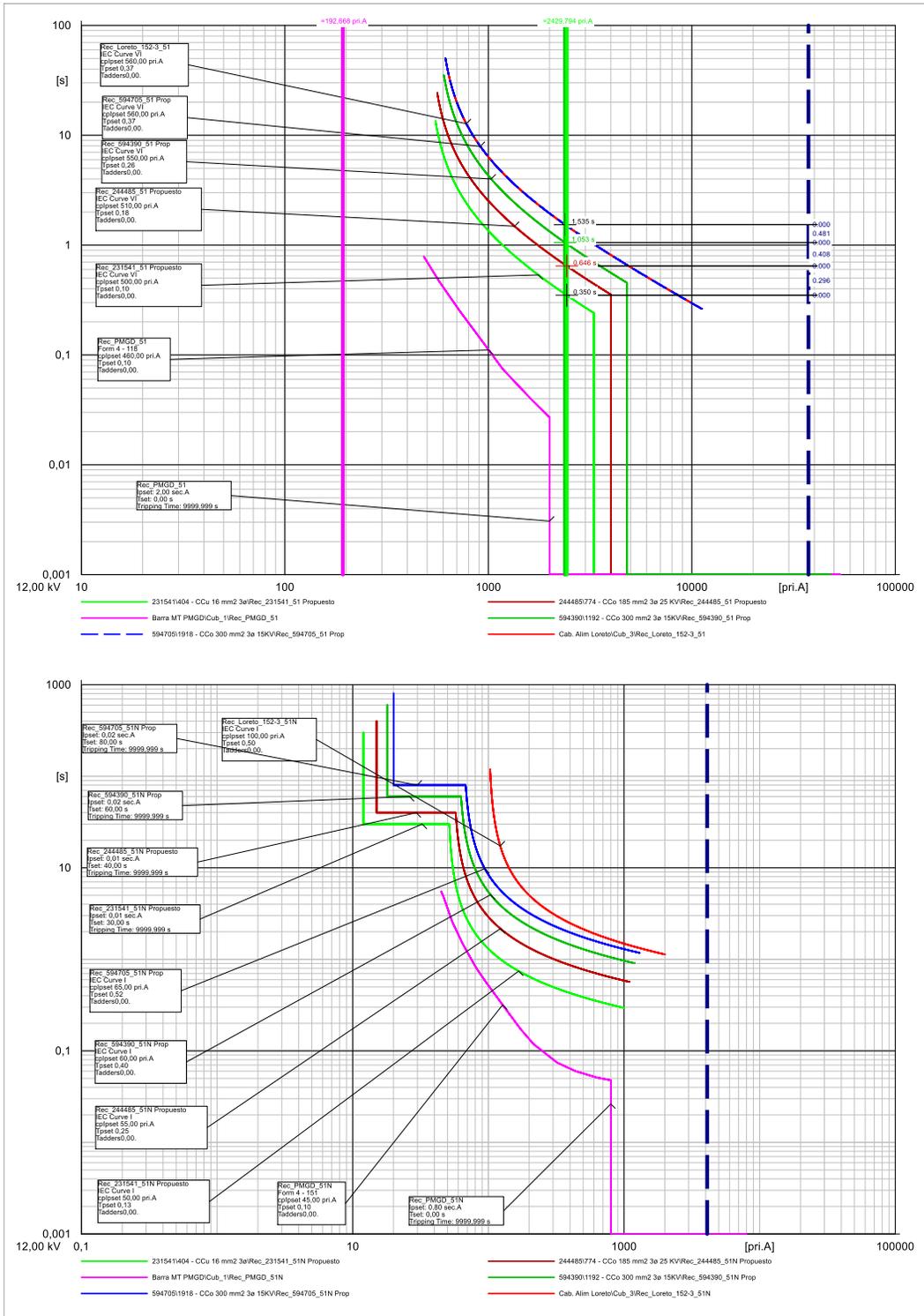


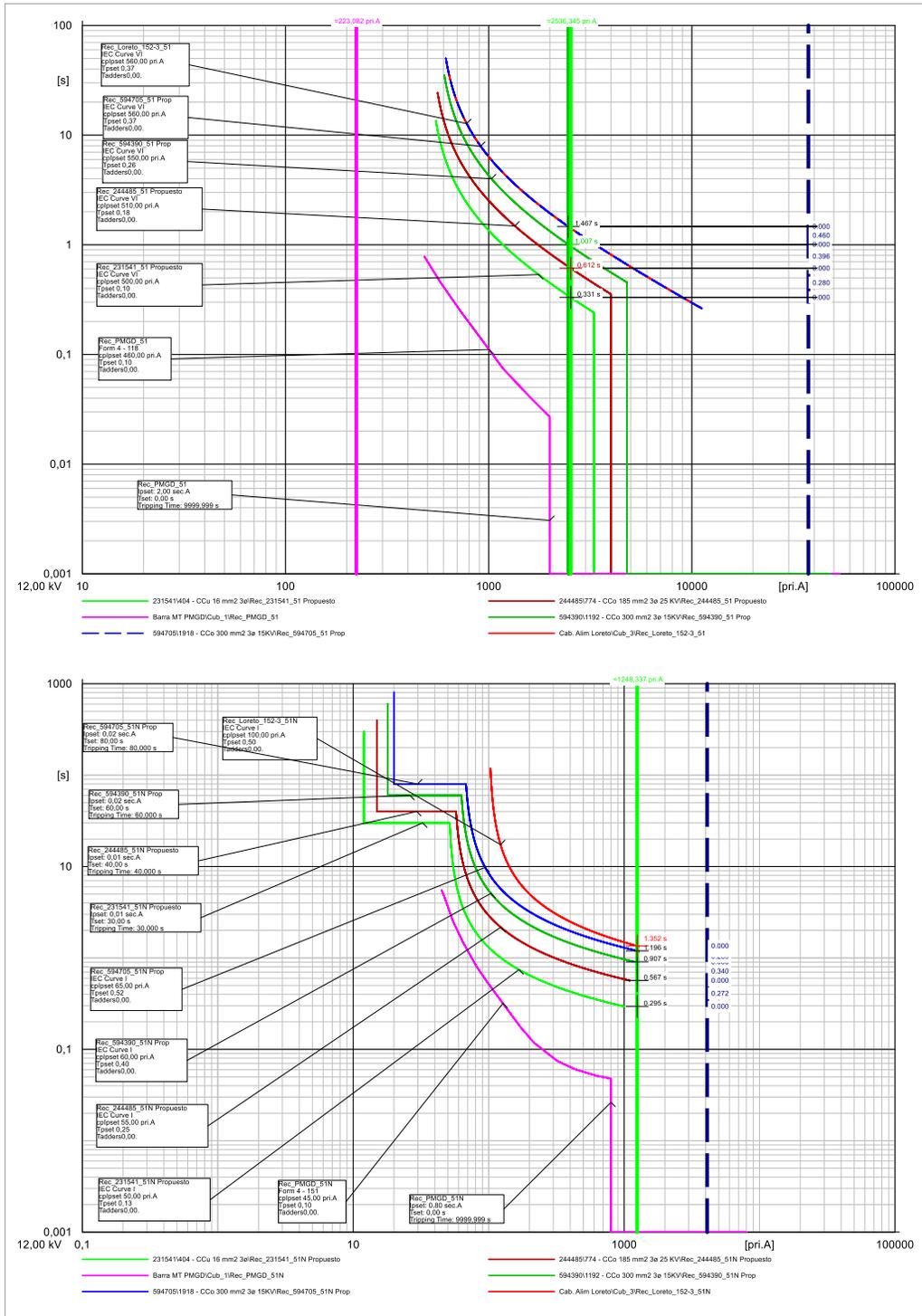


