



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA

DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

TEMA:

**Estudio de coordinación de protecciones para grupo de
generación de la planta de tratamiento de aguas residuales
PTAR “Esclusas”.**

AUTOR

Gutiérrez Hernández José Enrique

**Trabajo de integración curricular, previo a la obtención del título de
INGENIERO ELECTRICO**

TUTOR:

Ing. Celso Bayardo Bohórquez Escobar, PH. D.

Guayaquil, Ecuador

15 de febrero del 2024



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por **Gutiérrez Hernández José Enrique**, como requerimiento para la obtención del título de **INGENIERO ELÉCTRICO**.

TUTOR

Ing. Celso Bayardo Bohórquez Escobar, PH. D.

DIRECTOR DE LA CARRERA

Ing. Celso Bayardo Bohórquez Escobar, PH. D.

Guayaquil, a los 15 del mes de febrero del año 2024



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Gutiérrez Hernández José Enrique**

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación: **Estudio de coordinación de protecciones para grupo de generación de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR “esclusas”**, previo a la obtención del título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme lascitas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 15 del mes de febrero del año (año)

EL AUTOR

f. _____
Gutiérrez Hernández José Enrique



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

AUTORIZACIÓN

Yo, Gutiérrez Hernández José Enrique

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación: **Estudio de coordinación de protecciones paragrupo de generación de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR “esclusas”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 15 del mes de febrero del año (año)

EL AUTOR:

f. _____
Gutiérrez Hernández José Enrique

REVISIÓN DE TESIS DE TITULACIÓN CON EL PROGRAMA COMPILATIO CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.

TÍTULO: Estudio de coordinación de protecciones para grupo de generación de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR “Esclusas”.

AUTOR: Gutiérrez Hernández José Enrique

FECHA: 3 de febrero del 2024



INFORME DE ANÁLISIS
register

Tesis - Gutierrez Hernandez Jose

4%
Textos sospechosos

2% Similitudes
1% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas
2% Idioma no reconocido

Nombre del documento: Tesis - Gutierrez Hernandez Jose.docx
ID del documento: cfd57562615d5a4a2c83ee82335216e3643200f
Tamaño del documento original: 18,01 MB

Depositante: Ricardo Xavier Ubiña Gonzalez
Fecha de depósito: 3/2/2024
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 3/2/2024

Número de palabras: 13,934
Número de caracteres: 91,519

Ubicación de las similitudes en el documento:



Conclusión: Después de analizar el resultado enviado por el programa Compilatio y considerar la desactivación de la información de texto de los formatos de presentación de trabajos en la UCSG respecto a las tablas que se emplea en los marcos teóricos y planteamiento del problema. El porcentaje de coincidencia final es del 4%.



Ing. Celso Bayardo Bohórquez Escobar, PH. D.

DOCENTE-TUTOR

DEDICATORIA

El presente trabajo de titulación está dedicado primeramente a Dios, a mis padres, Yeeni Hernández y Wilson Gutiérrez ya que gracias al apoyo incondicional de ellos pude obtener la capacidad para poder afrontar este gran reto que al final me da sus frutos.

Gracias a todos los que han sido parte de este largo camino, ya que de ellos pude aprender muchas cosas, las cuales me servirán en mi vida profesional

Gutiérrez Hernández José Enrique

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por permitirme terminar mi carrera y culminar esta etapa muy importante en mi vida. A mis padres Yeeni Hernández y Wilson Gutiérrez que siempre me brindaron su apoyo incondicional para poder cumplir todos mis objetivos. Ellos me han impulsado siempre a seguir mis metas y jamás abandonarlas bajo ninguna adversidad, también son los que me han brindado todo el apoyo para poder concentrarme en los estudios y jamás descuidarlos.

A mi novia y amiga Vianca Calderón por el gran apoyo incondicional, por sus palabras de ánimo, paciencia y desvelos que pasamos juntos. Gracias...

Agradezco también a mi tutor por su dedicación y paciencia, sin sus palabras y correcciones precisas no hubiese podido lograr llegar a final de este gran reto. Gracias por su guía y todos sus consejos

Gutiérrez Hernández José Enrique



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. _____

Ing. Celso Bayardo Bohórquez Escobar, Ph. D
DIRECTOR DE CARRERA

f. _____

Ing. Ricardo Xavier Ubilla González, MsC.
COORDINADOR DEL ÁREA

f. _____

Ing. Jesús Ramón Meléndez Rangel, Ph. D
OPONENTE

Índice General

Índice de tablas	XI
Resumen	XIII
Capítulo 1: Descripción General	2
1.1. Introducción	2
1.2. Antecedentes	3
1.3. Definición del problema.....	3
1.4. Justificación y alcance	3
1.5. Hipótesis.....	4
1.6. Objetivo general	4
1.7. Objetivos específicos	4
1.8. Metodología de la investigación.....	5
Capítulo 2: Marco Teórico	6
2.1 Fundamentos Teóricos.....	6
2.1.1. Máquinas eléctricas	6
2.2. Sistema de alta y media tensión	8
2.2.1. Switchgears media tensión	8
2.3 Switchboard Baja Tensión y Centro De Control De Motores	12
2.4 Listado De Equipos De Protecciones.....	15
Capítulo 3 Estudios Previos Al Análisis De Coordinación De Protecciones....	19
3.1 Flujo De Potencia y Cortocircuito.....	19
3.2 Armónicos en el Sistema Eléctrico.....	22
3.3 Coordinación de protecciones (Sobrecorriente de Fase).....	23
3.3.1 Sistema Eléctrico HV &SE HV/MV PTAR	23
3.3.2 Sistema Eléctrico MV Subestaciones.....	26
3.3.3 Sistema Eléctrico TDP & MCC	32
Capítulo 4. Coordinación De Protecciones (Fallas a Tierra).....	38
4.1 Sistema Eléctrico HV CNEL &SE HV PTAR	38
4.2 Sistema Eléctrico MV Subestaciones	41

4.3 Sistema Eléctrico TDP & MCC	46
Capítulo 5 Coordinación De Protecciones Cogeneración Modo Isla	49
5.1 Coordinación De Protecciones Falla De Fase	49
5.2 Coordinación De Protecciones Fallas A Tierra	51
5.3 Resumen de ajustes de protecciones para Relés y unidades de protección LSI.....	55
Capítulo 6 Conclusiones y Recomendaciones	57
Referencias	60
Anexos	68

Índice de figuras

Figura 1	10
Figura 2	12
Figura 3	11
Figura 4	13
Figura 5	14
Figura 6	52
Figura 7	55
Figura 8	56

Anexos

Anexo 1	68
Anexo 2	97
Anexo 3	126

Índice de tablas

Tabla 1	9
Tabla 2	15
Tabla 3	16
Tabla 4	20
Tabla 5	21
Tabla 6	22
Tabla 7	24
Tabla 8	26
Tabla 9	27
Tabla 10	30
Tabla 11	32
Tabla 12	34
Tabla 13	34
Tabla 14	35
Tabla 15	40
Tabla 16	41

Tabla 17	42
Tabla 18	44
Tabla 19	47
Tabla 20	50
Tabla 21	53

Resumen

La Planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR) Esclusas, cuenta con tres electrógenos tipo generador- motor a combustión interna, los que utilizan como combustible biogás proveniente de la digestión anaeróbica, para generación de Energía Eléctrica. El presente documento está dirigido a entregar como resultado el análisis y ajustes de protecciones para relés desde el nivel de 69 KV en la subestación principal, relés del sistema de media tensión 13,8 KV y para las unidades de protección LSI (interruptores de bastidor abierto) del sistema de 460 V. El análisis de protecciones dará la respuesta de los relés (tiempos de despeje de fallas) para los diferentes escenarios planteados, los cuales son: cogeneración activa y el escenario de cogeneración en modo isla. Esto ayudará a que el proceso de la planta de tratamiento de aguas residuales funcione mediante el suministro de energía propio de la cogeneración con la que cuenta. Logrando cubrir el porcentaje necesario de energía que requiere la planta y así generar un ahorro significativo en el consumo de energía eléctrica.

Palabras claves: Cogeneración, Sistemas de Media Tensión, Ajustes de Protecciones, Relés, Energía Eléctrica, Combustión Interna, Biogás.

Abstract

The PTAR Esclusas wastewater treatment plant has three generator-motor-type generators with internal combustion, which use as fuel biogas from anaerobic digestion, for the generation of Electric Power. This document is aimed at delivering as a result the analysis and adjustments of protections for relays from the level of 69 KV in the main substation, relays of the 13.8 KV medium voltage system and for the LSI protection units (open rack switches) of the 460 V system. The protection analysis will give the response of the relays (failure clearance times) for the different scenarios proposed, which are: active cogeneration and the cogeneration scenario in island mode. This will help the process of the wastewater treatment plant to work by supplying the energy of the cogeneration it has. Managing to cover the necessary percentage of energy required by the plant and thus generate significant savings in electricity consumption.

Keywords: Cogeneration, Medium Voltage Systems, Protection Settings, Relays, Electric Energy, Internal Combustion, Biogas.

Capítulo 1: Descripción General

1.1. Introducción

La planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR) Las esclusas, cuenta con procesos como la generación de energía por medio del biogás, el cual se produce en la digestión anaerobia de sólidos y es almacenado en un gasómetro de doble membrana con una capacidad 6000 m³. Este biogás almacenado que cuenta con un alto porcentaje de metano (CH₄), es limpiado y utilizado como combustible en generadores, para producir energía eléctrica, disminuyendo la demanda de consumo de energía de la red pública. Teniendo en cuenta que “Biogás es el nombre popularmente usado para denotar la mezcla inflamable de gases que se generan cuando un material orgánico sufre el proceso de descomposición anaeróbica”. (García, 2019). Dicho proyecto será necesario para tener la seguridad de que los equipos instalados en la planta no se verán afectados por daños ocasionados, cuando ocurra la existencia de perturbaciones y otros factores negativos en la red eléctrica. Para ello se realiza la coordinación de protecciones eléctricas en los distintos niveles de tensión existentes en la planta, con el fin de obtener una respuesta inmediata ante cualquier tipo de fallo.

1.2. Antecedentes

Los estudios de protecciones han venido evolucionando con el fin de buscar la menor afectación posible en la industria moderna, es así que su finalidad es evaluar y analizar distintos comportamientos de flujos de potencias y tipos de fallas de cortocircuito que pueden ocurrir en diferentes escenarios y condiciones de operación requeridos por la industria.

La coordinación de protecciones con su respectivo monitoreo y análisis ha demostrado ser capaz de evitar problemas en un corto periodo de tiempo, además que ayuda a reducir costos y mejora la seguridad en el sistema eléctrico.

1.3. Definición del problema

El sistema eléctrico de la planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR) Esclusas está propenso a que ocurran fallas a nivel de 69 y 13.8 KV y no pudiendo ser localizadas las fallas y eventos pueden poner al sistema y a las personas en riesgo y hará que el funcionamiento la planta se vea afectado por daños en equipos. Por eso implementando el sistema de protección contra sobre corrientes podrá detectado de inmediato encontrando la causa raíz y así mismo se tendrá el control y monitoreo del deterioro de interruptores y la detección de fallas de alta velocidad.

1.4. Justificación y alcance

El trabajo de investigación abarca una amplia información que podrá ser utilizada por el personal que labore en el ámbito en el que se desarrolla este trabajo. Dentro de las formas de energía existentes, la energía eléctrica

constituye la fuente de energía por excelencia en la automatización de muchos procesos industriales. (Alexis, Cedeño, 2020).

1.5. Hipótesis

El estudio de coordinación de protecciones protegerá a todo el sistema eléctrico en alta, media y baja tensión ante las fallas suscitadas durante la operación de la PTAR.

1.6. Objetivo general

Diseñar un estudio de coordinación de protecciones, a través de un análisis de protecciones para el grupo de generadores de la planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR) “Esclusas”

1.7. Objetivos específicos

- Identificar las protecciones de alta, media y baja tensión en el sistema eléctrico de la planta de tratamiento de aguas residuales.
- Comparar los equipos de protección (en los diferentes niveles de voltaje), referente a las cargas a ser protegidas mediante el uso de las curvas tiempo corriente (TCC).
- Demostrar la protección principal y de respaldo para los distintos equipos eléctricos instalados en la planta de tratamiento de aguas residuales.
- Establecer estudio de coordinación de protecciones para el grupo de generadores de la planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR) “Esclusas”

1.8. Metodología de la investigación

Para el desarrollo del proyecto de estudio de coordinación de protecciones en las redes de media y alta tensión de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR “Esclusas” se debió obtener los parámetros adecuados para que los equipos de protección puedan despejar fallas de alta y baja impedancia de manera eficaz. La coordinación de los equipos de protección (en los diferentes niveles de voltaje) y su compatibilidad con los equipos a ser protegidos fue verificado mediante el uso de las curvas tiempo corriente (time current curves TCC), para lo cual se utilizó el módulo POWER PROTECTOR del software EASYPOWER.

Capítulo 2: Marco Teórico

2.1 Fundamentos Teóricos

2.1.1. Máquinas eléctricas

A. Transformadores

Los transformadores tienen las funciones de convertir, transformar, regular, distribuir la energía eléctrica a diferentes puntos. Funcionan a la intemperie en condiciones atmosféricas adversa como: lluvia, contaminación ambiental o viento (Numez, 2019). Un transformador es una máquina eléctrica estática que mediante la acción del flujo magnético permite una variación de un nivel de voltaje desde el lado primario al lado secundario o viceversa, manteniendo constante su potencia nominal. Consta de dos o más devanados enrollados alrededor de un núcleo ferromagnético, estos devanados no están conectados en forma directa, la única conexión es el flujo magnético común, que se encuentra en el núcleo del transformador.

Las curvas de protección para transformadores de distribución fueron establecidas tomando en consideración la capacidad máxima del equipo sin comprometer su integridad. El ajuste de protección fue establecido basados en la corriente nominal del lado primario y secundario teniendo presente la mayor etapa de refrigeración, sean estos ONAF o ANAF para los transformadores secos. Un transformador con menor elevación de temperatura es un equipo con mayor eficiencia y del mismo modo, un transformador con mayores pérdidas representa una mayor elevación de temperatura y por tanto una menor eficiencia. (Travi, 2019)

En cada gráfico TCC se presentará la curva de daño del transformador y el punto de corriente de Inrush, la curva de protección del relé deberá estar debajo de la curva de daño y arriba de la corriente de inrush. Las curvas de daño se graficarán siguiendo las directivas del estándar ANSI C57.109, la corriente de inrush es comúnmente asumida en el tiempo de 0,1 segundo en el rango de 8 a 12 veces la corriente nominal del transformador en su lado primario.

Las funciones de sobre corriente deberán proveer protección contra daños térmicos y mecánicos al transformador, permitiendo a la carga conectada operar de forma continua en estado estable.

B. Generadores

Se puede definir un generador eléctrico como un dispositivo o máquina capaz de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. (Salcedo, Suarez, Solano, Henríquez, 2020). Para las protecciones de los generadores eléctricos (combustible biogás) se debe considerar la función 51V (sobre corriente con restricción de voltaje). En el evento de cortocircuito o falla a tierra, la corriente de falla del generador decrece con el tiempo y el uso de la protección de sobre corriente estándar no es práctica, el ajuste del relé debe ser lo suficientemente bajo para detectar fallas, pero no deberá disparar ante eventos de sobrecargas del generador.

La función 51V permitirá diferenciar entre fallas del sistema y fallas del generador. En el evento de una falla cercana al generador, la reducción del voltaje permitirá a la función de restricción de voltaje ser más sensible.

2.2. Sistema de alta y media tensión

2.2.1. Switchgears media tensión

La conexión del sistema eléctrico PTAR con el distribuidor es a nivel de 69 KV, se construirá una subestación de reducción 69/13,8 KV. El barraje de 69 KV está compuesto por tres bahías: 1 bahía de entrada de línea 69 KV, 1 bahía de salida de línea 69 KV y una bahía para el transformador reductor 5/6,25 MVA.

La bahía 69 KV del transformador tendrá un relé SEL 787 cuya protección de sobre corriente de fase y de tierra será coordinado con el relé que protege la línea de llegada a la subestación 69 KV (bahía de entrada), esta línea se origina desde la subestación Trinitaria y tiene un relé de protección marca Mitsubishi.

Los ajustes de la protección (relé Mitsubishi) para la línea de llegada se indican en la tabla 1, el relé Mitsubishi se conecta con un transformador de corriente de relación 800/5 amperes y utiliza las funciones de sobre corriente de fase y para fallas a tierra, las curvas de protección son IEC.

Tabla 1*Ajustes relé Mitsubishi, Línea llegada 69 kV*

Subestación	Bahía	Nivel de voltaje [kV]	RTC	Fabricante	Función	Tipo de curva	TAP		DIAL
							[A]	PRIM	
TRINITARIA	GUASMO	69	800/5	MITSUBISHI COC1-20	51	3_Mitsubishi_NI	720		1,5
					50	Instantaneous	9600		-
					51N	3_Mitsubishi_NI	320		2
					50N	Definite Time	8000		0,2

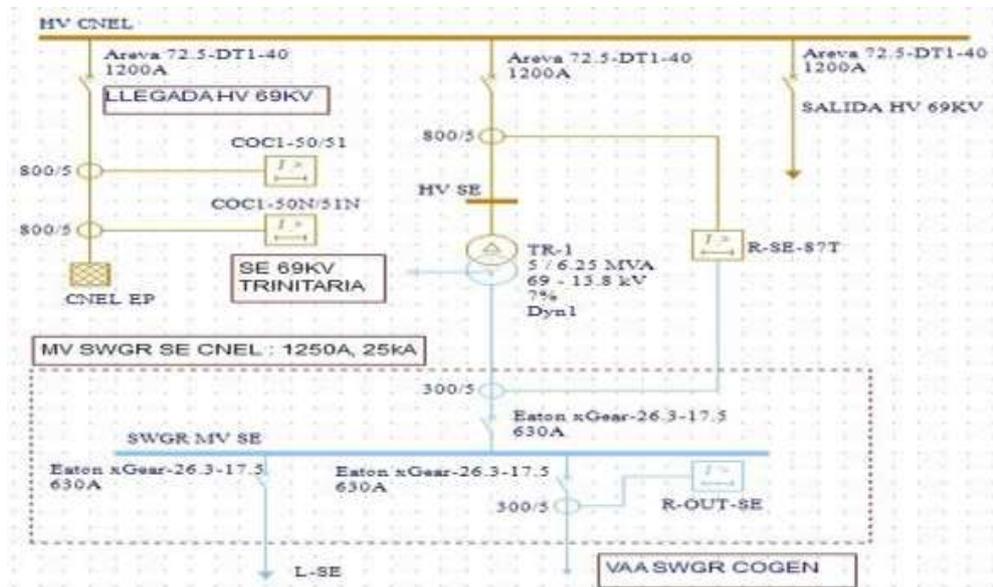
Nota: Especificaciones generales de las protecciones de acuerdo con el TAP

Fuente: Autor, 2023

Las funciones de protección del relé SEL 787 (transformador 5/6,25 MVA) para fase y tierra en el lado de alta consideran una característica instantánea (función ANSI 50), esta sección de la curva de protección deberá estar coordinada con el relé aguas arriba (relé Mitsubishi), es decir, en caso de una falla en bornes de Alta tensión en el transformador, el relé 787 deberá disparar el interruptor de 69 kV asociado a la bahía del transformador y el relé Mitsubishi será una protección de respaldo (con su respectivo tiempo de retraso).

Figura 1

Sistema eléctrico HV



Nota: Unifilar general S/E HV 69kV Fuente: Autor, 2023

En la figura 1 se presenta el arreglo de la subestación de 69 KV con las tres posiciones de bahía, el transformador de 5/6,25 MVA y el Switchgear de 13,8 KV.

El sistema eléctrico de media tensión de PTAR se presenta con mayor detalle en la figura 2, cuenta con el siguiente grupo de Switchgears:

- Switchgear MV SE, en cuarto eléctrico SE 69/13,8 KV
- Switchgear MV COGEN, en edificio cogeneración.
- Switchgear MV SE 2, en edificio hipoclorito de sodio
- Switchgear MV SE 3, en edificio digestores.
- Switchgear MV ADM, en cuarto eléctrico de zona administrativa.

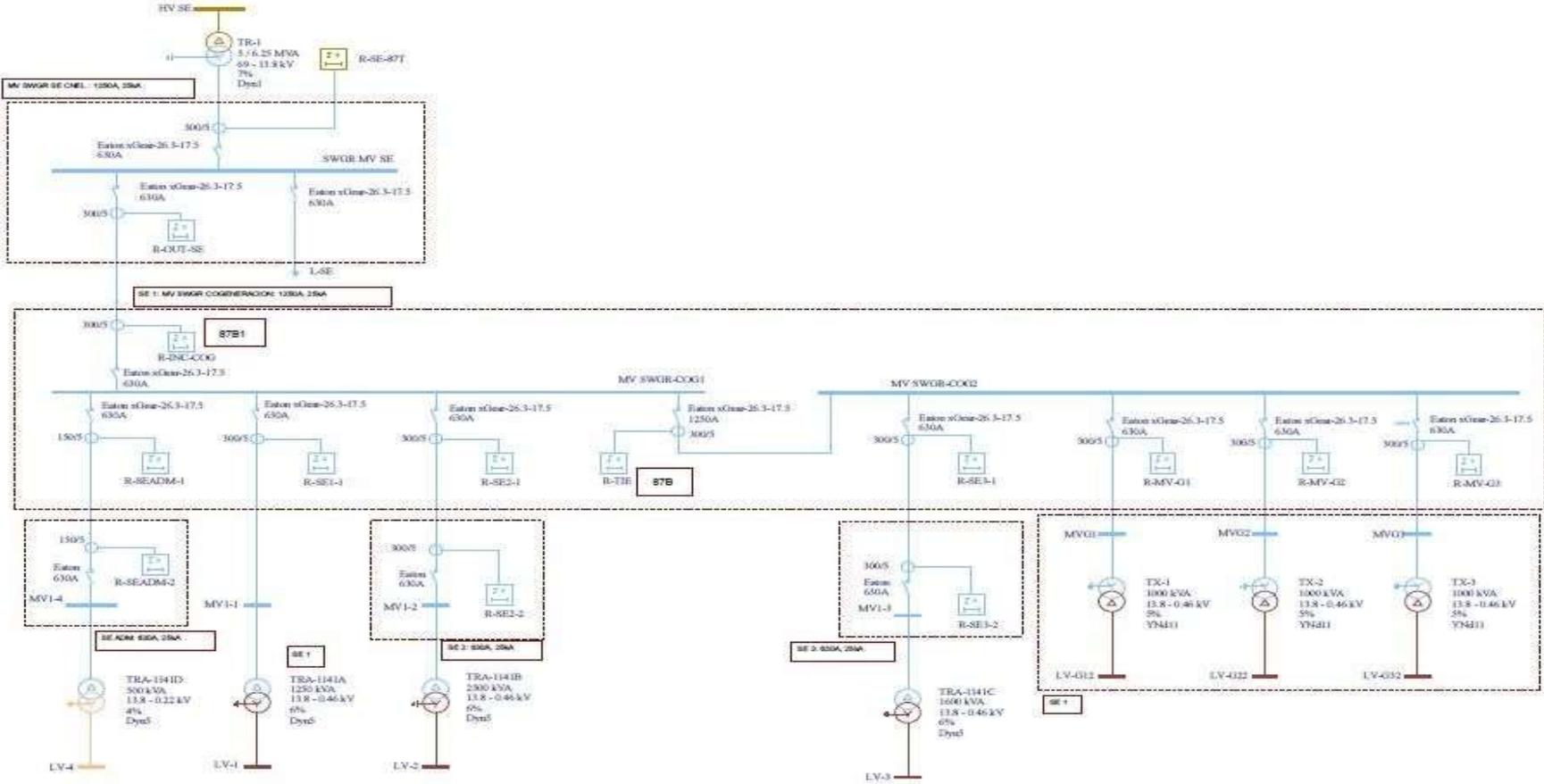
El Switchgear MV SE ubicado en el cuarto eléctrico de la subestación 69/13,8 KV se conecta con el transformador principal del sistema eléctrico

PTAR, se activarán las funciones de sobre corriente 51 y fallas a tierra 51 N para protección de la acometida de entrada (desde el transformador 5/6,25 MVA) y del barraje del SWGR MV SE. La función instantánea ANSI 50 será deshabilitada para fase y tierra debido a que el relé ubicado aguas abajo censará las mismas magnitudes de corriente de falla.

El valor del ajuste para el interruptor de entrada (SWGR MV SE) e interruptor de salida (acometida hacia SWGR MV COGEN) considera la mayor etapa de refrigeración del transformador de la subestación 69/13,8 KV con un retardo de tiempo con respecto al relé ubicado aguas arriba.

El ajuste del relé para el interruptor de entrada del SWGR MV COGEN, será el mismo que el relé del interruptor de salida del SWBR MV SE debido a que ambos protegen el mismo sistema eléctrico y no existen derivaciones hacia otras cargas, es decir, la apertura de los dos interruptores no implica una pérdida de la selectividad en las protecciones.

Figura 2.
Sistema eléctrico MV



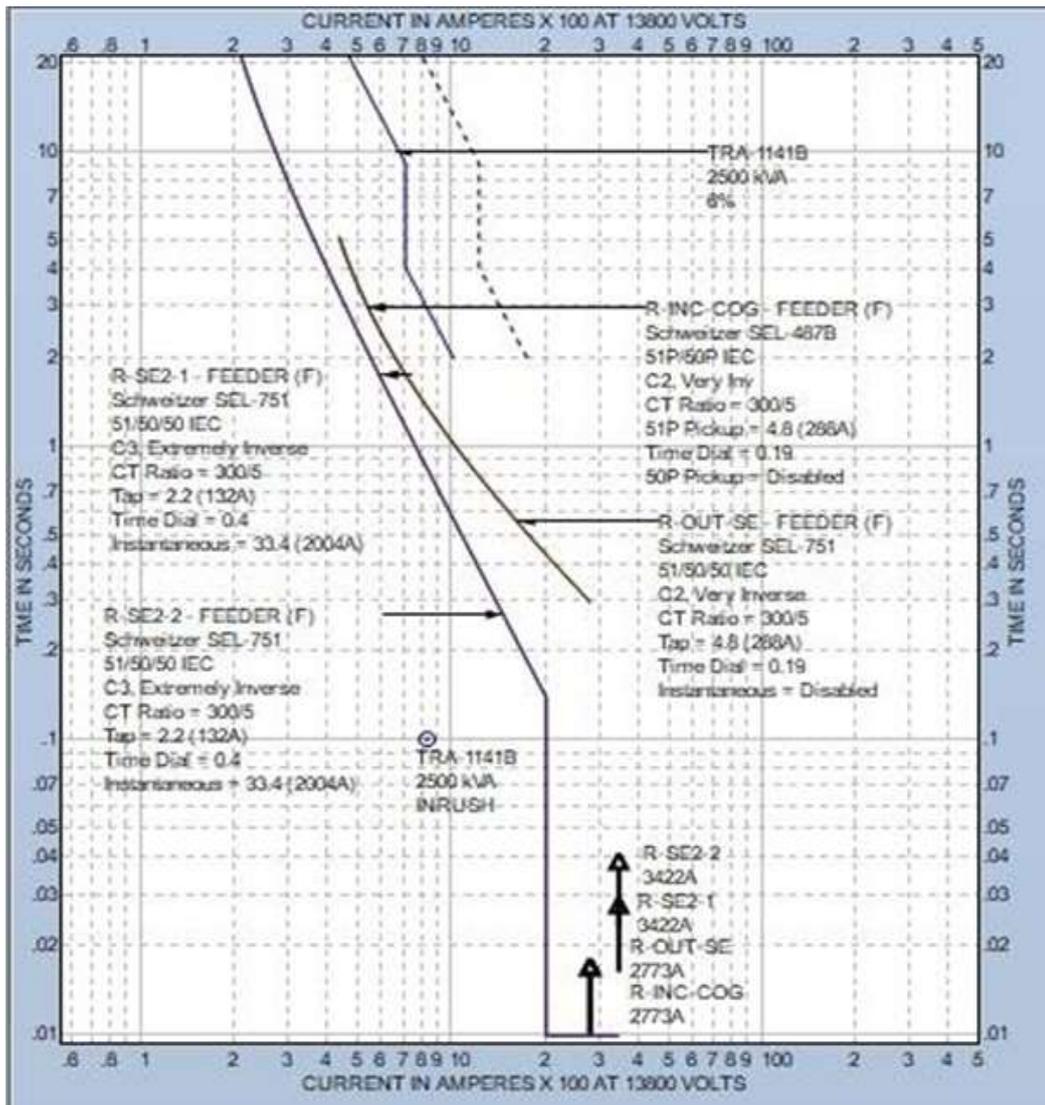
Nota: Unifilar general Tren de celdas principal 13.8 kV Fuente: Autor, 2023

La protección instantánea (relés R-OUT-SE; R-INC-COG; R-TIE) es deshabilitada con la finalidad de obtener coordinación con los relés de los alimentadores para los transformadores de distribución, esto es debido a que la impedancia entre estos relés (relé Switchgear principal versus relé alimentadores) es muy baja, de tal forma que el cortocircuito en estos puntos es el mismo. Únicamente se habilitará la protección instantánea 50 para los relés que estén más cercanos al transformador de distribución. El ajuste de los relés (lado MV transformadores de distribución) tomara en consideración la mayor etapa de refrigeración del transformador seco AF verificando la coordinación con la curva de daño del transformador.

La figura 3 presenta la coordinación entre las curvas de protección del relé que protege al transformador de distribución y las curvas del relé del interruptor de entrada del SWGR COGEN (redundante con el relé del interruptor de salida del SWGR SE).

Figura 3

Coordinación sistema MV



Nota: Coordinación sistema MV Fuente: Autor, 2023

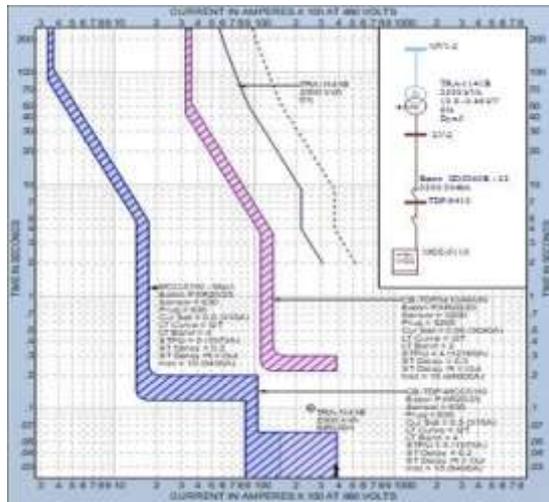
2.3 Switchboard Baja Tensión y Centro De Control De Motores

Los tableros de distribución principal (TDP) serán considerados como Switchboards, el barraje de los Switchboards es protegido por la unidad de disparo del interruptor principal, la cual tiene características de protección LSIG. Los ajustes para la función L (Long time) se basarán en la mayor capacidad de refrigeración del transformador al cual se conecta el Switchboard. La función S (Short time) se regirá acorde al criterio de simultaneidad de arranque de motores y situada debajo de la curva de daño del transformador, el tiempo de retraso de esta función Short time deberá guardar la selectividad con las unidades de disparo de los alimentadores de MCC. La función I (Instantaneous) estará ajustada acorde con el cortocircuito del barraje del Switchboard.

En la figura 4 se presenta la disposición de curva de una unidad de disparo LSI para el Switchboard y curva LSI para el MCC, se visualiza el ordenamiento (coordinación) de las curvas LSI de las unidades de disparo, ante una falla en barra de MCC primero dispara la unidad LSI de este equipo, la protección de respaldo (aguas arriba del MCC) corresponde a la unidad LSI del Switchboard.

Figura 4

Ordenamiento curvas LSI, Switchboards TDP y MCC



Nota: Curvas LSI, SWG, TDP, MCC Fuente: Autor, 2023

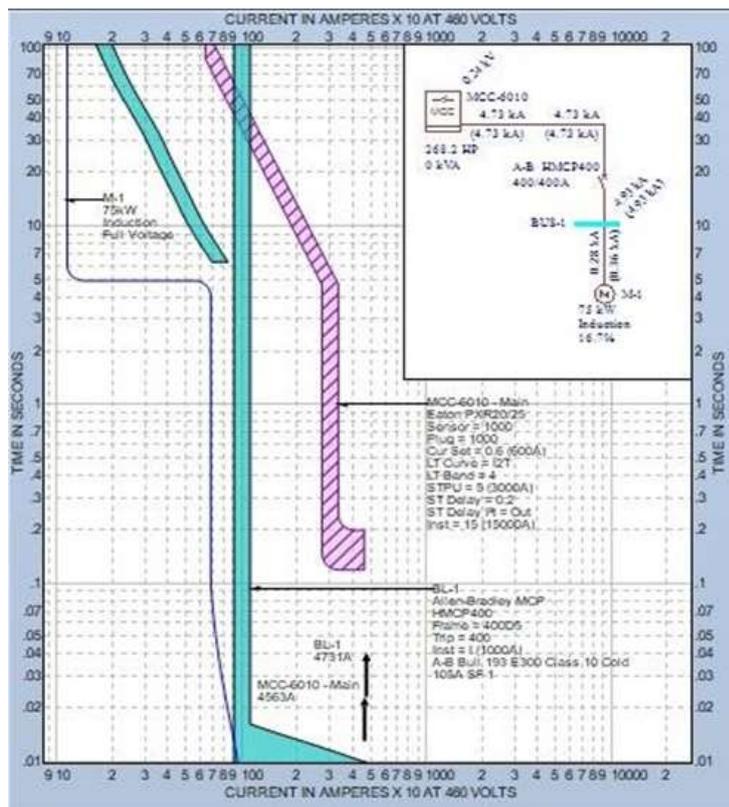
El ajuste de la curva LSI para el interruptor principal del MCC tomará en consideración lo siguiente: (i) la función L será ajusta al valor de la carga instalada más un margen de reserva, la función S se fijará considerando el arranque de los motores de mayor tamaño en los MCC, estos motores serán los que tenga arranque directo, la función I se establecerá de acuerdo con el mayor valor de la corriente de falla en la barra del MCC.

Los motores con arranque directo (en MCC) tendrán como protección un relé térmico electrónico (con ajustes variables) para sobrecargas, un motor circuito protector MCP para protección ante fallas y un contactor. La protección de sobrecarga la realiza un relé electrónico de sobrecarga, el ajuste dependerá de la capacidad de motor y la aplicación que desempeña.

La figura 5 presenta un ejemplo de la coordinación de los elementos de protección de un motor con arranque directo y el elemento de protección aguas arriba de este (unidad de disparo del interruptor de entrada del MCC).

Figura 5

Ordenamiento curvas, LSI de MCC y OL-MCP motor LV



Nota: Curvas LSI de MCC, OL, MO LV Fuente: Autor, 2023

En la figura 5 se observa el ordenamiento de las curvas de protección, la curva LSI del interruptor de entrada del MCC tiene un retraso de tiempo (sector Short Time) para obtener selectividad en las protecciones (despejes de falla).

La característica de protección de sobrecarga del motor deberá estar por debajo de la curva de daño térmico del motor, mientras que las características de protección ante cortocircuitos del MCP deberá ser mayor a

la corriente de rotor bloqueado del motor. En el evento de un cortocircuito en bornes del motor, actuara la función instantánea del MCP, la protección de respaldo será la función Short time del interruptor de entrada del MCC acorde con los niveles de cortocircuito.

2.4 Listado De Equipos De Protecciones

El listado de relés de protección y unidades de disparo para los interruptores de bastidor abierto se presentan en las tablas 2 y 3 respectivamente.

Tabla 2

Listado de relés de protección

Lista de relés de protección				
ID	Manufacturer	Type	CT Ratio	Ubicación
COC1-50/51	Mitsubishi	COC1-A01D1	800/5	SE Trinitaria
R-SE-87T	Schweitzer	SEL-787	800/5	SE 69KV PTAR
R-OUT-SE	Schweitzer	SEL-751	300/5	MV SWGR SE
R-INC-COG	Schweitzer	SEL-487B	300/5	MV SWGR COGEN
R-TIE	Schweitzer	SEL-487B	300/5	MV SWGR COGEN
R-MV-G1	Schweitzer	SEL-700G	300/5	MV SWGR COGEN
R-MV-G2	Schweitzer	SEL-700G	300/5	MV SWGR COGEN
R-MV-G3	Schweitzer	SEL-700G	300/5	MV SWGR COGEN
R-SE1-1	Schweitzer	SEL-751	300/5	MV SWGR COGEN

R-SE2-1	Schweitzer	SEL-751	300/5	MV SWGR COGEN
R-SE2-2	Schweitzer	SEL-751	300/5	MV SWGR SE 2
R-SE3-1	Schweitzer	SEL-751	300/5	MV SWGR COGEN
R-SE3-2	Schweitzer	SEL-751	300/5	MV SWGR SE 3
R-SEADM- 1	Schweitzer	SEL-751	150/5	MV SWGR COGEN
R-SEADM- 2	Schweitzer	SEL-751	150/5	MV SWGR SE ADM

Nota: Relés de protección Fuente: Autor, 2023

Los relés de protección para el sistema eléctrico PTAR son de la marca Schweitzer Engineering Laboratories, mejor conocidos como SEL, el ajuste de este relé permite la elección de varios tipos de curvas IEC o ANSI, con rangos flexibles para los valores de corriente de arranque y valor del time dial TD.

En la tabla 3 se presentan las unidades de disparo LSI para los interruptores de bastidor abierto correspondientes a los TDP y MC

Tabla 3

Listado de unidades de disparo LSI

Lista de Unidades de Disparo LSI					
ID	Manufacturer	Type	Style	Frame/Sensor	tap/plug
CB-TDP1142-MAIN	Eaton	PXR20/25	IZMX40-LSIG (H)	2000	2000
CB-TDP6410-MAIN	Eaton	PXR20/25	IZMX40-LSIG (H)	2500	2500
CB-TDP9410-MAIN	Eaton	PXR20/25	IZMX40-LSIG (H)	3200	3200
CB-TDP4-MAIN	Eaton	PXR20/25	IZMX16-LSI	1600	1600
CB-GEN1	Eaton	PXR20/25	IZMX40-LSIG	1600	1600

		25	(H)		
CB-GEN2	Eaton	PXR20/ 25	IZMX40-LSIG (H)	1600	1600
CB-GEN3	Eaton	PXR20/ 25	IZMX40-LSIG (H)	1600	1600
CB-TDP- MCC1320	Eaton	PXR20/ 25	IZMX40-LSI (N)	1000	1000
CB-TDP- MCC3410	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	630	630
CB-TDP- MCC4110	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	1000	1000
CB-TDP- MCC5110	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	630	630
CB-TDP- MCC5120	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	630	630
CB-TDP- MCC5210	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	800	800
CB-TDP- MCC5310	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	1000	1000
CB-TDP- MCC6010	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	1000	1000
CB-TDP- MCC6020	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	630	630
CB-TDP- MCC7410	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	1000	1000
CB-TDP- MCC9110	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	630	630
CB-TDP-TAP- ESS	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	630	630
MCC-1320 - Main	Eaton	PXR20/ 25	IZMX40-LSI (N)	1000	1000
MCC-3410 - Main	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	630	630
MCC-4110 - Main	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	1000	1000
MCC-5110 - Main	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	630	630
MCC-5120 - Main	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	630	630
MCC-5210 - Main	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	800	800
MCC-5310 - Main	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	1000	1000
MCC-6010 - Main	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	1000	1000
MCC-6020 - Main	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	630	630

		25			
MCC-7410 - Main	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	1000	1000
MCC-9110 - Main	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	630	630
TAP-ESS-1000 - Main	Eaton	PXR20/ 25	IZMX16-LSI	630	630

Nota: Listado de unidades de disparo LSI Fuente: Autor, 2023

Capítulo 3 Estudios Previos Al Análisis De Coordinación De Protecciones

Previo a la determinación de los ajustes de protección para los relés del sistema eléctrico PTAR fueron necesarios los estudios de flujo de potencia y cortocircuito en estado estable, dentro de este análisis se consideró como escenario 2 la conexión con CNEL 69 KV y cogeneración activa, el escenario 3 consistió en la operación modo isla de la cogeneración, estos escenarios serán mencionados en los siguientes capítulos para los ajustes de protecciones.

Adicionalmente, debido a que el sistema eléctrico cuenta con una gran cantidad de VFD para las cargas motorizadas se elaboró un análisis de la introducción de armónicos en la red eléctrica

3.1 Flujo De Potencia y Cortocircuito

En lo que respecta a la determinación de los ajustes de protección se tomara como punto de partida las capacidades nominales de los equipos, para el caso de los ajustes de las unidades de disparo se considera la carga conectada en los MCC y un margen de reserva para cargas futuras para la determinación de los valores de sobrecarga en los ajustes de protección. Las capacidades nominales de los equipos de generación y transformadores se mostraron en las figuras 1 y 2, en la tabla 4 se muestran la carga demandada en los MCC.

Tabla 4*Cargas del sistema eléctrico*

Load Summary Report MCC						
BuS			Solu tion			
Name	Base kV	kV	M W	MV AR	MVA	PF
MCC-1320	0.460	0.455	0,263	0,08	0,275	0,957
MCC-3410	0.460	0.453	0,112	0,061	0,127	0,879
MCC-4110	0.460	0.448	0,353	0,132	0,377	0,937
MCC-5110	0.460	0.457	0,17	0,066	0,182	0,933
MCC-5120	0.460	0.455	0,107	0,048	0,118	0,913
MCC-5210	0.460	0.449	0,208	0,07	0,219	0,948
MCC-5310	0.460	0.451	0,293	0,115	0,315	0,93
MCC-6010	0.460	0.453	0,317	0,142	0,347	0,912
MCC-6020	0.460	0.453	0,091	0,05	0,104	0,875
MCC-7410	0.460	0.447	0,262	0,123	0,289	0,906
MCC-9110	0.460	0.460	0,043	0,023	0,048	0,883
TAP-8410	0.460	0.448	0,03	0,019	0,036	0,85
TAP-ESS- 1000	0.460	0.450	0,076	0,048	0,09	0,848

Nota: Cargas sistema eléctrico Fuente: Autor, 2023

Para la coordinación de los ajustes de sobre corriente se requieren conocer los valores de corriente de cortocircuito, el mayor valor para cada barra del sistema. La corriente de corto circuito a considerar es la corriente de medio ciclo simétrica I''_k .

En la tabla 5 se presentan los valores de cortocircuito en cada barra del sistema, el mayor valor entre los cuatro tipos de falla (trifásica, doble fase, una fase a tierra y dos fases a tierra), adicionalmente se presenta la capacidad nominal del barraje.

Tabla 5*Máximo valor I''k en barras del sistema*

ELECTRICAL SWITCHING EQUIPMENT LIST						
TAG	VOLTAGE (kV)	Main Bus Inominal (A)	Rated Short-time Withstand current (kA)	Maximum Fault I''k (kA)	Equipment Type	Equipment Standard
HV SE	69	660	36,3	12,63	Bus Bar	ANSI
MV SWGR SE	13,8	1250	25	4,38	Switchgear	IEC
MV SWGR COGEN	13,8	1250	25	4,37	Switchgear	IEC
MV SE 2	13,8	630	25	4,29	Switchgear	IEC
MV SE 3	13,8	630	25	4,36	Switchgear	IEC
MV SE ADM	13,8	250	25	4,23	Switchgear	IEC
TDP-1142A	0,46	2000	50	27,25	Switchboard	IEC
TDP-9410	0,46	3200	65	41,85	Switchboard	IEC
TDP-6410	0,46	2500	50	33,06	Switchboard	IEC
MCC-3410	0,46	800	50	22,76	MCC	IEC
MCC-4110	0,46	1000	50	16,85	MCC	IEC
MCC-7410	0,46	1000	50	17,37	MCC	IEC
MCC-5310	0,46	1000	50	20,66	MCC	IEC
MCC-5110	0,46	800	65	18,45	MCC	IEC
MCC-5120	0,46	800	65	12,70	MCC	IEC
TAP-8410	0,46	400	50	3,26	Switchboard	IEC
MCC-9110	0,46	800	65	34,85	MCC	IEC
MCC-1320	0,46	1000	65	17,74	MCC	IEC
MCC-5210	0,46	800	50	16,54	MCC	IEC
MCC-6010	0,46	1000	50	30,10	MCC	IEC
MCC-6020	0,46	800	50	27,90	MCC	IEC

TAP-ESS-1000	0,46	400	50	13,27	Switchboard	IEC
TDP-1410	0,22	1600	40	28,96	Switchboard	IEC

Nota: Máximo valor I^rk en barras del sistema Fuente: Autor, 2023

3.2 Armónicos en el Sistema Eléctrico

La tabla 6 resume la capacidad de carga de los transformadores considerando la introducción de filtros de armónicos y el grupo de cogeneración operando. La capacidad real de los transformadores es requerida para los ajustes de las protecciones de sobrecarga (relés SEL y unidades de disparo de los interruptores de bastidor abierto). La introducción de filtros tipo L y tipo LC fue requerida para disminuir la introducción de corrientes armónicas en el sistema.

Tabla 6

Capacidad de transformadores, adición de filtros de armónicos

Transformer Derating Report		
TRANSFORMADOR	CARGA MAXIMA FP	CAPACIDAD CON FILTROS COGEN ACTIVA
TR-1 (6250 KVA)	22.8%	97.2%
TRA-1141A (1250 KVA)	70.4%	97.7%
TRA-1141B (2500 KVA)	27.8%	96.6%
TRA-1141C (1600 KVA)	65.8%	97.0%
TRA-1141D (500 KVA)	24.5%	95.3%
TX-1 (1000 KVA)	68.7%	99.6%
TX-2 (1000 KVA)	68.7%	99.6%

Nota: Capacidad de transformadores, adición de filtros de armónicos

Fuente: Autor, 2023

3.3 Coordinación de protecciones (Sobrecorriente de Fase)

Esta sección presenta la coordinación de protecciones de los relés y unidades de disparo LSI ante corto circuitos (fallas trifásicas). En los gráficos mostrados en el apartado de anexos 1 Gráficos TCC Sobrecorriente de fase, se muestran las curvas de los relés de protección del sistema de alta y media tensión, unidades de protección de los interruptores de bastidor abierto de los TDP y MCC. Las fuentes de cortocircuito son el sistema 69 KV CNEL y dos generadores a biogás.

3.3.1 Sistema Eléctrico HV & SE HV/MV PTAR

Los ajustes del relé Mitsubishi (SE Trinitaria de Transelectric) fueron presentados en la tabla 1. Para el sistema de alta tensión 69 KV, las curvas de protección (50/51) del relé Mitsubishi y el relé 787 SEL (denominado R-SE-87T) se presentan en el anexo 9.1 (TCC-3F-CNEL-HV). El ajuste de la corriente pick-up de la función 51 del relé 787 (para el lado de alta y media tensión) considera un factor de 1.2 aplicado a la capacidad nominal de la mayor etapa de refrigeración del transformador 5/6,25 MVA.

En el gráfico TCC-3F-CNEL-HV se evidencia que ante una falla trifásica (o de doble fase) en los bornes de HV del transformador los dos relés (Mitsubishi y SEL) van a actuar, lo cual significa que no hay coordinación de protecciones entre estos relés, es necesario que la función 50 de fase del relé Mitsubishi incremente su valor de ajuste o se establezca un tiempo de retraso como en el caso de la función 50N de este mismo relé.

La función 50 del relé SEL 787 solo se aplicará al lado de alta tensión del transformador HV/MV, el valor del ajuste deberá ser mayor a la máxima

corriente de falla en el lado de media tensión considerando un factor de seguridad. Se presentan los cálculos a continuación.

Instantáneo transformador 6,25 MVA lado de alta:

- $I_{f3f} 13.8kV (Max) = 0.88 \text{ kA}$ (falla lado MV reflejado en 69kV)
- $I_{50} = 2 \times 0.88 \text{ kA} = 1,76 \text{ kA}$ (instantáneo lado 69kV transformador 6,25 MVA) $I_{50} > I_{f3f} 13.8kV (Max)$

En base a lo anterior, se obtiene que una falla trifásica en la barra de 13,8 KV (SWGR MV SE) no causara la activación de la función 50 en el lado de alta. En el grafico TCC-3F-HV-MV-1 se observa la coordinación entra las curvas del lado de alta y media tensión con su respectivo tiempo de coordinación para una falla en la barra del SWGR MV SE, el tiempo de coordinación entre las dos curvas es de 236 ms. En la tabla 7 se presentan los ajustes para las curvas 50/51 de fase del relé 787 SEL.

Tabla 7

Ajustes funcion50/51 relé 787 SEL

SEL 787 (Trafo 6,25 MVA)	69 KV	13,8 KV
I_n (A)	52,3	261,5
$I_n \times 1, 2$ (A)	62,8	313,8
I_{pu} (Curva 51)	62,8	313,8
Curva 51 Estándar)	IEC	IEC
Curva 51 (Tipo)	VI	VI
Curva 51 (TD)	0,46	0,32
I_{50} (A)	1760	Disable

Nota: Ajustes del relé del transformador de poder Fuente: Autor, 2023

El interruptor de entrada del Switchgear MV SE es comandado por la función 51 del relé SEL 787, la función 50 ha sido deshabilitada. El Switchgear tiene dos interruptores de salida, una para alimentar a las cargas de servicios auxiliares de la subestación y la otra para alimentar al Switchgear COGEN, el relé de protección para el interruptor de salida (hacia SWGR COGEN) es el relé 751 SEL denominado R-OUT-SE.

El SWGR COG tiene en su interruptor de entrada un relé 751 SEL denominado R- IN-COG, los relés R-OUT-SE y R-IN-COG están protegiendo la misma porción de sistema eléctrico de media tensión, motivo por el cual sus valores de ajustes serán iguales, es decir, en caso de una falla en la barra del SWGR COGEN, ambos relés van a disparar, obteniendo para este caso redundancia en las protecciones, no es requerida un intervalo de coordinación entre estas curvas (R-OUT-SE / R-IN-COG) debido a que no hay derivaciones de ningún tipo entre los relés. En el grafico TCC- 3F-HV-MV-2 se presenta la coordinación de las curvas R-OUT-SE / R-IN-COG contra las curvas de relés ubicadas aguas arriba, para ambos equipos de protección la función 50 es deshabilitada. La tabla 8 presenta los ajustes de los dos relés mencionados previamente.

Tabla 8*Ajustes función 51 relé R-OUT-SE / R-IN-COG*

	R-OUT-SE	R-IN-COG
In (A) (Trafo 6,25 MVA)	261,5	261,5
In x 1, 2 (A)	313,8	313,8
Ipu (curva)	313,8	313,8
Curva 51 (Estándar)	IEC	IEC
Curva 51 (Tipo)	VI	VI
Curva 51 (TD)	0,19	0,19
I50 (A)	Disable	Disable

*Nota: Ajustes del relé entrada 13.8 KV Fuente: Autor, 2023***3.3.2 Sistema Eléctrico MV Subestaciones**

El SWGR COG tiene dos barrajes principales los cuales están unidos mediante un interruptor de acople (ver figura 2). En la barra número 1 se conectan las acometidas para la Subestación SE1, Subestación SE2 y Subestación SE ADM. En la barra 2 se conectan las acometidas para la Subestación SE3 y las acometidas para los tres grupos de cogeneradores (transformador elevador). En esta sección se presentan los ajustes de los relés SEL que protegen las acometidas de media tensión, las cuales parten del SWGR COGEN.

Las protecciones para las subestaciones que se conectan en la barra 1 del SWGR COG tendrán las funciones 50/51, para la función 51 se considera la mayor capacidad del transformador aplicando un factor de 20%, la función 50 se calcula a partir de la máxima corriente de falla en el lado secundario del transformador reflejada en el primario y aplicando un factor de seguridad de

dos. La tabla 9 presenta los cálculos y ajustes de las protecciones 50/51 para las subestaciones SE1, SE2 y SEADM.

Tabla 9

Ajustes función 50/51 SE1, SE2, SEADM, barra 1 SWGR COG

		SE1	SE2	SEADM
		SEL	SEL	SEL
		751	751	751
Dato s	Transformador (KVA)	1250	2500	500
	Voltage (KV)	13,8	13,8	13,8
	In (A)	52,3	104,6	20,9
	In x 1, 2 (A)	63,0	125,5	25,1
FUNCION 51	Ipu (A)	63	126	24
	Curva 51 (Estándar)	IEC	IEC	IEC
	Curva 51 (Tipo)	EI	EI	EI
	Curva 51 (TD)	0,30	0,21	0,5
FUNCION 50	If3f(max) Trafo LV (KA)	24,32	34,86	28,21
	If3f(max) Trafo LV Reflejado lado MV (KA)	0,81	1,16	0,94
	If3f(max) Trafo LV Reflejado lado MV x FS (KA)	1,62	2,32	1,88
	I50 lado MV (KA)	1,62	2,32	1,88

Corriente de falla es la I^k simétrica de 1/2 ciclo (KA)

Nota: Ajustes del relé tren de celdas 13.8Kv Fuente: Autor, 2023

En las siguientes graficas TCC se muestra las curvas de protecciones para eventos de fallas de fase en las barras de media y baja tensión de las subestaciones SE1, SE2 y SEADM:

- **TCC-3F-MV-SE1-A:** Se muestra la curva del relé R-SE1-1 (protección principal) y la curva del relé R-INC-COG (protección respaldo) para el evento de una falla en el lado MV del

transformador TRA-1141A. La protección principal R-SE1-1 actúa con la función instantánea 50.

- **TCC-3F-MV-SE1-B:** Se presentan las curvas anteriores para el evento de una falla en lado LV del transformador TRA-1141A. La protección principal R-SE1- 1 actúa con la función instantánea 51.
- **TCC-3F-MV-SE2-A:** Se muestra las curvas de los relés R-SE2-1 y R-SE2-2 (protección principal/redundante) y la curva del relé R-INC-COG (protección respaldo) para el evento de una falla en el lado MV del transformador TRA- 1141B, debido a que los relés R-SE2-1 y R-SE2-2 protegen los mismos equipos tendrán los mismos ajustes de protección. Los relés R-SE2-1/R-SE2-2 actúan con la función instantánea 50.
- **TCC-3F-MV-SE2-B:** Se presentan las curvas anteriores para el evento de una falla en el lado LV del transformador TRA-1141B. Los relés R-SE2-1/R-SE2-2 actúan con la función instantánea 51.
- **TCC-3F-MV-SEADM-A:** Se muestra las curvas de los relés R-SEADM-1 y R- SEADM-2 (protección principal/redundante) y la curva del relé R-INC-COG (protección respaldo) para el evento de una falla en el lado MV del transformador TRA-1141D, debido a que los relés R-SEADM-1 y R-SEADM-2 protegen los mismos equipos tendrán los mismos ajustes de protección. Los relés R-SEADM-1/R-SEADM-2 actúan con la función instantánea 50.

- **TCC-3F-MV-SEADM-B:** Se presentan las curvas anteriores para el evento de una falla en el lado LV del transformador TRA-1141D. Los relés R-SE2-1/R- SE2-2 actúan con la función instantánea 51.

Las funciones de protección 50/51 de los alimentadores de media tensión que se conectan en la porción de barra 2 del SWGR COG deberán estar coordinados con la función de protección 51 del interruptor de acople del SWGR COG (relé R-TIE), La función 50 del relé R-TIE estará desactivada para evitar descoordinación con los relés ubicados aguas abajo.

Los relés conectados en la porción de barra 2 del SWGR COG deberán tener ajustes lo suficientemente sensibles para el escenario de operación cogeneración modo isla debido a que las corrientes de corto circuito tienen magnitudes menores, específicamente los relés de protección SEL 700G y la unidad de disparo LSI de cada unidad de cogeneración tendrán ajustes sensibles para despejar fallas en cualquier escenario de operación.

Para las protecciones 50/51 (relés en barra 2 SWGR COG) se aplican las mismas consideraciones usadas para los relés de protección en la barra 1. El factor de seguridad para el ajuste de la función 50 es 1,5. En la tabla 10 se presentan los ajustes de los relés ubicados en la barra 2 del SWGR COG y el relé R-TIE.

Tabla 10*Ajustes función 50/51 TIE, SE3, TX-1/2/3, barra 2 SWGR COG*

		TIE	SE3	TX-1 / 2 / 3
		SEL 487B	SEL 751	SEL 700G
Datos	Transformador (KVA)		1600	1000
	Voltaje (KV)	13,8	13,8	13,8
	In (A)	200,0	66,9	41,8
	In x 1, 2 (A)	240,0	80,3	50,2
FUNCION 51	Ipu (A)	240	81	51
	Curva 51 (Estándar)	IEC	IEC	IEC
	Curva 51 (Tipo)	VI	EI	EI
	Curva 51 (TD)	0,15	0,26	0,1
FUNCION 50	If3f(max) Trafo LV (KA)	NA	29,13	15,63
	If3f(max) Trafo LV Reflejado lado MV (KA)	NA	0,97	0,52
	If3f(max) Trafo LV Reflejado lado MV x FS (KA)	NA	1,46	0,78
	I50 lado MV (KA)	NA	1,46	0,78
Corriente de falla es la I" k simétrica de 1/2 ciclo (KA)				

Nota: Ajustes del relé transformadores elevadores 13.8Kv Fuente:

Autor, 2023

En las siguientes graficas TCC se muestra las curvas de protecciones para eventos de fallas de fase en las barras de media y baja tensión de las subestaciones SE3 y TX-1 (grupo cogeneración):

- **TCC-3F-MV-SE3-ESC2-A:** Se muestra las curvas de los relés R-SE3-1 y R- SE3-2 (protección principal/redundante) y la curva del relé R-TIE (protección respaldo) para el evento de una falla en el lado MV del

transformador TRA- 1141C, debido a que los relés R-SE3-1 y R-SE3-2 protegen los mismos equipos tendrán los mismos ajustes de protección. Los relés R-SE3-1/R-SE3-2 actúan con la función instantánea 50.

- **TCC-3F-MV-SE3-ESC2-B:** Se presentan las curvas anteriores para el evento de una falla en el lado LV del transformador TRA-1141C. Los relés R-SE3-1/R- SE3-2 actúan con la función instantánea 51.
- **TCC-3F-MV-TX1-ESC2-A:** Se muestra la curva de protección del relé SEL 700G (R-MV-G1) y la unidad de disparo LSI del generador ante una falla en el lado MV del transformador TX-1, la protección de respaldo es el R-TIE. La función 50 del relé R-MV-G1 despejara la falla en la barra MV, la unidad de disparo LSI aislara la falla con un retardo de tiempo de 0,2 segundos. El relé R-MV-G1 tiene un ajuste TD de 0,1 para obtener sensibilidad y rapidez en las protecciones para aislar la falla del resto del sistema eléctrico de tal forma que se desconecte solamente el elemento que ha fallado. Los ajustes del relé SEL 700G y la unidad de disparo LSI aplican para las tres posiciones de cogeneradores.
- **TCC-3F-MV-TX1-ESC2-B:** Se muestra la curva de protección del relé SEL 700G (R-MV-G1) y la unidad de disparo LSI del generador ante una falla en el lado LV del transformador TX-1. La función 51 del relé R-MV-G1 despejara la falla en el lado LV del TX-1, la unidad de disparo LSI actuara con retardo de tiempo.

3.3.3 Sistema Eléctrico TDP & MCC

Las unidades de protección LSIG correspondientes a los interruptores de entrada de los TDP protegen el barraje de estos tableros ante sobrecargas y corrientes de corto circuito, adicionalmente las curvas LSI deberán estar debajo de la curva de daño del transformador de distribución. En la tabla 11 se resumen los ajustes de las unidades de protección de los interruptores principales.

Tabla 11

Ajustes unidades de protección LSI: Interruptor principal TDP

		TDP-1142	TDP-9410	TDP-6410	TDP-1410
Transformador	Voltage (KV)	0,46	0,46	0,46	0,22
	Transformador (KVA)	1250	2500	1600	500
	Transformador In (A)	1569	3138	2008	1312
	Interruptor Principal (A)	2000	3200	2500	1600
Carga	Carga (KVA)	856	686	948	240
	Carga IL (A)	1074	861	1190	630
	Arranque Simultaneo MCCs (A)	3126	1557	4381	1200
LSI PXR 20/25	Long time (A)	1600	2560	2000	1280
	Long time (s)	2	2	2	2
	Short time (A)	4000	5120	5000	3200
	Short time (s)	0,2	0,2	0,2	0,2
	Instantáneos (A)	30000	48000	37500	16000

(1) Corriente de falla es la I^k simétrica de 1/2 ciclo (KA)

(2) Valor de arranque simultaneo en TDP-1410 usado para coordinar con CB aguas abajo

Nota: Ajustes unidades de protección LSI: Interruptor principal TDP

Las consideraciones para los ajustes de las funciones LSI fueron indicadas en la sección 2.4.4. En las siguientes graficas TCC se presenta la respuesta de la curva LSI ante una falla en la barra del TDP (para los cuatros transformadores de distribución MV/LV), las curvas LSI son la protección principal, las curvas del relé SEL 751 en el lado MV del transformador de distribución son protección de respaldo. Se observa que las curvas LSI del interruptor principal del TDP actúa primero ante una falla en su barraje principal, la curva 51 del relé SEL provee protección de respaldo (con retardo temporizado) para obtener selectividad en el despeje de fallas. Las gráficas TCC se listan a continuación:

- TCC-3F-TDP-1142
- TCC-3F-TDP-9410
- TCC-3F-TDP-6410-ESC2
- TCC-3F-TDP-1410

Los criterios para las protecciones de las acometidas de los MCC (unidad LSI del interruptor ubicado en TDP) y los barrajes principales de estos equipos (curva LSI del interruptor de entrada MCC) fueron indicadas en la sección 2.4.4. En la tabla 12 se presentan los ajustes de las funciones de protección LSI de los MCC conectados en el TDP-1141, tabla 13 para los MCC conectados al TDP-9410 y la tabla 14 presenta los ajustes para MCC correspondientes al TDP-6410.

Tabla 12

Ajustes unidades de protección LSI: MCC de TDP-1142

		M	3410	4110	5310
		C			
		C			
DATOS	VOLTAGE (KV)		0,46	0,46	0,46
	LOAD MCC (KVA)		128	377	315
	LOAD MCC (A)		161	473	395
	BUS BAR MCC (A)		800	1000	1000
	MOT START (KW)		70	105	190
	MOT START (A)		602	898	1626
LSI PXR 20/25	LONG TIME (A)		315	700	600
	LONG TIME (s) I2t		4	4	4
	SHORT TIME (A)		1260	2100	2400
	SHORT TIME (s) I2t out		0,1	0,1	0,1
	INSTANTANEO US (A)		9450	15000	15000
	MOT START: ARRANQUE SIMULTANEO DE TODOS LOS MOTORES CON ARRANCADOR DOL				

Nota: Ajustes unidades de protección LSI: Interruptor principal TDP

460V Fuente: Autor, 2023

Tabla 13

Ajustes unidades de protección LSI: MCC de TDP-9410

D A T	M	511	5120	9110	1320
	C	0			
	C				

	VOLTAGE (KV)	0,4 6	0,46	0,46	0,46
	LOAD MCC (KVA)	182	153,4	49	275
	LOAD MCC (A)	228	19 3	62	345
	BUS BAR MCC (A)	800	80 0	800	1000
	MOT START (KW)	55	56	21	50
	MOT START (A)	471	47 9	180	428
LSI PXR 20/25	LONG TIME (A)	378	31 5	315	600
	LONG TIME (s) I2t	4	4	4	4
	SHORT TIME (A)	151 2	1260	630	1500
	SHORT TIME (s) I2t out	0,1	0, 1	0,1	0,1
	INSTANTANEOUS (A)	945 0	9450	9450	15000
	MOT START: ARRANQUE SIMULTANEO DE TODOS LOS MOTORES CON ARRANCADOR DOL				

Nota: Ajustes unidades de protección LSI: Interruptor principal TDP

460V Fuente: Autor, 2023

Tabla 14

Ajustes unidades de protección LSI: MCC de TDP-6410

	MC C	521 0	6010	6020	741 0	ES S
DA	VOLTAGE (KV)	0,4 6	0,46	0,46	0,46	0,4 6
	LOAD MCC (KVA)	220	270	104	289	90
	LOAD MCC (A)	276	339	131	363	113

	BUS BAR MCC (A)	800	1000	800	1000	800
	MOT START (KW)	39	90	94	200	89
	MOT START (A)	334	770	804	1712	762
	LONG TIME (A)	400	600	315	600	315
	LONG TIME (s) I _{2t}	4	4	4	4	4
LSI PXR 20/25	SHORT TIME (A)	1000	1800	1575	2400	1260
	SHORT TIME (s) I _{2t} out	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
LSI	INSTANTANEOUS (A)	9450	15000	9450	15000	9450
MOT START: ARRANQUE SIMULTANEO DE TODOS LOS MOTORES CON ARRANCADOR DOL						

Nota: Ajustes unidades de protección LSI: Interruptor principal TDP 460V Fuente: Autor, 2023

En las siguientes graficas TCC se presentan las curvas de las unidades LSI de los MCC (protección principal ante fallas en barra del MCC), la curva de la unidad LSI del interruptor principal del TDP (protección de respaldo) y la curva del relé SEL 751 en el lado MV del transformador de distribución (protección de respaldo), se muestra el ordenamiento de las curvas para obtener coordinación de protecciones. Las gráficas TCC son listadas a continuación:

- TCC-3F-MCC-3410
- TCC-3F-MCC-4110
- TCC-3F-MCC-5310
- TCC-3F-MCC-5110

- TCC-3F-MCC-5120
- TCC-3F-MCC-9110
- TCC-3F-MCC-1320
- TCC-3F-MCC-5210-ESC2
- TCC-3F-MCC-6010-ESC2
- TCC-3F-MCC-6020-ESC2
- TCC-3F-MCC-7410-ESC2
- TCC-3F-TAP-ESS-ESC2

Capítulo 4. Coordinación De Protecciones (Fallas a Tierra)

Se presenta la coordinación de protecciones para fallas a tierra en el sistema de alta, media y baja tensión, la coordinación de protecciones entre los diferentes relés y unidades de protección LSIG y LSI se mostrarán en el apartado de anexos 2 gráficos TCC Protección falla a tierra.

Para las fallas a tierras la función 50/51N detectará la corriente en secuencia cero por medio de la suma vectorial de las corrientes en las fases. Las fuentes de cortocircuito son el sistema eléctrico de CNEL 69KV y dos generadores a biogás. La función 50/51 no detectan corrientes de secuencia cero, estas actúan ante la presencia de sobre corrientes en las fases. El valor del ajuste para la función 51N de las curvas de relés de protección será un 40% del ajuste utilizado en la función 51, este criterio es establecido para que las curvas 51N tenga más sensibilidad ante la presencia de corrientes de falla monofásicas

4.1 Sistema Eléctrico HV CNEL &SE HV PTAR

En la gráfica TCC-1FT-CNEL se presenta la coordinación entre las curvas de los relés antes mencionados, ante una falla monofásica en los bornes HV del transformador la función 50N del relé SEL 787 opera sin retardo de tiempo, la función 51N del relé Mitsubishi actuará como protección de respaldo. La función 50/51N en el lado de HV 69KV no coordinara con la función 51N en el lado MV 13,8KV debido al grupo vectorial de conexión del transformador Dyn.

En el lado MV del transformador 6,25 MVA se deshabilitará la función instantánea 50N. En términos generales la función 50N solo aplicará para el lado primario de un transformador de potencia/distribución. En el lado HV del transformador 6,25 MVA la protección 50N tendrá un valor de 720 A de tal forma que será lo suficientemente sensible ante la presencia de una resistencia de falla a tierra, considerando que la falla a tierra en HV es de 12,56 KA.

Para una falla monofásica en la barra del SWGR SE la gráfica TCC-1FT-HV-MV-1 presenta la curva 51N en el lado MV (relé SEL 787) como protección principal, las protecciones de respaldo la constituyen las protecciones 51 de fase en el lado MV y la protección 51 de fase en el lado HV presentadas en el capítulo anterior, las protecciones de fase se activan por sobre corriente, la función 51N se activa por corriente 3I_o. El relé SEL 787 enviara los comandos de disparos para la apertura del interruptor de llegada del SWGR MV. En la tabla 15 se indican los ajustes para las curvas 50/51N del relé 787 SEL.

Tabla 15*Ajustes función 50/51N relé 787 SEL*

SEL 787 (Trafo 6,25 MVA)	69 KV	13,8 KV
In 51Fase x 0,4 (A)	25,10	125,51
Ipu 51N (A)	24,0	125
Curva 51N (Estándar)	IEC	IEC
Curva 51N (Tipo)	VI	VI
Curva 51N(TD)	0,83	0,67
I50N (A)	720	Disable

Nota: Ajustes función 50/51N relé 787 SEL Fuente: Autor, 2023

El SWGR COG tiene para cada sección de barra protección diferencial de alta impedancia, la protección 87B corresponde a la protección primaria de este SWGR, este relé es el SEL 487B (no incluye función 51N, la función 87B es más sensible y selectiva).

En el caso de una falla monofásica en esta barra la protección diferencial actuará sin retardo de tiempo, la protección de respaldo será protección 51N relé R-OUT- SE (salida desde SWGR SE hacia SWGR COG). El relé R-OUT-SE función 51N es la protección principal para la acometida MV hacia el SWGR COG.

La grafica TCC-1FT-HV-MV-2 muestra las curvas arriba mencionadas para la protección del SWGR COG y su acometida de alimentación. La tabla 16 presenta los ajustes para la función 51N del relé R-OUT-SE.

Tabla 16*Ajustes función 51N relé R-OUT-SE*

	R-OUT-SE
In 51x 0,4 (A)	125,5
Ipu 51N (curva)	125,0
Curva 51N (Estándar)	IEC
Curva 51N (Tipo)	VI
Curva 51N (TD)	0,35
I50N (A)	Disable

Nota: Ajustes función 51N relé R-OUT-SE Fuente: Autor, 2023

4.2 Sistema Eléctrico MV Subestaciones

En la sección 4.2 se indicó las subestaciones que se conectan a las dos secciones de barra del SWGR COG. Para las subestaciones que se conectan a la barra 1 del SWGR COG tendrán las funciones 50/51N, la función 51N tendrá un 40% del valor del ajuste de la función 51 de fase, el valor de la función 50N se estableció para que tenga la sensibilidad de detectar fallas a tierra en presencia de una resistencia de falla. La tabla 17 resume los valores de ajuste de las funciones de protección 50/51N para las subestaciones SE1, SE2 y SEADM.

Tabla 17*Ajustes función 50/51N SE1, SE2, SEADM, barra 1 SWGR COG*

	SE1	SE2	SEADM
	SEL	SEL	SEL
	751	751	751
In 51 x 0,4 (A)	25,2	50,4	9,6
Ipu 51N (A)	25,2	50,4	9
⁵¹ Curva 51N (Estandar)	IEC	IEC	IEC
Curva 51N (Tipo)	EI	EI	EI
Curva 51N (TD)	1	1	1
⁵⁰ I50N (KA)	1,20	1,20	0,60

Corriente de falla es la I"k simetrica de 1/2 ciclo (KA)

Nota: Ajustes función 50/51N SE1, SE2, SEADM, barra 1 SWGR COG

Fuente: Autor, 2023

Las siguientes graficas TCC presentan las curvas de protección para eventos de falla monofásica en las barras de media y baja tensión de las subestaciones SE1, SE2 y SEADM:

- **TCC-1FT-MV-SE1-A:** Se muestra la curva del relé R-SE1-1 (protección principal) y la curva del relé R-OUT-SE (protección respaldo) para el evento de una falla 1FT en el lado MV del transformador TRA-1141A. La protección principal R-SE1-1 actúa con la función instantánea 50.
- **TCC-1FT-MV-SE1-B:** Se presentan el evento de una falla 1FT en lado LV del transformador TRA-1141A. La protección principal R-SE1-1 51 de fase actúa como protección principal debido a que la función 51N (R-SE1-1) en el lado MV no detecta 3xI_{lo} por el grupo de conexión del transformador Dyn.

- **TCC-1FT-MV-SE2-A:** Se muestra las curvas de los relés R-SE2-1 y R-SE2-2 (protección principal/redundante) y la curva del relé R-OUT-SE (protección respaldo) para el evento de una falla en el lado MV del transformador TRA- 1141B, debido a que los relés R-SE2-1 y R-SE2-2 protegen los mismos equipos tendrán los mismos ajustes de protección. Los relés R-SE2-1/R-SE2-2 actúan con la función instantánea 50.
- **TCC-1FT-MV-SE2-B:** Se presentan el evento de una falla 1FT en lado LV del transformador TRA-1141B. La protección principal R-SE2-1/R-SE2-2 51 de fase actúa como protección principal debido a que la función 51N (R-SE2-1) en el lado MV no detecta 3xlo por el grupo de conexión del transformador Dyn.
- **TCC-1FT-MV-SEADM-A:** Se muestra las curvas de los relés R-SEADM-1 y R- SEADM-2 (protección principal/redundante) y la curva del relé R-OUT-SE (protección respaldo) para el evento de una falla en el lado MV del transformador TRA-1141D, debido a que los relés R-SEADM-1 y R-SEADM-2 protegen los mismos equipos tendrán los mismos ajustes de protección. Los relés R-SEADM-1/R-SEADM-2 actúan con la función instantánea 50.
- **TCC-1FT-MV-SEADM-B:** Se presentan el evento de una falla 1FT en lado LV del transformador TRA-1141D. La protección principal R-SEADM-1/R-SEADM- 2 51 de fase actúa como protección principal debido a que la función 51N (R- SEADM) en

el lado MV no detecta 3xlo por el grupo de conexión del transformador Dyn.

Los relés de protección correspondientes a la sección de barra 2 del SWGR COG deberán coordinar las funciones 50/51N con la curva 51 de fase del relé R-TIE. Los ajustes de protección 50/51N de la SE3 y para los transformadores elevadores deberán tener la suficiente sensibilidad para el escenario de operación cogeneración modo isla. La tabla 18 presenta los ajustes de los relés correspondientes a la barra 2 del SWGR COG.

Tabla 18

Ajustes función 50/51N SE3, TX-1/2/3, barra 2 SWGR COG

	SE3	TX-1 / 2 / 3
	SEL 751	SEL 700G
In 51 x 0,4 (A)	32,4	20,4
Ipu 51N (A)	33	20,4
51N Curva 51N (Estándar)	IEC	IEC
Curva 51N (Tipo)	EI	EI
Curva 51N (TD)	1	0,5
50 I50N (KA)	1,46	0,78

Nota: Corriente de falla es la I^k simétrica de 1/2 ciclo (KA)

Nota: Ajustes función 50/51N SE3, TX-1/2/3, barra 2 SWGR COG

Fuente: Autor, 2023

En las siguientes graficas TCC se muestra las curvas de protecciones para eventos de fallas monofásicas en las barras de media y baja tensión de las subestaciones SE3 y TX-1 (grupo cogeneración):

- **TCC-1FT-MV-SE3-ESC2-A:** Se muestra las curvas de los relés R-SE3-1 y R- SE3-2 (protección principal/redundante) y la curva 51 de fase del relé R-TIE (protección respaldo) para el evento de una falla 1FT en el lado MV del transformador TRA-1141C, debido a que los relés R-SE3-1 y R-SE3-2 protegen los mismos equipos tendrán los mismos ajustes de protección. Los relés R-SE3-1/R-SE3-2 actúan con la función instantánea 50.
- **TCC-1FT-MV-SE3-ESC2-B:** Se presentan las curvas anteriores para el evento de una falla en el lado LV del transformador TRA-1141C. Los relés R-SE3-1/R- SE3-2 actúan con la función 51 de fase debido a que la corriente 3lo no es detecta por el grupo de conexión del transformador.
- **TCC-1FT-MV-TX1-ESC2-A:** Se muestra la curva de protección del relé SEL 700G (R-MV-G1) y la unidad de disparo LSI del generador ante una falla en el lado MV del transformador TX-1, la protección de respaldo es el R-TIE función 51 de fase. La función 50 del relé R-MV-G1 despejara la falla en la barra MV, la unidad de disparo LSI aislara la falla con un retardo de tiempo de 0,2 segundos. El relé R-MV-G1 tiene un ajuste TD de 0,5 para obtener sensibilidad y rapidez en las protecciones para aislar la falla del resto del sistema eléctrico de tal forma que se

desconecte solamente el elemento que ha fallado. Los ajustes del relé SEL 700G y la unidad de disparo LSI aplican para las tres posiciones de cogeneradores.

- **TCC-1FT-MV-TX1-ESC2-B:** Se muestra la curva de protección 51 de fase del relé SEL 700G (R-MV-G1) y la unidad de disparo LSI del generador ante una falla en el lado LV del transformador TX-1. La función 51 del relé R-MV-G1 despejara la falla en el lado LV del TX-1, la unidad de disparo LSI actuara con retardo de tiempo. De igual forma, el relé SEL 700G no detecta corriente 3lo en el lado de baja (falla 1FT) debido al grupo de conexión del transformador.

4.3 Sistema Eléctrico TDP & MCC

El barraje principal de los TDP será protegido por sus respectivas unidades de disparo LSIG. En el evento de una falla monofásica la función G activara el disparo del interruptor principal despejando la falla monofásica en la barra del TDP, la curva G de la unidad de disparo detectara las corrientes 3lo haciendo más sensible que la característica de protección LSI. En la tabla 19 se presentan los ajustes para la función G de los interruptores principales de los cuatro TDP.

Tabla 19*Ajustes unidades de protección función G: Interruptor principal TDP*

	TDP-1142	TDP-9410	TDP-6410	TDP-1410
Sensor (A)	2000	3200	2500	1600
"G" PXR Sensor x 0,4 (A)	800	1280	1000	640
Ground Fault pu (A)	800	1200	1000	640
Ground Fault delay (s) I2t out	0,2	0,2	0,2	0,2

(1) Corriente de falla es la I^k simétrica de 1/2 ciclo (KA)

Nota: Ajustes unidades de protección función G: Interruptor principal

TDP. Fuente: Autor, 2023

En el evento de tener una falla monofásica en el barra del TDP, lado LV transformador de distribución conexión Dyn, no se detectaran corrientes de secuencia cero 3I₀ en el primario del transformador, es decir los relé ubicados en el lado MV del transformador (función 51N) no detectaran la falla monofásica en el lado LV, sin embargo, la función 51 de fase si detecta sobre intensidad de corriente en dos fase (como en el caso de una falla fase-fase), de tal forma que la función 51 de fase proveerá protección de respaldo a la función G de la unidad de disparo del interruptor principal.

Las siguientes graficas TCC presentan las curvas G para las unidades de disparo y su respectiva protección de respaldo:

- TCC-1FT-TDP-1142
- TCC-1FT-TDP-9410
- TCC-1FT-TDP-6410-ESC2

- TCC-1FT-TDP-1410

Las consideraciones para la coordinación de protecciones entre las unidades de disparo de los TDP y los MCC se presentaron en la sección 2.4.4. En términos generales la función G del interruptor principal de TDP coordinara con la curva LSI correspondiente al MCC. En las tablas 10, 11 y 12 se indicaron los ajustes de las curvas LSI de los MCC del sistema eléctrico LV.

En las siguientes graficas TCC se muestran las curvas LSI de los MCC (protección principal ante fallas monofásicas en barra de MCC y acometidas de alimentación), la curva G del interruptor principal del TDP, se observa el ordenamiento de curvas para la obtención de coordinación de protecciones.

Las gráficas TCC son listadas a continuación:

- TCC-1FT-MCC-3410
- TCC-1FT-MCC-4110
- TCC-1FT-MCC-5310
- TCC-1FT-MCC-5110
- TCC-1FT-MCC-5120
- TCC-1FT-MCC-9110
- TCC-1FT-MCC-1320
- TCC-1FT-MCC-5210-ESC2
- TCC-1FT-MCC-6010-ESC2
- TCC-1FT-MCC-6020-ESC2
- TCC-1FT-MCC-7410-ESC2
- TCC-1FT-TAP-ESS-ESC2

Capítulo 5 Coordinación De Protecciones Cogeneración Modo Isla

Los ajustes para las curvas de protección de relés y unidades de protección LSI fueron determinados en el apartado 3.3 y capítulo 4. Los ajustes fueron establecidos de tal forma que los equipos de protección puedan despejar fallas adecuadamente cuando el sistema eléctrico PTAR opera en modo isla (dos generadores) y conservando los ajustes previamente determinados, es decir, las protecciones son flexibles para responder adecuadamente ante el cambio de modo de operación de la planta, esto es, desde una operación con conexión con CNEL 69 KV hacia la operación en modo isla. Por ello se presenta en el anexo 3 Gráficos TCC Protección modo isla.

5.1 Coordinación De Protecciones Falla De Fase

Para la protección de fallas de fase se estableció los ajustes para la unidad LSI del generador (unidad 1, 2 y 3). La curva LSI deberá estar situada por encima de la curva de decremento del generador y por debajo de la curva de daño térmico. La característica Long time considera la capacidad nominal del generador. La característica Short time y su tiempo de retraso deberá estar arriba de la curva de decremento del generador. Para la característica instantánea el ajuste considera la corriente de falla en los bornes del generador, es decir, en caso de una falla en bornes del generador la actuación del interruptor es instantáneo. En la tabla 20 se presentan los ajustes de la curva LSI del interruptor de baja tensión del generador.

Tabla 20

Ajuste unidad de protección función LSI: Interruptor GEN 1/2/3

		GEN 1/2/3
Generador	Voltage (KV)	0,46
	Generador (KVA)	706
	Generador In (A)	886
	Generador In x 1,25 (A)	1107
	Interruptor Principal (A)	1600
LSI PXR 20/25	Long time (A)	1120
	Long time (band)	0,5
	Short time (A)	2800
	Short time (s)	0,2
	Instantaneous (A)	16000

(1) Corriente de falla es la I^k simétrica de 1/2 ciclo (KA)

Nota: Ajuste unidad de protección función LSI: Interruptor GEN 1/2/3

Fuente: Autor, 2023

Las gráficas TCC-3F-MV-TX1-ESC3-A y TCC-3F-MV-TX1-ESC3-B presentan las curvas de la unidad LSI del generador y el relé SEL 751 para verificar el despeje de fallas de fase (en el evento de una falla) en el lado MV y LV del transformador elevador TX-1.

En el caso de una falla en la barra 2 del SWGR COG la unidad de protección LSI del generador despejara la falla (protección principal) mientras que el relé SEL 700G actúa como respaldo. En la gráfica TCC-3F-SWGRCOG-ESC3.

En el caso de falla trifásica en la barra MV y LV del transformador TRA-1141C, las grafica TCC-3F-MV-SE3-ESC3-A y TCC-3F-MV-SE3-ESC3-B

presentan la respuesta de los equipos de protección (unidad LSI y relé SEL 700G) ante estas fallas respectivamente.

La grafica TCC-3F-TDP6410-ESC3 presenta la respuesta de las curvas de protección ante una falla en la barra principal del TDP-6410, la protección principal corresponde a la unidad LSI del interruptor de entrada de este TDP.

Con la finalidad de confirmar la flexibilidad de los ajustes de las unidades de disparo LSI de los interruptores de entrada de los MCC (conectados al TDP-6410) se simulan fallas en su respectivo barraje, por selectividad de protecciones el primer interruptor en despejar la falla será el interruptor de entrada del MCC. Las gráficas TCC que muestran la respuesta de las unidades de protección LSI son las siguientes:

- TCC-3F-MCC5210-ESC3
- TCC-3F-MCC6010-ESC3
- TCC-3F-MCC6020-ESC3
- TCC-3F-MCC7410-ESC3
- TCC-3F-TAPESS-ESC3

5.2 Coordinación De Protecciones Fallas A Tierra

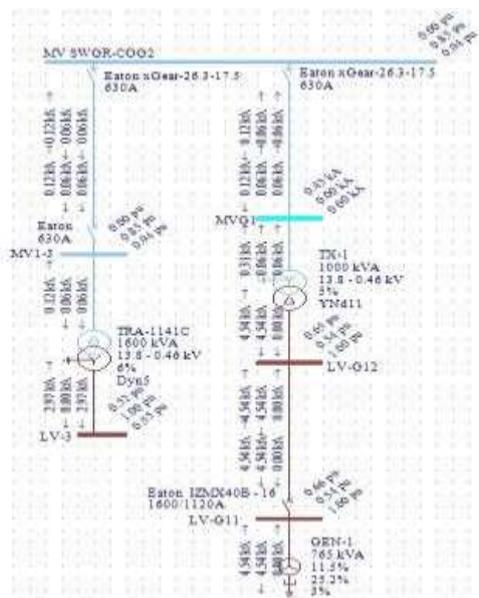
La magnitud de la corriente de falla monofásica que se producen en el escenario de cogeneración es directamente dependiente de los grupos vectoriales de los transformadores de distribución. Con el objetivo de poder medir magnitudes de corrientes de falla monofásica el grupo vectorial del transformador elevador es Ynd, mientras que el grupo vectorial del transformador TRA-1141C es Dyn. La elección de este tipo de grupos

vectoriales permite la aparición de corrientes de secuencia cero, de tal forma que los relés con la función 50/51N pueden detectar y despejar una falla monofásica, adicionalmente los sobre voltajes que aparecen en el evento de una falla a tierra no superan el valor de 1 p.u.

La figura 6 presenta un extracto del sistema eléctrico de cogeneración mostrando los grupos vectoriales de los transformadores, se simula una falla monofásica en el borne MV del transformador elevador, los sobre voltajes en 13,8 KV llegan a un valor máximo de 0.94 p.u.

Figura 6.

Sobre voltajes MV ante falla 1FT, cogeneración modo isla



La unidad de protección del interruptor del generador cuenta con la función G, la cual detecta la corriente 3I_o. La tabla 21 muestra los ajustes para la función G.

Tabla 21

Ajuste unidad de protección función G: Interruptor GEN 1/2/3

		GEN 1/2/3
"G" PXR 20/25	Sensor (A)	1600
	Sensor x 0,4 (A)	640
	Ground Fault pu (A)	640
	Ground Fault delay (s) I _{2t} out	0,2

(1) Corriente de falla es la I_k simétrica de 1/2 ciclo (KA)

Nota: Ajuste unidad de protección función G: Interruptor GEN 1/2/3 Fuente: Autor, 2023

Las gráficas TCC-1FT-MV-TX1-ESC3-A y TCC-1FT-MV-TX1-ESC3-B presentan las curvas de la unidad LSI del generador y el relé SEL 751 para verificar del correcto despeje de fallas de fase en el lado MV y LV del transformador elevador TX-1 respectivamente. Para una falla 1FT en el lado MV del TX-1 la unidad de protección función G no detecta corrientes 3I_o, mientras que la unidad LSI es capaz de detectar sobre corrientes (secuencia positiva).

En el caso de una falla 1FT en la barra 2 del SWGR COG la unidad de protección LSI del generador despejara la falla (protección principal) mientras que el relé SEL 700G actúa como respaldo. En la gráfica TCC-1FT-SWGRCOG-ESC3.

En el caso de falla 1FT en la barra MV y LV del transformador TRA-1141C, las graficas TCC-1FT-MV-SE3-ESC3-A y TCC-1FT-MV-SE3-ESC3-B presentan la respuesta de los equipos de protección (unidad LSI y relé SEL 700G) ante estas fallas respectivamente.

La grafica TCC-1FT-TDP6410-ESC3 presenta la respuesta de las curvas de protección ante una falla 1FT en la barra principal del TDP-6410, la protección principal corresponde a la unidad LSIG del interruptor de entrada de este TDP.