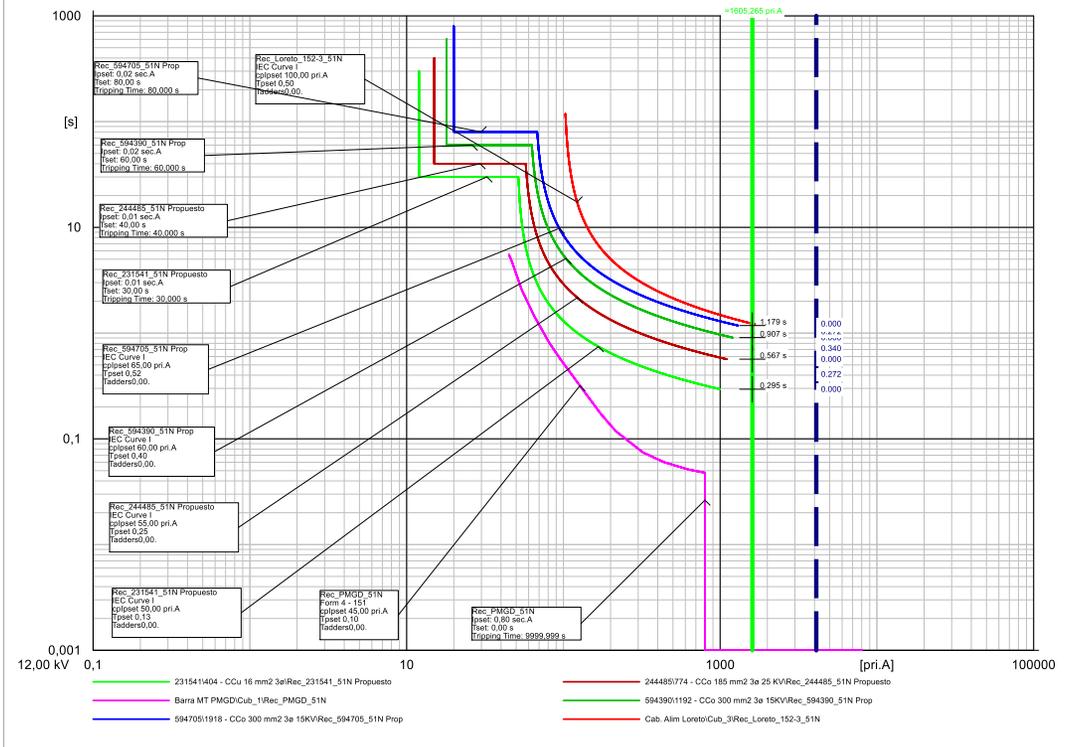
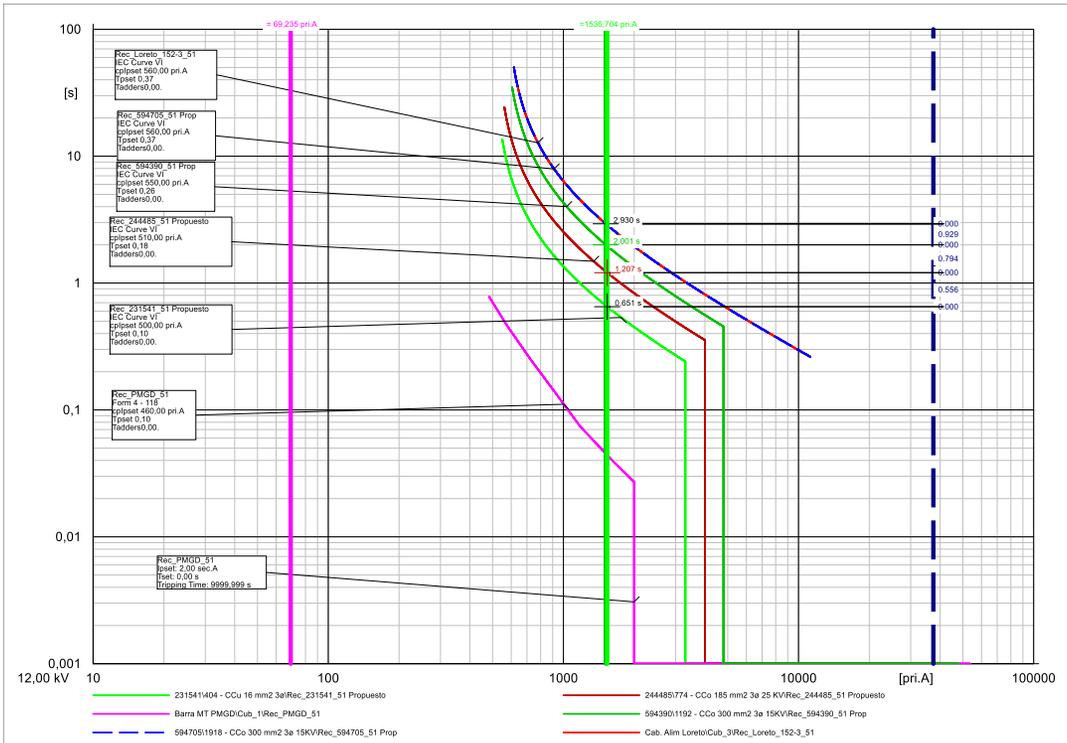