Para confirmar la flexibilidad de los ajustes de las unidades de disparo LSI de los interruptores de entrada de los MCC (conectados al TDP-6410) se simulan fallas en su respectivo barraje, por selectividad de protecciones el primer interruptor en despejar la falla será el interruptor de entrada del MCC. Las gráficas TCC que muestran la respuesta de las unidades de protección LSI son las siguientes:

- TCC-1FT-MCC5210-ESC3
- TCC-1FT-MCC6010-ESC3
- TCC-1FT-MCC6020-ESC3
- TCC-1FT-MCC7410-ESC3
- TCC-1FT-TAPESS-ESC3

5.3 Resumen de ajustes de protecciones para Relés y unidades de protección LSI

Figura 7

Protecciones para relés y unidades de protección LSI

Relay					Tap									Inst				
ID	Manufacturer	Type	Device Function	CT Ratio	Name	Range	Setting	PA	Name	Curve	Range	Setting	Unit	Name	Range	Setting	PA	Maint Mode
COC1-50/51	ABB	DPU-2000R	51/50 IEE	800/5	Tap 1>	0.4 - 12	4.5	720	Time Dial	Inverse	1 - 10	1.4	Seconds	Instantaneous 1>>	0.5 - 40	7.4	5320	OFF
	ABB	DPU-2000R	51N/50N IEE	800/5	Tap 1>	0.4 - 12	1.6	256	Time Dial	Ext Inverse	1 - 10	1	Seconds	Instantaneous 1>>	0.5 - 40	13.4	3430.4	OFF
R-INC-COG	Schweitzer	SEL-487B	51P/50P IEE	300/5	51P Pickup	0.5 - 16	4.36	261.6	Time Dial	U2, US Inv	0.5 - 15	1	Seconds	50P Pickup	Disabled			OFF
	Schweitzer	SEL-487B	50 BF	300/5	TOC Pickup	-			TOC Delay	<None>	-		Seconds	50BF Pickup	Disabled			OFF
R-MV-G1	Schweitzer	SEL-700G	51/50 IEC	300/5	Pickup	0.5 - 16	0.85	51	Time Dial	C3, EI	0.05 - 1	0.1	Seconds	Inst	0.5 - 96	13	780	OFF
	Schweitzer	SEL-700G	51N/50N IEC	300/5	Pickup	0.1 - 3.2	0.34	20.4	Time Dial	C3, EI	0.05 - 1	0.5	Seconds	Inst	0.5 - 96	13	780	OFF
R-MV-G2	Schweitzer	SEL-700G	51/50 IEC	300/5	Pickup	0.5 - 16	0.85	51	Time Dial	C3, EI	0.05 - 1	0.1	Seconds	Inst	0.5 - 96	13	780	OFF
	Schweitzer	SEL-700G	51N/50N IEC	300/5	Pickup	0.1 - 3.2	0.34	20.4	Time Dial	C3, EI	0.05 - 1	0.5	Seconds	Inst	0.5 - 96	13	780	OFF
R-MV-G3	Schweitzer	SEL-700G	51/50 IEC	300/5	Pickup	0.5 - 16	0.85	51	Time Dial	C3, EI	0.05 - 1	0.1	Seconds	Inst	0.5 - 96	13	780	OFF
	Schweitzer	SEL-700G	51N/50N IEC	300/5	Pickup	0.1 - 3.2	0.34	20.4	Time Dial	C3, EI	0.05 - 1	0.5	Seconds	Inst	0.5 - 96	13	780	OFF
R-OUT-SE	Schweitzer	SEL-751	51/50/50 IEE	300/5	Tap	0.5 - 16	4.36	261.6	Time Dial	U2, US Inverse	0.5 - 15	1	Seconds	Instantaneous	Disabled			OFF
	Schweitzer	SEL-751	51/50/50N IEE	300/5	Tap	0.1 - 3.2	2.00	124.8	Time Dial	U4, US Extremely Inv.	0.5 - 15	3	Seconds	Instantaneous	0.5 - 100	50	3000	OFF
R-SE-87T	Schweitzer	SEL-787	51/50 IEE	400/5	Tap	0.1 - 3.2	0.67	53.6	Time Dial	U3, US Very Inverse	0.5 - 15	3.4	Seconds	Instantaneous	0.1 - 19.2	15.625	1250	OFF
	Schweitzer	SEL-787	51/50N IEC	400/5	Tap	0.1 - 3.2	0.5	40	Time Dial	C2, Very Inverse	0.05 - 1	0.44	Seconds	Instantaneous	0.5 - 96	13.5	1080	OFF
	Schweitzer	SEL-787	51/50 IEE	300/5	Tap	0.5 - 16	4.36	261.6	Time Dial	U2, US Inverse	0.5 - 15	1.18	Seconds	Instantaneous	0.5 - 96	40	2400	OFF
	Schweitzer	SEL-787	51/50N IEE	300/5	Tap	0.5 - 16	2.00	124.8	Time Dial	U4, US Extremely Inv.	0.5 - 15	5	Seconds	Instantaneous	0.5 - 96	50	3000	OFF
R-SE1-1	Schweitzer	SEL-751	51/50/50 IEC	300/5	Tap	0.5 - 16	1.05	63	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	0.3	Seconds	Instantaneous	0.5 - 100	27	1620	OFF
	Schweitzer	SEL-751	51/50/50N IEC	300/5	Tap	0.1 - 3.2	0.42	25.2	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	1	Seconds	Instantaneous	0.1 - 20	20	1200	OFF
R-SE2-1	Schweitzer	SEL-751	51/50/50 IEC	300/5	Tap	0.1 - 3.2	2.1	126	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	0.21	Seconds	Instantaneous	0.5 - 100	36.7	2322	OFF
	Schweitzer	SEL-751	51/50/50N IEC	300/5	Tap	0.5 - 16	0.84	50.4	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	1	Seconds	Instantaneous	0.1 - 20	20	1200	OFF
R-SE2-2	Schweitzer	SEL-751	51/50/50 IEC	300/5	Tap	0.1 - 3.2	2.1	126	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	0.21	Seconds	Instantaneous	0.5 - 100	36.7	2322	OFF
	Schweitzer	SEL-751	51/50/50N IEC	300/5	Tap	0.5 - 16	0.84	50.4	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	1	Seconds	Instantaneous	0.1 - 20	20	1200	OFF
R-SE3-1	Schweitzer	SEL-751	51/50/50 IEC	300/5	Tap	0.5 - 16	1.35	81	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	0.26	Seconds	Instantaneous	0.5 - 100	24.4	1464	OFF
	Schweitzer	SEL-751	51/50/50N IEC	300/5	Tap	0.1 - 3.2	0.55	33	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	1	Seconds	Instantaneous	0.5 - 100	24.4	1464	OFF
R-SE3-2	Schweitzer	SEL-751	51/50/50 IEC	300/5	Tap	0.5 - 16	1.35	81	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	0.26	Seconds	Instantaneous	0.5 - 100	24.4	1464	OFF
	Schweitzer	SEL-751	51/50/50N IEC	300/5	Tap	0.1 - 3.2	0.55	33	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	1	Seconds	Instantaneous	0.5 - 100	24.4	1464	OFF
R-SEADM-1	Schweitzer	SEL-751	51/50/50 IEC	150/5	Tap	0.5 - 16	0.8	24	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	0.5	Seconds	Instantaneous	0.5 - 100	62.7	1881	OFF
	Schweitzer	SEL-751	51/50/50N IEC	150/5	Tap	0.1 - 3.2	0.3	9	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	1	Seconds	Instantaneous	0.1 - 20	20	600	OFF
R-SEADM-2	Schweitzer	SEL-751	51/50/50 IEC	150/5	Tap	0.5 - 16	0.8	24	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	0.5	Seconds	Instantaneous	0.5 - 100	62.7	1881	OFF
	Schweitzer	SEL-751	51/50/50N IEC	150/5	Tap	0.1 - 3.2	0.3	9	Time Dial	C3, Extremely Inverse	0.05 - 1	1	Seconds	Instantaneous	0.1 - 20	20	600	OFF
R-TIE	Schweitzer	SEL-487B	51P/50P IEC	300/5	51P Pickup	0.5 - 16	4	240	Time Dial	C2, Very Inv	0.05 - 1	0.15	Seconds	50P Pickup	Disabled			OFF
	Schweitzer	SEL-487B	50 BF	300/5	TOC Pickup	-			TOC Delay	<None>	-		Seconds	50BF Pickup	Disabled			OFF

Figura 8

Resumen de protecciones para relés y unidades de protección L SI

TCC Coordination Report: UNIDADES DE DISPARO LSI / LSIIG																						
SST						LTPU			LT Delay			STPU				Inst			Ground Trip			
ID	Manufacturer	Type	style	Frame/Sensor	tapplug	Name	setting	Trip (A)	Name	Band	Name	setting	Trip (A)	Band	IZt	setting	Override	Trip (A)	Pickup	Trip (A)	Delay	IZt
CB-TDP1142-MAIN	Eaton	PXR20/25	I2MX40-LSIG (H)	2000	2000	LT Pickup	0.8	1600	LT Delay	2	ST Pickup	2.5	4000	0.2	Out	15	Pickup	30000	0.4	500	0.2	Out
CB-TDP1410-MAIN	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSIG	1600	1600	LT Pickup	0.8	1280	LT Delay	2	ST Pickup	2.5	3200	0.2	Out	10	Pickup	16000	0.4	640	0.2	Out
CB-TDP6410-MAIN	Eaton	PXR20/25	I2MX40-LSIG (H)	2500	2500	LT Pickup	0.8	2000	LT Delay	2	ST Pickup	2.5	5000	0.2	Out	15	Pickup	37500	0.4	1000	0.2	Out
CB-TDP9410-MAIN	Eaton	PXR20/25	I2MX40-LSIG (H)	3200	3200	LT Pickup	0.8	2560	LT Delay	2	ST Pickup	2	5120	0.2	Out	15	Pickup	48000	0.4	1200	0.2	Out
CB-GEN1	Eaton	PXR20/25	I2MX40-LSIG (H)	1600	1600	LT Pickup	0.7	1120	LT Delay	0.5	ST Pickup	2.5	2800	0.2	Out	10	Pickup	16000				
CB-GEN2	Eaton	PXR20/25	I2MX40-LSIG (H)	1600	1600	LT Pickup	0.7	1120	LT Delay	0.5	ST Pickup	2.5	2800	0.2	Out	10	Pickup	16000				
CB-GEN3	Eaton	PXR20/25	I2MX40-LSIG (H)	1600	1600	LT Pickup	0.7	1120	LT Delay	0.5	ST Pickup	2.5	2800	0.2	Out	10	Pickup	16000				
CB-TDP-CAP1142	Eaton	L2M	L2M2(-4)-VE	160	160	LT Pickup	1	160	LT Delay	4	ST Pickup	5	800	20	Out	Fixed	Pickup	1920				
CB-TDP-CAP6410	Eaton	L2M	L2M2(-4)-VE	250	250	LT Pickup	1	250	LT Delay	4	ST Pickup	5	1250	20	Out	Fixed	Pickup	3000				
CB-TDP-CAP9410	Eaton	L2M	L2M2(-4)-VE	160	160	LT Pickup	1	160	LT Delay	4	ST Pickup	5	800	60	Out	Fixed	Pickup	1920				
CB-TDP-MCC1320	Eaton	PXR20/25	I2MX40-LSI (N)	1000	1000	LT Pickup	0.6	600	LT Delay	4	ST Pickup	2.5	1800	0.1	Out	15	Pickup	15000				
CB-TDP-MCC3410	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	630	630	LT Pickup	0.5	315	LT Delay	4	ST Pickup	4	1260	0.1	Out	15	Pickup	9450				
CB-TDP-MCC4110	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	1000	1000	LT Pickup	0.7	700	LT Delay	4	ST Pickup	3	2100	0.1	Out	15	Pickup	15000				
CB-TDP-MCC5110	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	630	630	LT Pickup	0.6	378	LT Delay	4	ST Pickup	4	1512	0.1	Out	15	Pickup	9450				
CB-TDP-MCC5120	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	630	630	LT Pickup	0.5	315	LT Delay	4	ST Pickup	4	1260	0.1	Out	15	Pickup	9450				
CB-TDP-MCC5210	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	800	800	LT Pickup	0.5	400	LT Delay	4	ST Pickup	2.5	1000	0.1	Out	15	Pickup	12000				
CB-TDP-MCC5310	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	1000	1000	LT Pickup	0.6	600	LT Delay	4	ST Pickup	4	2400	0.1	Out	15	Pickup	15000				
CB-TDP-MCC6010	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	1000	1000	LT Pickup	0.6	600	LT Delay	4	ST Pickup	3	1800	0.1	Out	15	Pickup	15000				
CB-TDP-MCC6020	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	630	630	LT Pickup	0.5	315	LT Delay	4	ST Pickup	5	1575	0.1	Out	15	Pickup	9450				
CB-TDP-MCC7410	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	1000	1000	LT Pickup	0.6	600	LT Delay	4	ST Pickup	4	2400	0.1	Out	15	Pickup	15000				
CB-TDP-MCC9110	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	630	630	LT Pickup	0.5	315	LT Delay	4	ST Pickup	2	630	0.1	Out	15	Pickup	9450				
CB-TDP-TAP-ESS	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	630	630	LT Pickup	0.5	315	LT Delay	4	ST Pickup	4	1260	0.1	Out	15	Pickup	9450				
CB-TDP-TSA1141A	Eaton	L2M	L2M2(-4)-VE	160	160	LT Pickup	1	160	LT Delay	4	ST Pickup	5	800	20	Out	Fixed	Pickup	1920				
CB-TDP-TSA1141E	Eaton	L2M	L2M2(-4)-VE	160	160	LT Pickup	1	160	LT Delay	4	ST Pickup	5	800	20	Out	Fixed	Pickup	1920				
MCC-1320 - Main	Eaton	PXR20/25	I2MX40-LSI (N)	1000	1000	LT Pickup	0.6	600	LT Delay	4	ST Pickup	2.5	1800	0.1	Out	15	Pickup	15000				
MCC-3410 - Main	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	630	630	LT Pickup	0.5	315	LT Delay	4	ST Pickup	4	1260	0.1	Out	15	Pickup	9450				
MCC-4110 - Main	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	1000	1000	LT Pickup	0.7	700	LT Delay	4	ST Pickup	3	2100	0.1	Out	15	Pickup	15000				
MCC-5110 - Main	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	630	630	LT Pickup	0.6	378	LT Delay	4	ST Pickup	4	1512	0.1	Out	15	Pickup	9450				
MCC-5120 - Main	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	630	630	LT Pickup	0.5	315	LT Delay	4	ST Pickup	4	1260	0.1	Out	15	Pickup	9450				
MCC-5120 - MCC-6410	Eaton	N2M3	VE	250	250	LT Pickup	0.5	125	LT Delay	4	ST Pickup	2	250	20	Out	7	Pickup	1750				
MCC-5210 - Main	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	800	800	LT Pickup	0.5	400	LT Delay	4	ST Pickup	2.5	1000	0.1	Out	15	Pickup	12000				
MCC-5310 - Main	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	1000	1000	LT Pickup	0.6	600	LT Delay	4	ST Pickup	4	2400	0.1	Out	15	Pickup	15000				
MCC-6010 - Main	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	1000	1000	LT Pickup	0.6	600	LT Delay	4	ST Pickup	3	1800	0.1	Out	15	Pickup	15000				
MCC-6020 - Main	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	630	630	LT Pickup	0.5	315	LT Delay	4	ST Pickup	5	1575	0.1	Out	15	Pickup	9450				
MCC-7410 - Main	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	1000	1000	LT Pickup	0.6	600	LT Delay	4	ST Pickup	4	2400	0.1	Out	15	Pickup	15000				
MCC-9110 - Main	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	630	630	LT Pickup	0.5	315	LT Delay	4	ST Pickup	2	630	0.1	Out	15	Pickup	9450				
TAP-8410 - Main	Eaton	N2M3	VE	250	250	LT Pickup	0.5	125	LT Delay	4	ST Pickup	2	250	20	Out	7	Pickup	1750				
TAP-ESS-1000 - Main	Eaton	PXR20/25	I2MX16-LSI	630	630	LT Pickup	0.5	315	LT Delay	4	ST Pickup	4	1260	0.1	Out	15	Pickup	9450				

Capítulo 6 Conclusiones y Recomendaciones

En el escenario actual, el análisis de la matriz energética de Ecuador se destaca por la imperante necesidad de transitar hacia el uso de energías renovables. Esta transición se justifica por el constante aumento en la demanda energética y el potencial riesgo de incremento en las tarifas eléctricas. En este contexto, se identificaron áreas de mejora en el sistema eléctrico de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR), específicamente en el sistema de alta tensión.

1. Ajuste en Relés de Protección: Se detectó que el ajuste para la función 50 de fase del relé Mitsubishi necesita revisión. Durante simulaciones de fallas de fase (trifásicas) en el borne HV del transformador de 6,25 MVA, ambos relés Mitsubishi y SEL 787 se activaron, cuando solo debería actuar el relé SEL 787 (bahía del transformador). Se recomienda implementar un retardo de tiempo en el relé Mitsubishi para servir como protección de respaldo.

2. Protección Diferencial en SWGR COG: Se instalará un relé de protección diferencial 87B para cada sección de barra en el SWGR COG, actuando como la protección principal con respuesta instantánea. Las funciones 50/51 de fase se mantendrán como protecciones de respaldo, dada la mayor selectividad y sensibilidad de la función 87 frente a fallas.

3. Uniformidad en Ajustes de Relés: Los relés R-OUT-SE y R-IN-COG, ambos modelos SEL 751, tendrán ajustes de protección idénticos, garantizando la protección de los equipos eléctricos sin comprometer la selectividad en caso de cortocircuitos o fallas monofásicas. El mismo criterio

aplica para los relés que protegen el lado MV de las subestaciones SE2, SE3 y SEADM.

4. Manejo de Fallas Monofásicas: Las fallas monofásicas en el lado LV de los transformadores de distribución serán gestionadas por la función 51 del relé SEL en el lado MV, con un tiempo de despeje ajustado para actuar por encima de la protección LSI de los TDP. La función 50/51N de estos relés no detectara 3lo (falla lado LV transformador) debido al grupo de conexión Dyn.

5. Coordinación de Interruptores en TDP y MCC: Se ha coordinado el tiempo de retraso de la función short time (tsd) entre el interruptor principal de los TDP y los interruptores de los MCC, con tiempos de 0,2 y 0,1 segundos respectivamente, para asegurar un despeje eficaz de fallas.

6. Capacidad de Soporte de Cortocircuitos: Los interruptores principales y de MCC son de tipo bastidor abierto, con una capacidad de soporte de cortocircuito de 1 segundo. Los ajustes de tsd son apropiados, ya que el tiempo de despeje de fallas no excede esta capacidad.

7. Flexibilidad Operativa en Escenarios de Cogeneración: Los ajustes en las protecciones de los relés SEL y las unidades de protección LSI, LSIG se realizaron considerando tanto la operación de cogeneración conectada a la red de 69 KV CNEL como la operación en modo isla, ofreciendo flexibilidad operativa en ambos escenarios.

8. Selectividad en Protecciones ante Fallas: En el modo de operación isla, una falla en equipos críticos como TDP, transformadores de distribución, o SWGR COG podría resultar en un apagón total de la subestación. Sin embargo, las fallas en los MCCs solo provocarán la

desconexión del equipo afectado, demostrando la selectividad efectiva de las protecciones implementadas.

Finalmente, estas conclusiones buscan optimizar la eficiencia y seguridad del sistema eléctrico de la PTAR, alineándose con la estrategia nacional de transición hacia fuentes de energía más sostenibles y renovables.

Recomendaciones Técnicas y Gerenciales

Para asegurar la eficiencia, seguridad y sostenibilidad del sistema eléctrico en el contexto de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) y alinear los esfuerzos con las necesidades energéticas de Ecuador, se presentan las siguientes recomendaciones categorizadas en aspectos técnicos y gerenciales.

Recomendaciones Técnicas

1. **Revisión y Ajuste de Relés de Protección:** Es crucial realizar una revisión detallada de los ajustes de la función 50 de fase del relé Mitsubishi para asegurar que solo actúe el relé SEL 787 ante fallas de fase. Implementar retardo de tiempo en el relé Mitsubishi para que funcione eficazmente como protección de respaldo.
2. **Flexibilidad Operativa en Escenarios de Cogeneración:** Adaptar los ajustes de protección para operar de manera eficiente tanto en la conexión a la red de 69 KV CNEL como en el modo isla, considerando los escenarios de cogeneración activa.

Recomendaciones Gerenciales

1. Capacitación Continua: Invertir en la capacitación continua del personal técnico en las últimas tecnologías y prácticas de protección eléctrica, asegurando una implementación efectiva de las recomendaciones técnicas.

2. Evaluación de Impacto Ambiental y Sostenibilidad: Promover la evaluación de impacto ambiental para la transición hacia energías renovables, considerando la sostenibilidad a largo plazo en las decisiones de inversión y operación de la PTAR.

3. Gestión de la Innovación: Fomentar una cultura de innovación que permita la exploración y adopción de nuevas tecnologías de energías renovables y sistemas de gestión de energía más eficientes.

4. Planificación Estratégica: Desarrollar una planificación estratégica que incluya la actualización de infraestructura crítica, considerando los retos futuros en demanda energética y los cambios en el mercado de energía.

5. Coordinación con Entidades Reguladoras y de Política Energética: Establecer una colaboración estrecha con entidades reguladoras y de política energética para alinear las operaciones de la PTAR con los objetivos nacionales de transición energética y sostenibilidad.

Implementando estas recomendaciones, la PTAR no solo mejorará su eficiencia y seguridad operacional sino que también contribuirá a los esfuerzos nacionales hacia un futuro energético más sostenible y renovable.

Referencias

- Aftab, Mohd. A., Hussain, S. M. S., Ali, I., & Ustun, T. S. (2020). IEC 61850 based substation automation system: A survey. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 120, 106008. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106008>
- Carrillo, M. A. (2022). Pruebas a equipos de protección contra sobretensiones en subestaciones eléctricas, dps. *instname:Universidad Antonio Nariño*. <http://repositorio.uan.edu.co/handle/123456789/6050>
- Cevallos, L. F., & German, G. (2023). *Análisis de la normativa IEC 61850 para la protección y monitoreo de transformadores de potencia empleando reles de protección diferencial* [masterThesis]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/26512>
- Chaname, B. Y. (2021). *Ubicación óptima de reconectadores para mejorar la calidad del suministro del alimentador A4891 de la subestación Ciudad Constitución—Oxapampa, 2019*. <http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/7218>
- Córdoba, N., Astorquia, L. E., Alegrechy, A. H., Díaz Ferrari, A., Luques, V., & Medina, O. jorge. (2023). *Metodología de la investigación*. <http://rehip.unr.edu.ar/xmlui/handle/2133/25465>
- Díaz, C. G. (2020). *Diseño y Construcción de los Transformadores Principal y Auxiliares para el Generador Síncrono de 8,58 kVA del Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia* [bachelorThesis, Quito, 2020.]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21161>
- Dielco. (2023). *Reconectadores Dielco*. <https://www.dielco.co/líneas-de-negocio-dielco/transmision-electrica/reconectadores-dielco>
- Ding, W., Chen, Q., Dong, Y., & Shao, N. (2022). Fault Diagnosis Method of Intelligent Substation Protection System Based on Gradient Boosting Decision Tree. *Applied Sciences*, 12(18), Article 18. <https://doi.org/10.3390/app12188989>
- Durocher, D. B., Elliott, M. C., & Reed, S. T. (2021). Consideration of Standards and Recommendations for Selection, Installation and Maintenance of Substation

- Transformers. *2021 IEEE-IAS/PCA Cement Industry Conference (IAS/PCA)*, 1-10. <https://doi.org/10.1109/IAS/PCA50164.2021.10143791>
- Eaton. (2024). *Subestación de control de bajo voltaje resistente al arco Magnum DS (ArcGard)*. Eaton. <https://www.eaton.com/cl/es-mx/catalog/low-voltage-power-distribution-controls-systems/arc-resistant-magnum-ds-low-voltage-switchgear.html>
- Edaltec. (2021). Reconectores | Encuentra tu reconector eléctrico Aquí. *Edaltec Group*. <https://edaltec-group.com/reconectores/>
- EEP. (2020). Handbook on maintenance of electrical general services substation | EEP. *EEP - Electrical Engineering Portal*. <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/maintenance-substation>
- Elec. (2023). *Relé Reyrolle – Ingeniería Eléctrica*. <https://elec-engg.com/tag/reyrolle-relay/>
- Gordillo, E. I. (2022). *Diseño y simulación de un sistema de monitoreo y control para las cámaras de transformación pertenecientes a la reconfiguración subterránea de los primarios 19A, 19B y 19I de la subestación Cotocollao*. [bachelorThesis, Quito : EPN, 2022.]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/23386>
- Grados, E. D., & Rodríguez, B. A. (2021). *Evaluación del sistema de protecciones de la unidad de generación #1 de la Central hidroeléctrica Agoyán* [bachelorThesis, Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC)]. <http://localhost/handle/27000/7859>
- Hernández, D., & Jesús, D. D. (2023). *Mantenimiento preventivo a equipo primario en Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión*. <http://riaa.uaem.mx/xmlui/handle/20.500.12055/3484>
- Hosseini, S. A. (2020). Analysis of Substation Protection System Failures and Reliability. *2020 15th International Conference on Protection and Automation*

of Power Systems (IPAPS), 74-79.
<https://doi.org/10.1109/IPAPS52181.2020.9375616>

Hussain, S., Hernandez Fernandez, J., Al-Ali, A. K., & Shikfa, A. (2021). Vulnerabilities and countermeasures in electrical substations. *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, 33, 100406.
<https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2020.100406>

Ibrahim, L. O., Sung, Y.-M., Hyun, D., & Yoon, M. (2020). A Feasibility Study of Frequency Regulation Energy Storage System Installation in a Power Plant. *Energies*, 13(20), Article 20. <https://doi.org/10.3390/en13205365>

Industriysurfer. (2023, febrero 26). *Diferencia entre transformador de corriente y transformador*. <https://industriysurfer.com/blog-industrial/ingenieria/ingenieria-electrica-ingenieria/hogar/diferencia-entre-transformador-de-corriente-y-transformador/>

Jia, Y., Ying, L., Wang, D., & Zhang, J. (2021). Defect Prediction of Relay Protection Systems Based on LSSVM-BNDT. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 17(1), 710-719. <https://doi.org/10.1109/TII.2020.2990962>

Kingsmillindustries. (2022, enero 17). AC Substations and Earthing System Fundamentals. *Kingsmill Industries*. <https://kingsmillindustries.com/ac-substations-and-earthing-system-fundamentals/>

Lamandi, A., Iliescu, S. S., Arghira, N., Fagarasan, I., Stamatescu, I., & Calofir, V. (2020). Distance Protection Scheme for a Digital Substation. *2020 IEEE International Conference on Automation, Quality and Testing, Robotics (AQTR)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/AQTR49680.2020.9129913>

Landeo, J. C. (2023). *Análisis del diseño de apantallamiento contra descargas atmosféricas en la ampliación de la subestación Chupaca, 2021-2023*. <http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/9980>

Lazón, D. B., & Mitma, M. J. (2021). *Optimización del sistema eléctrico de protección para incrementar la confiabilidad de la subestación tipo superficie, ubicado en*

la compañía estrella del Perú S.A.C., distrito Ate, Lima.
<http://repositorio.unac.edu.pe/handle/20.500.12952/6450>

Lu, X.-N., Wang, H., Liu, H.-T., Xu, C., Zhang, L.-W., & Jin, Z.-S. (2020). Research on Real-time Reliability of Relay Protection System in Intelligent Substation. *Journal of Physics: Conference Series*, 1601(2), 022007. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1601/2/022007>

Mendoza, F. A. (2022). *Validación de la guía técnica para la instalación de reconectores en 44 kV.* <https://bibliotecadigital.udea.edu.co/handle/10495/28964>

Mosquidt Ramos, F. A. (2020). *Estudio de factibilidad para la implementación del sistema contra incendios en la Central Hidroeléctrica Sibimbe de la Compañía Hidalgo e Hidalgo S.A., de la Ciudad de Ventanas durante el periodo 2018.* [bachelorThesis, Ambato: Universidad Tecnológica Indoamérica]. <https://repositorio.uti.edu.ec//handle/123456789/2151>

Nan, D., Wang, W., Mahfoud, R. J., Haes Alhelou, H., Siano, P., Parente, M., & Zhang, L. (2020). Risk Assessment of Smart Substation Relay Protection System Based on Markov Model and Risk Transfer Network. *Energies*, 13(7), Article 7. <https://doi.org/10.3390/en13071777>

Navarro, F. P. (2023). Evaluación del reconector de tensión en 10 kV, 13.2 kV y 23.9 kV para el alimentador A4402 de la subestación de transmisión— Chupaca 2023. *Universidad Continental.* <https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/13190>

Paiva, C. A. dos S. (2022). *Estudo de proteção e seletividade de uma subestação destinada a uma usina de minigeração fotovoltaica.* <http://repositorio.ifg.edu.br:8080/handle/prefix/1613>

Parra, M. O. (2022). *Implementación de pruebas de puesta en servicio de un esquema de teleprotección piloto para los tramos de línea jacana central, jacana pozos, jacana sur y jacana e, en el campo jacana bloque llanos 34 – Villanueva – Casanare.* <http://repositoriodspace.unipamplona.edu.co/jspui/handle/20.500.12744/4522>

- Pavon, W., Inga, E., Simani, S., & Nonato, M. (2021). A Review on Optimal Control for the Smart Grid Electrical Substation Enhancing Transition Stability. *Energies*, 14(24), Article 24. <https://doi.org/10.3390/en14248451>
- Peralta, A., Chere-Quiñónez, B. F., Molina, M. M., Adum, J. L. P., Quiroz, J. C. Y., Carrillo, C. A. A., & Gruezo, G. A. A. (2022). Protecciones eléctricas en subestaciones eléctricas: Análisis documental. *Sapienza: International Journal of Interdisciplinary Studies*, 3(1), Article 1. <https://doi.org/10.51798/sijis.v3i1.280>
- Permana, A., & Sesa, S. (2022). MONITORING LOAD IMBALANCE IN DISTRIBUTION TRANSFORMER PT. PLN ULP TULEHU BASED ON THE INTERNET OF THINGS (IOT). *INTERNATIONAL JOURNAL OF MULTI SCIENCE*, 2(10), Article 10.
- Piesciorovsky, E. C., Borges Hink, R., Werth, A., Hahn, G., Lee, A., & Polsky, Y. (2023). Assessment and Commissioning of Electrical Substation Grid Testbed with a Real-Time Simulator and Protective Relays/Power Meters in the Loop. *Energies*, 16(11), Article 11. <https://doi.org/10.3390/en16114407>
- Polanco, L. (2020). *La Importancia de las Protecciones en los Sistemas Eléctricos*. <https://resonanciaconsulting.com/>
- Powermag. (2023, mayo 1). *Keeping Substations Shielded: Maintaining Proper Protection from Lightning*. POWER Magazine. <https://www.powermag.com/keeping-substations-shielded-maintaining-proper-protection-from-lightning/>
- Quintero, D. F. (2021). *Análisis causa raíz de fallas en reconectores automatizados acoplados a la red de distribución de Centrales Eléctricas del Norte de Santander*. S.A. E.S.P. <http://repositoriodspace.unipamplona.edu.co/jspui/handle/20.500.12744/5300>
- Rabert, T. (2023, julio 7). *Essential Components of an Electrical Substation*. ForumElectrical.Com. <https://forumelectrical.com/essential-components-of-an-electrical-substation/>

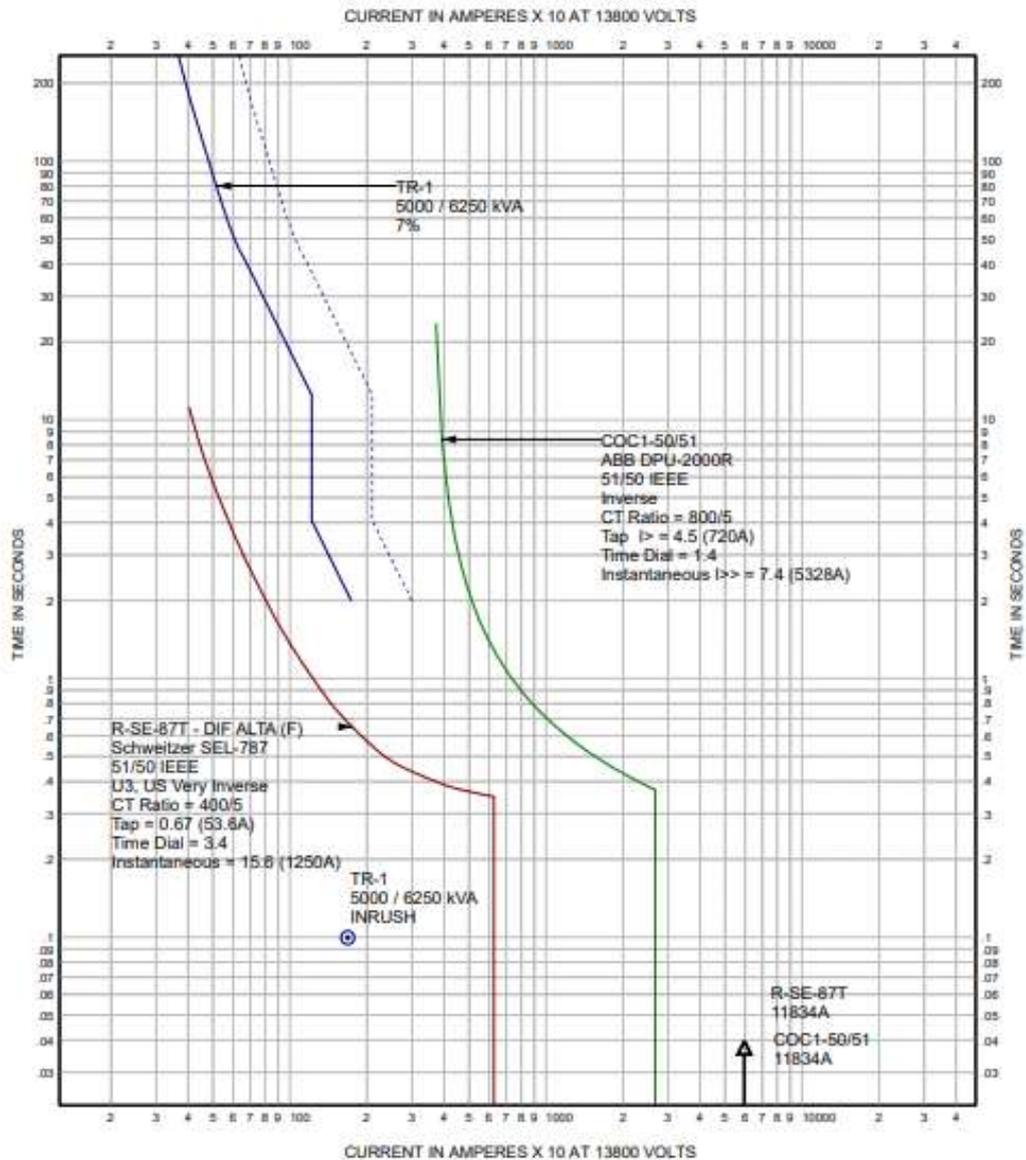
- Rathebe, P. C., & Mbazima, S. J. (2023). Risk-Based Assessment of 132 kV Electric Distribution Substations and Proximal Residential Areas in the Mangaung Metropolitan Region. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 20(5), Article 5. <https://doi.org/10.3390/ijerph20054365>
- Ritonga, Z. A., Tarigan, A. S. P., & Aryza, S. (2022). STUDY ANALYSIS OF LIGHTNING ARRESTER INSTALLATION LOCATION AT SUBSTATIONS. *INFOKUM*, 10(03), Article 03.
- Rodríguez, E. A. (2022). *Plan de mejora del mantenimiento en la subestación Puerto Caicedo-Putumayo*. <http://repositoriodspace.unipamplona.edu.co/jspui/handle/20.500.12744/4903>
- Schneider. (2020). *IEC 61850 para MasterPact MTZ*. https://product-help.schneider-electric.com/ED/MTZ/Micrologic_X_User_Guide/EDMS/DOCA0102ES/DOC A0102xx/MaintenanceAndDiagnosticFunctions/MaintenanceAndDiagnosticFunctions-21.htm
- Secoin. (2023). *Relés de protección de subestaciones*. <https://www.secoin.com.uy/productos/componentes-de-automatizaci%C3%B3n/seguridad-para-m%C3%A1quinas/rel%C3%A9s-de-protecci%C3%B3n-de-subestaciones>
- Sornoza, F. M., (pepe, 2023)& Llosas, Y. (2022). Mantenimiento a partir de puntos calientes en la Subestación Santo Domingo 230/138/69kV, utilizando termografía infrarroja. *Polo del Conocimiento: Revista científico - profesional*, 7(5 (MAYO 2022)), 78.
- Tydelectric. (2023, abril 12). *Relés de protección en un sistema eléctrico de potencia*. <https://tydelectric.com/reles-proteccion-sistema-electrico-potencia/>
- Vegunta, S. C., Higginson, M. J., Kenarangui, Y. E., Li, G. T., Zabel, D. W., Tasdighi, M., & Shadman, A. (2021). AC Microgrid Protection System Design Challenges—A Practical Experience. *Energies*, 14(7), Article 7. <https://doi.org/10.3390/en14072016>

Webb, J. C., Neighbours, T., & Karandikar, H. (2020). IEC versus IEEE/ANSI MV Switchgear: Matching the Standard to the Application. *2020 IEEE/IAS 56th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, 1-9. <https://doi.org/10.1109/ICPS48389.2020.9176777>

Anexos

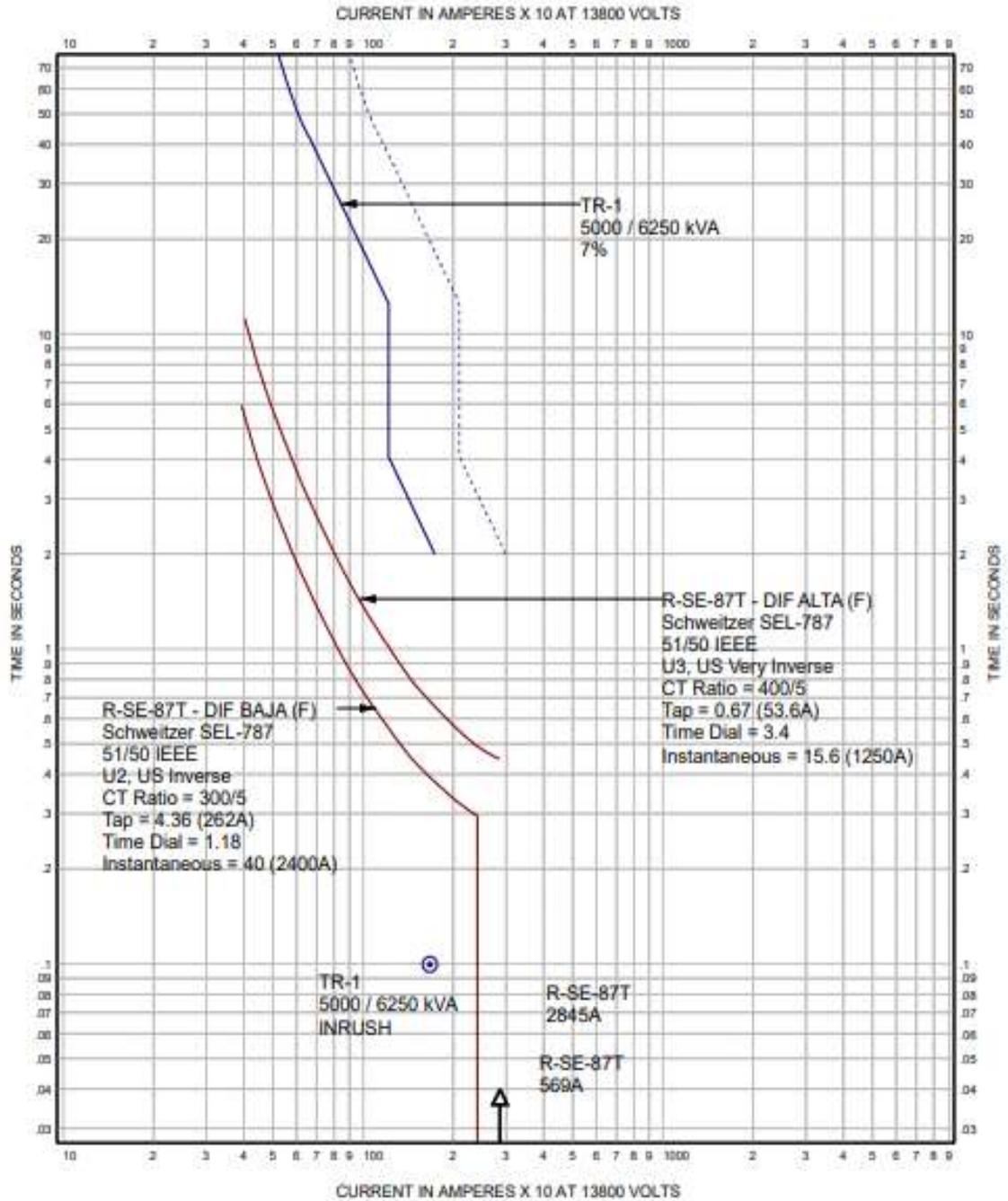
Anexo 1.