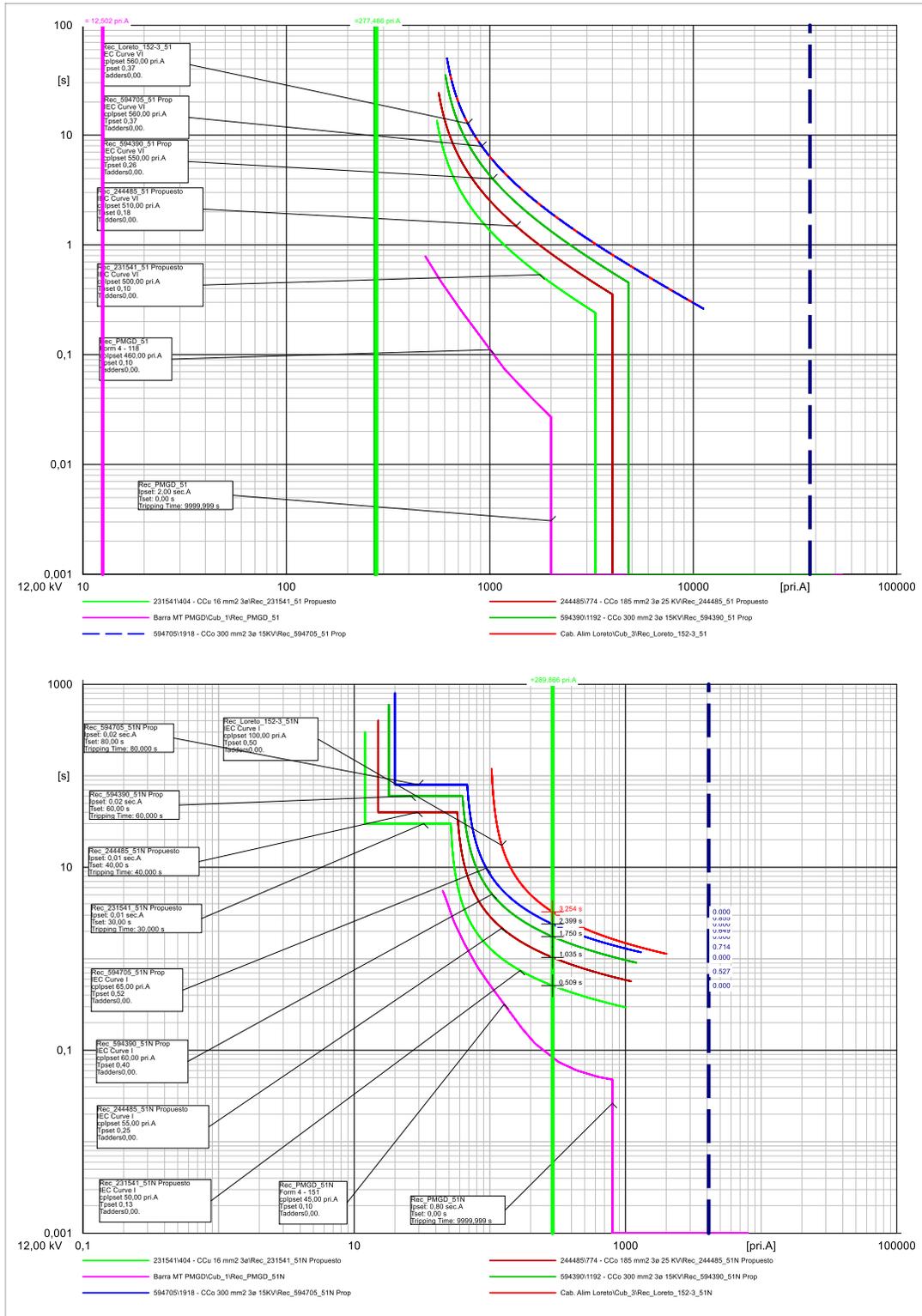


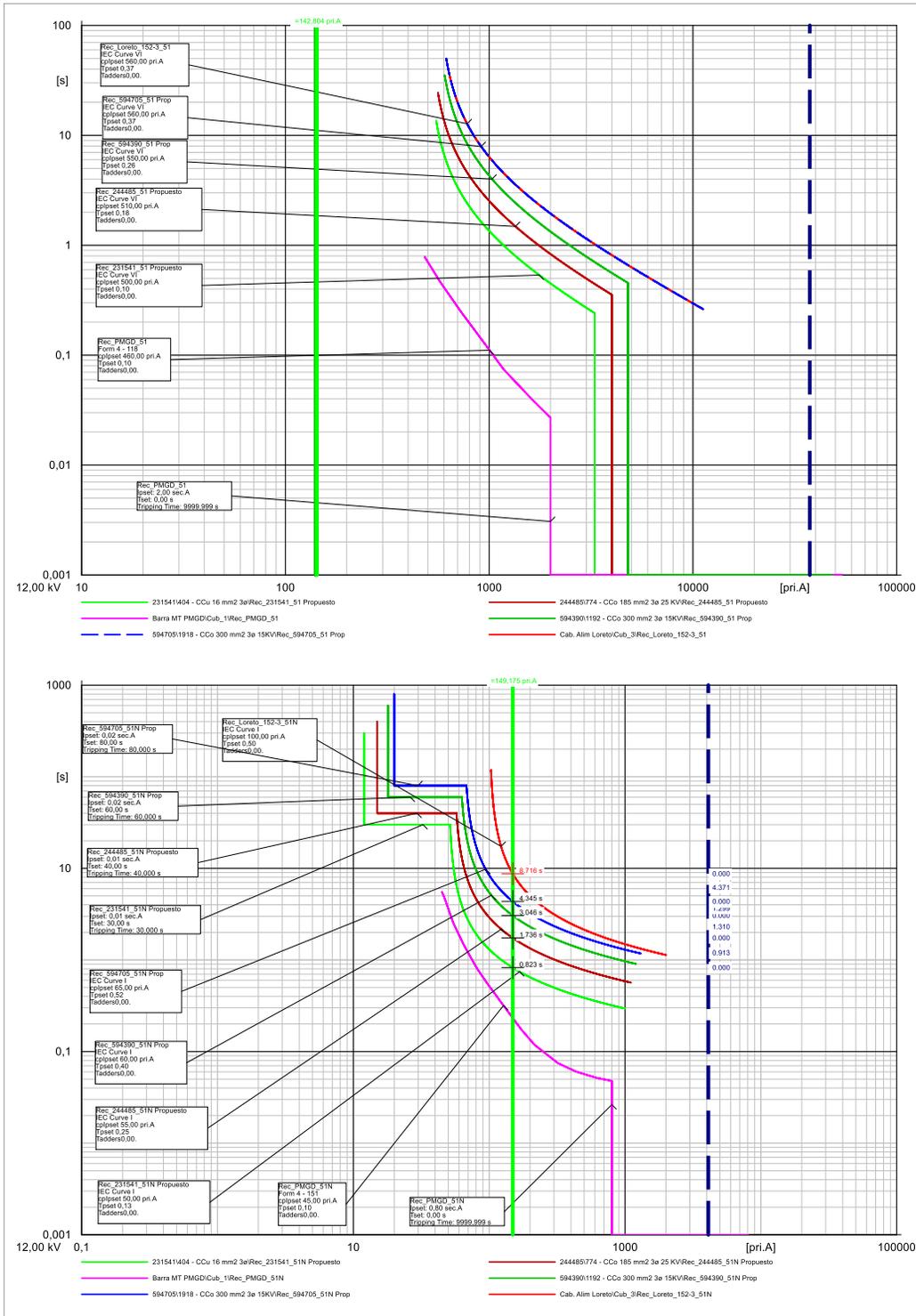