Gráficos TCC Sobrecorriente de fase



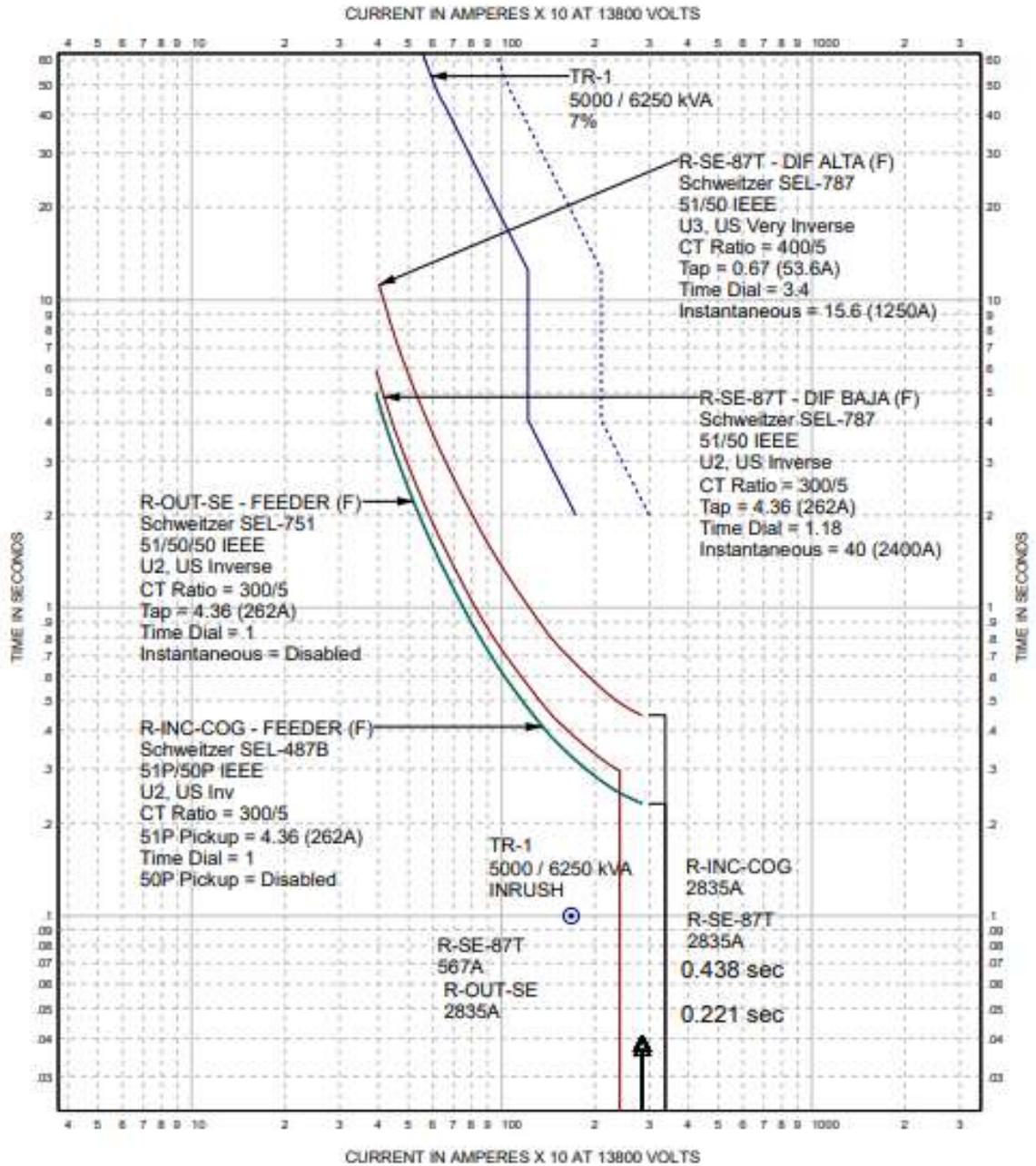
EasyPower[®]		TCC-3F-CNEL-HV
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 3F BORNE HV TRANSFORMADOR 5/6,25MVA. FUNCION 50 DE FASE		FAULT: 3F
RELE MITSUBISHI DEBE AUMENTAR PARA OBTENER COORDINACION.		DATE: 3/23-11-24
ACTUALMENTE EL RELE SEL Y EL MITSUBISHI DISPARAN ANTE UN FALLA 3F		BY: PTAR ESCLUSAS
EN EL BORNE HV DEL TRANSFORMADOR		REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV D



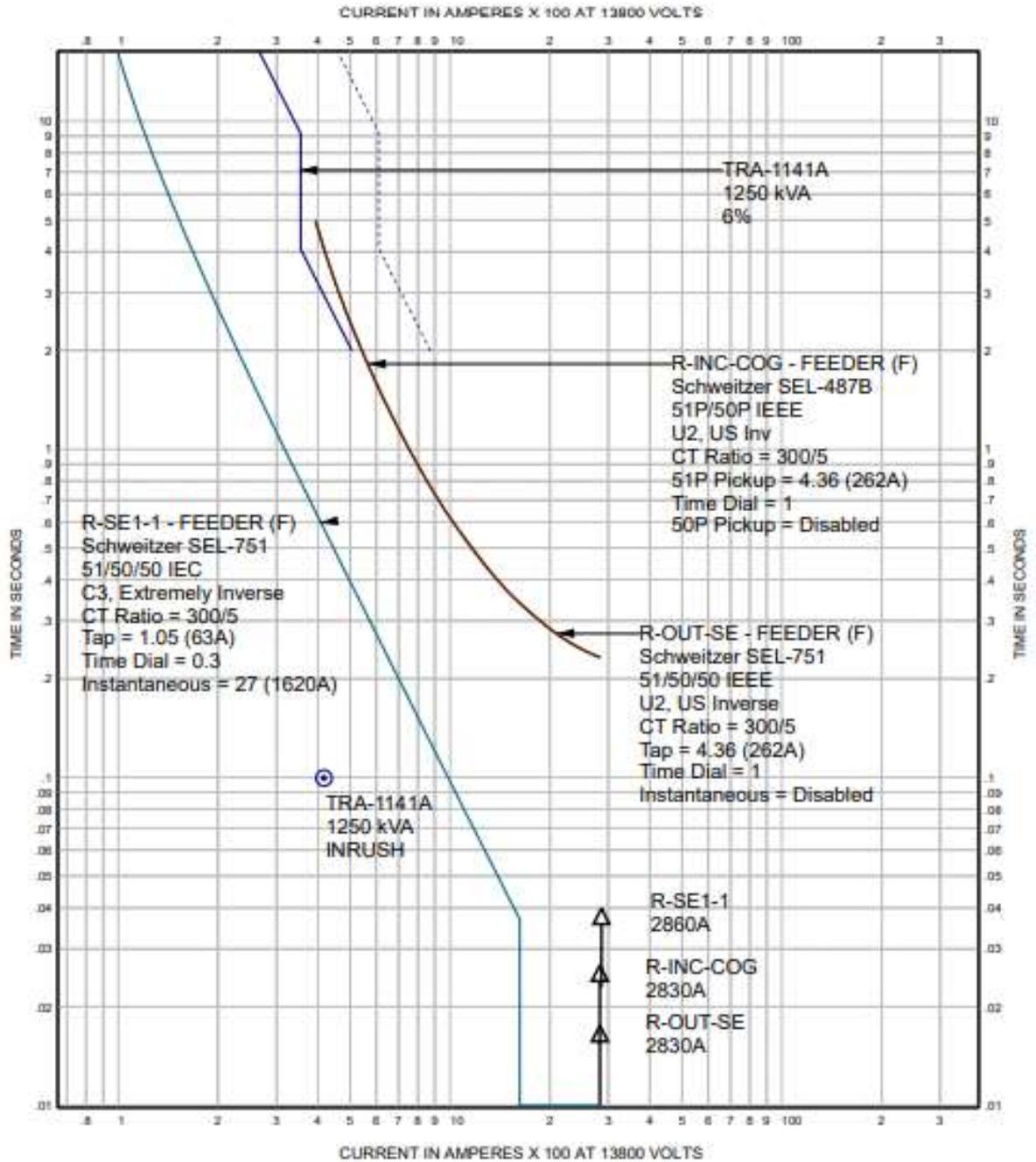
	EasyPower[®] TIME-CURRENT CURVES	TCC-3F-HV-MV-1
FALLA TRIFASICA. CORRIENTE DE FALLA 1/2 CICLO. FALLA BARRA SWGR MV SE.		FAULT: 3F DATE: 3023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV 0



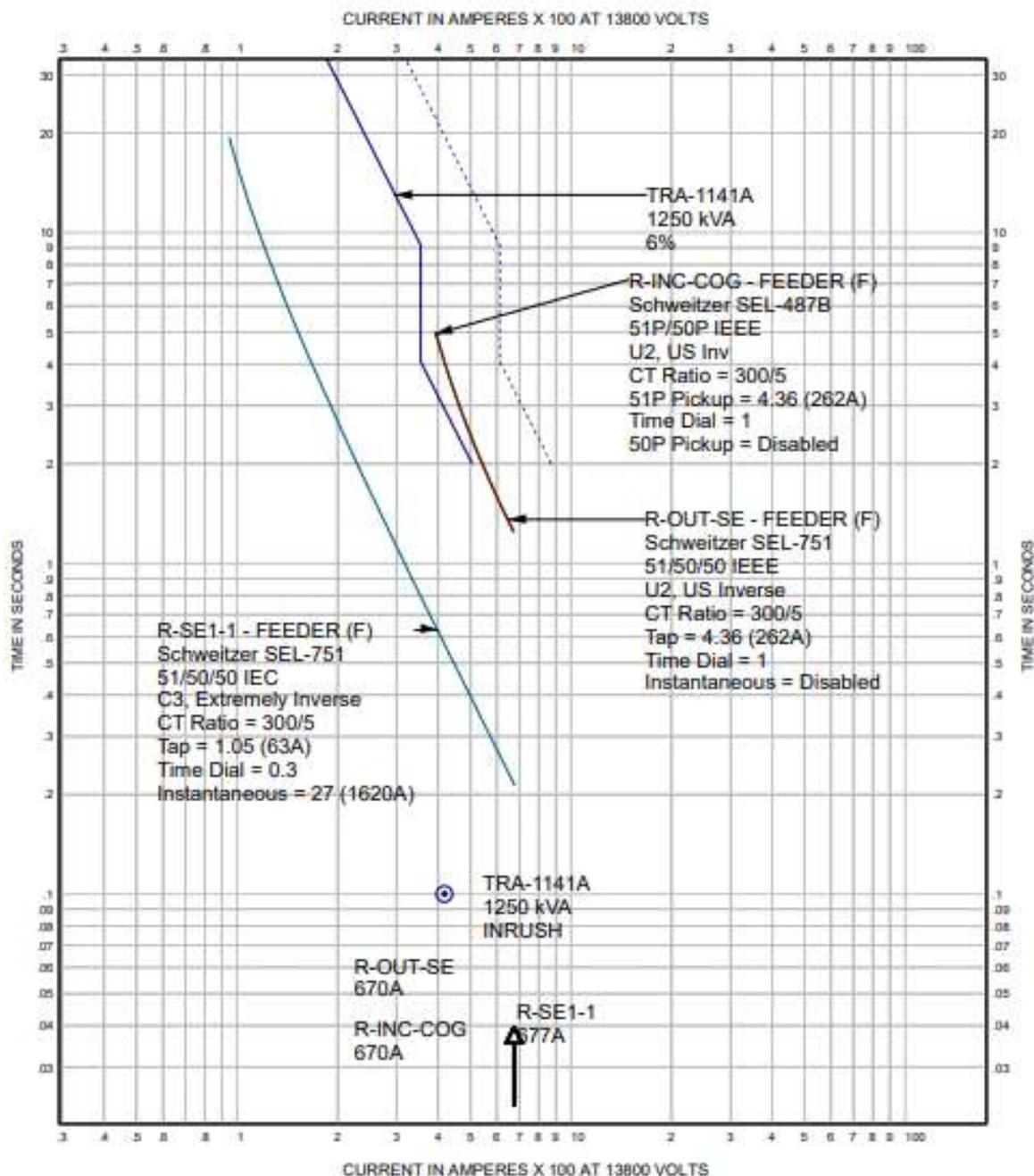
	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-3F-HV-MV-2
FALLA TRIFASICA. CORRIENTE DE FALLA 1/2 CICLO. FALLA EN BARRAJE SWGR COGEN.		FAULT: 3F DATE: 2023-11-24 BY: PTAR REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV D



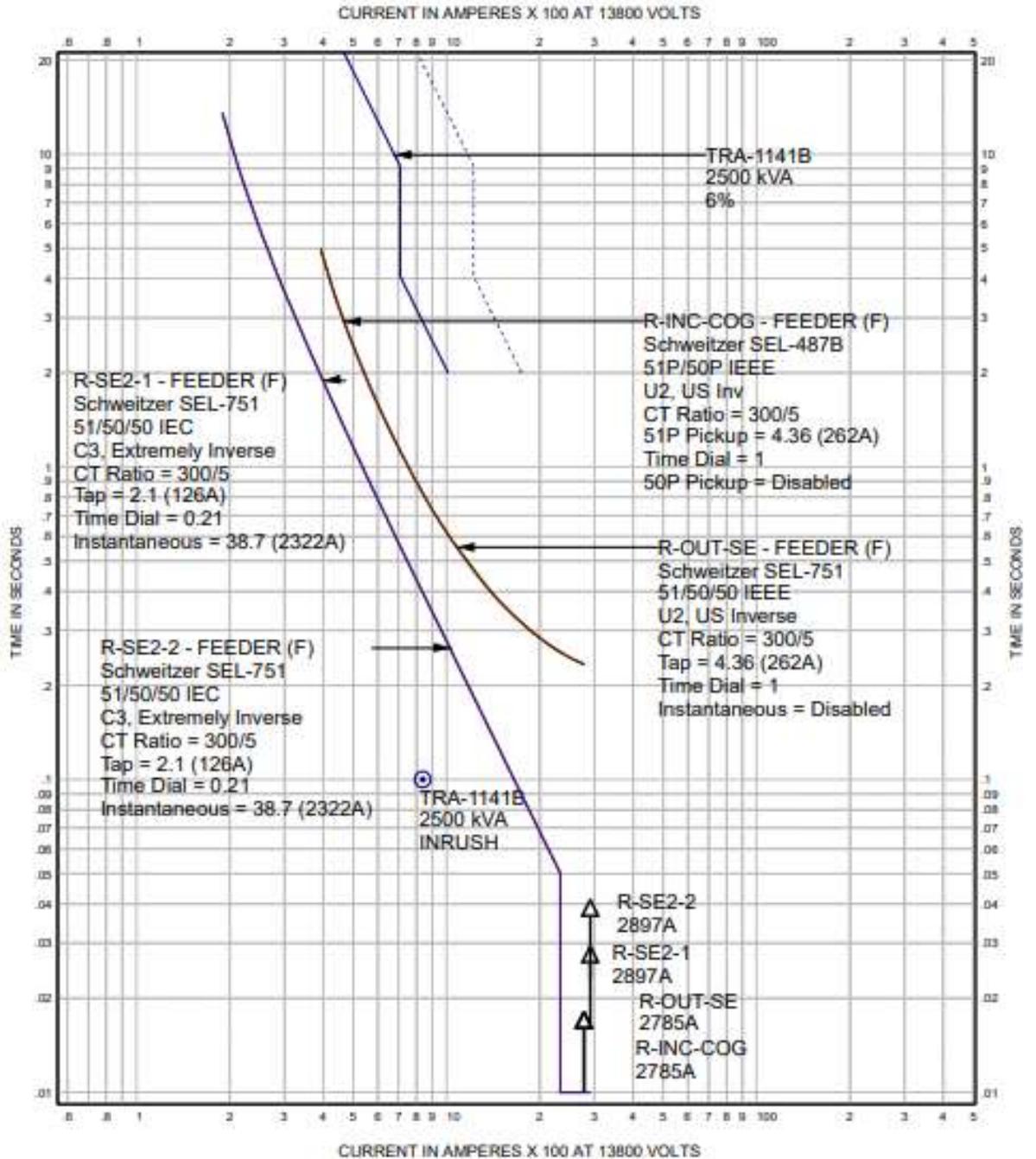
	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-3F-MV-SE1-A
FALLA 3F BORNE MV TRA-1141A. CORRIENTE DE FALLA 1% SIMETRICA 1/2 CICLO.		FAULT: 3F DATE: 2023-11-30 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV 0



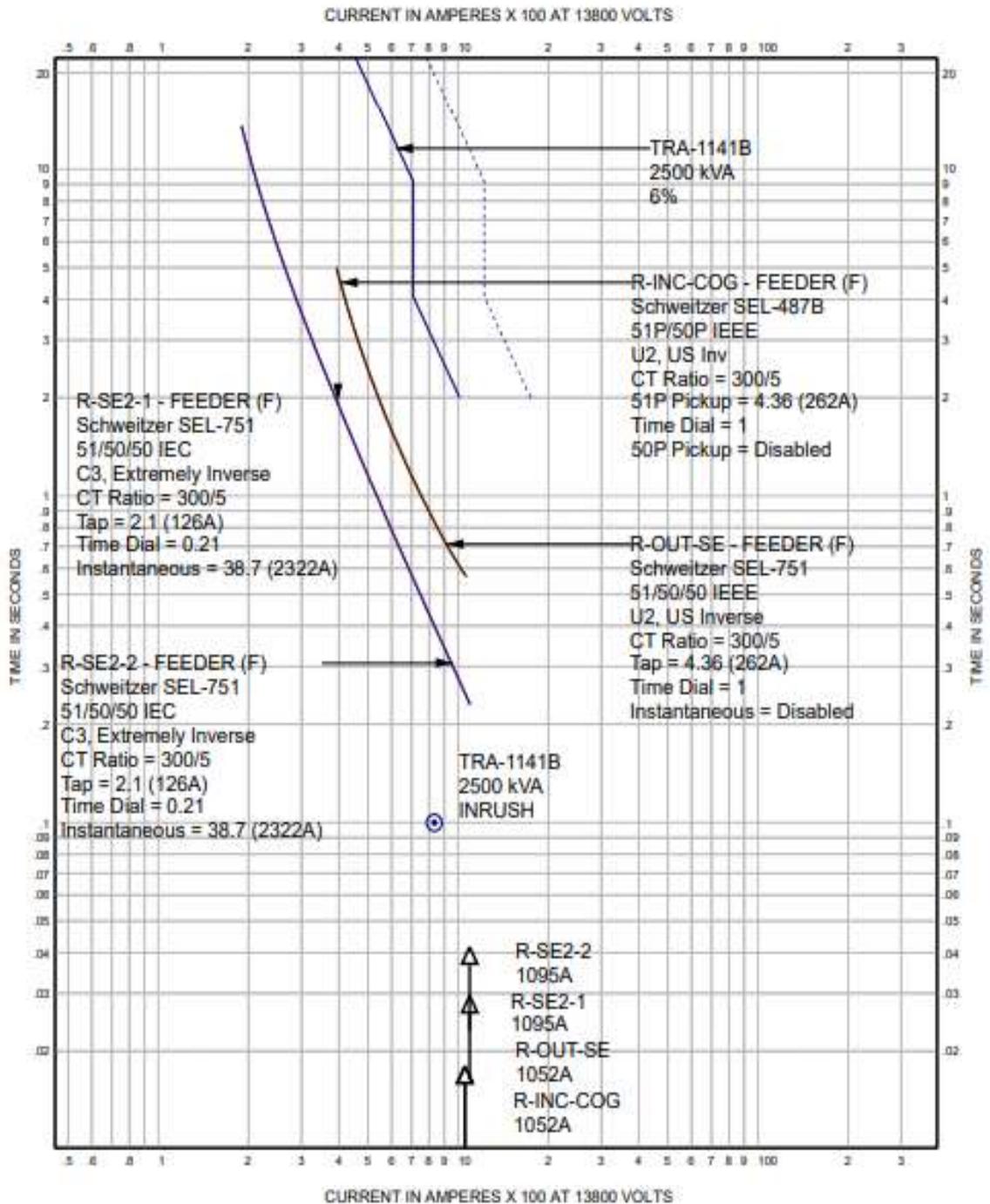
	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-3F-MV-SE1-B
FALLA 3F BORNE LV TRA-1141A. ACTUACION DE REL R-SE1-1.		FAULT: 3F DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV 0



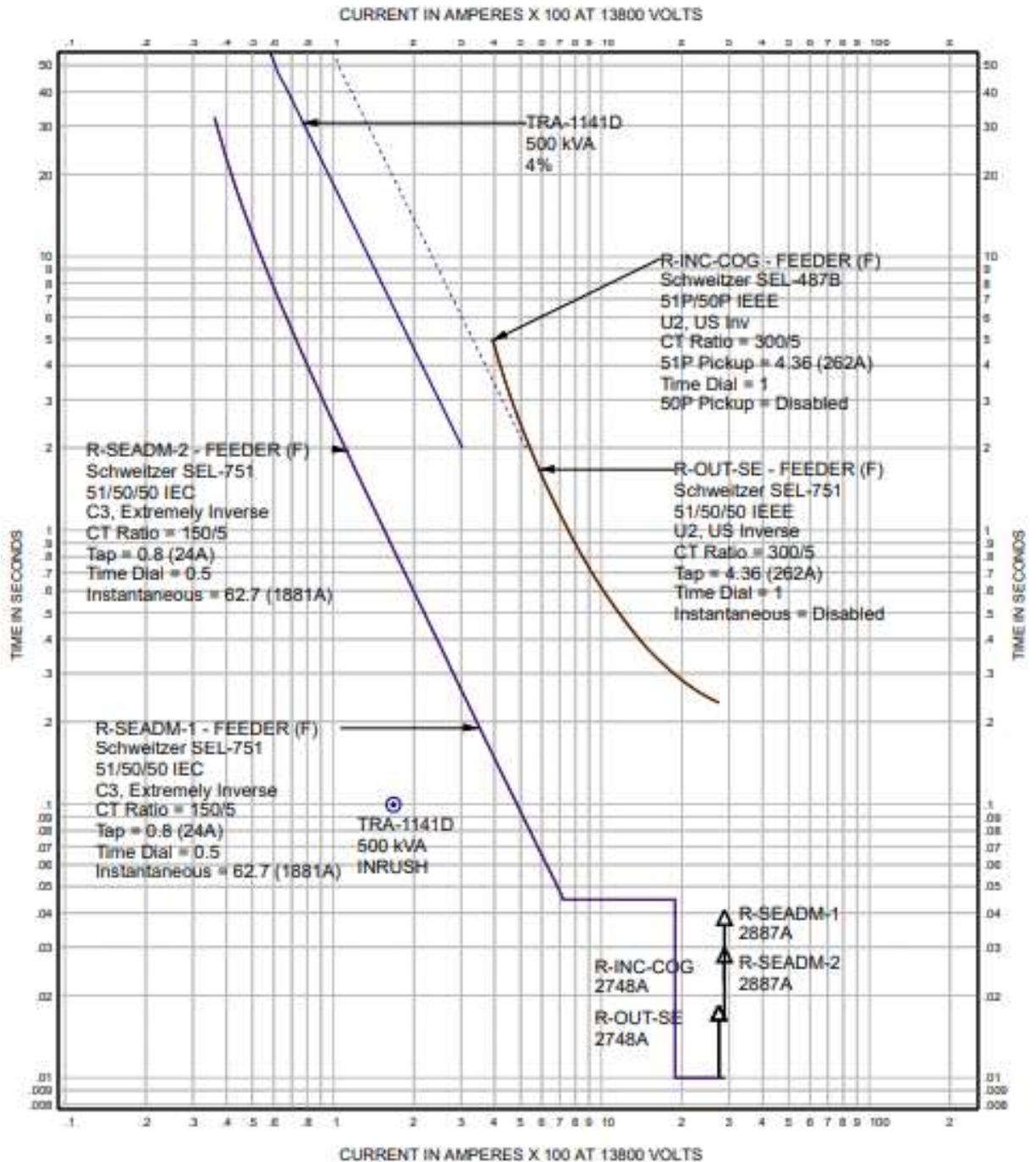
	EasyPower[®] TIME-CURRENT CURVES	TCC-3F-MV-SE2-A
FALLA 3F BORNE MV TRA-1141B Corriente de falla I _f simétrica 1/2 ciclo.		FAULT: 3F DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV 0



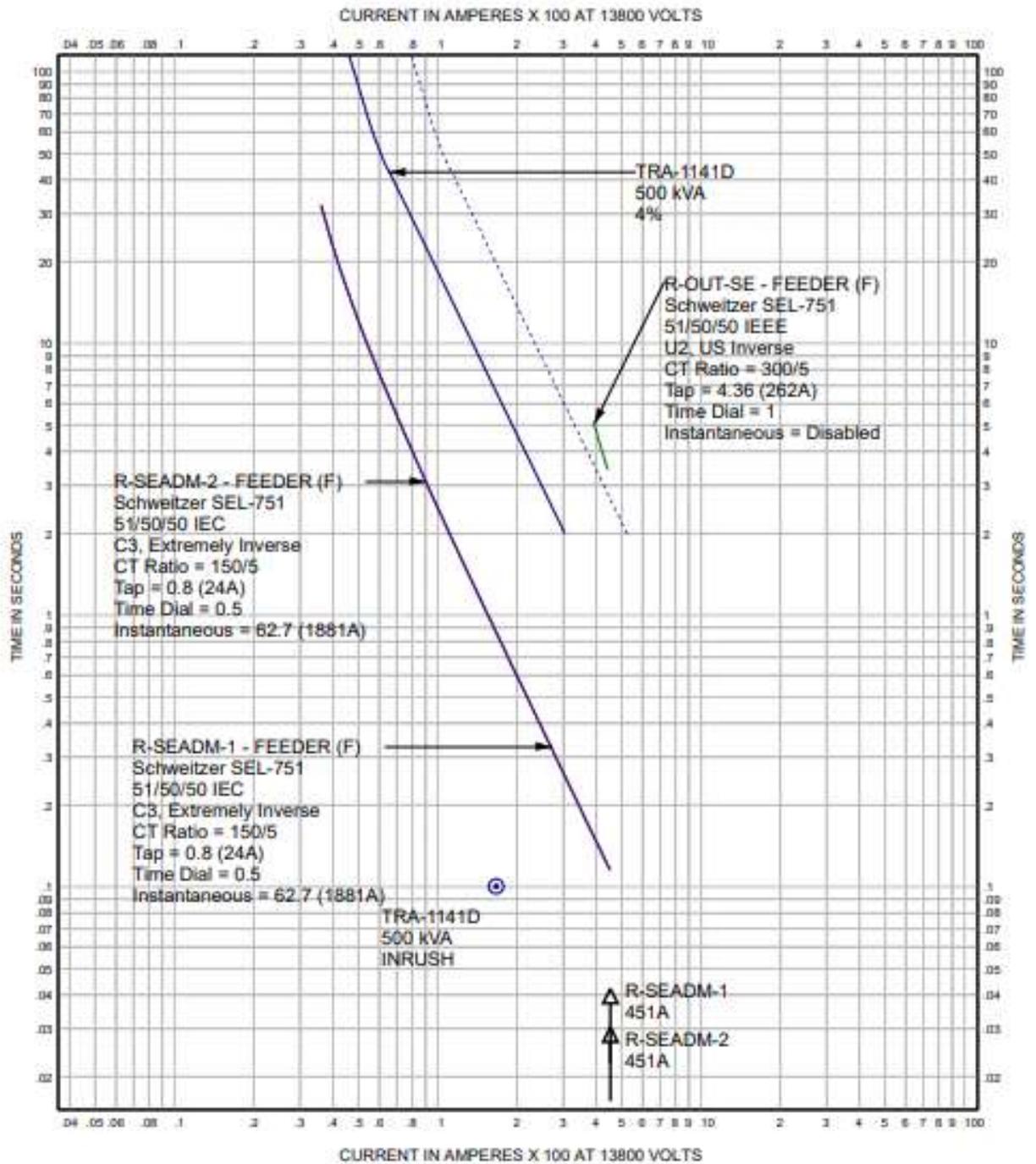
	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-3F-MV-SE2-B
FALLA 3F BORNE LV TRA-1141B Corriente de falla Fx simétrica 1/2 ciclo.		FAULT: 3F DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV 0



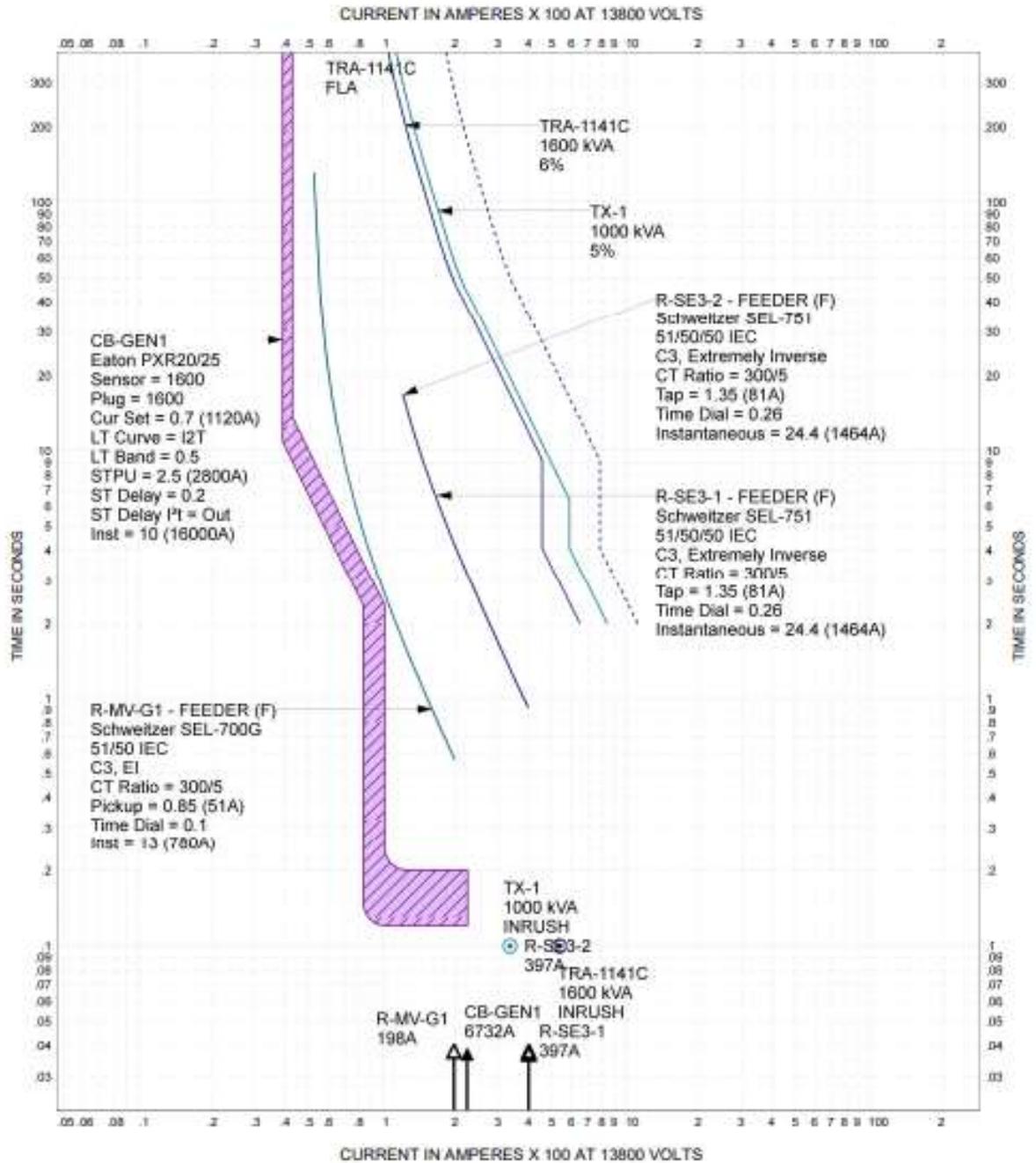
	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-3F-MV-SEADM-A
FALLA 3F BORNE MV TRA-1141D Corriente de falla I'k simétrica 1/2 ciclo.		FAULT: 3F DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV 0



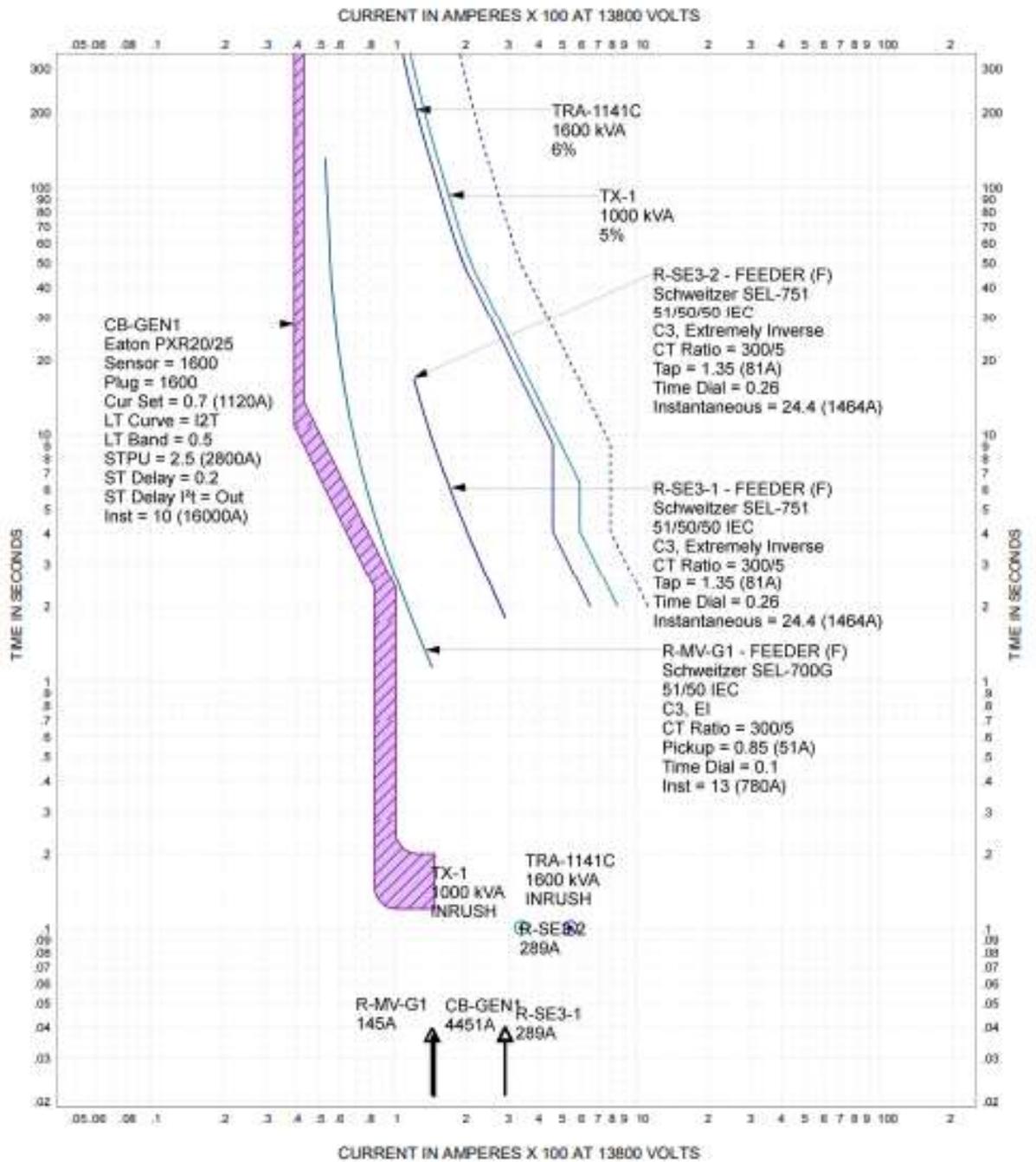
	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-3F-MV-SEADM-B
FALLA 3F BORNE LV TRA-1141D Corriente de falla I'k simétrica 1/2 ciclo.		FAULT: 3F DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV 0



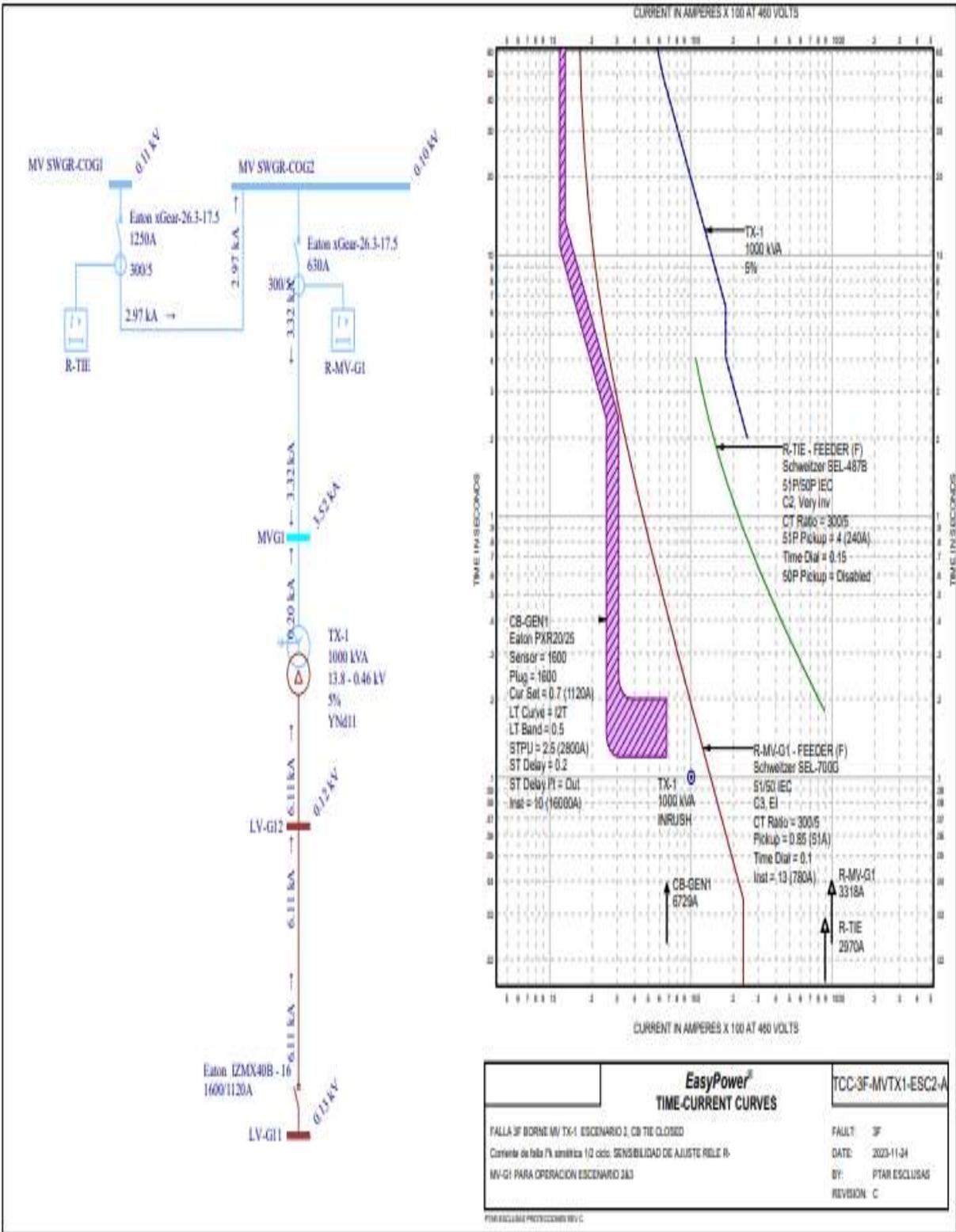
	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-3F-SE3-ESC2-A
FALLA 3F BORNE MV TRA-1141C. ESCENARIO 2, CB TIE CLOSED Corriente de falla I _k simétrica 1/2 ciclo.		FAULT: 3F DATE: 2023-11-34 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

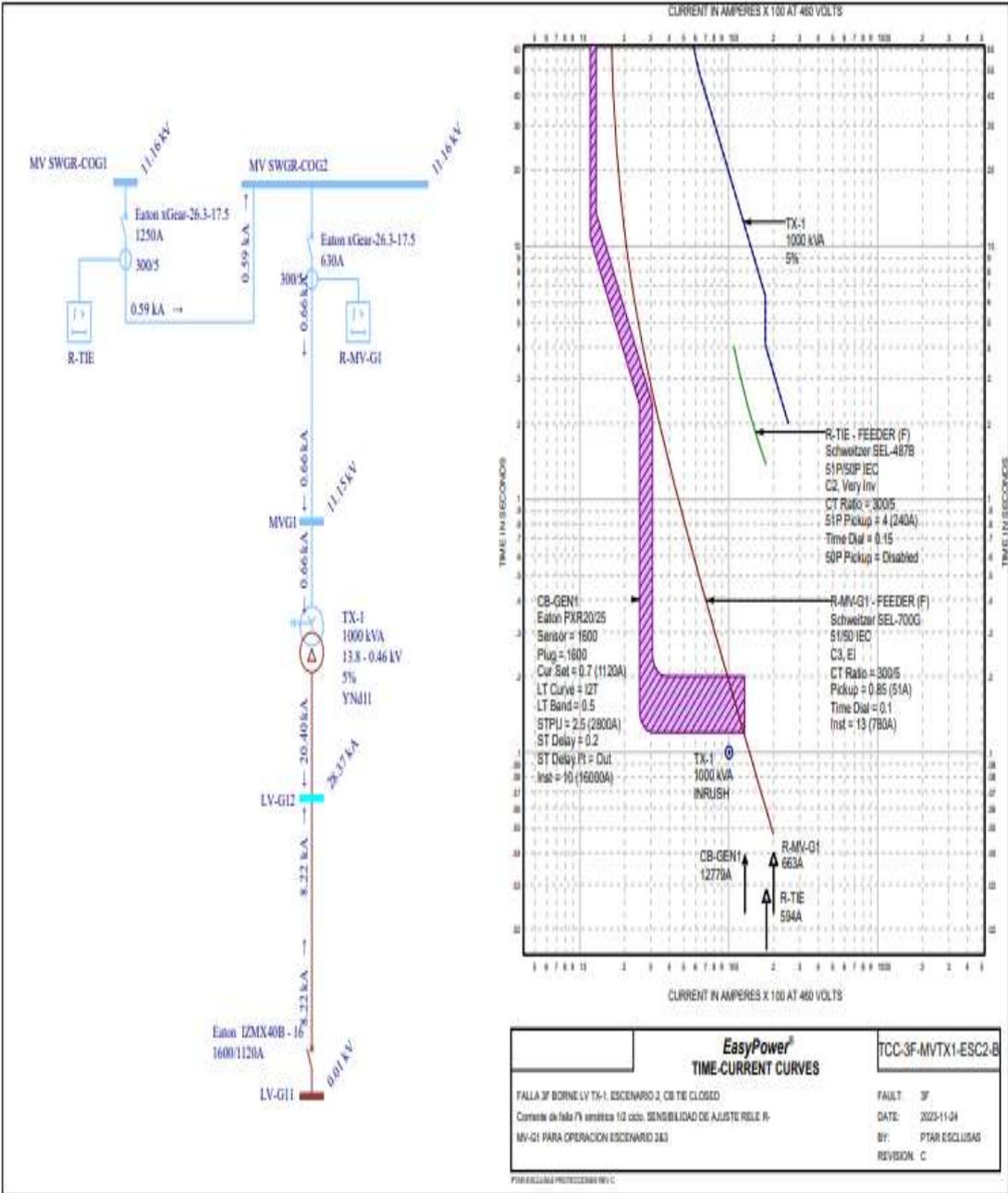
PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV 0

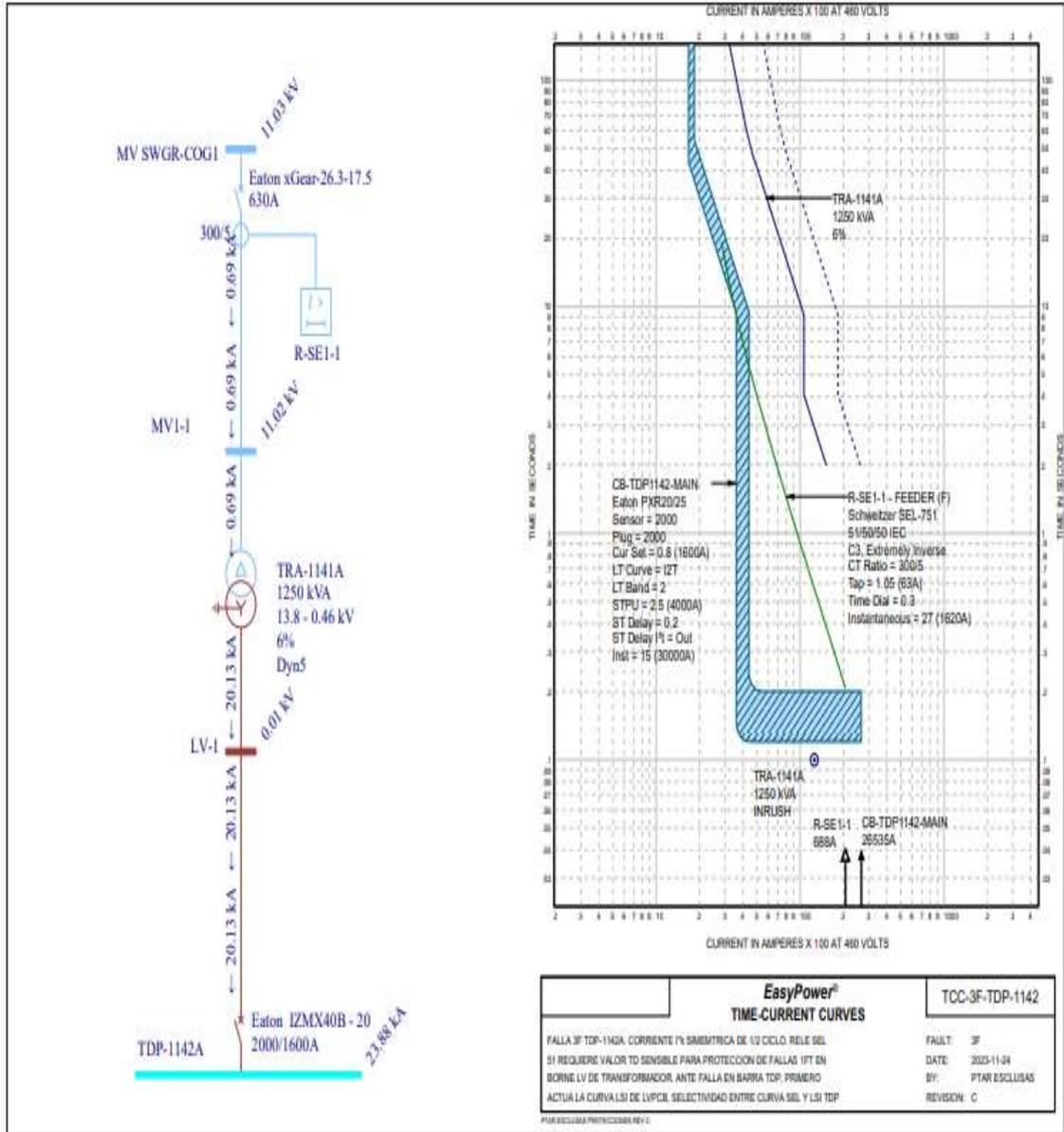


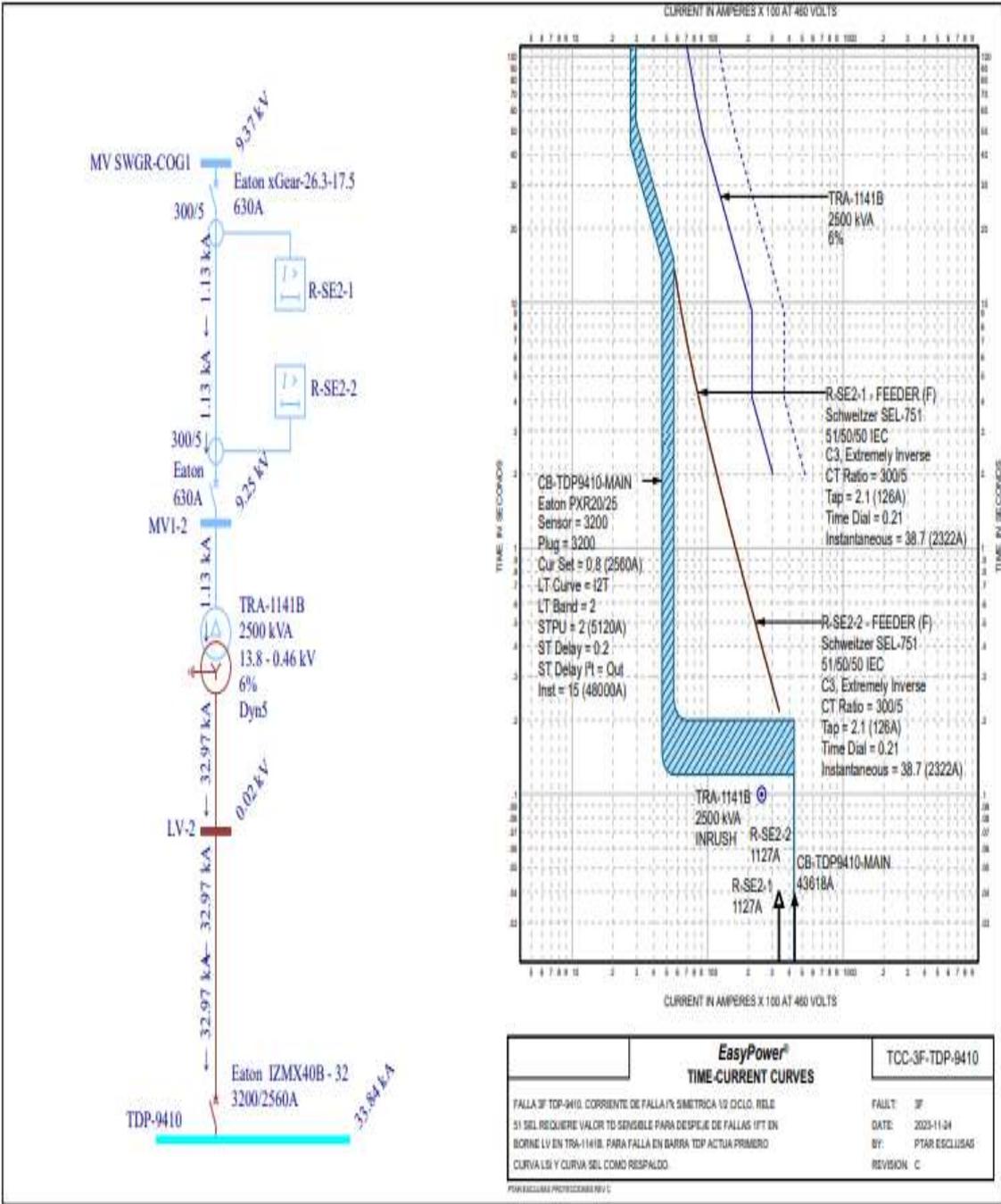
EasyPower[®] TIME-CURRENT CURVES	TCC-3F-SE3-ESC2-B
FALLA 3F BORNE LV TRA-1141C. ESCENARIO 2, CB TIE CLOSED Corriente de falla I _f k simétrica 1/2 ciclo.	FAULT: 3F DATE: 2023-11-30 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

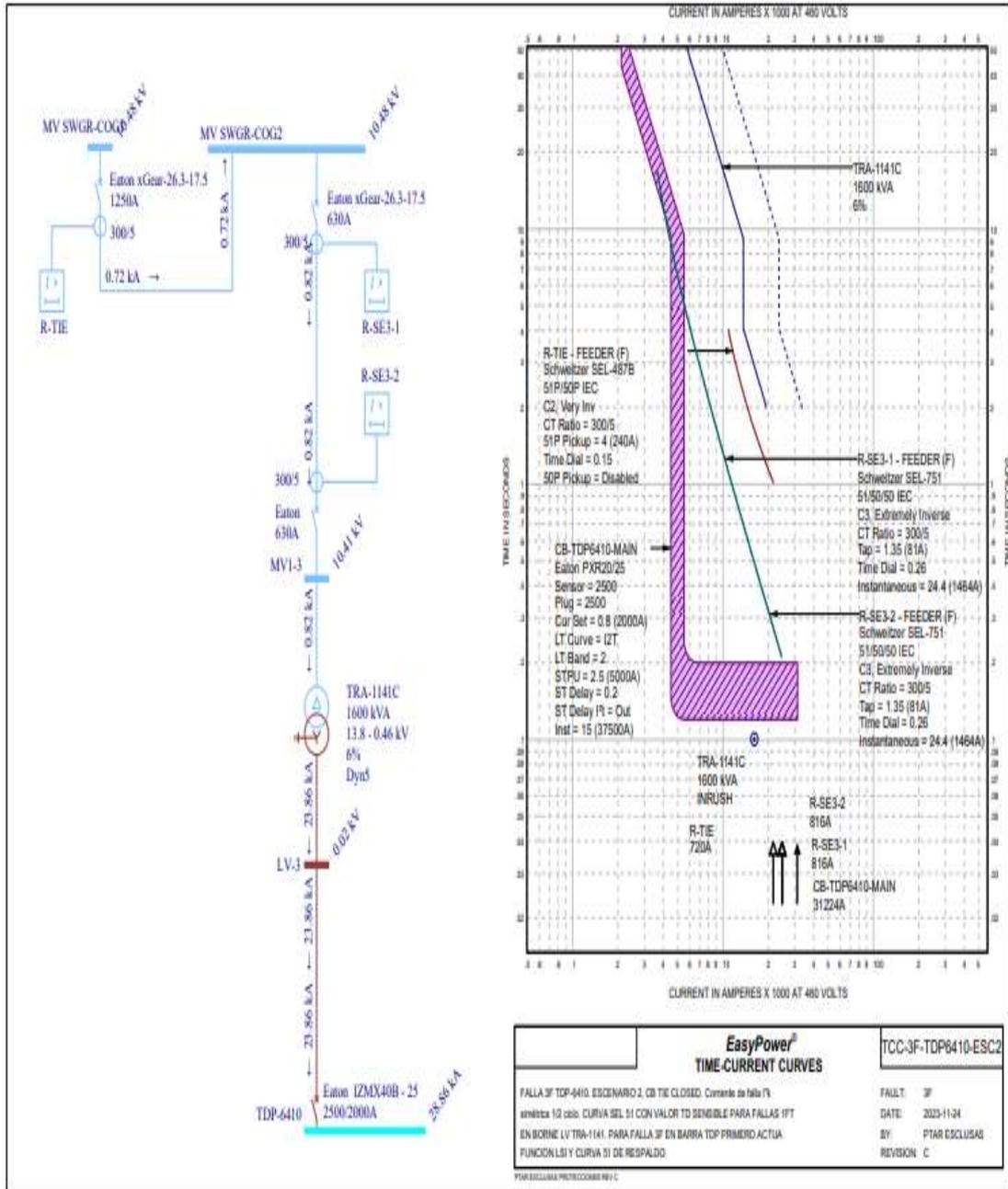
PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV D

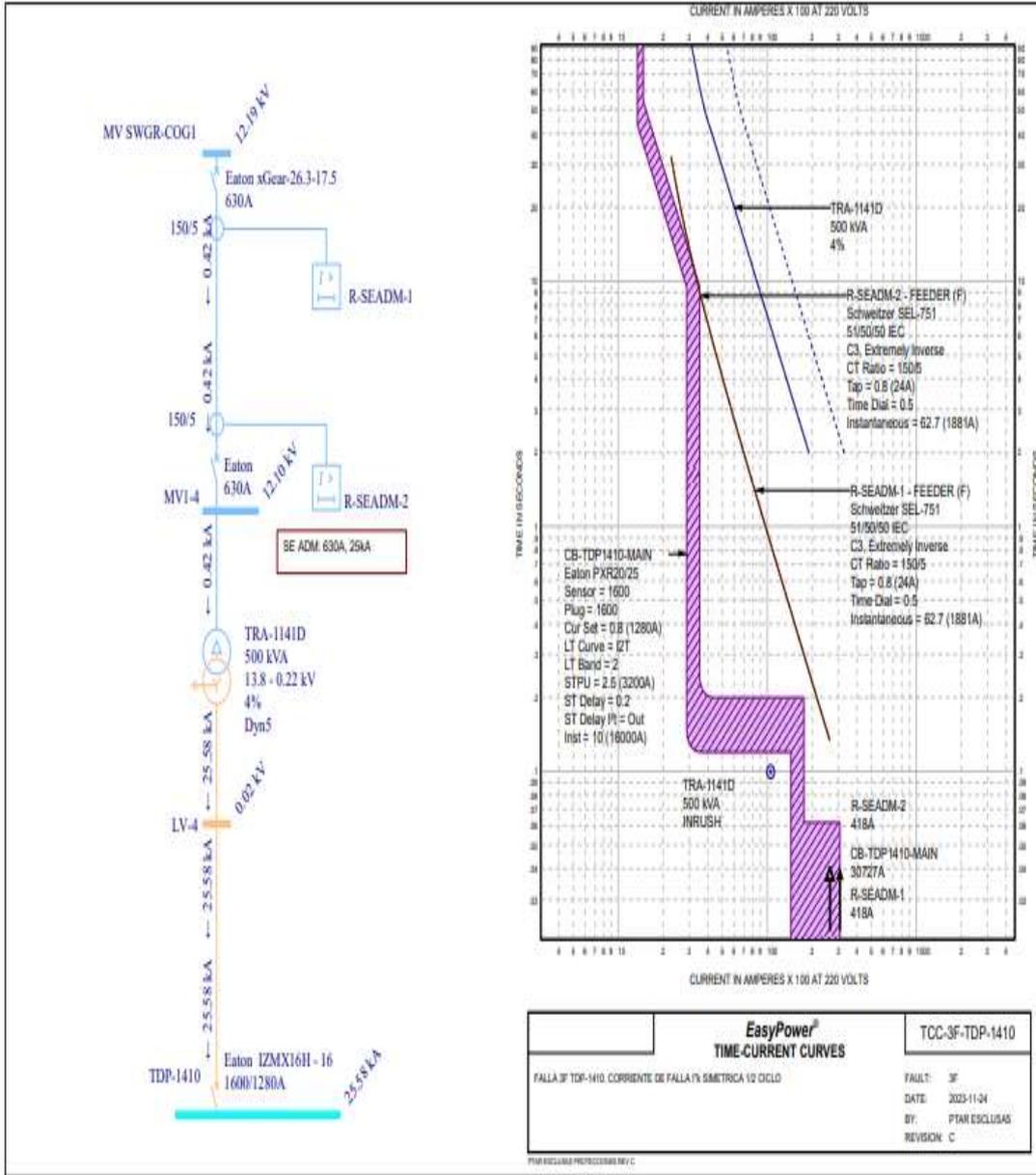


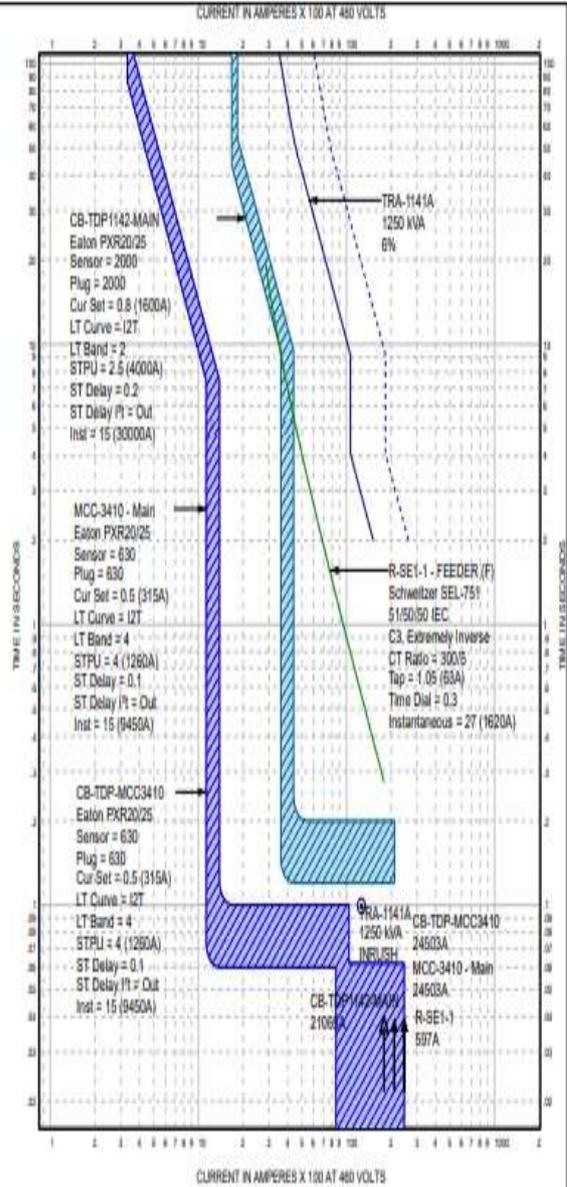
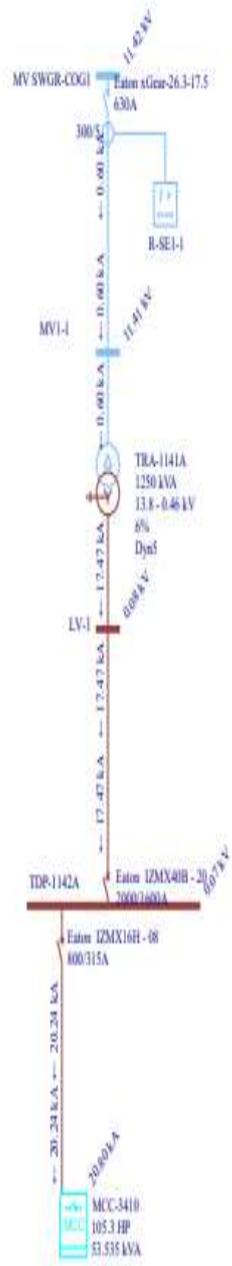




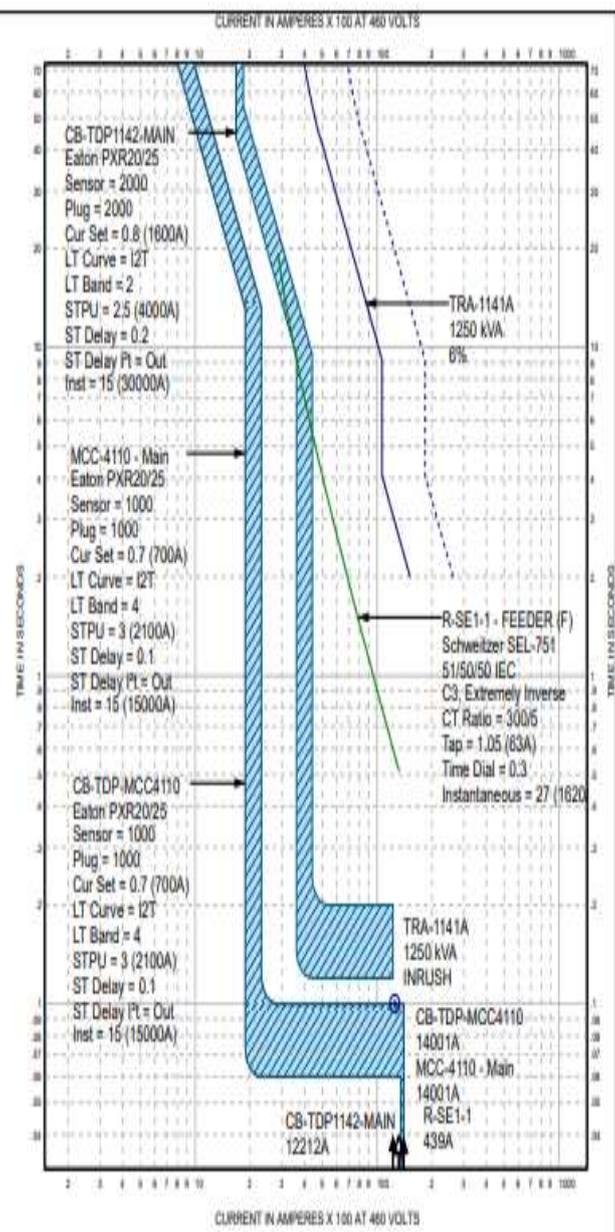
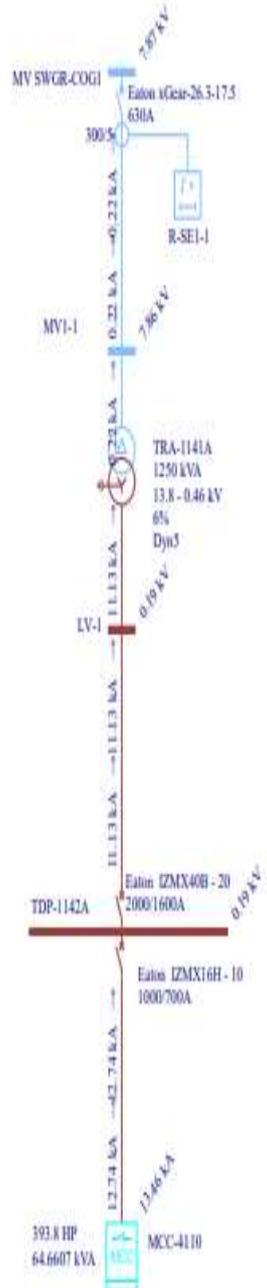






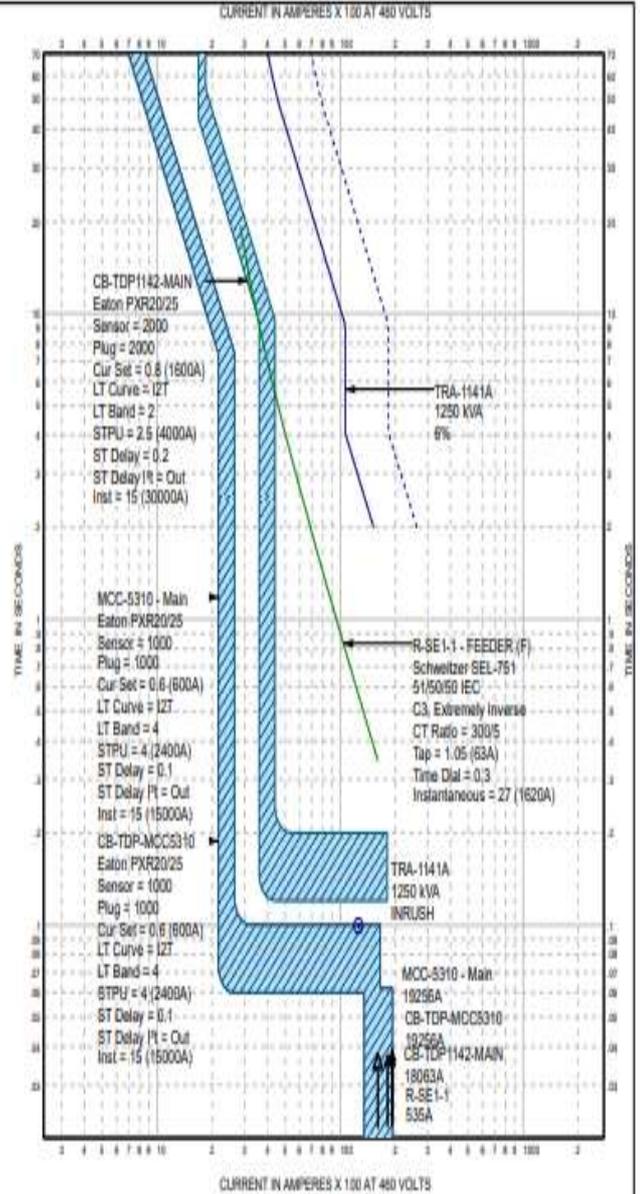
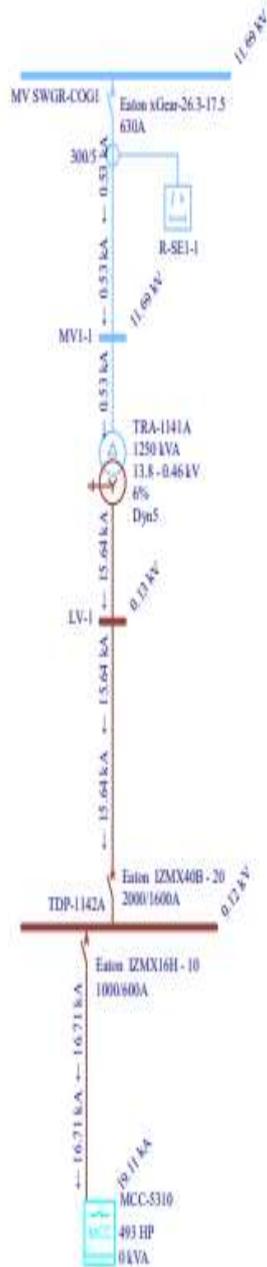


EasyPower® TIME-CURRENT CURVES		TCC-3F-MCC-3410
FALLA 3F MCC-3410 CORRIENTE EN SIMETRICA 1/2 CICLO		FAULT: 3F
		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCLUSAS
		REVISION: C



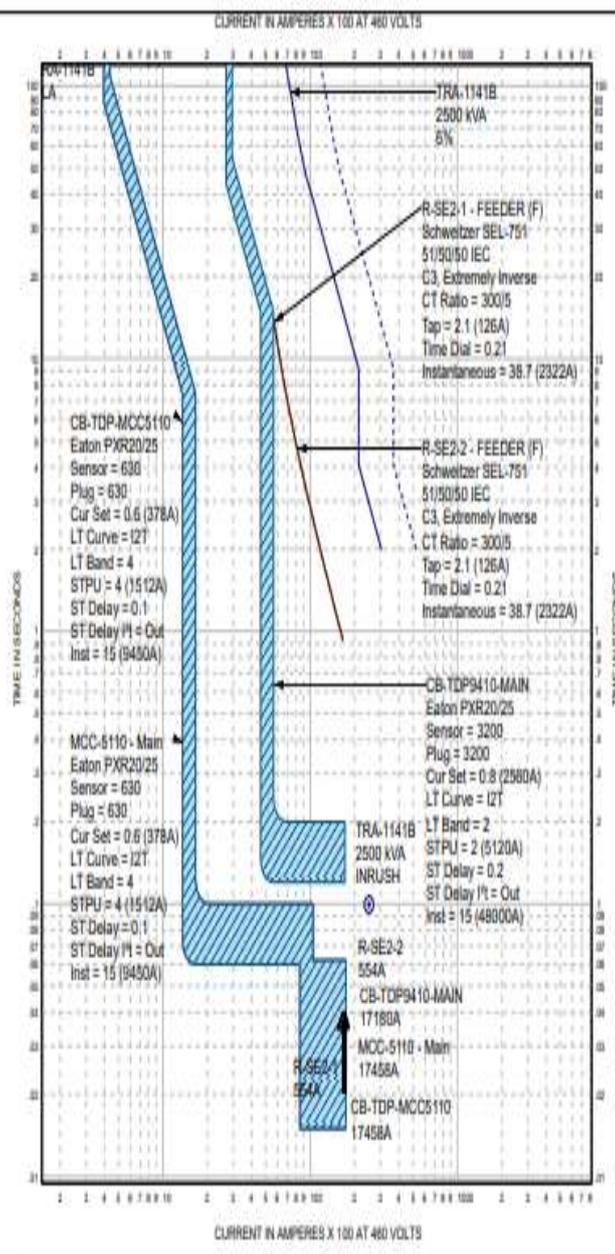
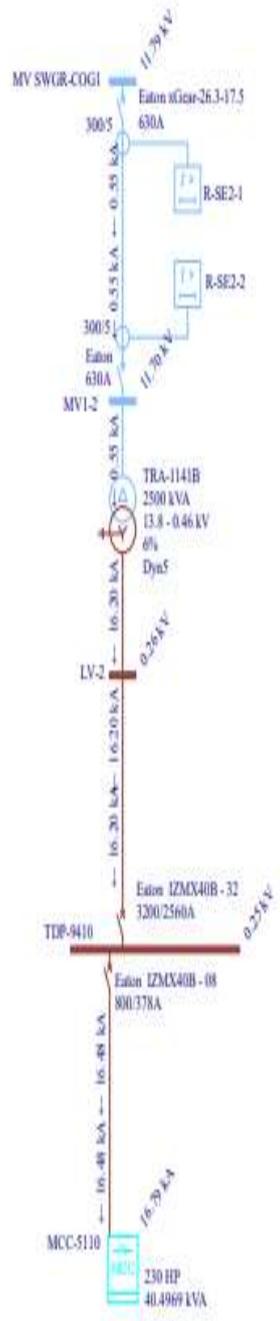
EasyPower[®]		TCC-3F-MCC-4110
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 3F BARRA MCC-4110		FAULT 3F
Corriente de falla P ₃ simétrica 1/2 ciclo		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR EXCLUSAS
		REVISION: C

PTAR EXCLUSAS PROTECCION RPT-C



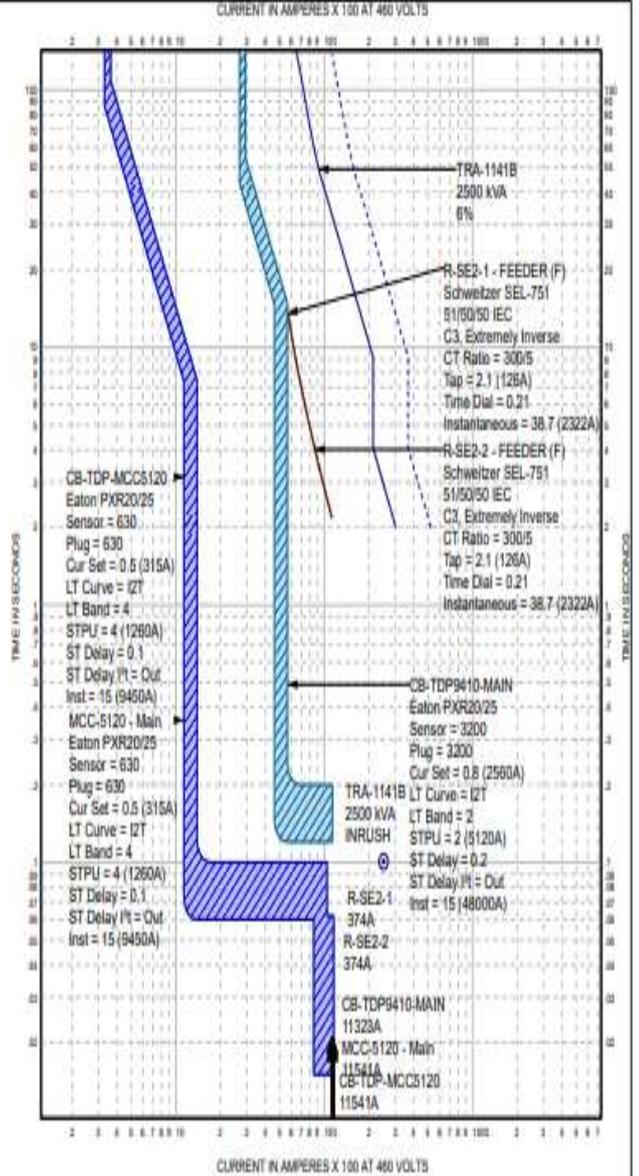
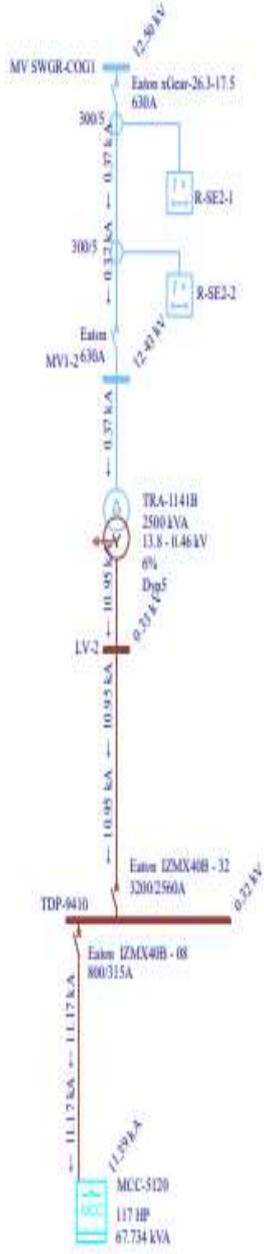
EasyPower® TIME-CURRENT CURVES		TCC-3F-MCC-S310
FALLA 3ª BARRA MCC-S310	Corriente de falla 7% simétrica 1/2 ciclo	FAULT 3F
		DATE 2023-11-24
		BY: PTAR ESCOBAR
		REVISION: C

PAR ESCUELA PROTECCIONES REV C



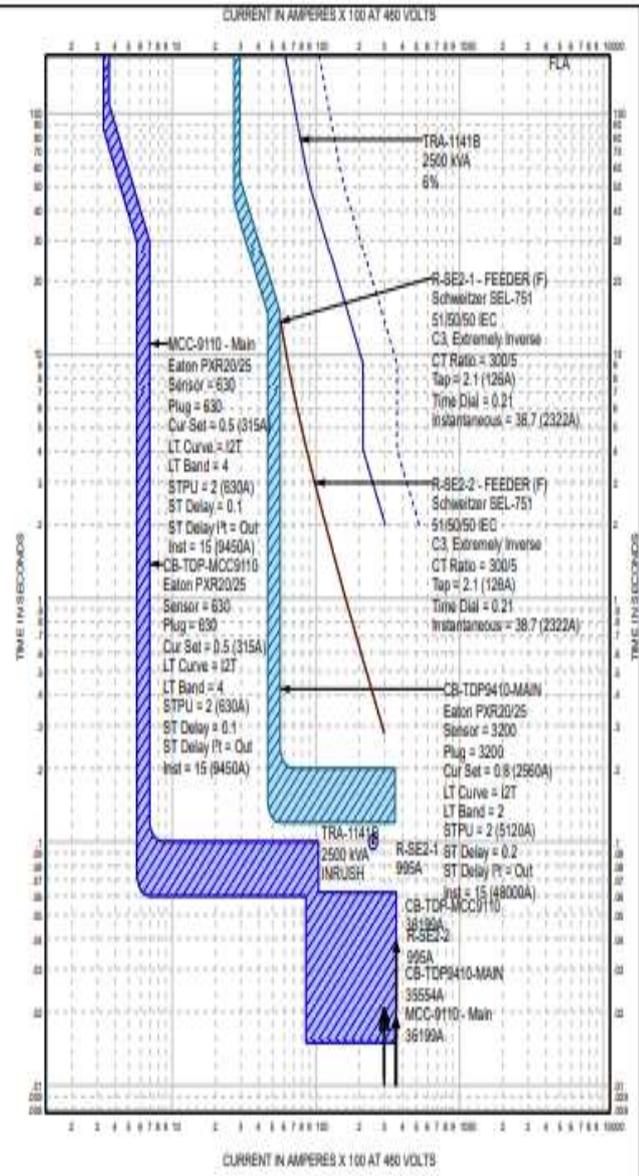
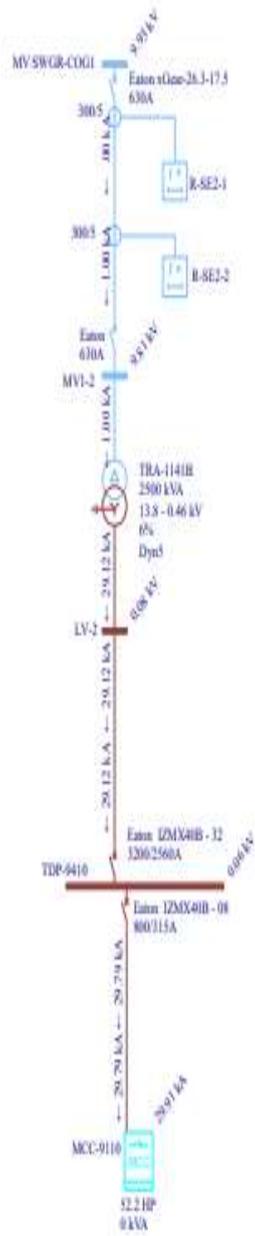
EasyPower[®]		TCC-3F-MCC5110
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 3F BARRA MCC-5110		FAULT: 3F
Corriente de falla (% simétrica) 1/2 ciclo		DATE: 2023-11-04
		BY: PTAR EXCLUSAS
		REVISION: C

PTAR EXCLUSAS PROTECCIONES R.V.C.



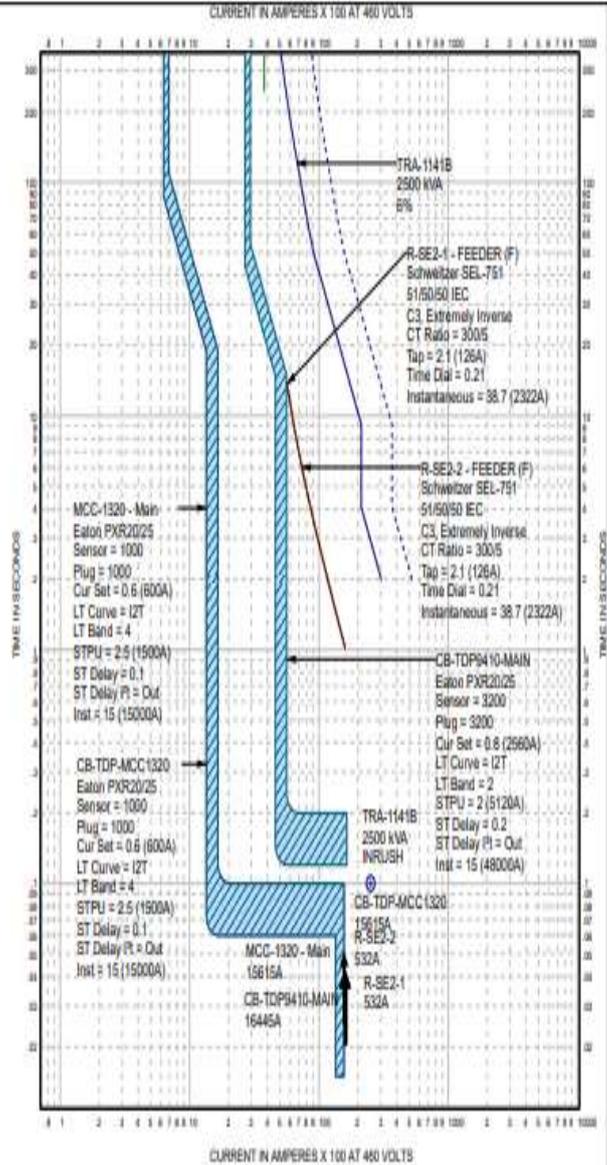
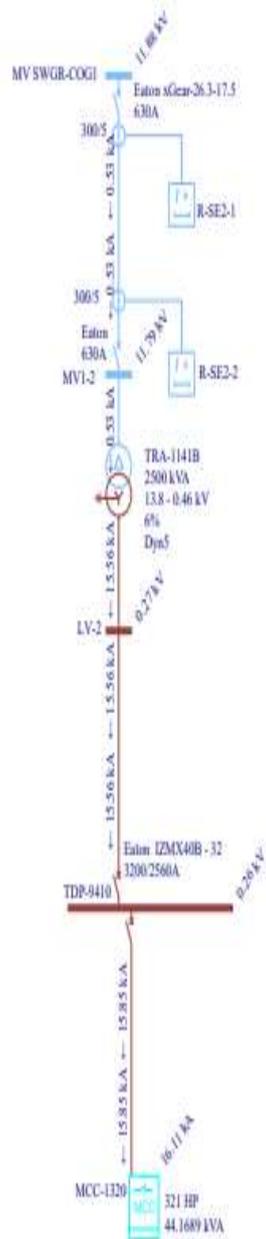
EasyPower®		TCC-3F-MCC5120
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 3F BARRA MCC-5120		FAULT 3F
Corriente de falla 1% simétrica 10 ciclo.		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCLUSIAG
		REVISION: C

POWERLOG PROTECCIONES REV.1



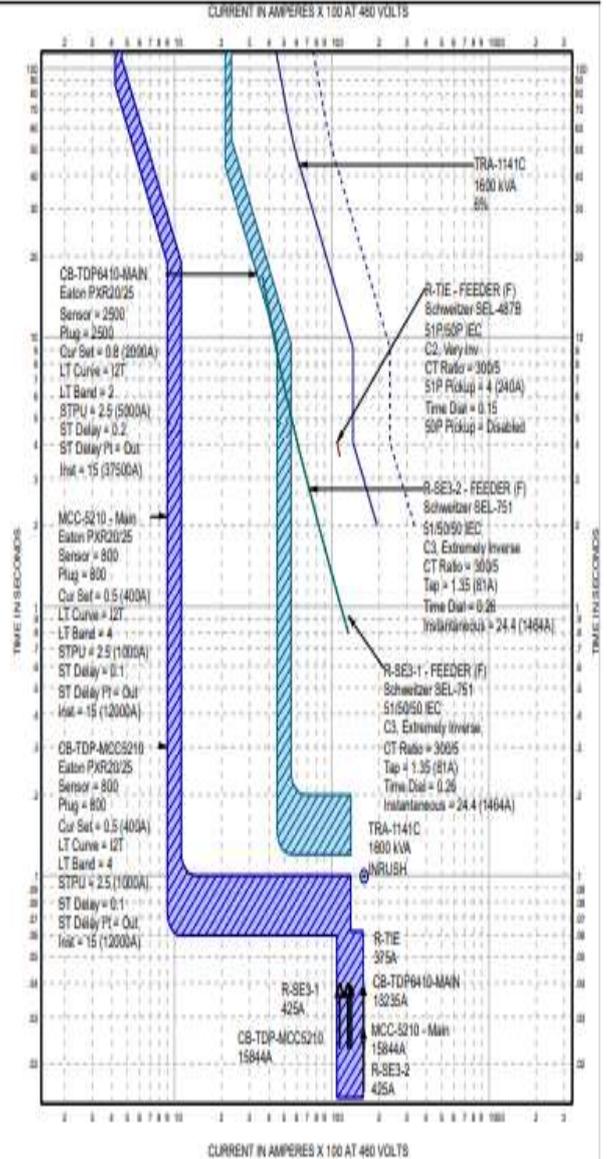
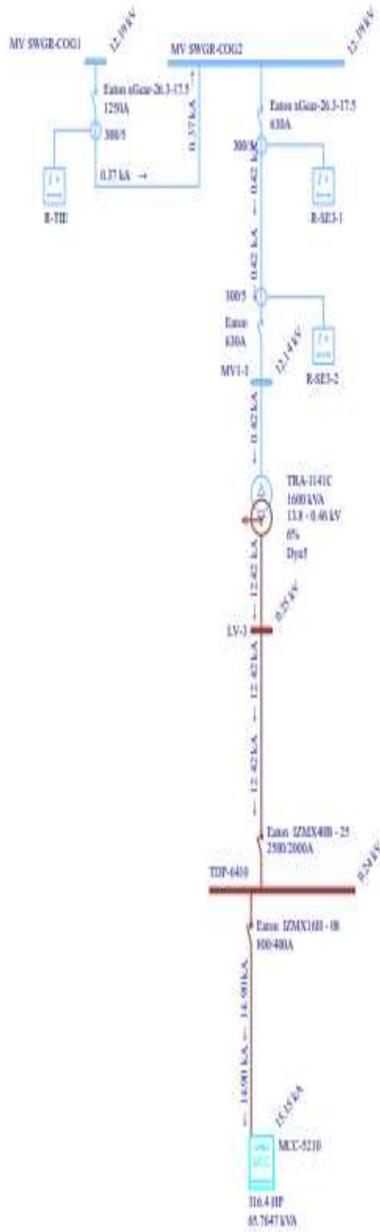
EasyPower[®]		TCC-3F-MCC9110
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 3F BARRA MCC-9110		FAULT: 3F
Corriente de falla 7% simétrica 1/2 ciclo		DATE: 2023-11-24
		BY: P.TAR ESCUELAS
		REVISION: C

PREPARED BY PROTECCIONES INC.