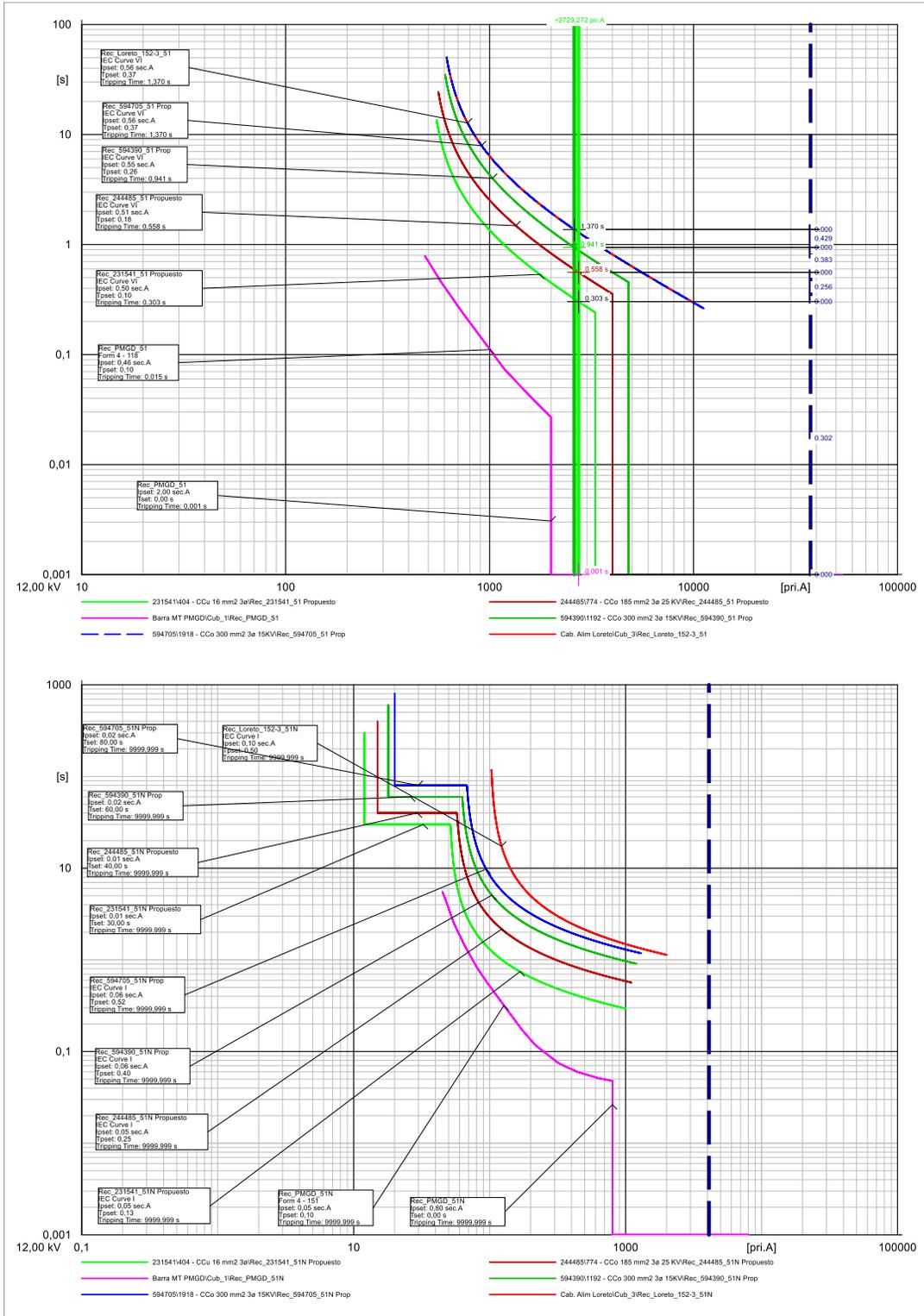


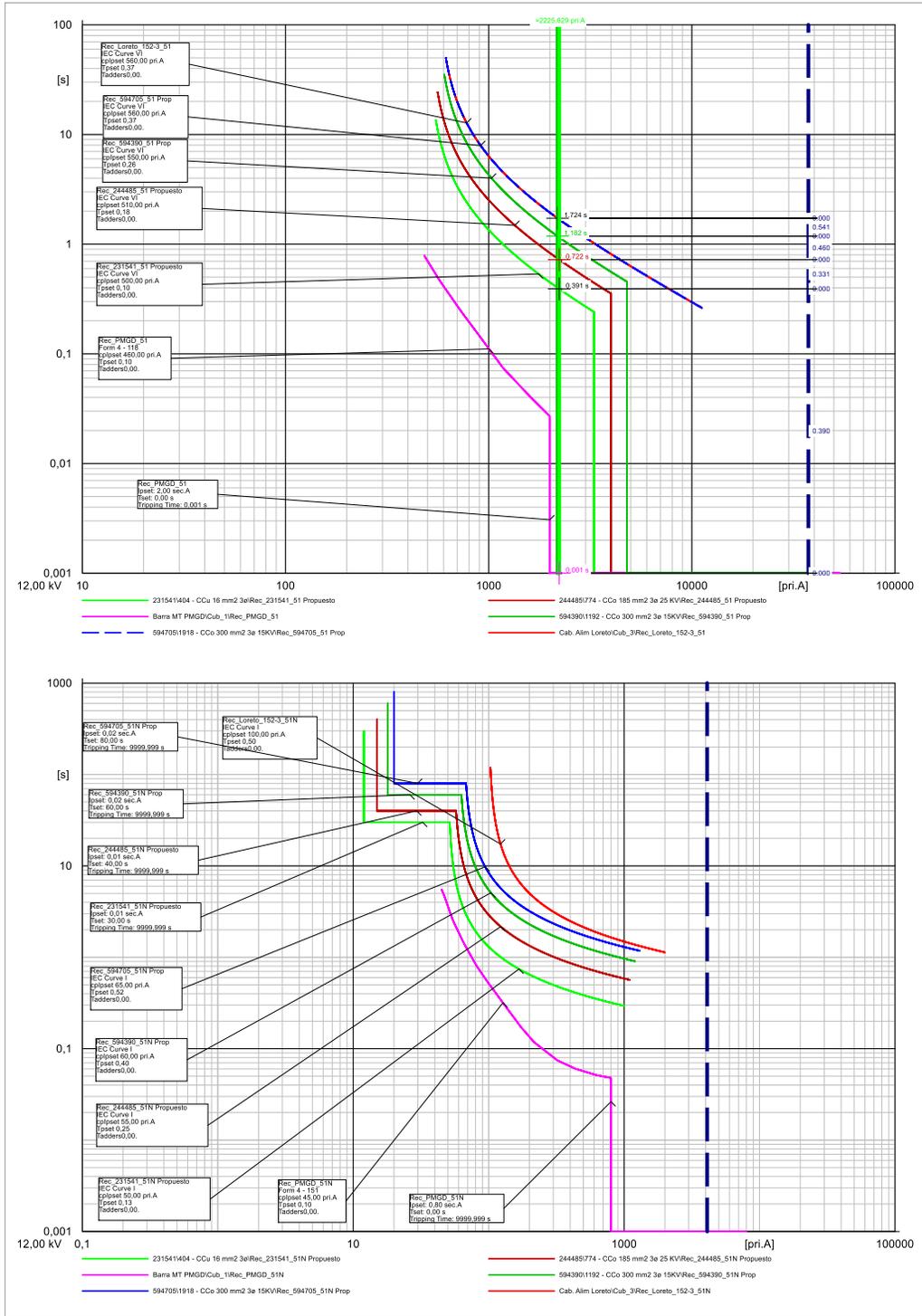