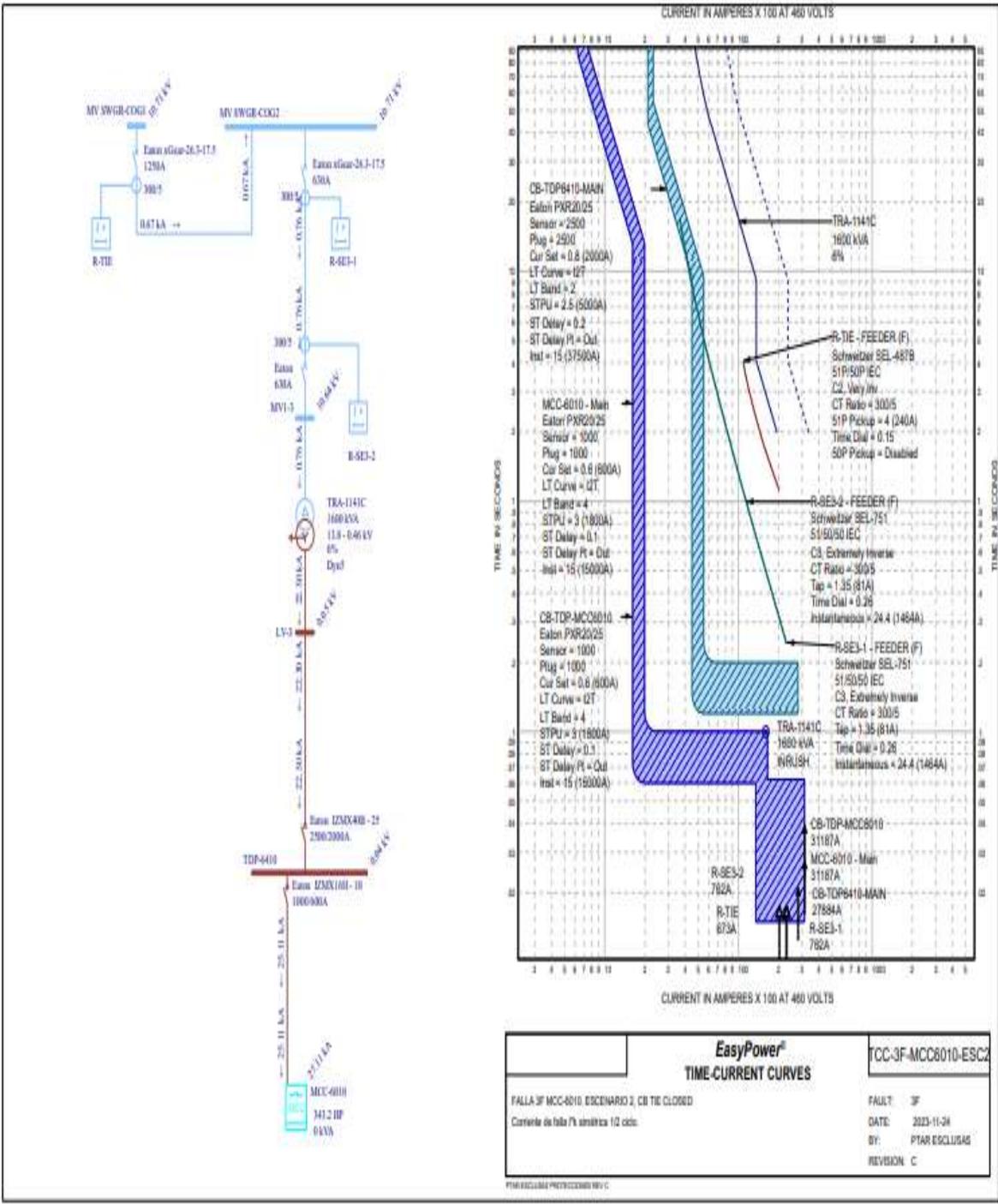
EasyPower[®]		TCC-3F-MCC1320
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 3F BARRA MCC-1320		FAULT: 3F
Corriente de falla 7% simétrica 1/2 ciclo		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCLUSAS
		REVISION: C

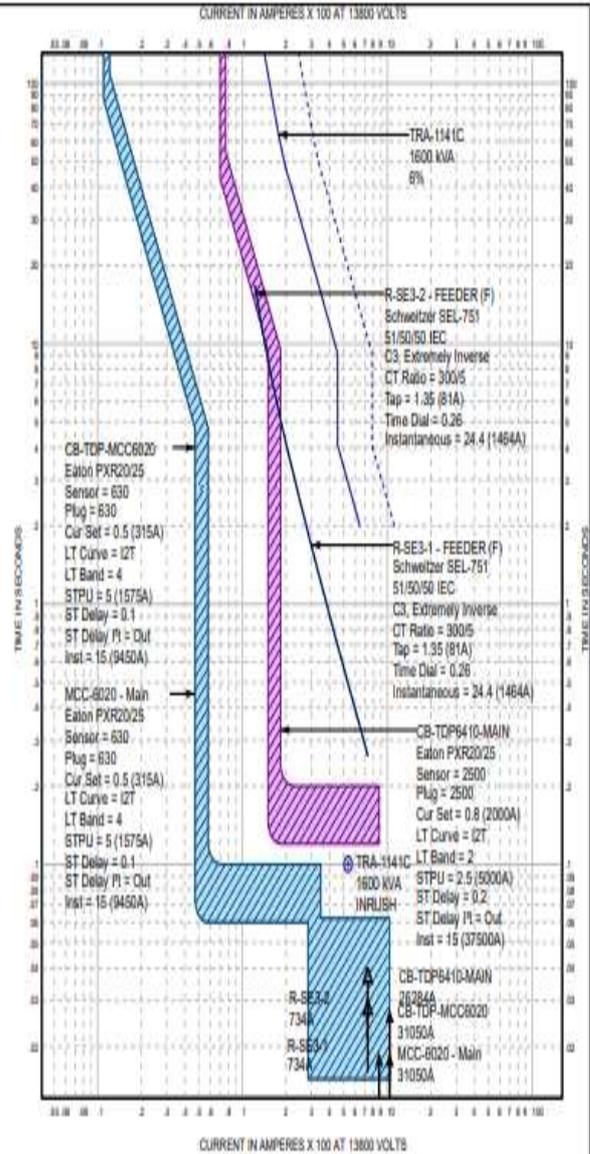
PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV. C



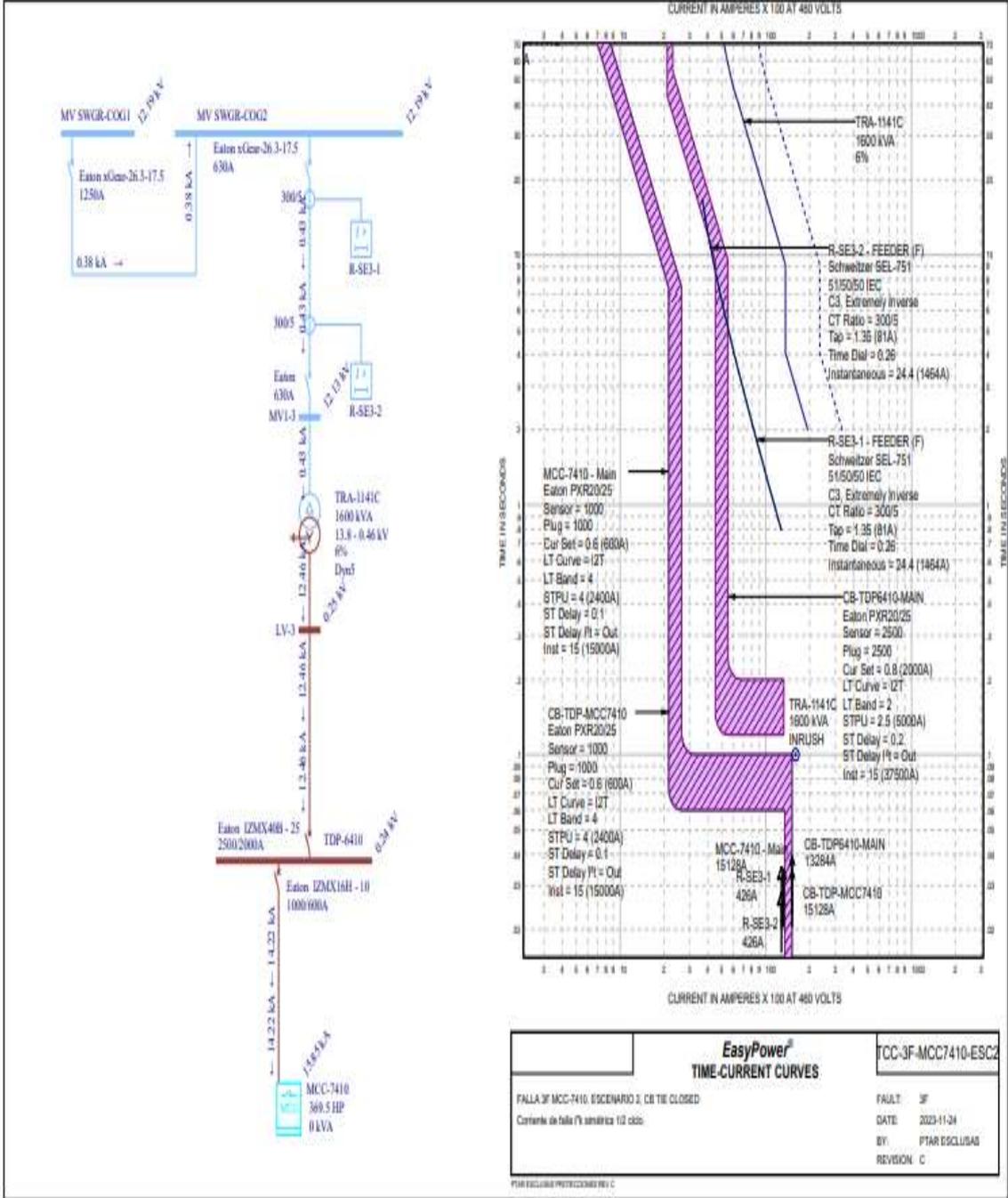
EasyPower®		TCC-3F-MCCS210-ESC2
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 3F MCC-5210, ESCENARIO 2, CB TIE CLOSADO		FAULT: 3F
Contorno de falla 7k simétrica 1/2 ciclo		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCCLUSAS
		REVISION: C

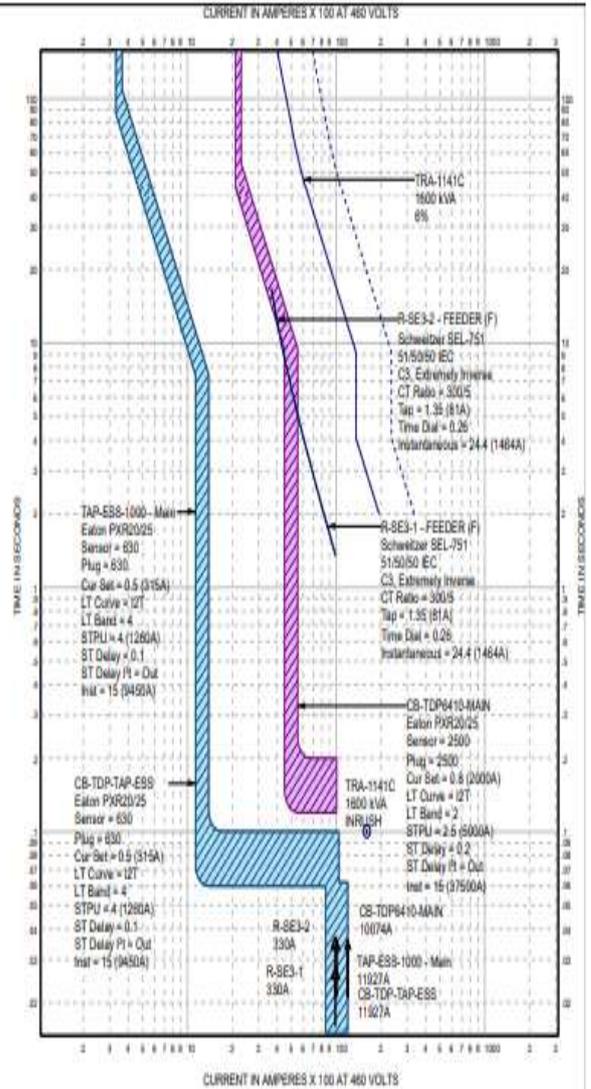
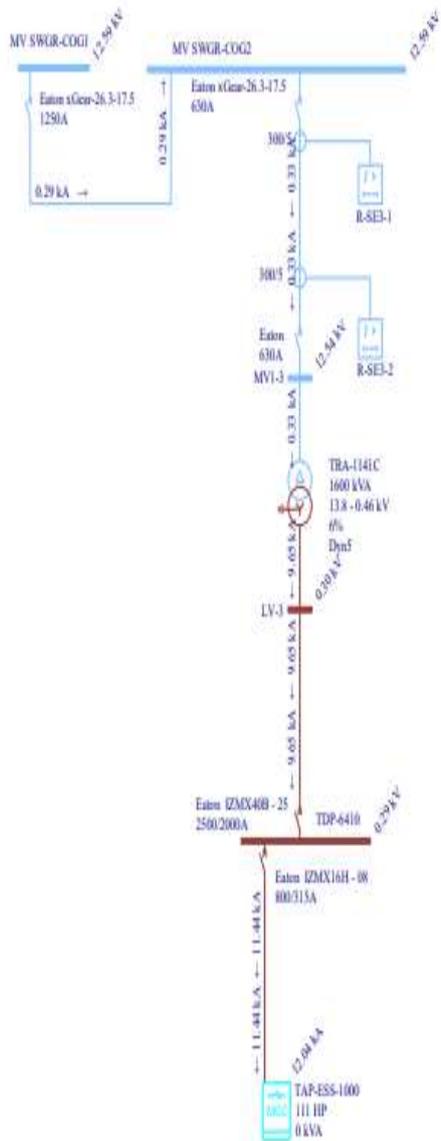
PTAR ESCCLUSAS PROTECCIONES 8872





EasyPower [®] TIME-CURRENT CURVES		TCC-3F-MCC6020-ESC2
FALLA 3F MCC-6020 ESCENARIO 2, CB TIE CLOSED	FAULT: 3F	
Contorno de falla 7k simétrica 1/2 ciclo.	DATE: 2023-11-24	
	BY: PPAR ESCLUSAS	
	REVISION: C	



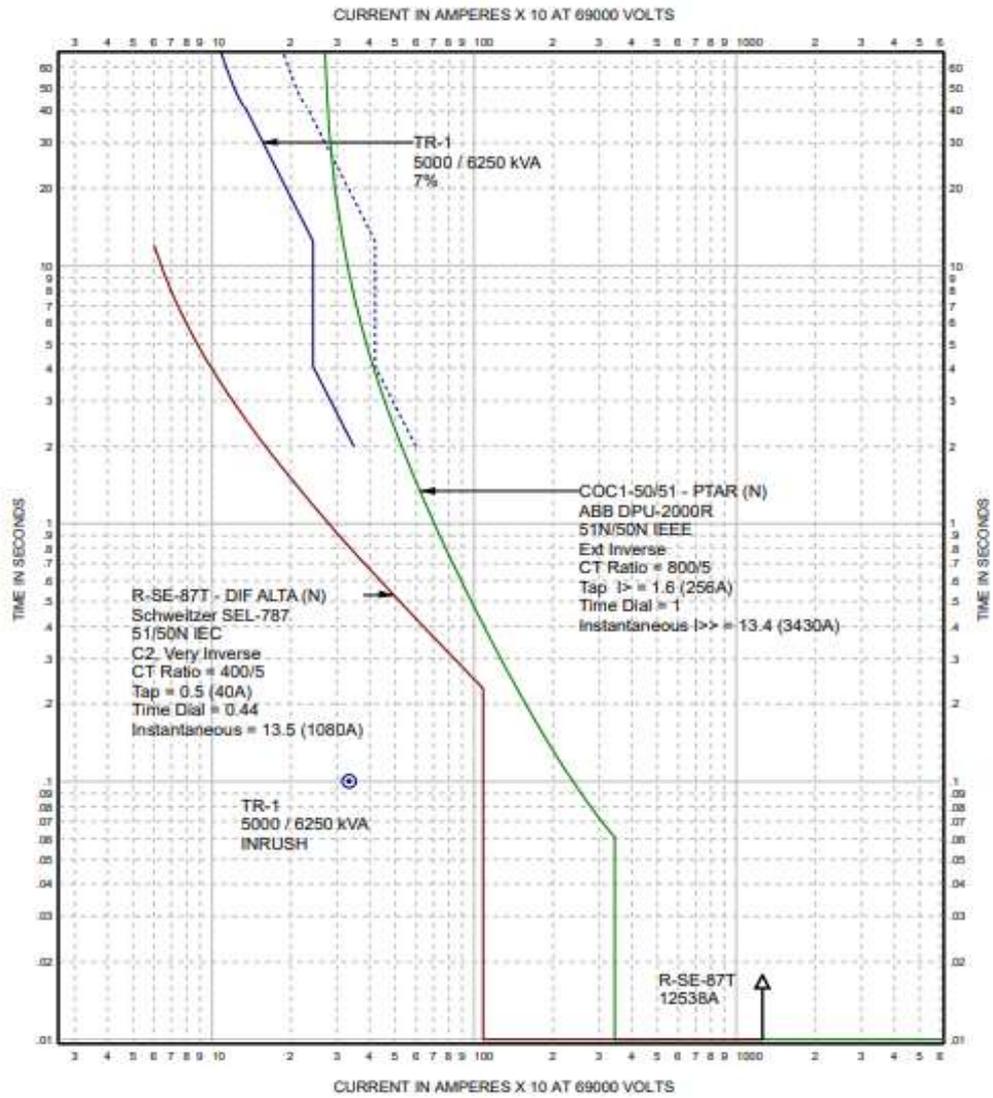


EasyPower® TIME-CURRENT CURVES		TCC-3F-TAP-ESS-ESC2
FALLA 3F TAP-ESS-1000. ESCENARIO 1, CB TIE CLOSED		FAULT: 3F
Corriente de falta P1 simétrica 10 cdc.		DATE: 2023-11-04
		BY: PTAR ESCLUSAS
		REVISION: C

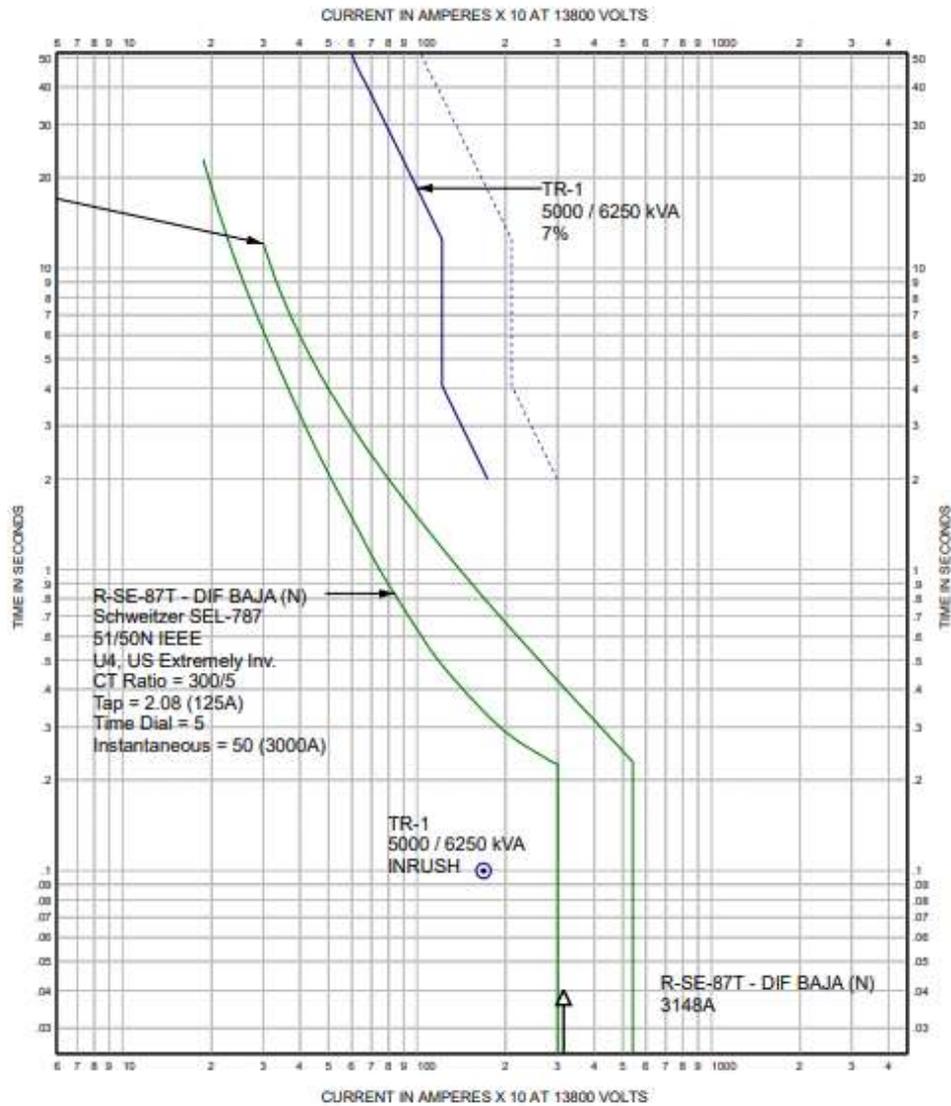
PTAR ESCLUSAS PROTECCION RING

Anexo 2

Gráficos TCC Protección Falla a tierra

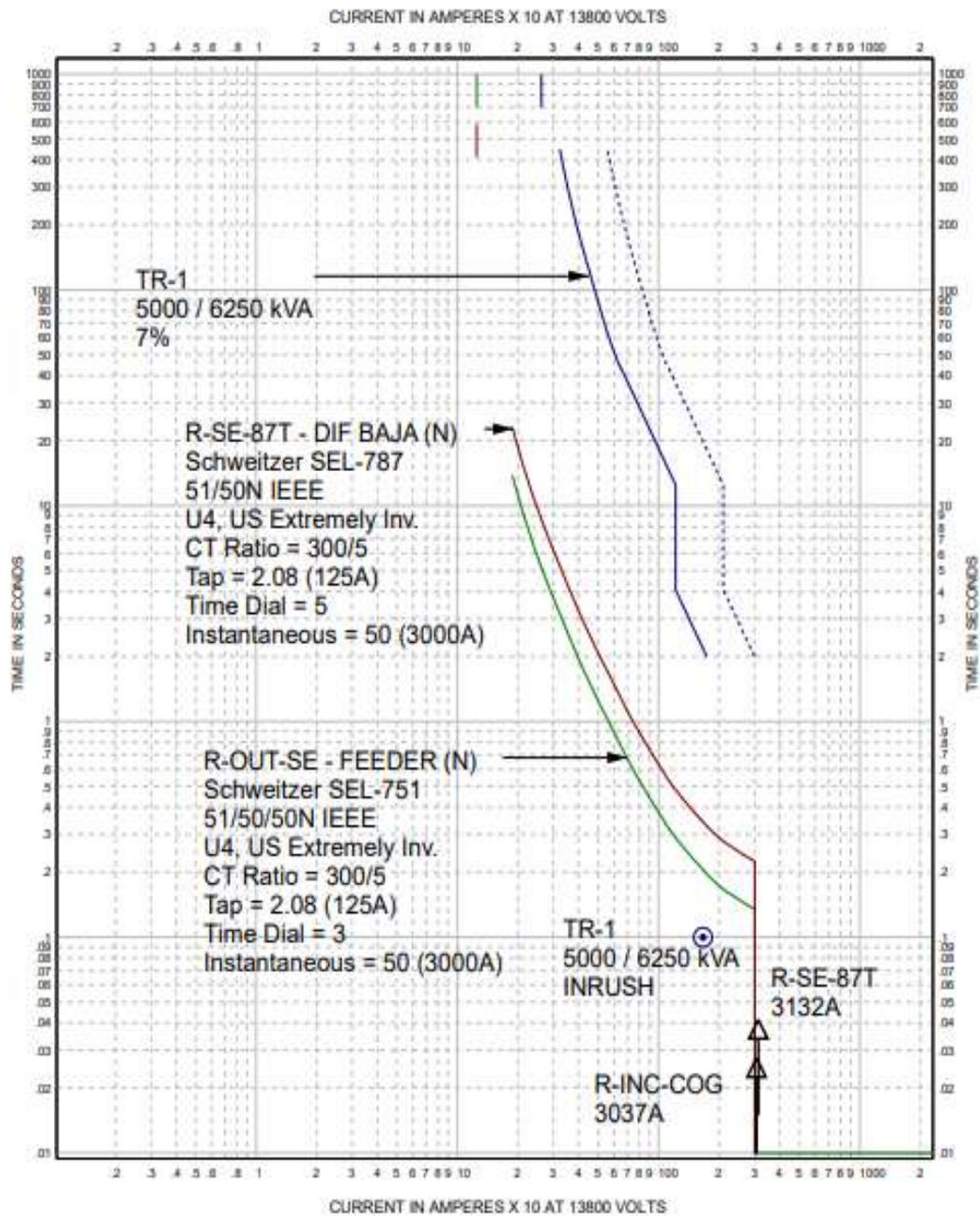


	EasyPower[®] TIME-CURRENT CURVES	TCC-1FT-CNEL-HV
FALLA 1FT BORNE HV TRANSFORMADOR. Despeje instantaneo de la falla por rete de proteccion SEL 787. Rete Mitsubishi provee proteccion de respaldo con retraso de 200ms. Corriente de falla I _k simetrica 1/2 ciclo.		FAULT: 1FT DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C
PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV 0		



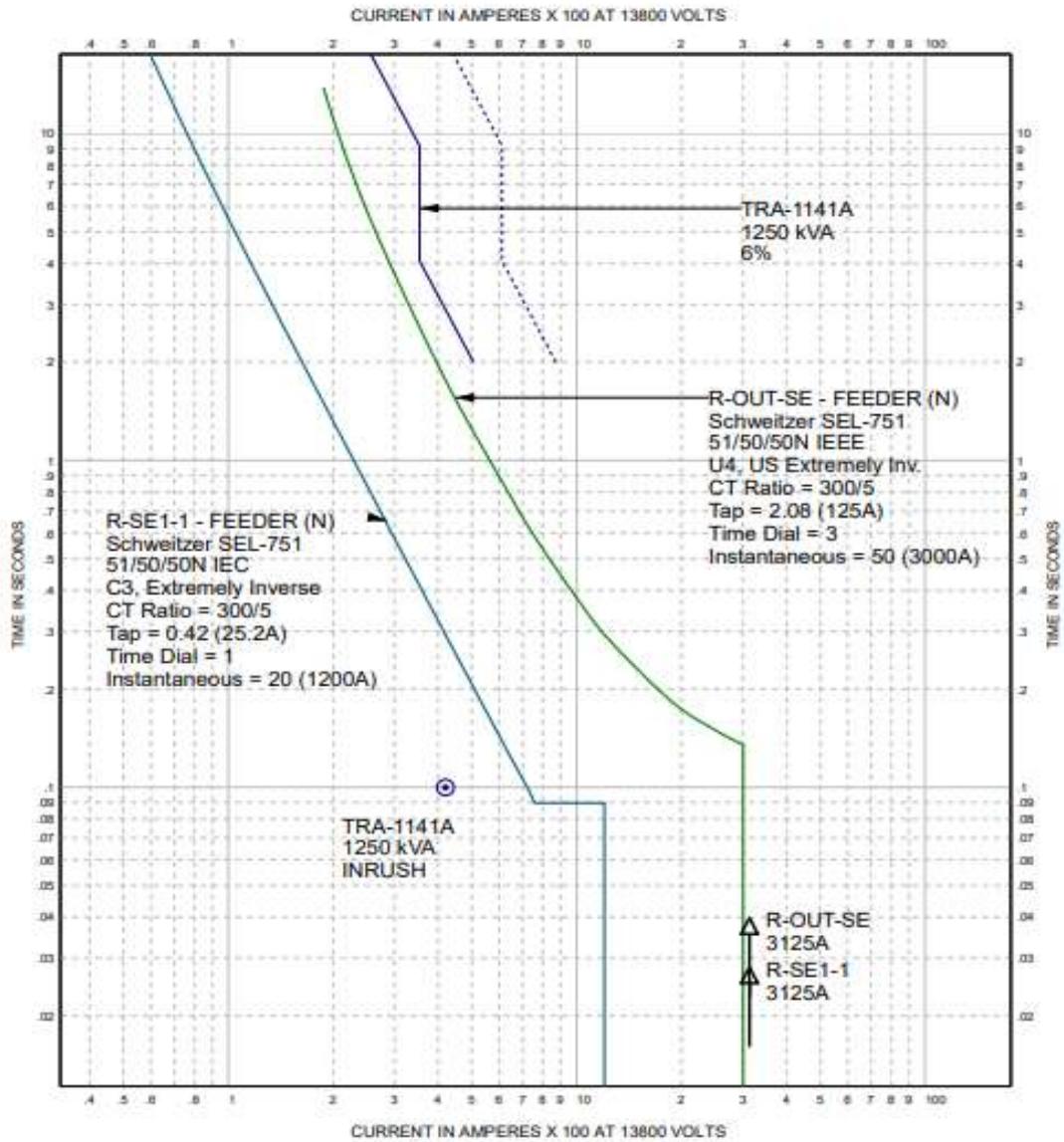
	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-1FT-HV-MV-1
FALLA 1FT SWGR SE. CORRIENTE DE FALLA 1% SIMETRICA 1/2 CICLO. FALLA FASE A. PROTECCIONES DE FASE ACTUAL COMO PROTECCION DE RESPALDO		FALLT: 1FT DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV. D



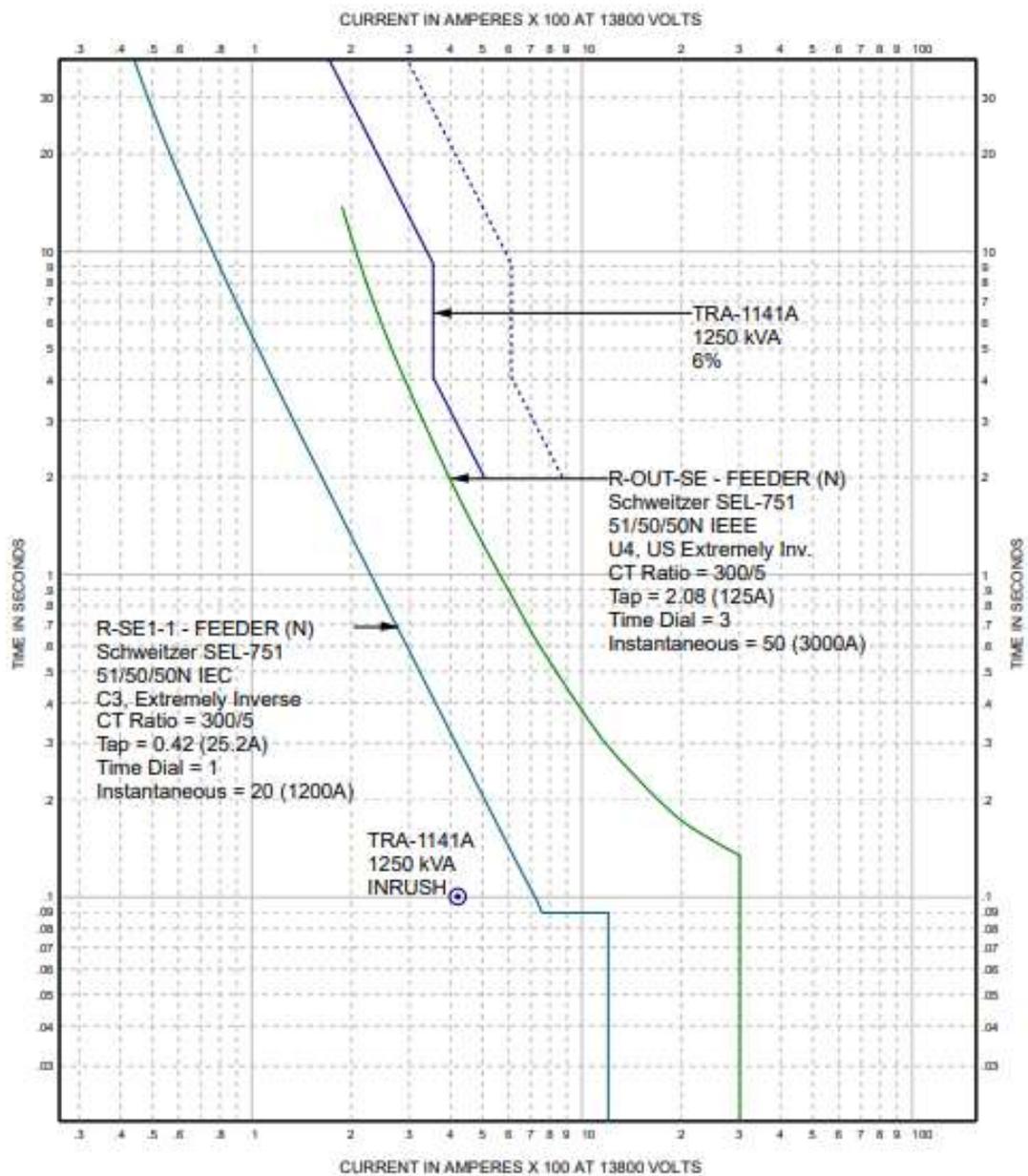
EasyPower® TIME-CURRENT CURVES		TCC-1FT-HV-MV-2
FALLA 1FT SWGR COGEN. CORRIENTE DE FALLA 1% SIMETRICA 1/2 CICLO.		FAULT: 1FT
		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCLUSAS
		REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV D

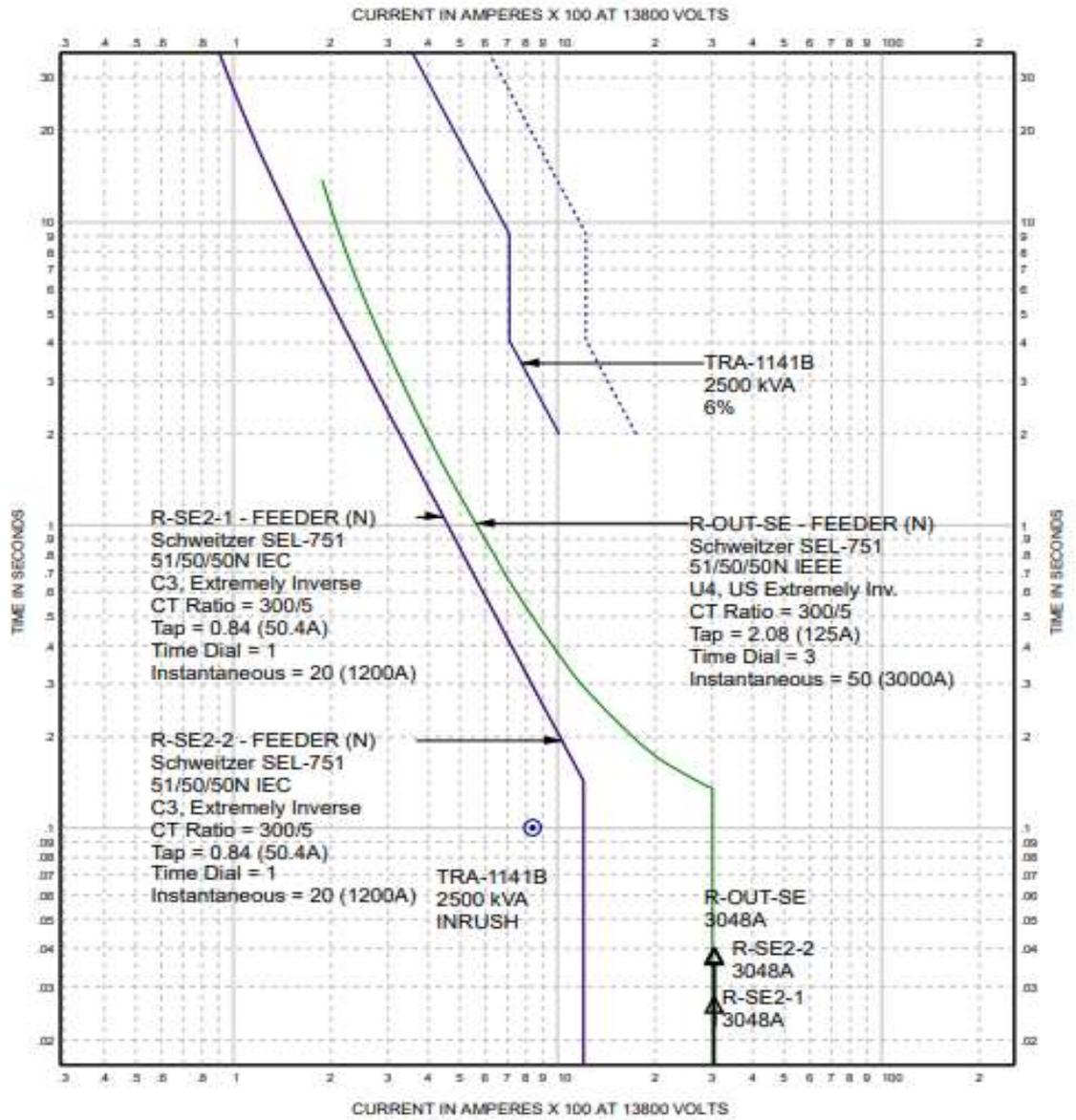


EasyPower®		TCC-1FT-MV-SE1-A
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT BORNE MV TRA-1141A Corriente de falla I'x simétrica 1/2 ciclo.		FAULT: 1FT DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

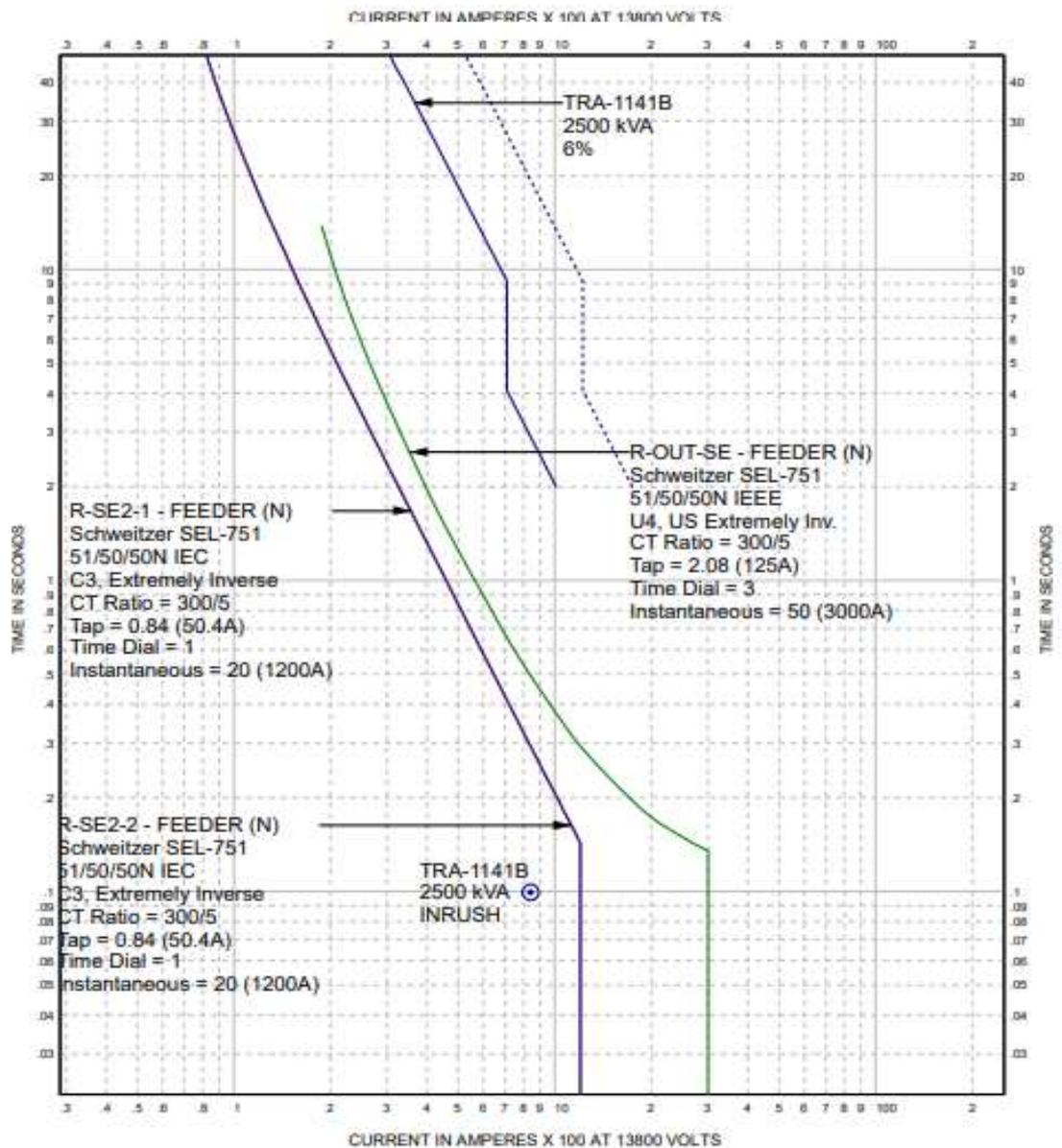
PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV D



EasyPower®		TCC-1FT-MV-SE1-B
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT BORNE LV TRA-1141A Corriente de falla I _f simétrica 1/2 ciclo. Curva 51 rele SEL actua como proteccion principal, funcion 51N no ve corriente 3fo debido a grupo de conexion de transformador.		FAULT: 1FT DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C
PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV D		

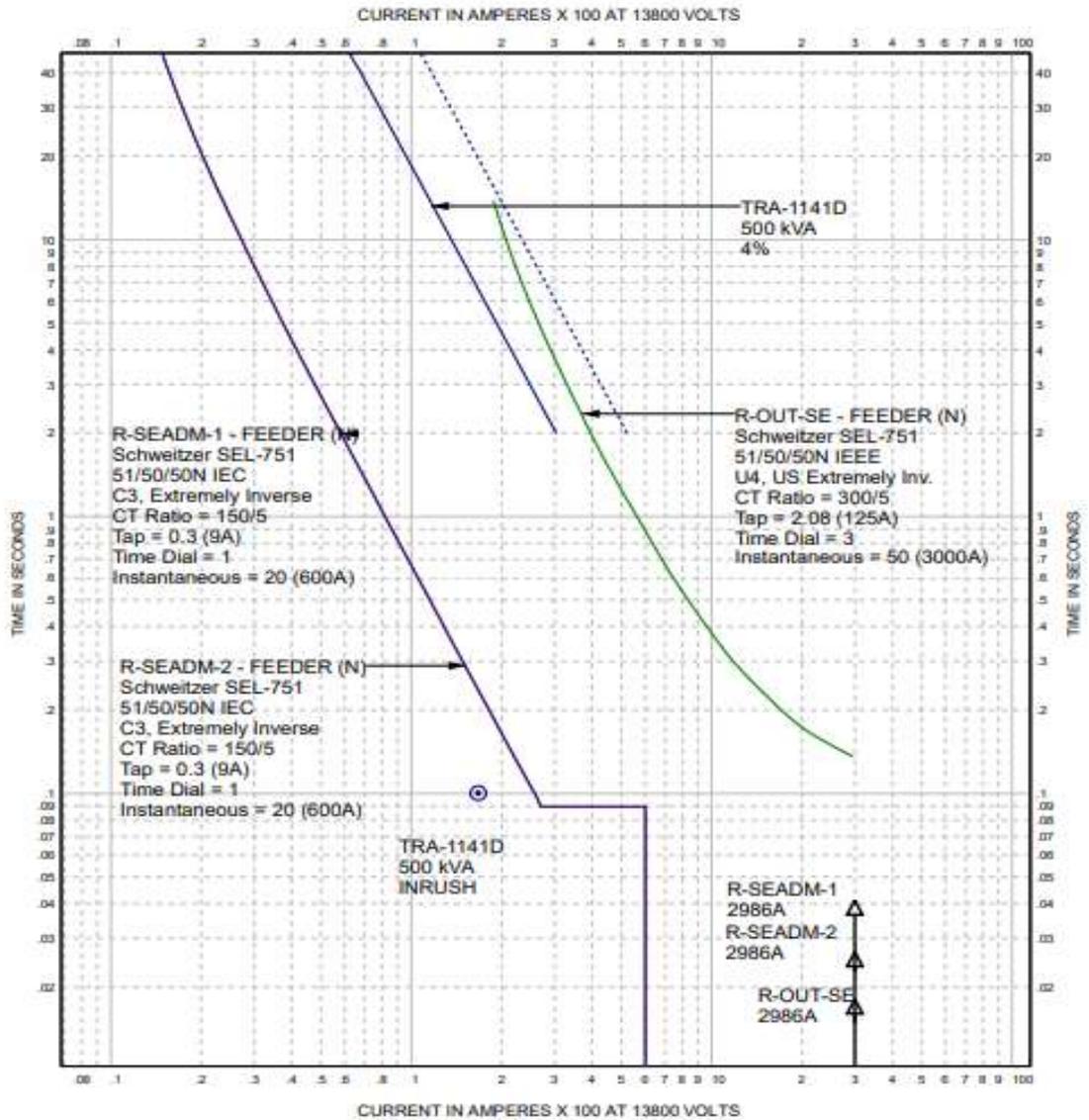


EasyPower®		TCC-1FT-MV-SE2-A
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT BORNE MV TRA-1141B Corriente de falla I'k simétrica 1/2 ciclo.		FAULT: 1FT DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C
PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV 0		