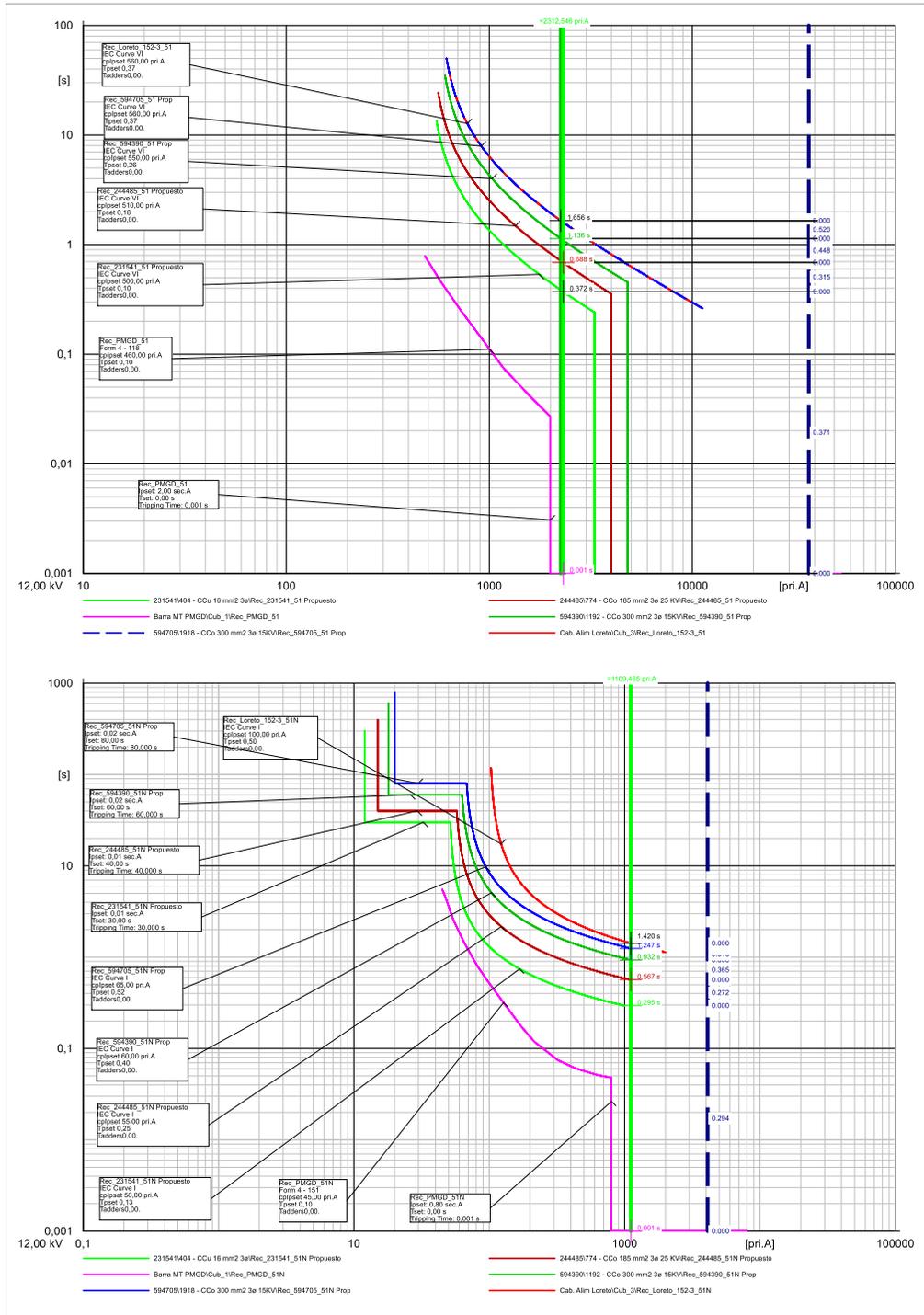


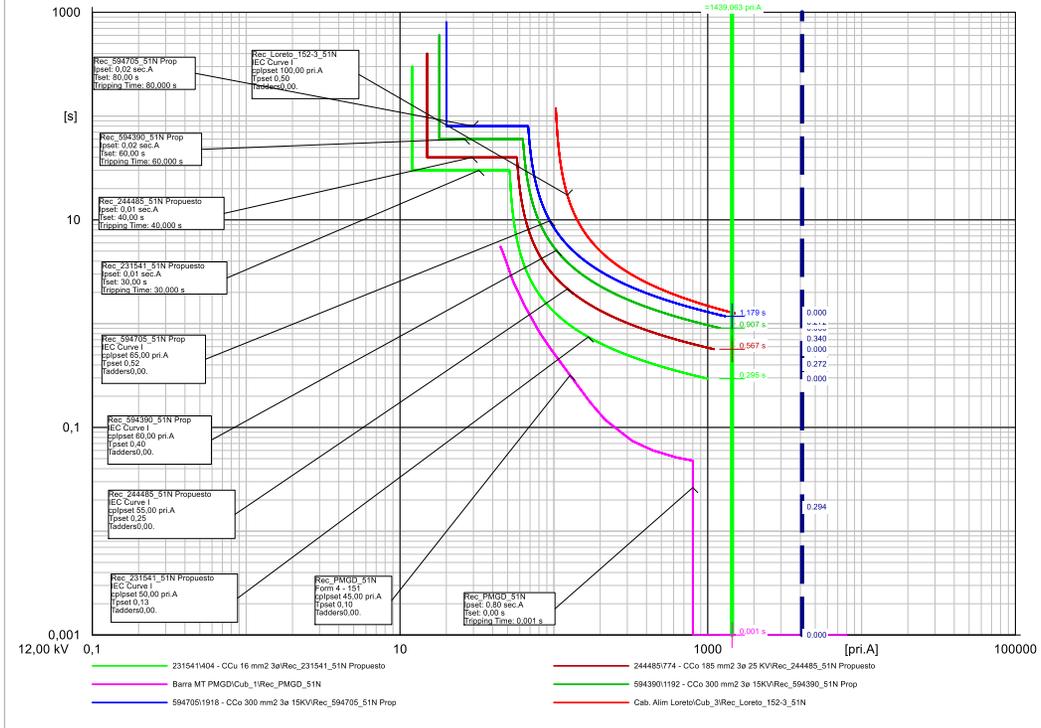
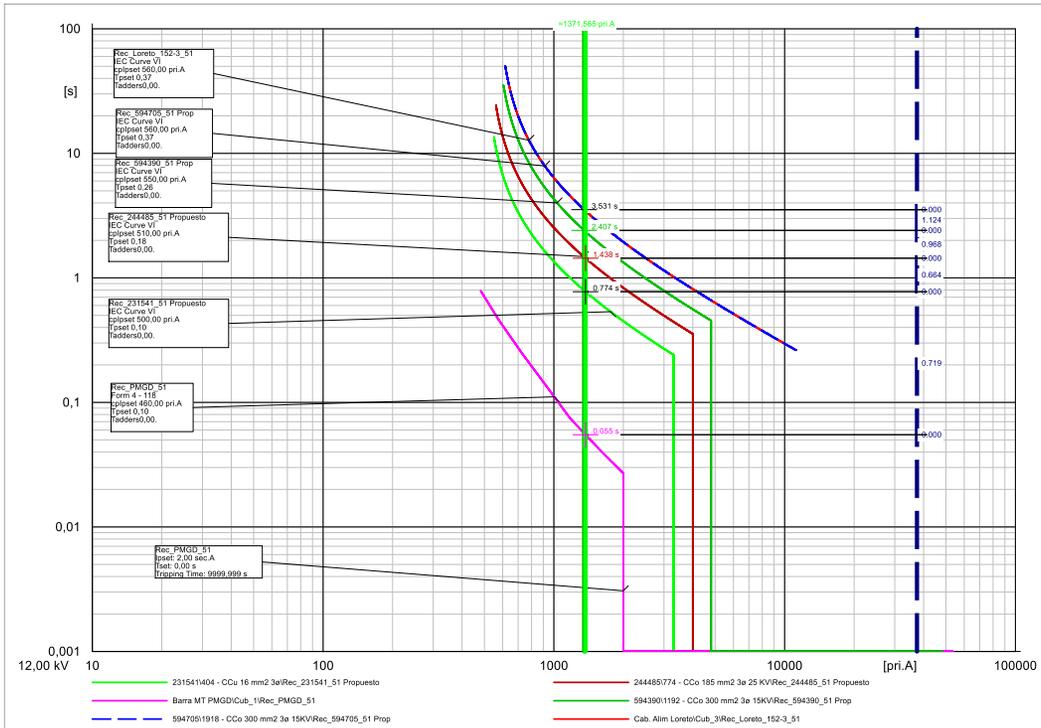
### 7.1.6 Punto 6: Poste PMGD Los Corrales del Verano Solar.