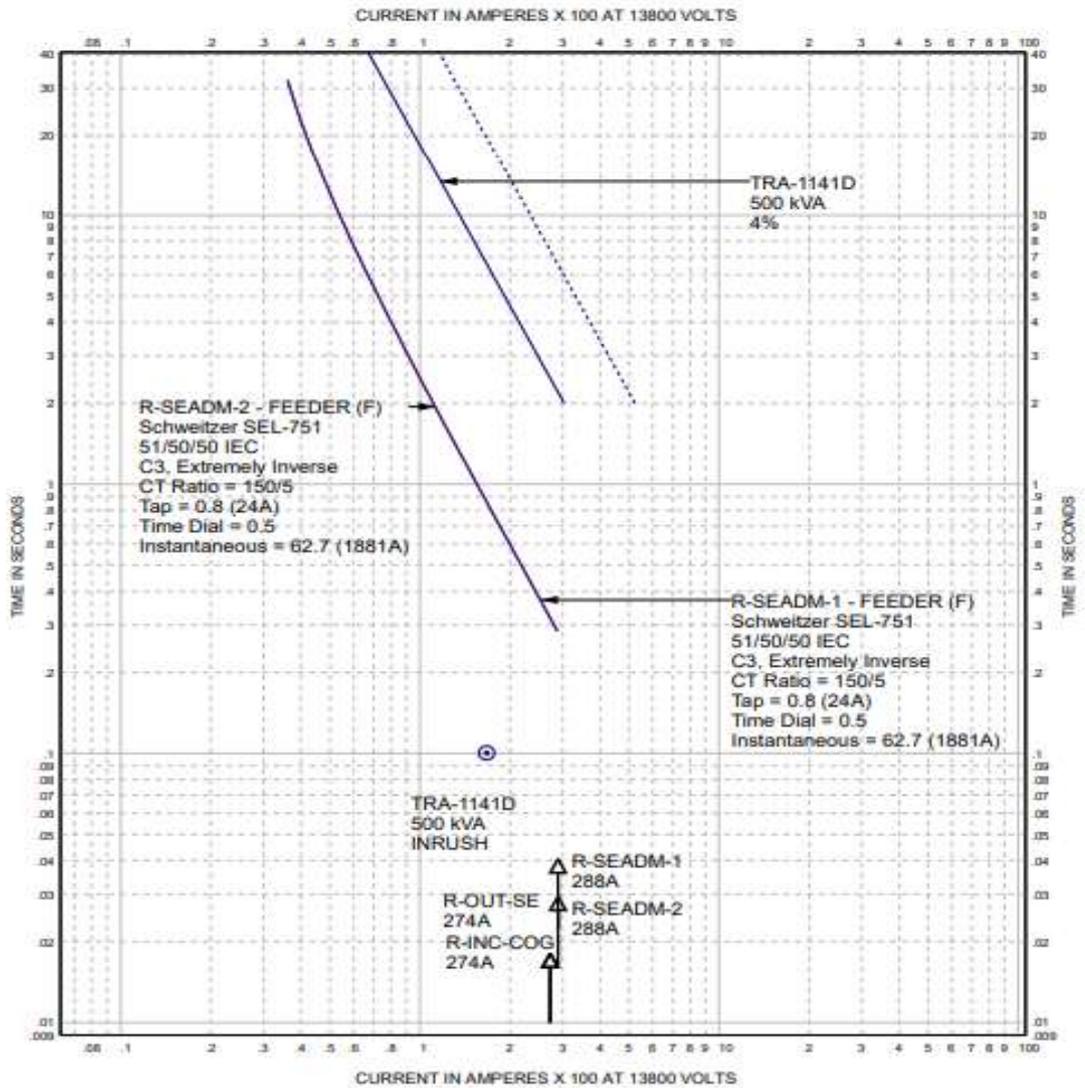
EasyPower® TIME-CURRENT CURVES		TCC-1FT-MV-SE2-B
FALLA 1FT BORNE MV TRA-1141B Corriente de falla 1x simétrica 1/2 ciclo. Curva 51 rele SEL actua como proteccion principal, funcion 51N no ve corriente 3to debido a grupo de conexion de transformador.		FAULT: 1FT DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV D



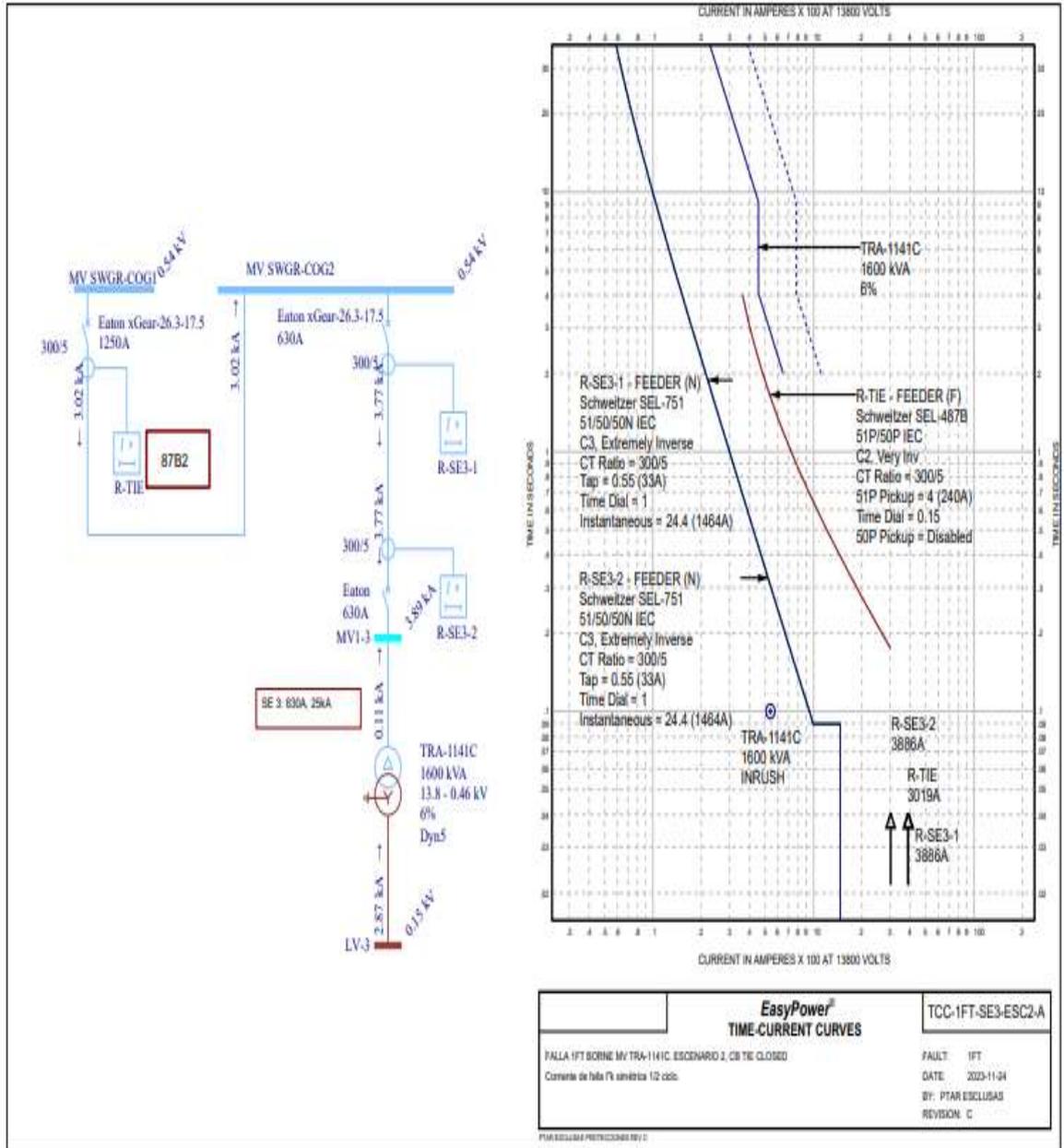
	EasyPower® TIME-CURRENT CURVES	TCC-1FT-MV-SEADM-A
FALLA 1FT BORNE MV TRA-1141D Corriente de falla 1% simétrica 1/2 ciclo.		FAULT: 1FT DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

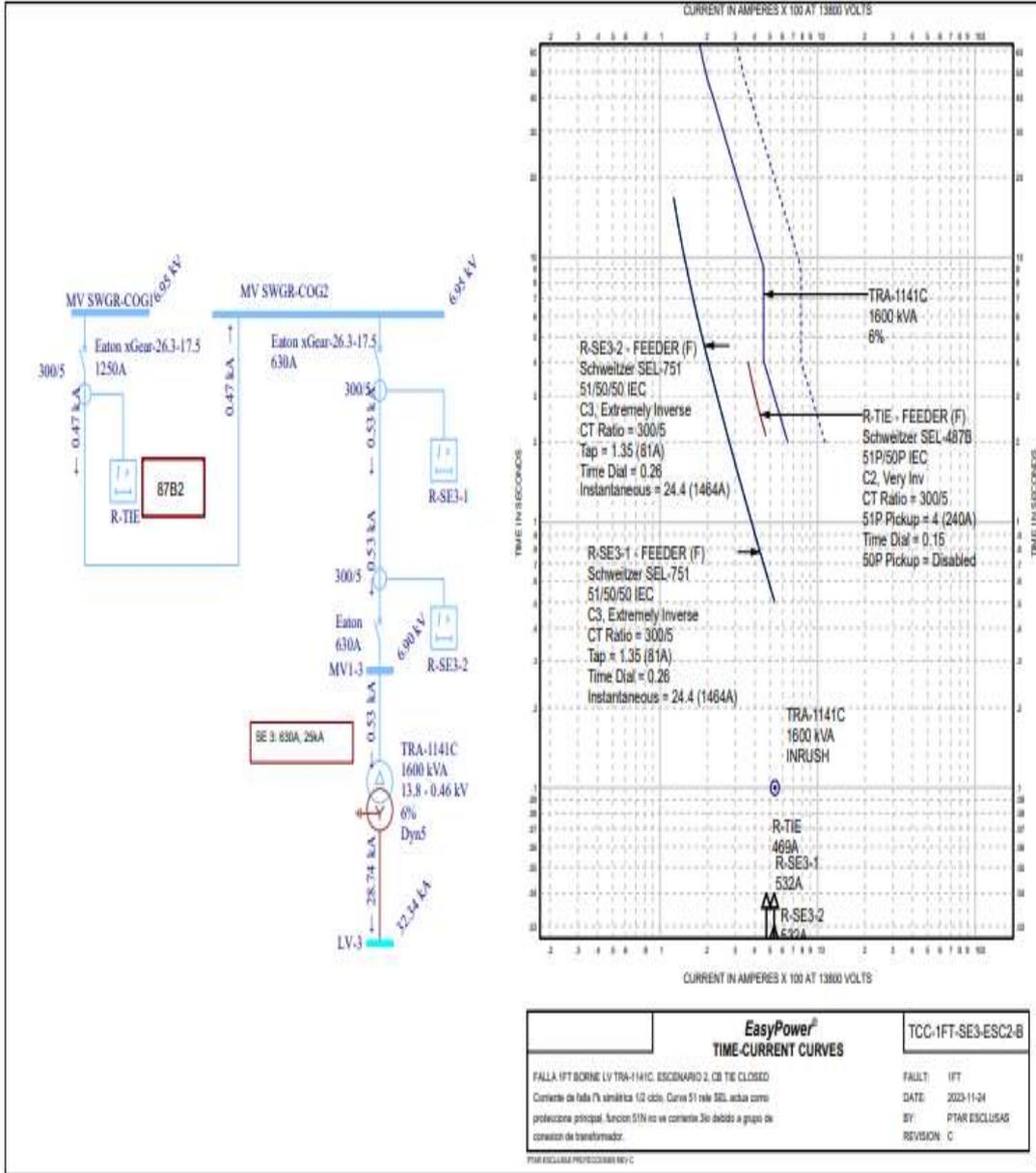
PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV D

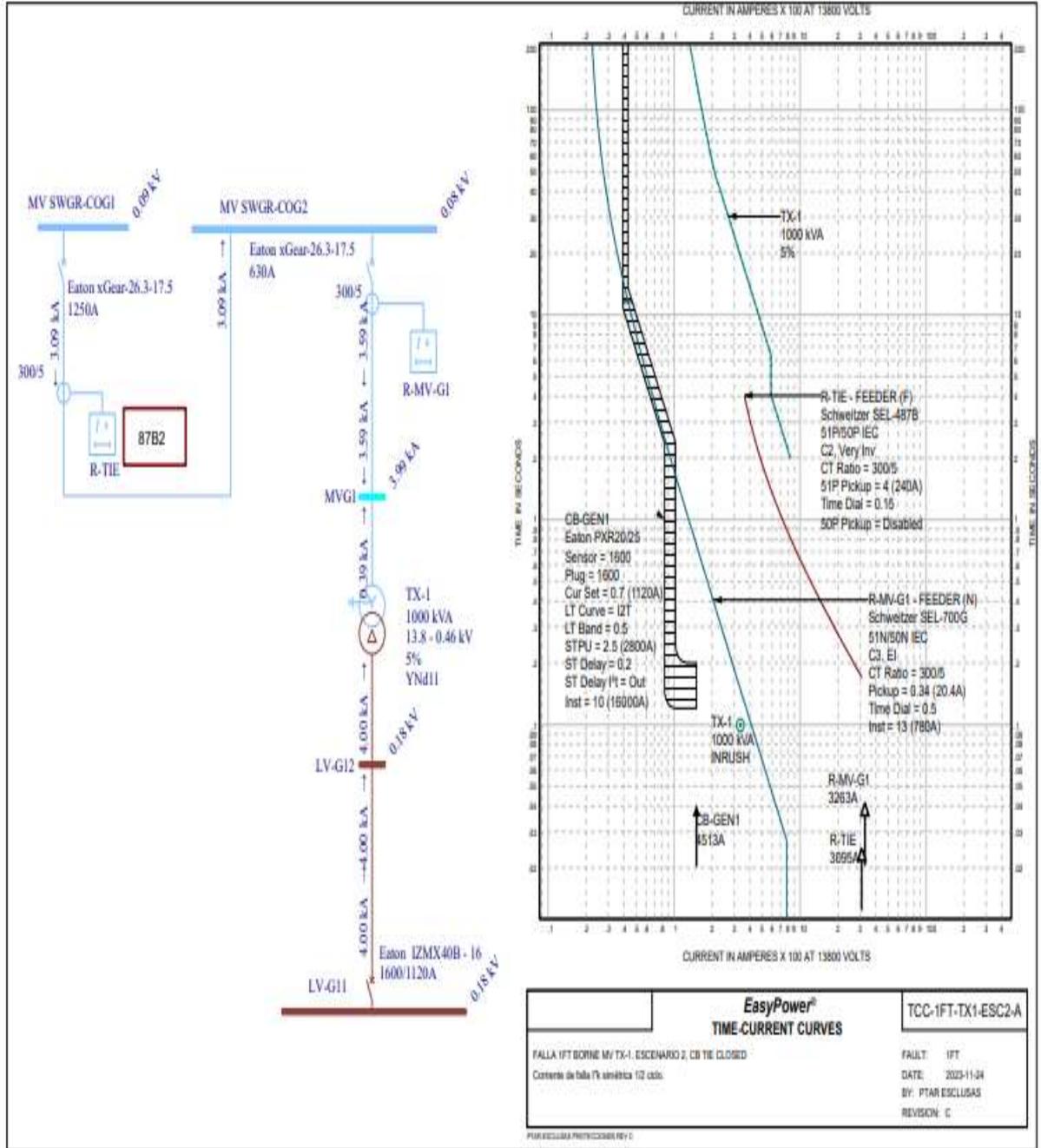


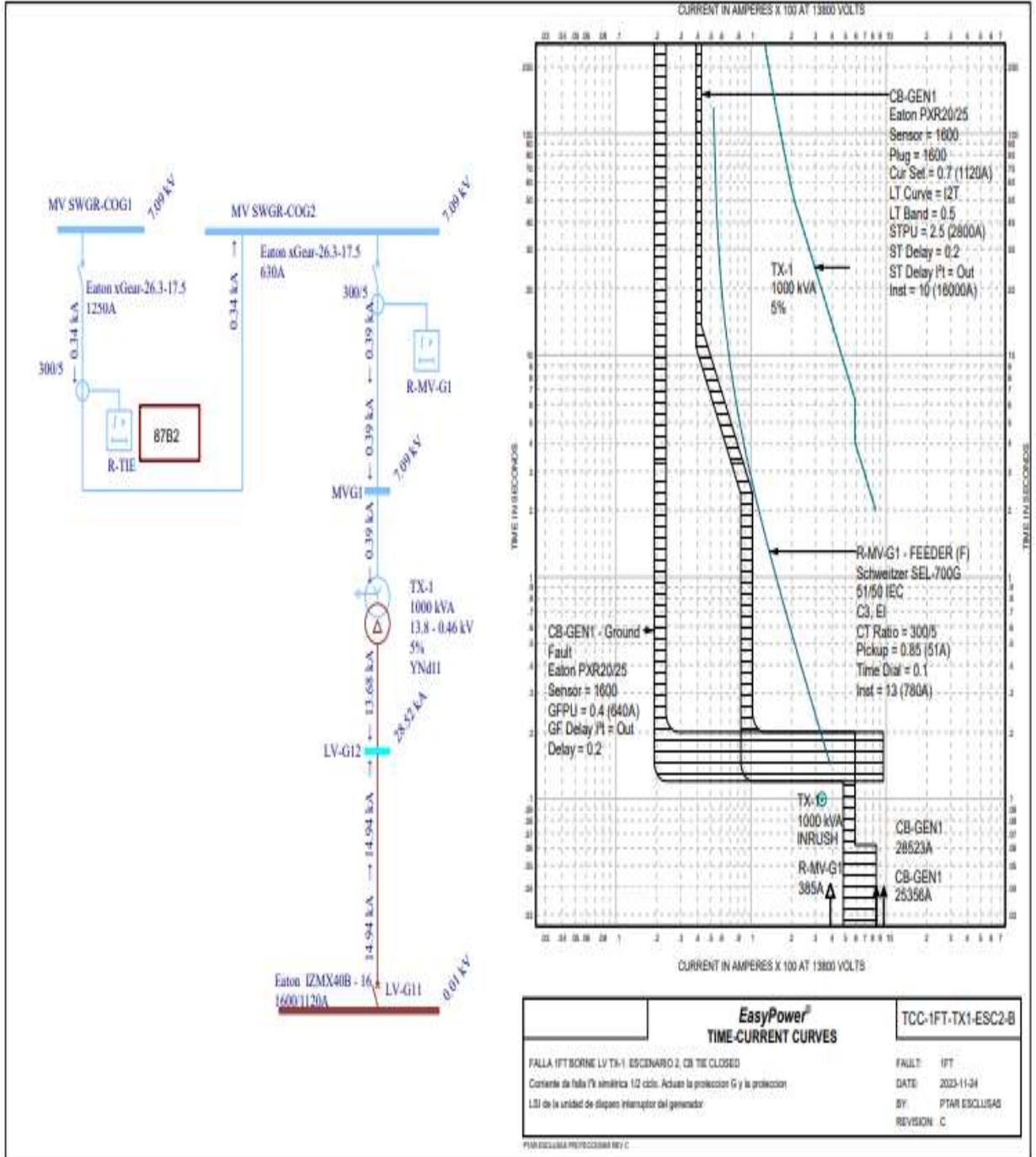
EasyPower[®]		TCC-1FT-MV-SEADM-B
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT BORNE MV TRA-1141D Corriente de falla 1 ϕ simétrica 1/2 ciclo. Curva 51 rele SEL actua como proteccion principal, funcion 51N no ve corriente 3 ϕ debido a grupo de conexion de transformador.		FAULT: 1FT DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

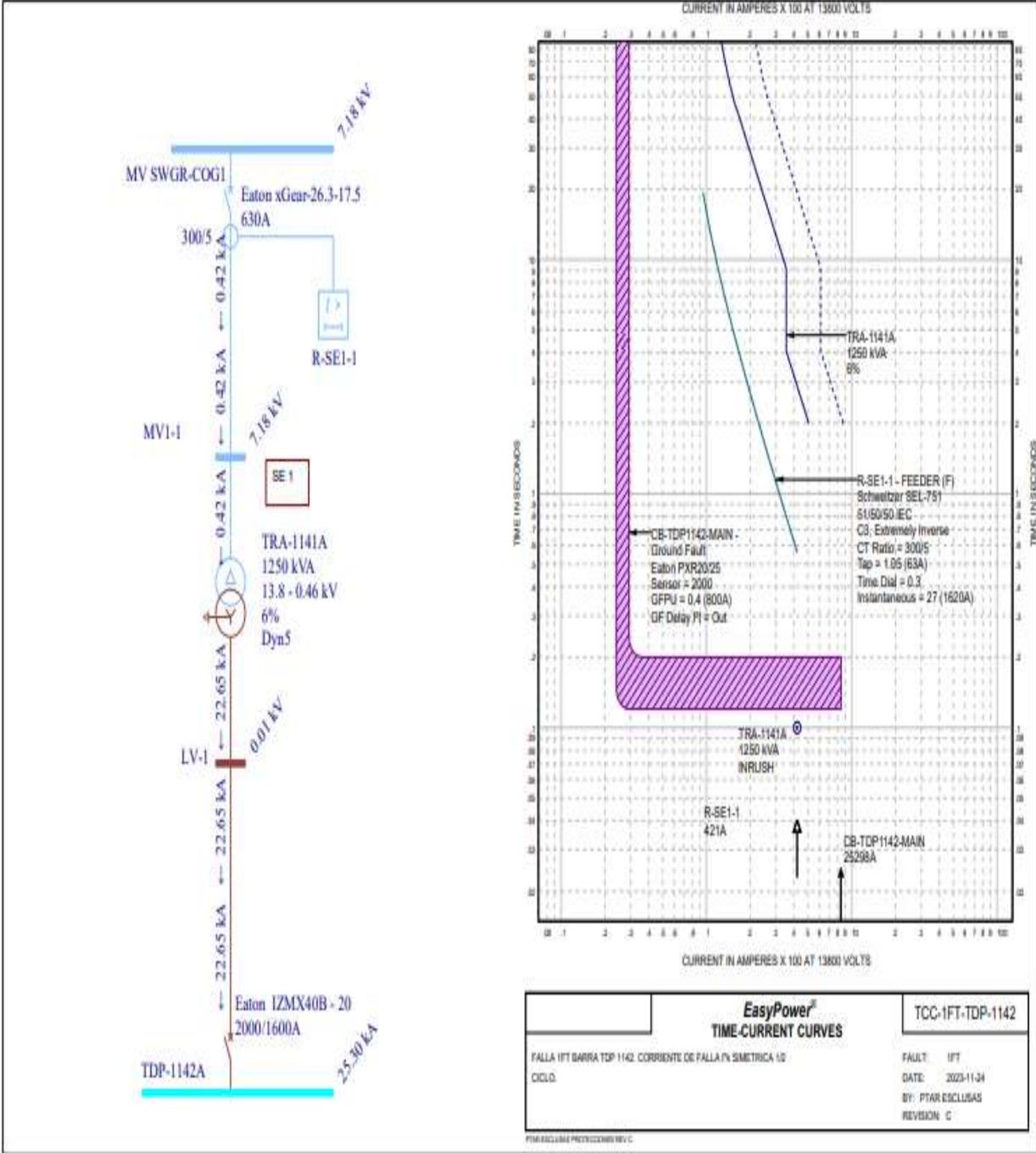
PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES REV D

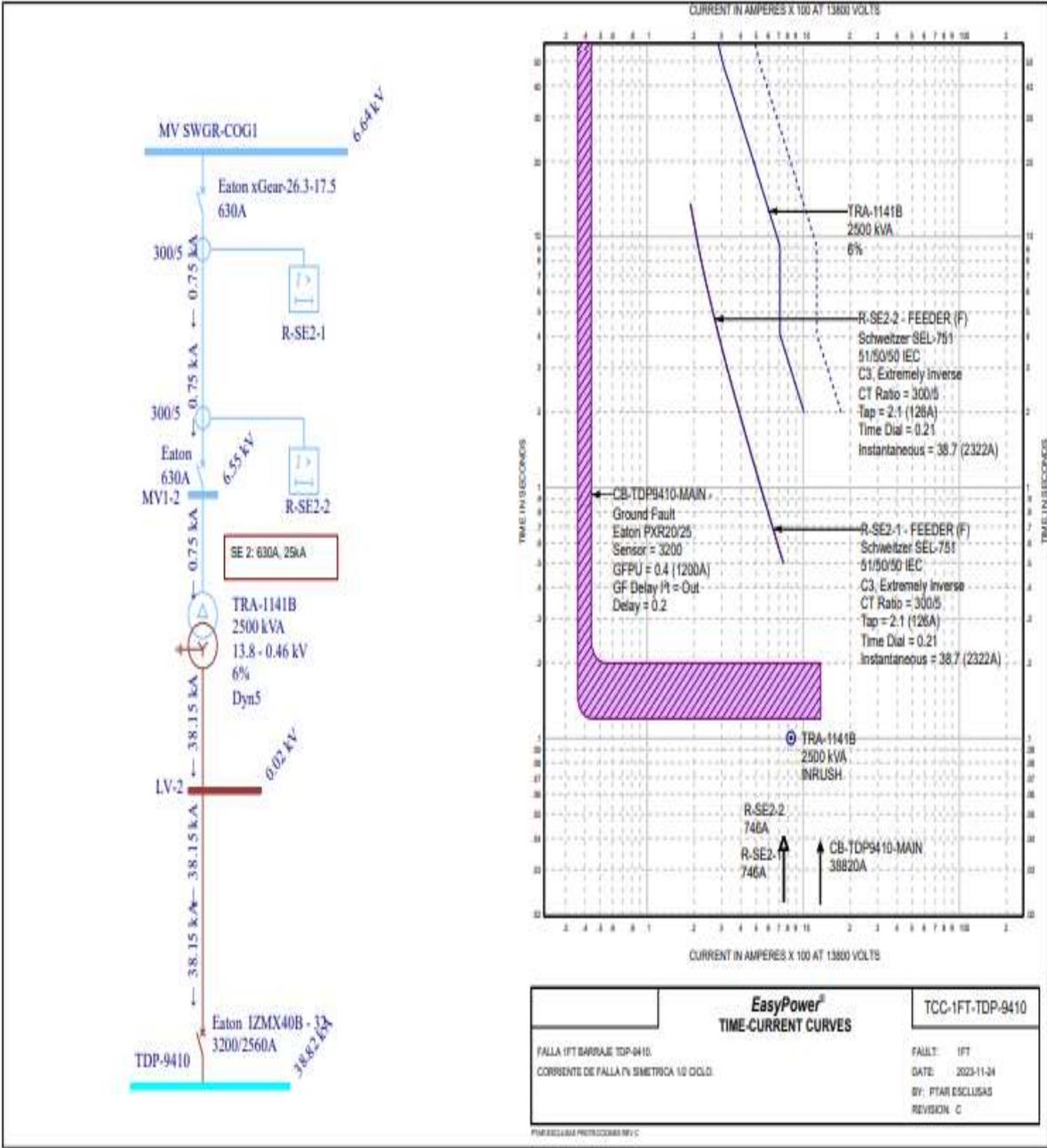


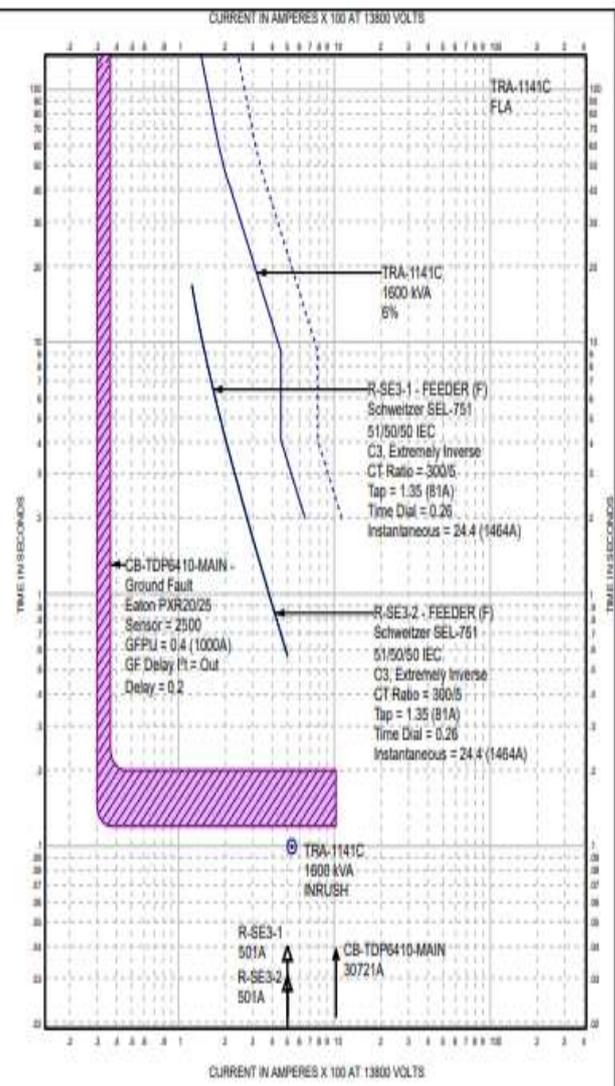






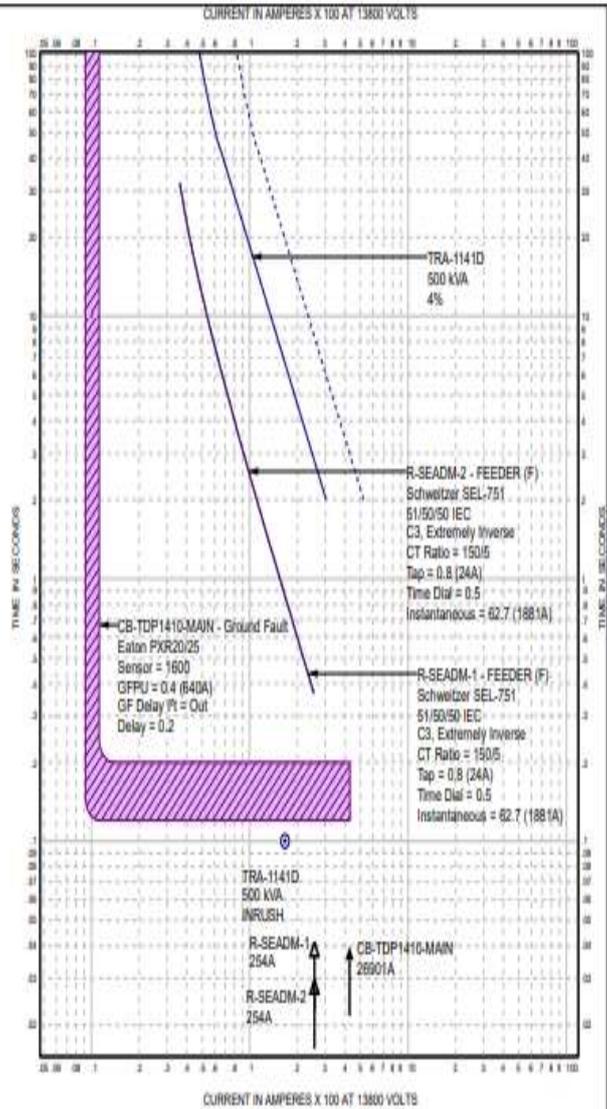






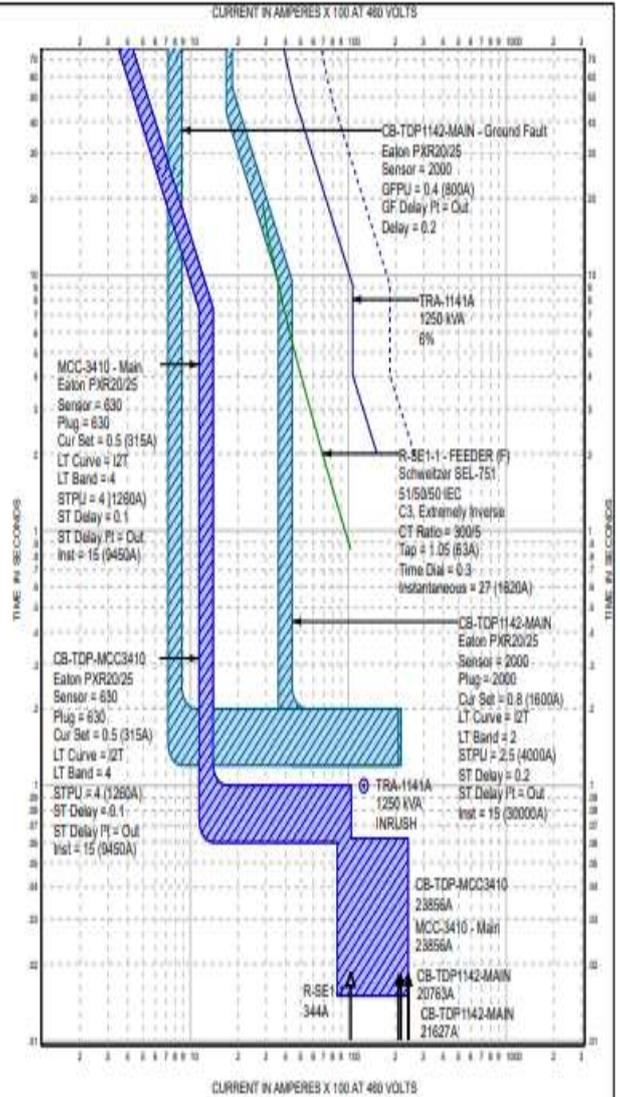
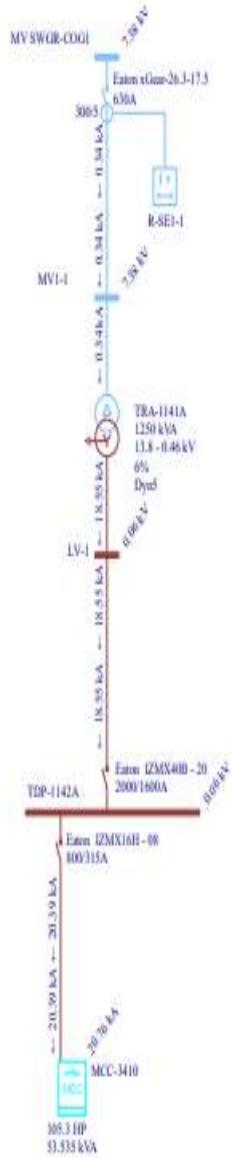
EasyPower[®]		TCC-1FT-TDP-6410-ESC2
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT TDP-6410 ESCENARIOS 2, TIÉ CB CLOSED.		FAULT: 1FT
CORRENTE DE FALLA FA SIMETRICA 1/2 CICLO		DATE: 2025-11-24
		BY: PTAR ESCLUSAS
		REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PREPARED BY C



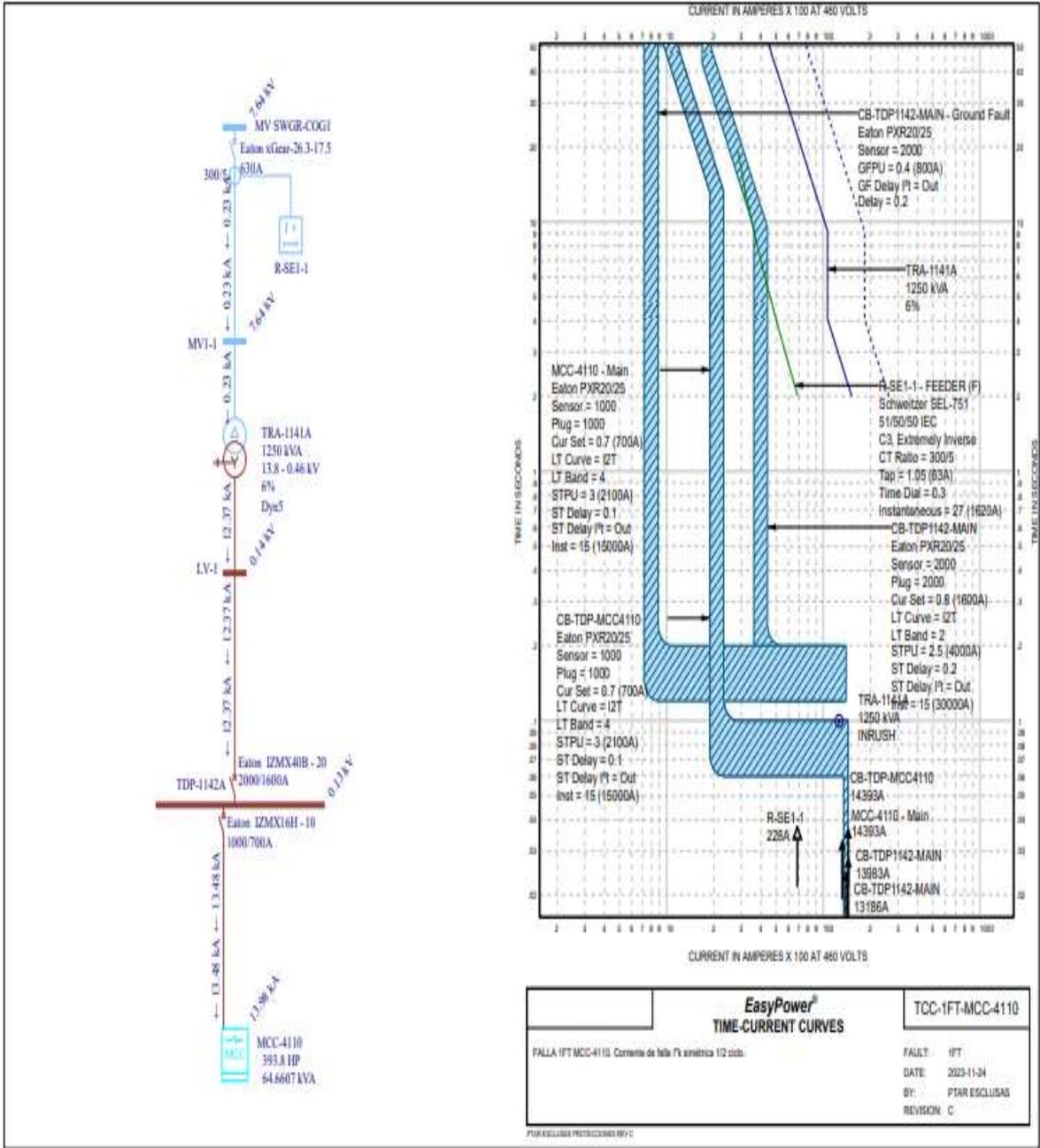
EasyPower®		TCC-1FT-TDP-1410
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA IFT TDP M10. CORRENTE DE FALLA FN SIMETRICA 10 C/D0.		FALT: IFT
		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCLUSAS
		REVISION: C

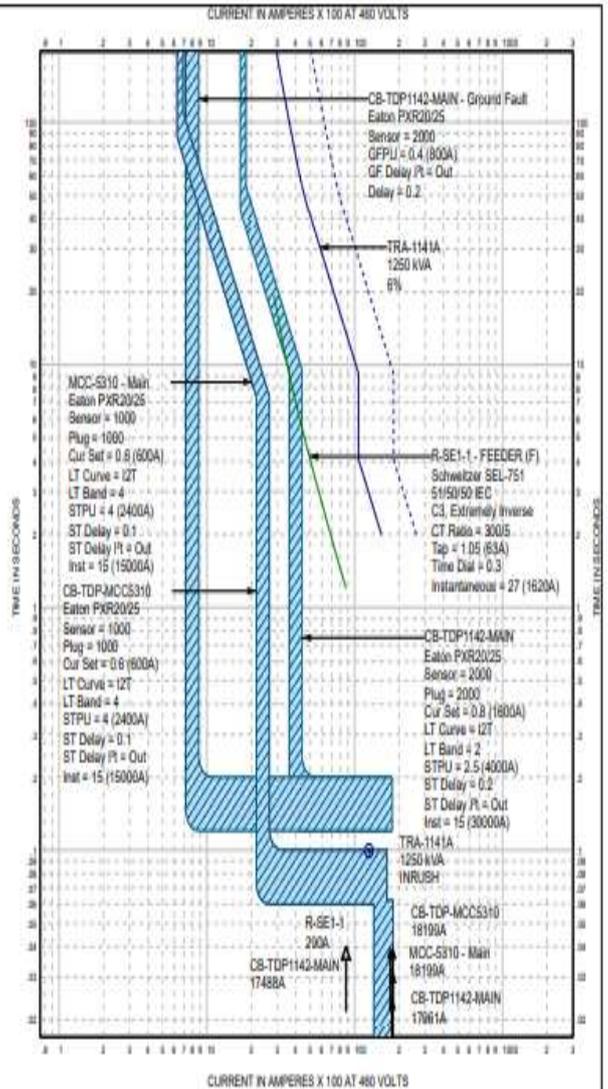
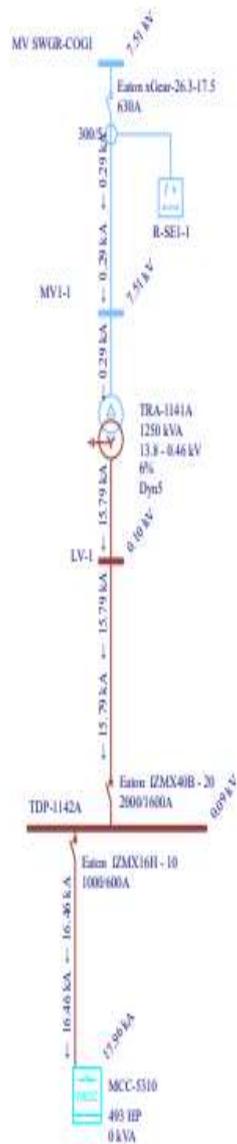
FOR ALL OTHER PROTECTIONS BY C



EasyPower®		TCC-1FT-MCC-3410
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT MCC-3410 Corriente de falla 1% simétrica 1/2 ciclo		FAULT: 1FT
		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCLUSAS
		REVISION: C

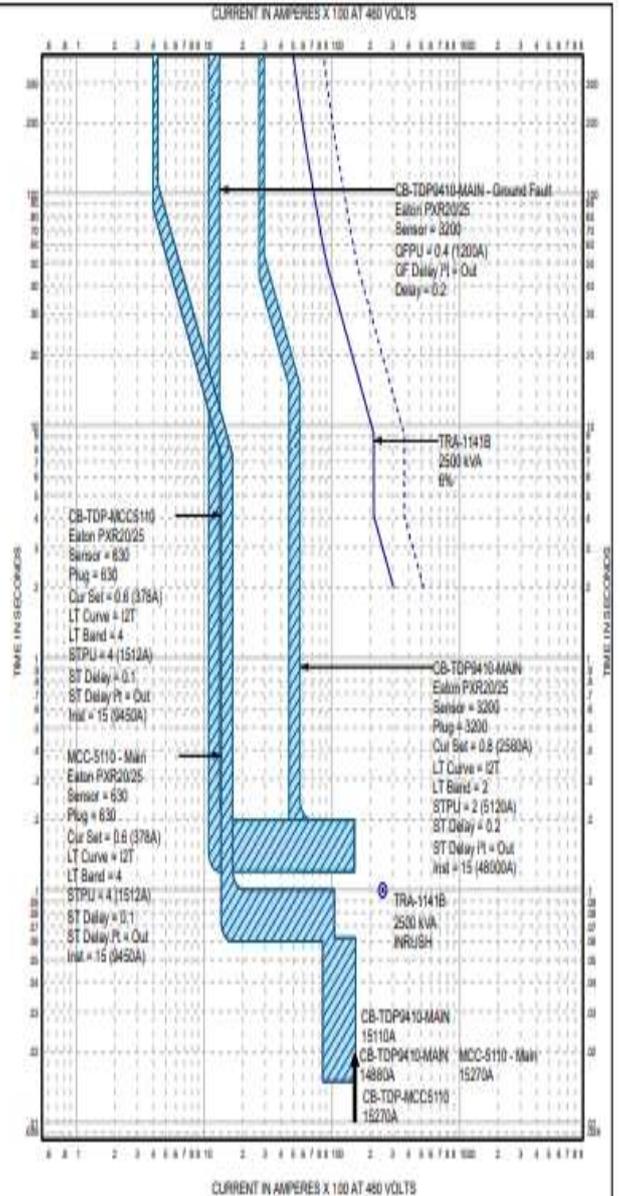
PMBESCLUSA/PTAR/ESCLUSAS/PTC





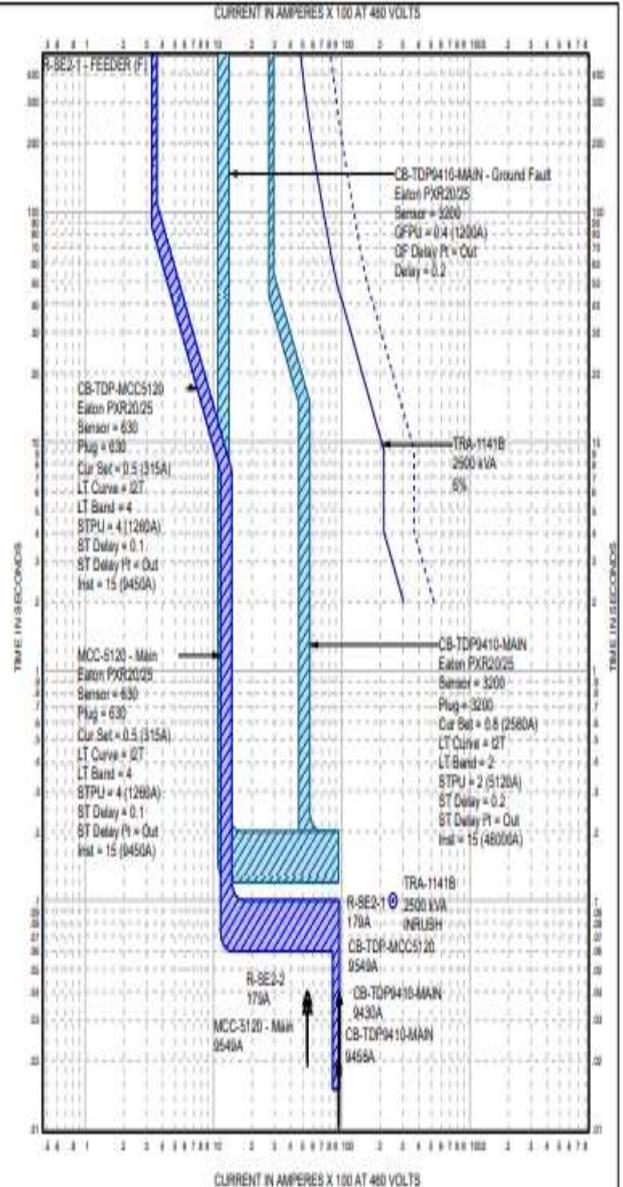
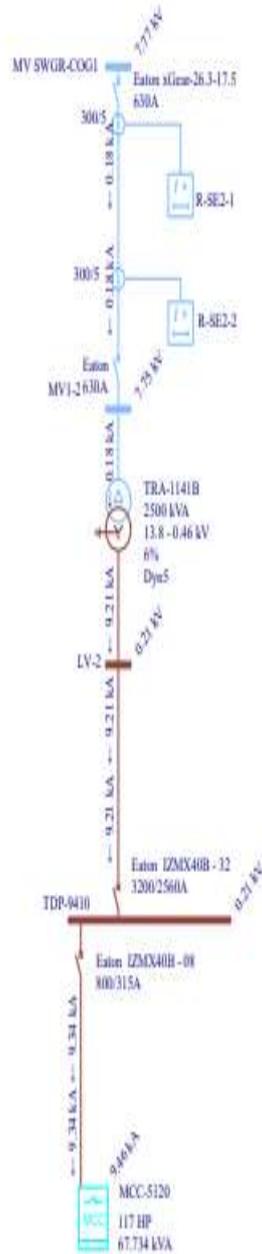
EasyPower[®]		TCC-1FT-MCC-5310
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT MCC-5310		FAULT: 1FT
Comete de falla 17.96kV a 0.0s		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCLUSAS
		REVISION: C