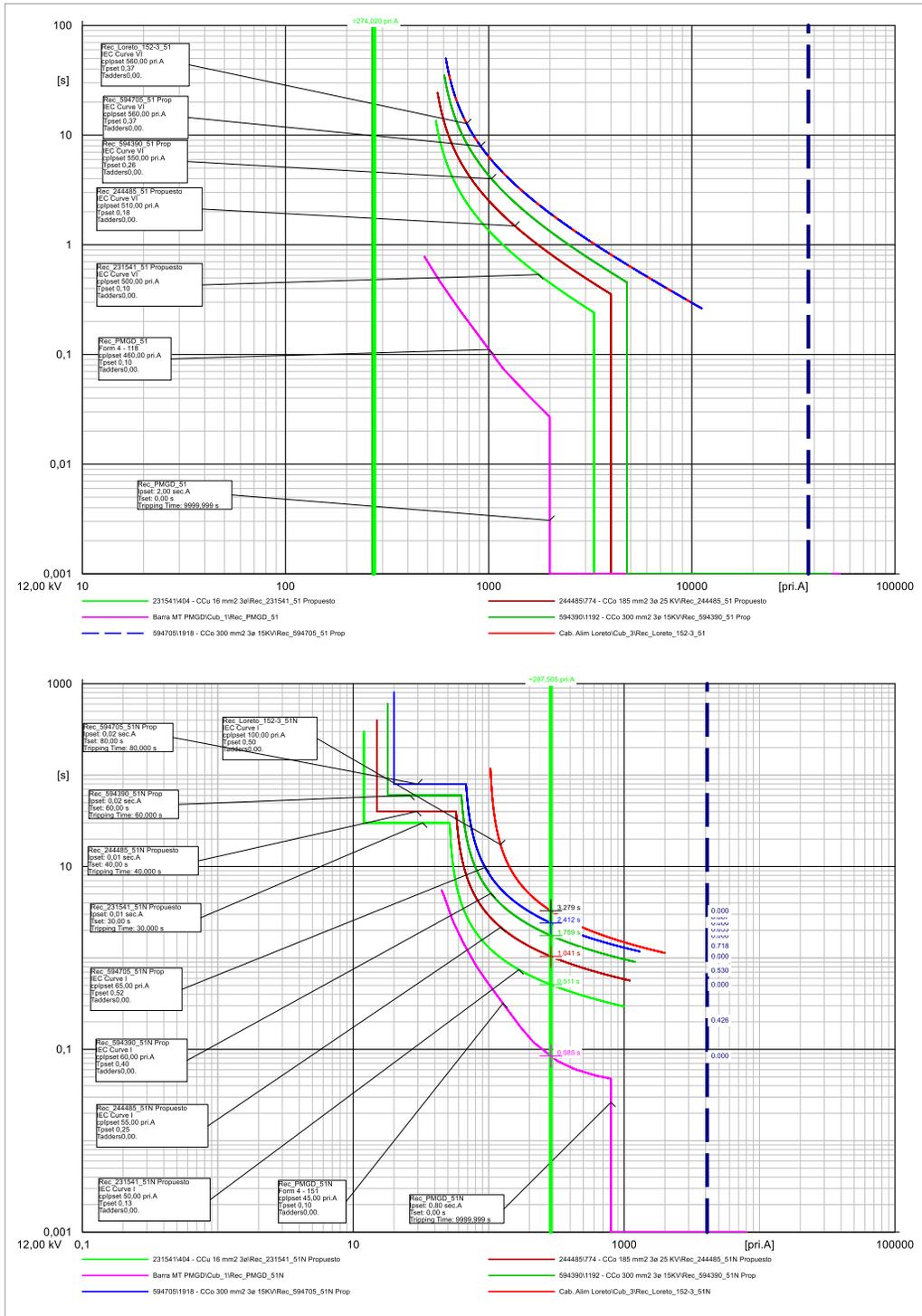
3F

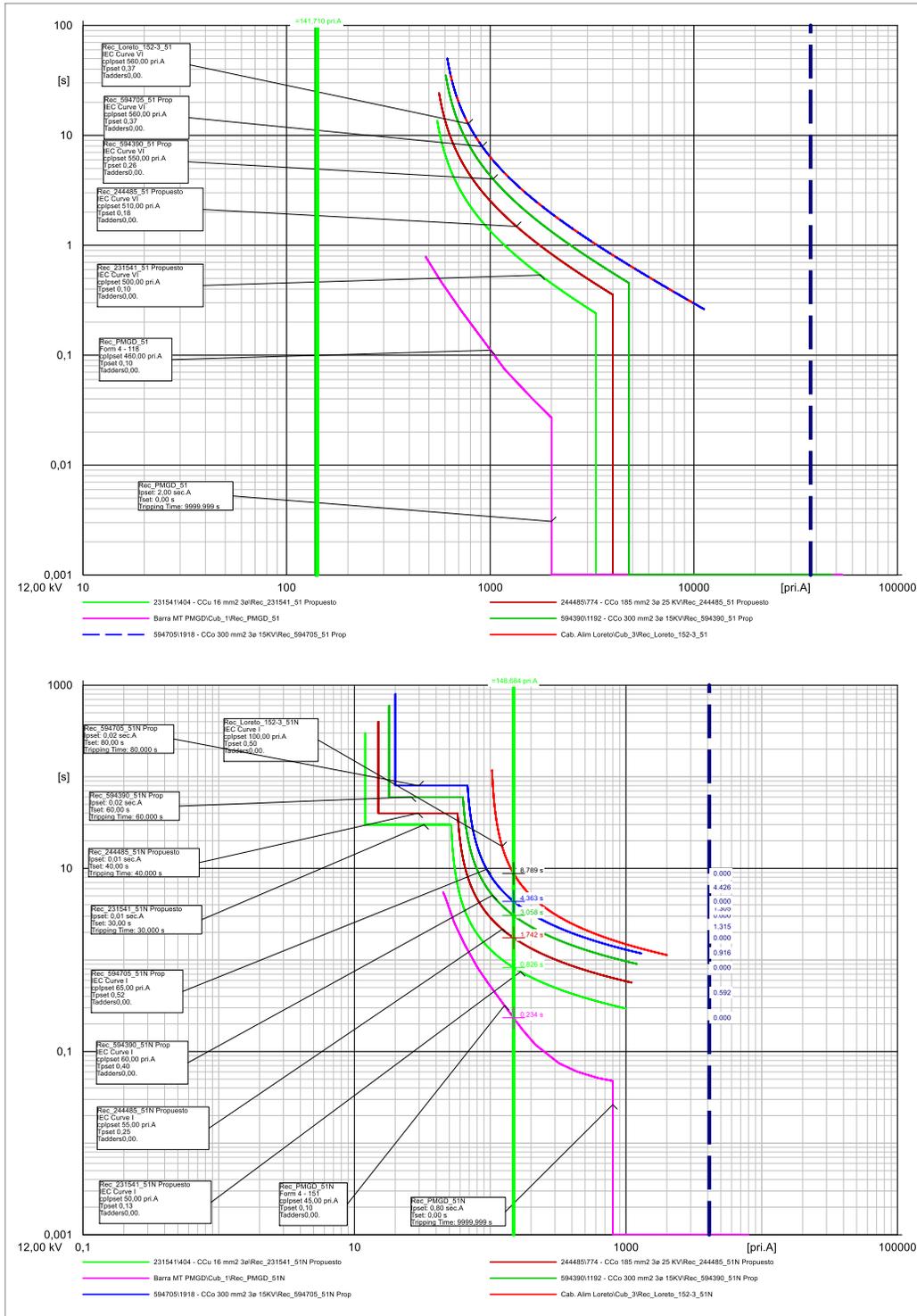












## 7.2 Tablas cortocircuitos en barras

Punto de falla	Cab. Alim Loreto	594705	594390	244485	231541	Barra MT PMGD
Falla 3F [A] Ifase	7694,7	4415,2	3308,6	3225,0	3001,7	2729,3
Falla 2F [A] Ifase	5894,7	3562,6	2725,7	2595,4	2429,8	2225,6
Falla 2FT [A] Ifase	7415,6	3795,2	2843,7	2719,1	2536,3	2312,5
Falla 2FT [A] 3*i0	7842,4	2317,8	1510,2	1368,5	1248,3	1109,5
Falla 1FT [A] Ifase	6766,0	2683,7	1816,1	1676,3	1536,7	1371,6
Falla 1FT [A] 3*i0	6915,2	2788,3	1911,4	1745,7	1605,3	1439,1
Falla 1FT-25 [A] Ifase	297,1	286,7	278,4	279,9	277,5	274,0
Falla 1FT-25 [A] 3*i0	303,6	297,9	293,0	291,5	289,9	287,5
Falla 1FT-50 [A] Ifase	148,9	145,2	142,4	143,6	142,8	141,7
Falla 1FT-50 [A] 3*i0	152,2	150,9	149,8	149,5	149,2	148,7

### 7.3 Tablas de tiempo de operación

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

3F	Cabecera Alimentador	594705	594390	244485	231541	Barra MT PMGD
Rec_Loreto_152-3_51	0,392	0,726	1,018	1,113	1,216	1,370
Rec_Loreto_152-3_51N	--	--	--	--	--	--
Rec_594705_51 Prop	--	0,726	1,018	1,113	1,216	1,370
Rec_594705_51N Prop	--	--	--	--	--	--
Rec_594390_51 Prop	--	--	0,700	0,765	0,835	0,941
Rec_594390_51N Prop	--	--	--	--	--	--
Rec_244485_51	--	--	--	0,456	0,497	0,558
Rec_244485_51N	--	--	--	--	--	--
Rec_231541_51	--	--	--	--	0,270	0,303
Rec_231541_51N	--	--	--	--	--	--
Rec_PMGD_51	--	--	--	--	--	0,001
Rec_PMGD_51N	--	--	--	--	--	--

2F	Cabecera Alimentador	594705	594390	244485	231541	Barra MT PMGD
Rec_Loreto_152-3_51	0,524	0,932	1,292	1,409	1,535	1,724
Rec_Loreto_152-3_51N	--	--	--	--	--	--
Rec_594705_51 Prop	--	0,932	1,292	1,409	1,535	1,724
Rec_594705_51N Prop	--	--	--	--	--	--
Rec_594390_51 Prop	--	--	0,887	0,968	1,053	1,182
Rec_594390_51N Prop	--	--	--	--	--	--
Rec_244485_51	--	--	--	0,594	0,646	0,722
Rec_244485_51N	--	--	--	--	--	--
Rec_231541_51	--	--	--	--	0,350	0,391
Rec_231541_51N	--	--	--	--	--	--
Rec_PMGD_51	--	--	--	--	--	0,001
Rec_PMGD_51N	--	--	--	--	--	--

2FT	Cabecera Alimentador	594705	594390	244485	231541	Barra MT PMGD
Rec_Loreto_152-3_51	0,408	0,865	1,225	1,343	1,467	1,656
Rec_Loreto_152-3_51N	1,134	1,134	1,255	1,303	1,352	1,420
Rec_594705_51 Prop	--	0,865	1,225	1,343	1,467	1,656
Rec_594705_51N Prop	--	1,179	1,179	1,179	1,196	1,247
Rec_594390_51 Prop	--	--	0,842	0,922	1,007	1,136
Rec_594390_51N Prop	--	--	0,907	0,907	0,907	0,932
Rec_244485_51	--	--	--	0,561	0,612	0,688
Rec_244485_51N	--	--	--	0,567	0,567	0,567
Rec_231541_51	--	--	--	--	0,331	0,372
Rec_231541_51N	--	--	--	--	0,295	0,295
Rec_PMGD_51	--	--	--	--	--	0,001
Rec_PMGD_51N	--	--	--	--	--	0,001

1FT	Cabecera Alimentador	594705	594390	244485	231541	Barra MT PMGD
Rec_Loreto_152-3_51	0,451	1,317	2,227	2,561	2,930	3,531
Rec_Loreto_152-3_51N	1,134	1,134	1,152	1,189	1,226	1,278
Rec_594705_51 Prop	--	1,317	2,227	2,561	2,930	3,531
Rec_594705_51N Prop	--	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179
Rec_594390_51 Prop	--	--	1,525	1,752	2,001	2,407
Rec_594390_51N Prop	--	--	0,907	0,907	0,907	0,907
Rec_244485_51	--	--	--	1,063	1,207	1,438
Rec_244485_51N	--	--	--	0,567	0,567	0,567
Rec_231541_51	--	--	--	--	0,651	0,774
Rec_231541_51N	--	--	--	--	0,295	0,295
Rec_PMGD_51	--	--	--	--	--	0,055
Rec_PMGD_51N	--	--	--	--	--	0,001

1FT-25	Cabecera Alimentador	594705	594390	244485	231541	Barra MT PMGD
Rec_Loreto_152-3_51	--	--	--	--	--	--
Rec_Loreto_152-3_51N	3,116	3,171	3,221	3,237	3,254	3,279
Rec_594705_51 Prop	--	--	--	--	--	--
Rec_594705_51N Prop	--	2,355	2,381	2,390	2,399	2,412
Rec_594390_51 Prop	--	--	--	--	--	--
Rec_594390_51N Prop	--	--	1,738	1,744	1,750	1,759
Rec_244485_51	--	--	--	--	--	--
Rec_244485_51N	--	--	--	1,032	1,035	1,041
Rec_231541_51	--	--	--	--	--	--
Rec_231541_51N	--	--	--	--	0,509	0,511
Rec_PMGD_51	--	--	--	--	--	--
Rec_PMGD_51N	--	--	--	--	--	0,085

1FT-50	Cabecera Alimentador	594705	594390	244485	231541	Barra MT PMGD
Rec_Loreto_152-3_51	--	--	--	--	--	--
Rec_Loreto_152-3_51N	8,304	8,474	8,620	8,667	8,716	8,789
Rec_594705_51 Prop	--	--	--	--	--	--
Rec_594705_51N Prop	--	4,286	4,322	4,334	4,345	4,363
Rec_594390_51 Prop	--	--	--	--	--	--
Rec_594390_51N Prop	--	--	3,032	3,039	3,046	3,058
Rec_244485_51	--	--	--	--	--	--
Rec_244485_51N	--	--	--	1,732	1,736	1,742
Rec_231541_51	--	--	--	--	--	--
Rec_231541_51N	--	--	--	--	0,823	0,826
Rec_PMGD_51	--	--	--	--	--	--
Rec_PMGD_51N	--	--	--	--	--	0,234

#### **7.4 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 Los Corrales del Verano Solar 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 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 laNTCO en sus artículos 4-29 y 4-30.