PMR-ESCLUSAS-PTAR-2023-08-08 REV C



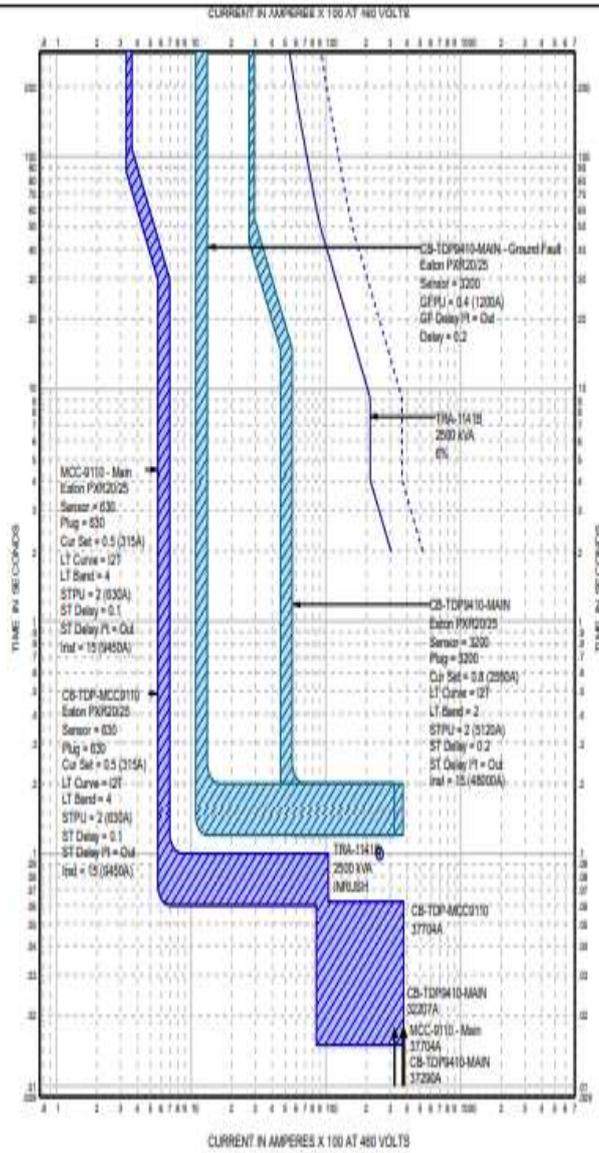
EasyPower®		TCC-1FT-MCC5110
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT-MCC-5110. Corriente de falla Ft simétrica 1/2 ciclo.		FAULT: 1FT
		DATE: 2023-11-24
		BY: FTAR ESCLUSAS
		REVISION: C

PARA ESCLUSAS PROTECCIONES BYC



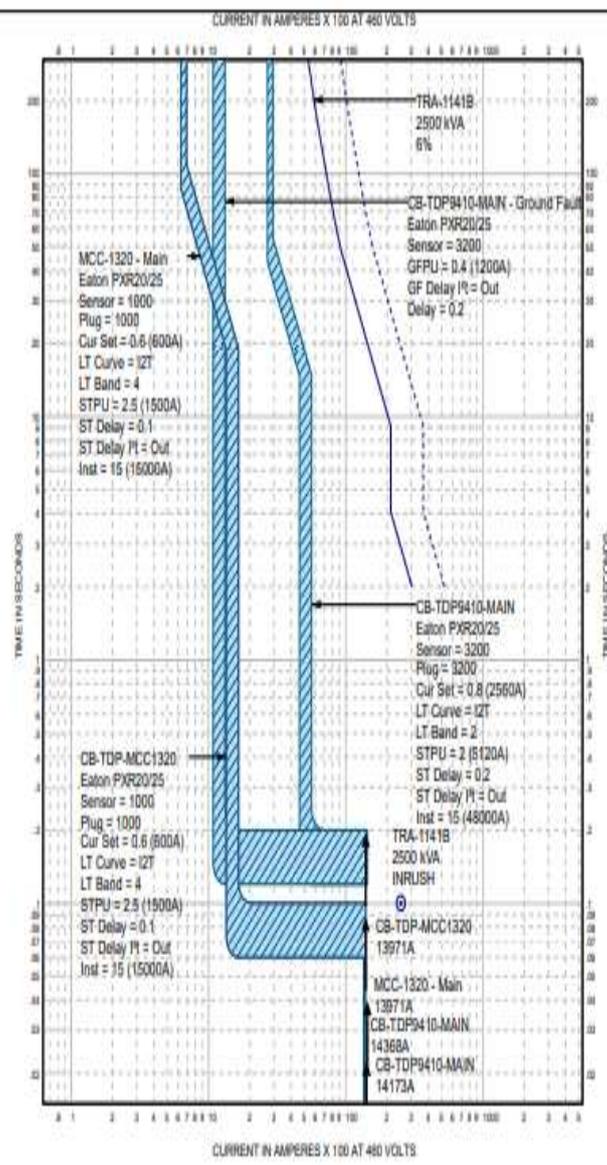
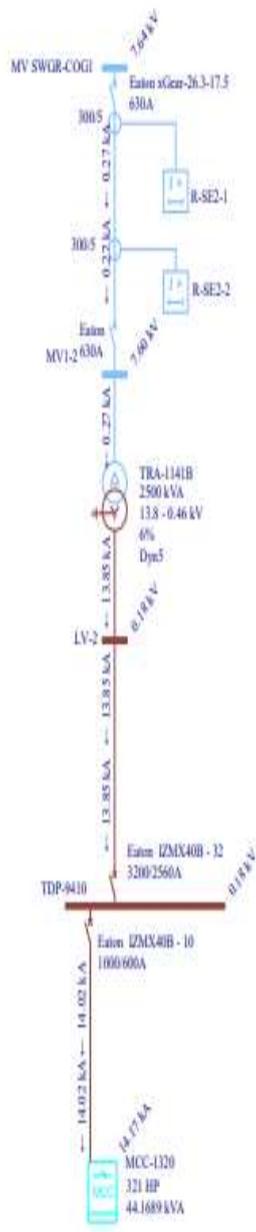
EasyPower®		TCC-1FT-MCC5120
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT MCC-5120. CORRIENTE DE FALLA TR SIMETRICA 1/2 CICLO.		FAULT: 1FT
		DATE: 2023-11-24
		BY: FTAR/ESCLUSAS
		REVISION: C

PTAR/ESCLUSAS PROTECCIONES REV C



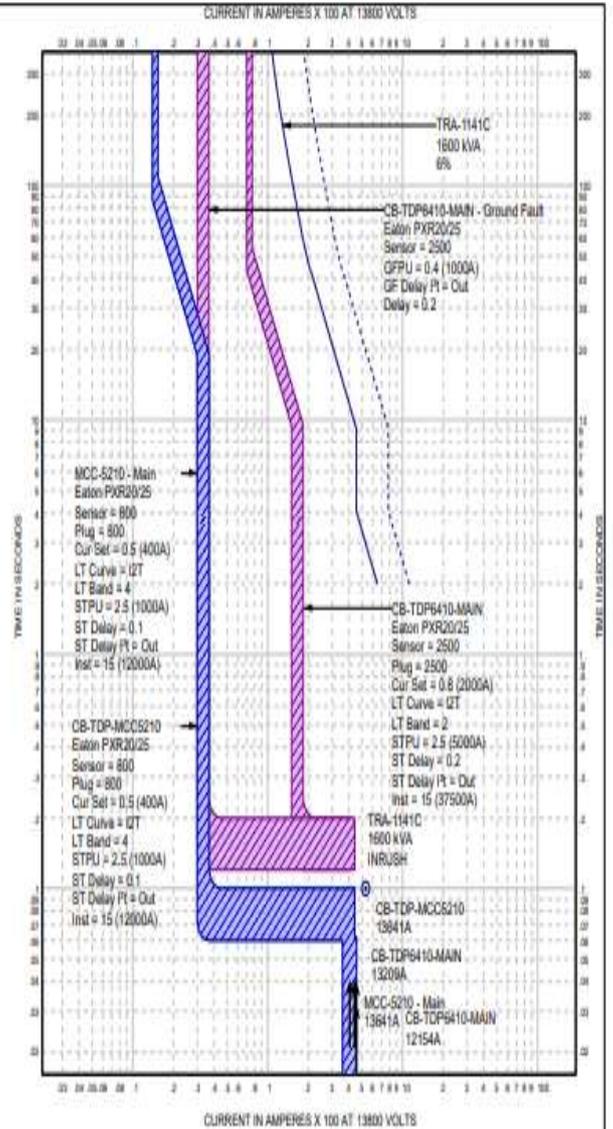
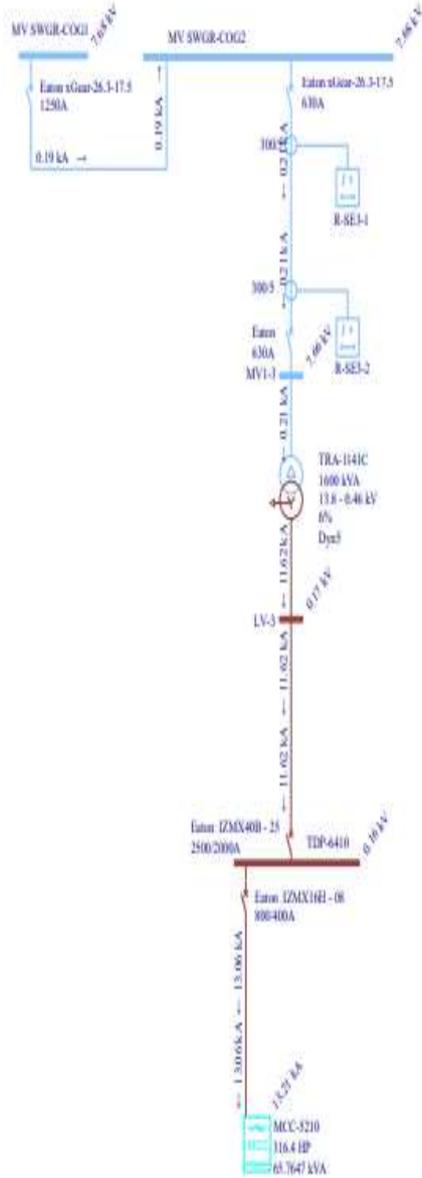
EasyPower®		TCC-1FT-MCC9110
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT MCC-010 Corriente de falla Pk arribada 12 cob		FAULT: 1FT
		DATE: 2023-11-24
		BY: PPAR ESCLUSAS
		REVISION: C

FORMING SOFTWARE BY C



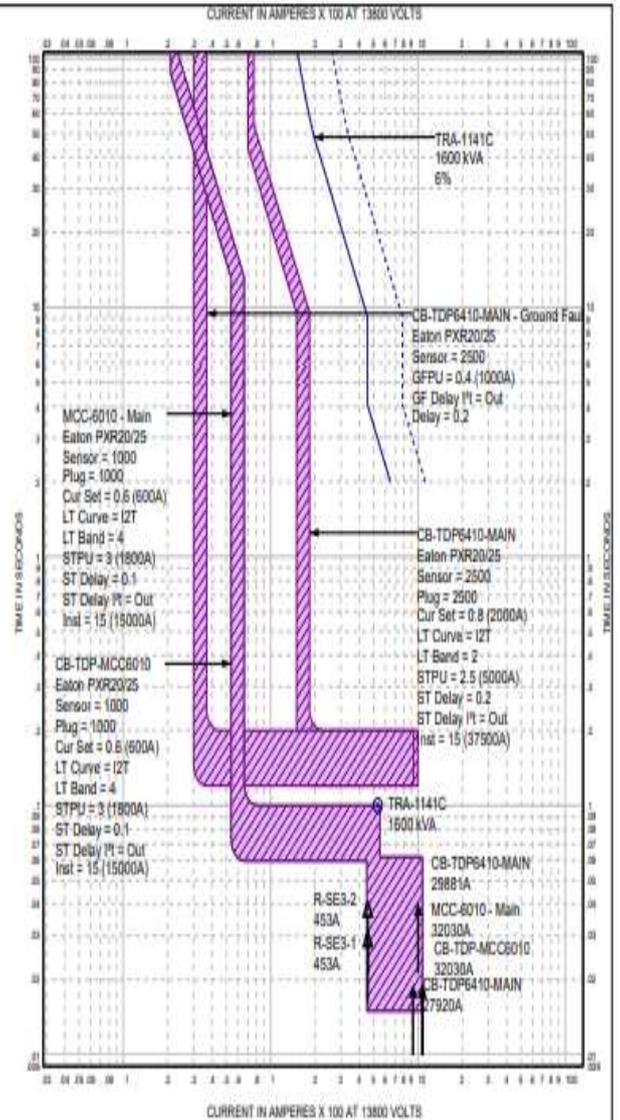
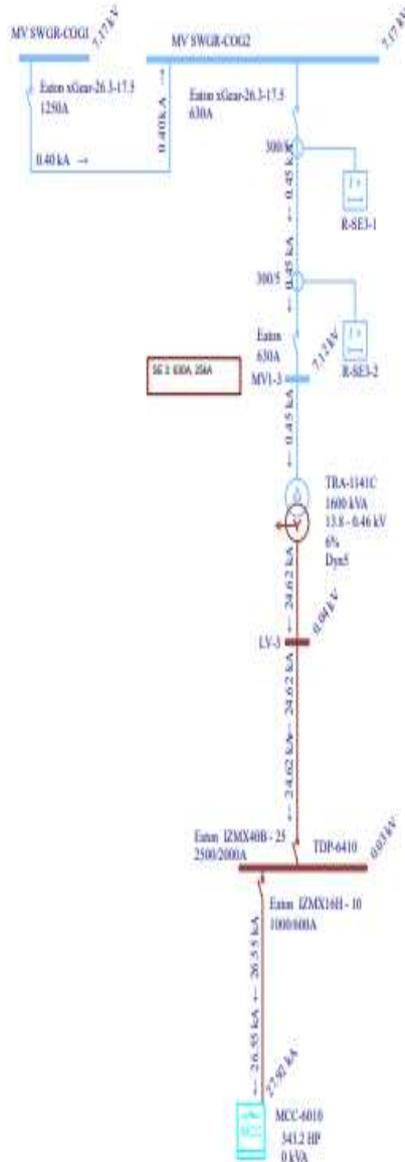
EasyPower[®]		TCC-1FT-MCC1320
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT-MCC-1320: Corriente de falla Ft simétrica 112 ccd.		
FACTOR	1FT	FACTOR
DATE	2023-11-24	DATE
BY:	PTAR-ESCLUSAS	BY:
REVISION:	C	REVISION:

PTAR-ESCLUSAS PROTECCIONES REV. C



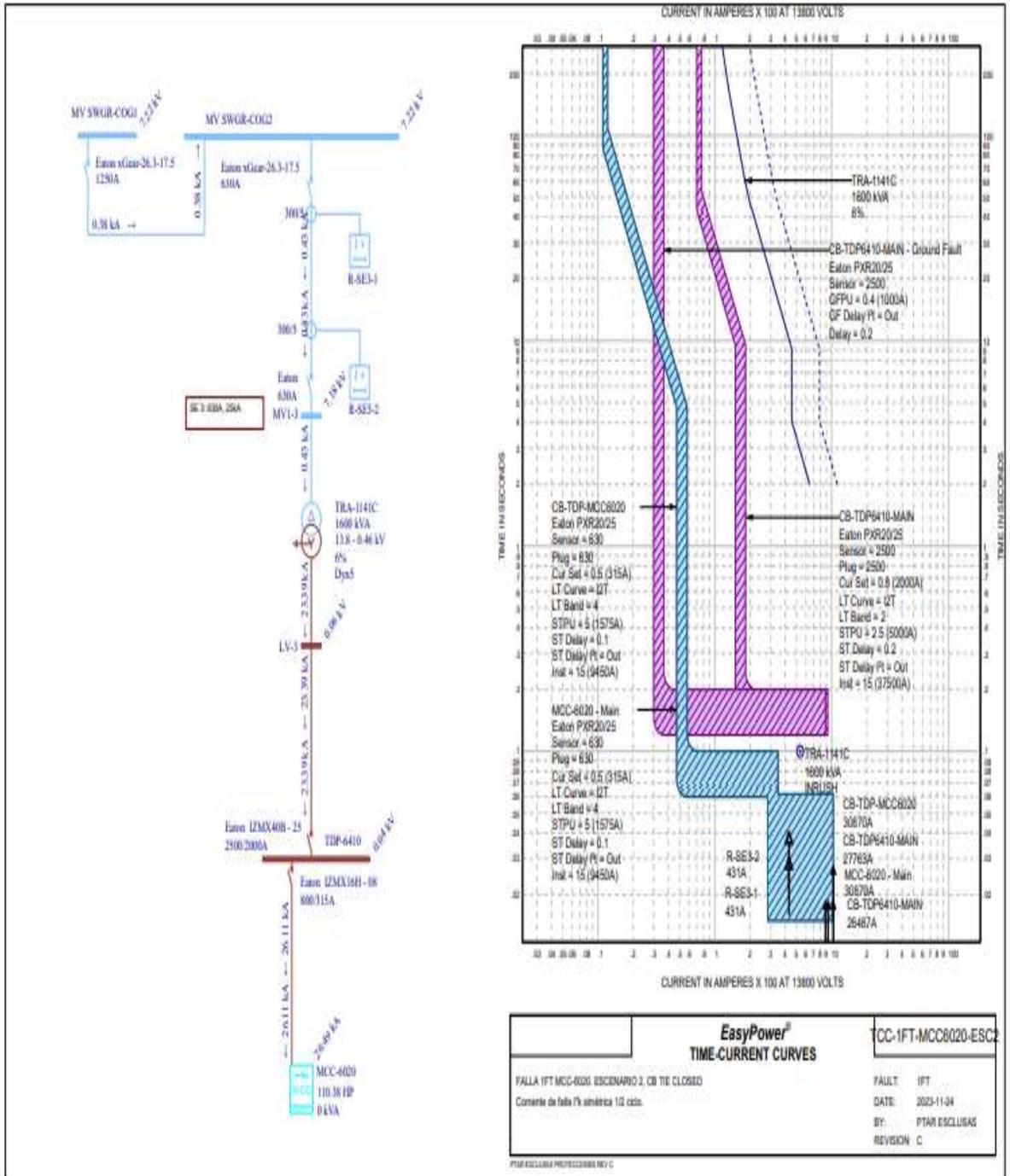
EasyPower [®] TIME-CURRENT CURVES		TCC-1FT-MCC5210-ESC
FALLA 1FT MCC-5210 ESCENARIO 2, CB TIE CLOSED		FAULT: 1FT
Contenido de falla Pk simétrica 1/2 ciclo		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCLUSAS
		REVISION: C

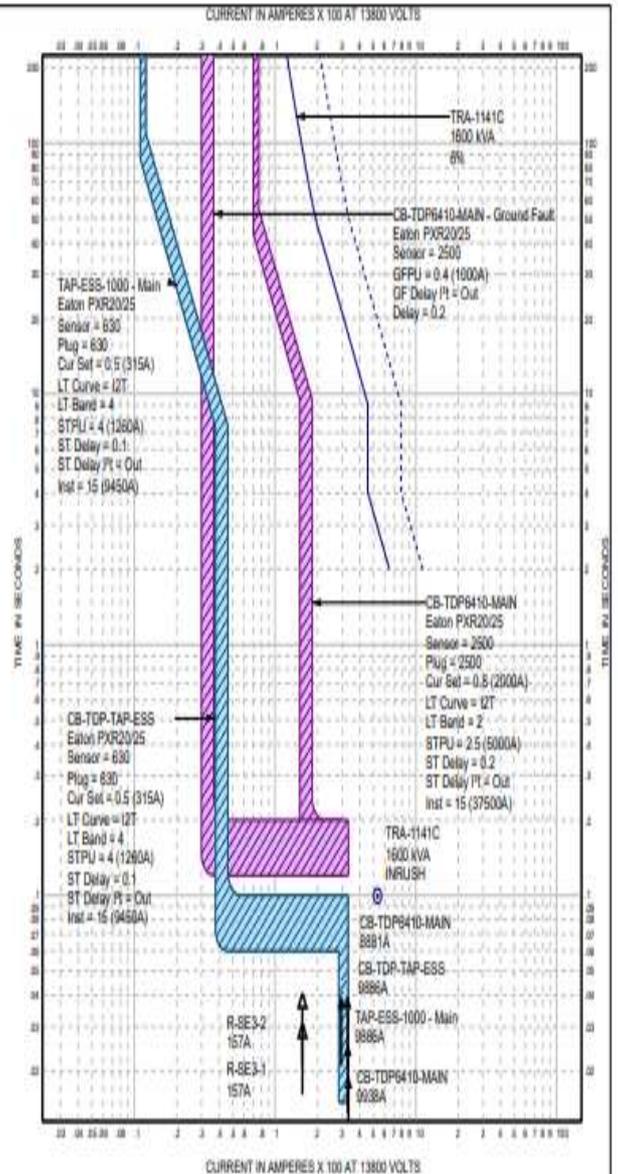
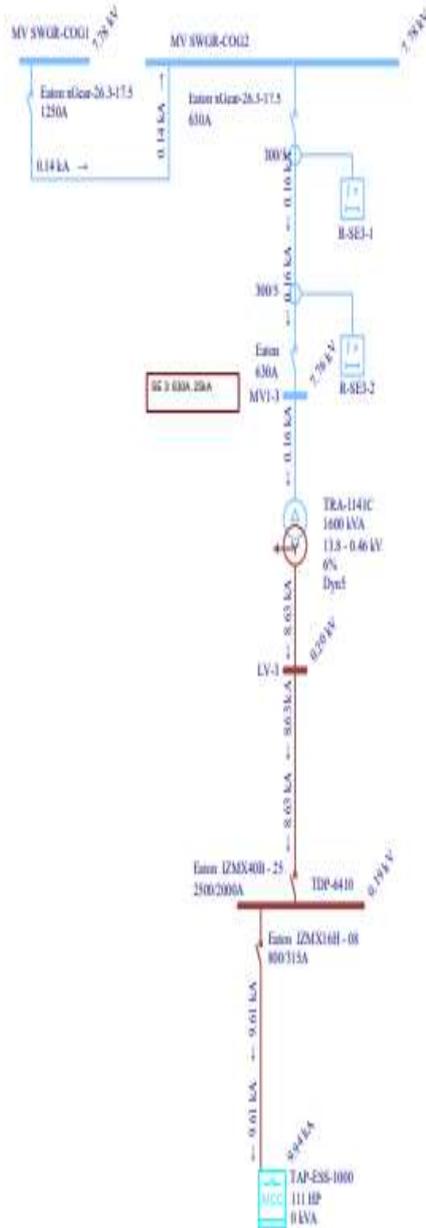
PDF EXCLUSIVA PROTECCIONES RBV C



EasyPower® TIME-CURRENT CURVES		CC-1FT-MCC6010-ESC2
FALLA 1FT MCC-6010 ESCENARIO 2, CB TIE CLOSED		
Contenido de falla Pk simétrica 10 ciclo		
MCC-6010		FAULT: 1FT
541.2 HP		DATE: 2023-11-24
0 kVA		BY: P1AR-ESCLUSAS
		REVISION: C

POWERLINES PROTECCIONES R.V.C.



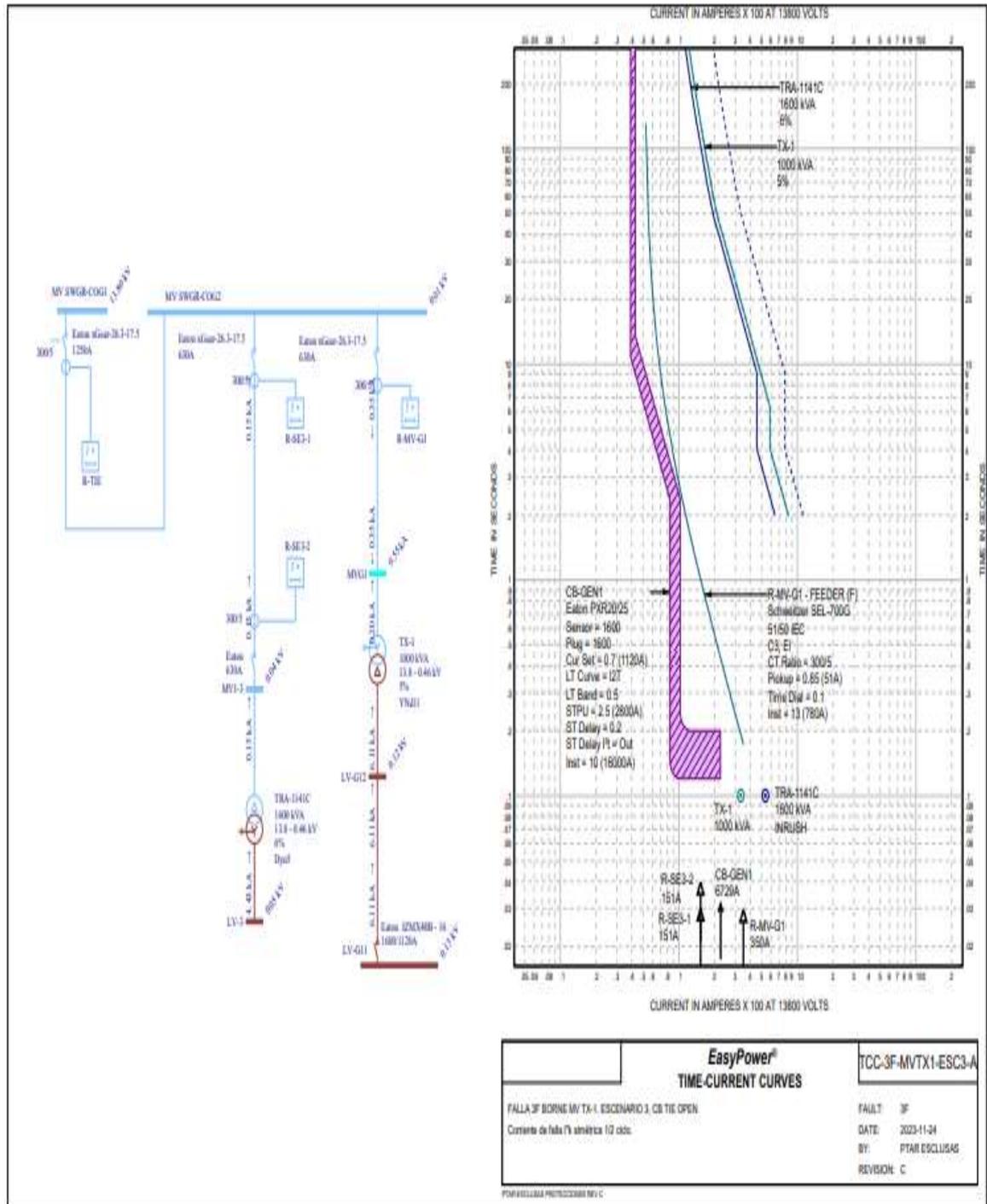


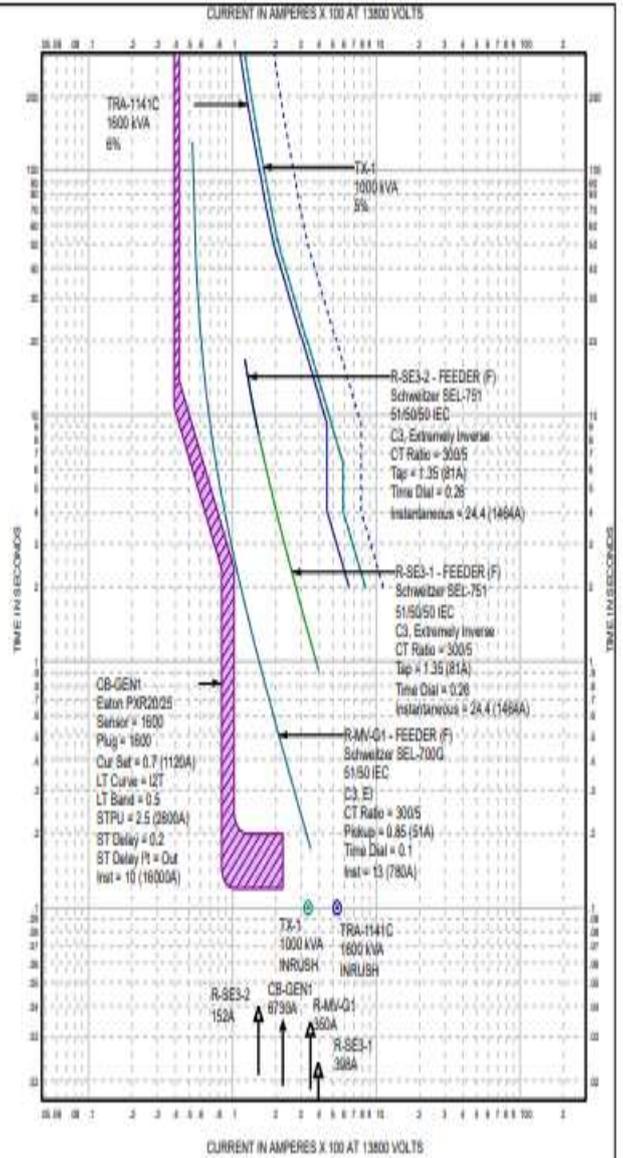
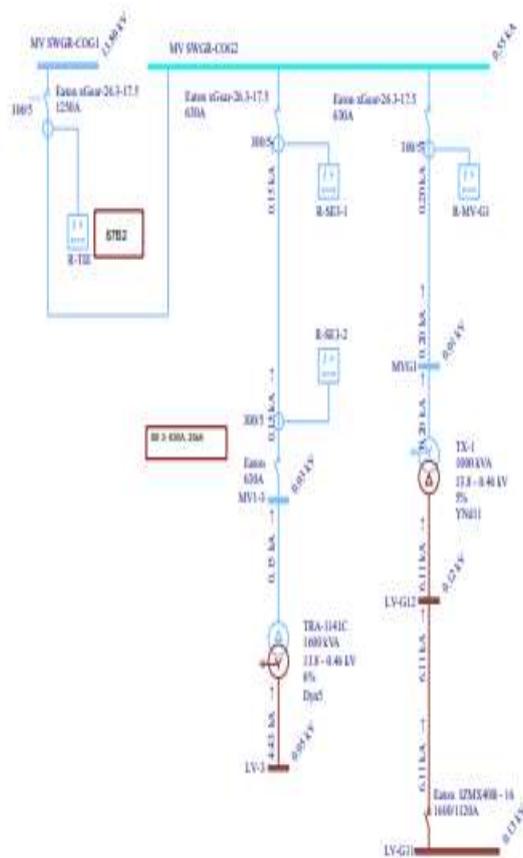
EasyPower® TIME-CURRENT CURVES		TCC-1FT-TAPESS-ESC2
FALLA 1FT TAP-ESS-1000. ESCENARIO 2. CB TIE CLOSADO		FAULT: 1FT
Comienzo de falla 7% simétrica 1/2 ciclo.		DATE: 2023-11-24
		BY: P.TAR-ESCLUSAS
		REVISION: C

PAR ESTUDIOS DE PROTECCIONES DE V.C.

Anexo 3

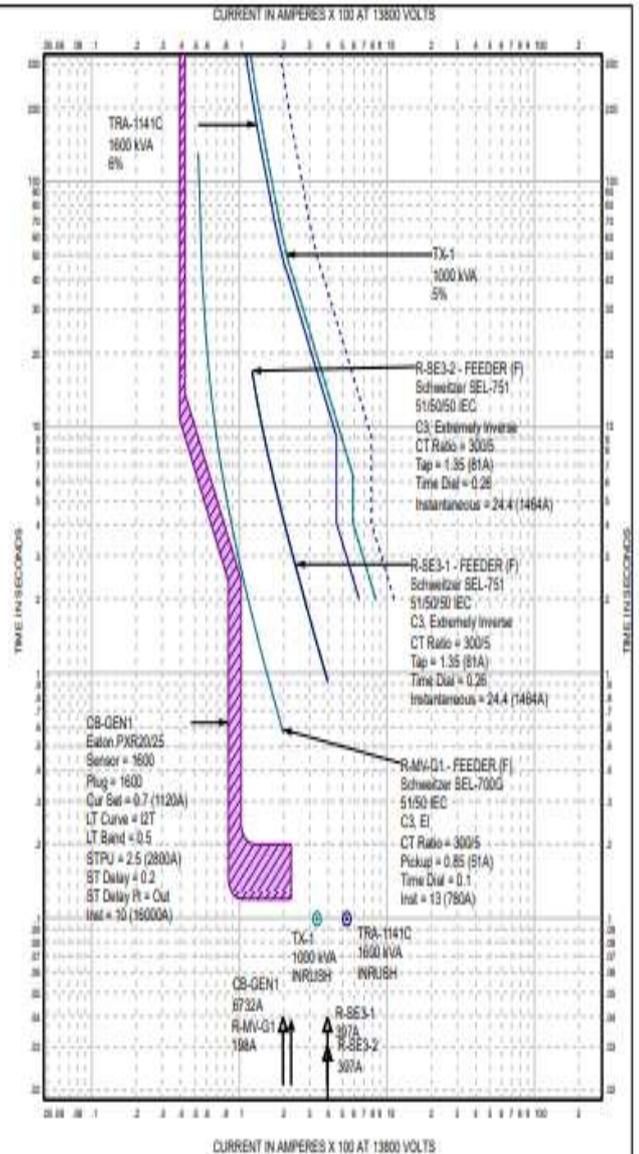
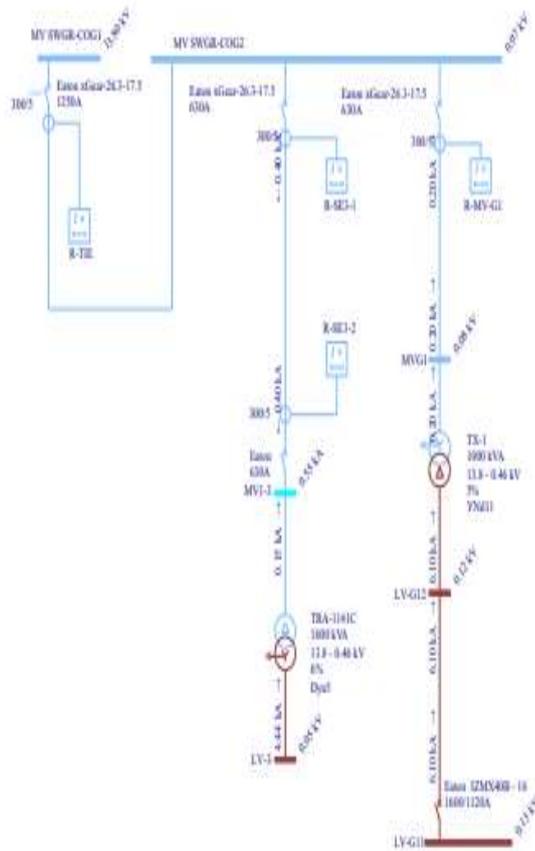
Gráficos TCC Protección modo isla





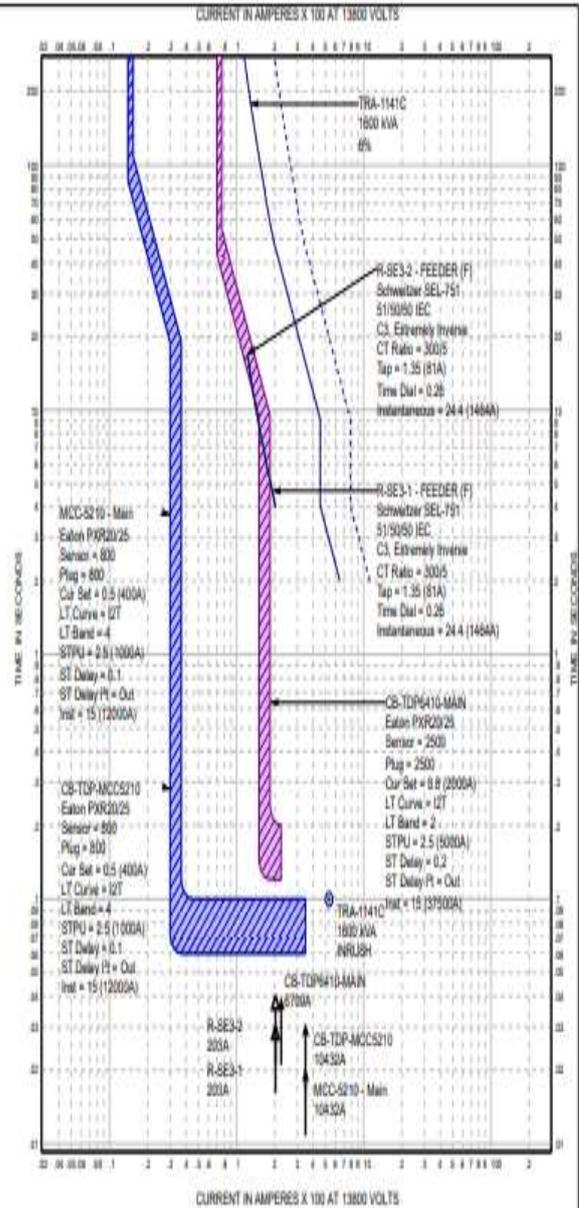
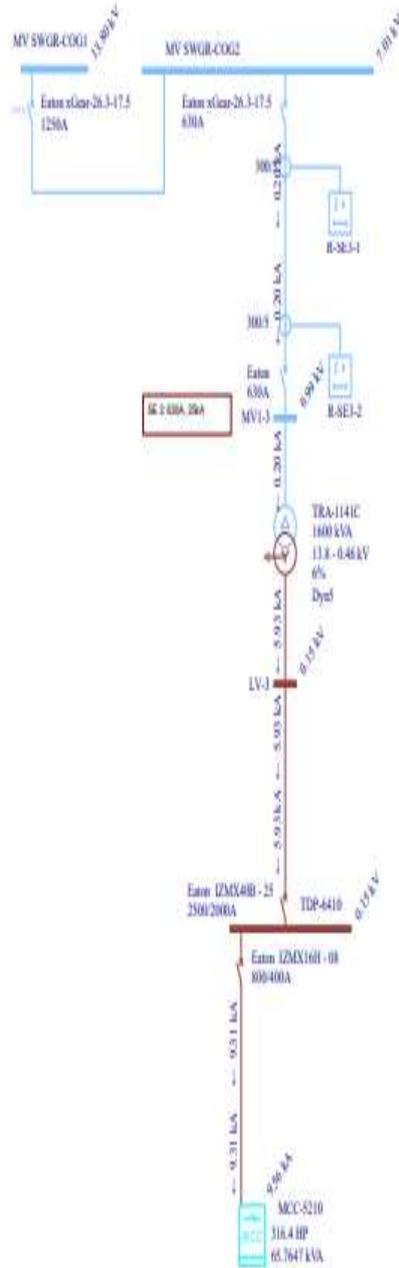
EasyPower[®]		CC-3F-SWGRCOGESC3
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 3F BARRA SWGR COG. ESCENARIO 3, CB TIE OPEN		FAULT: 3F
Corriente de falla 1 ^a simétrica 12 ciclo.		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCLUSAS
		REVISION: C

PTAR ESCLUSAS PROTECCIONES P&C



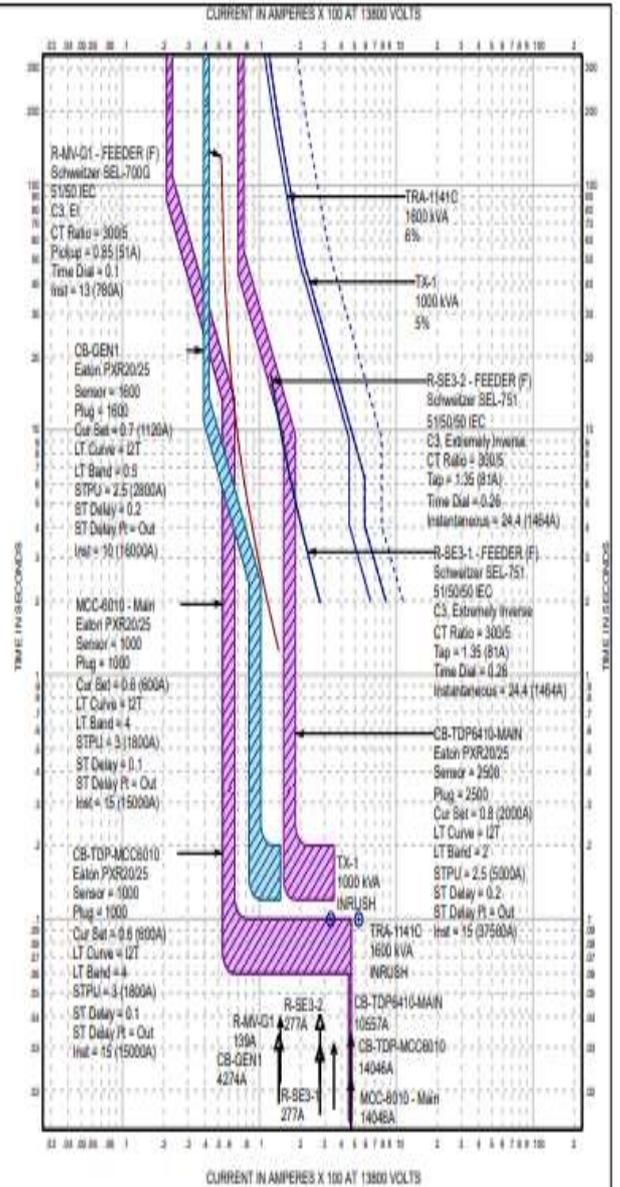
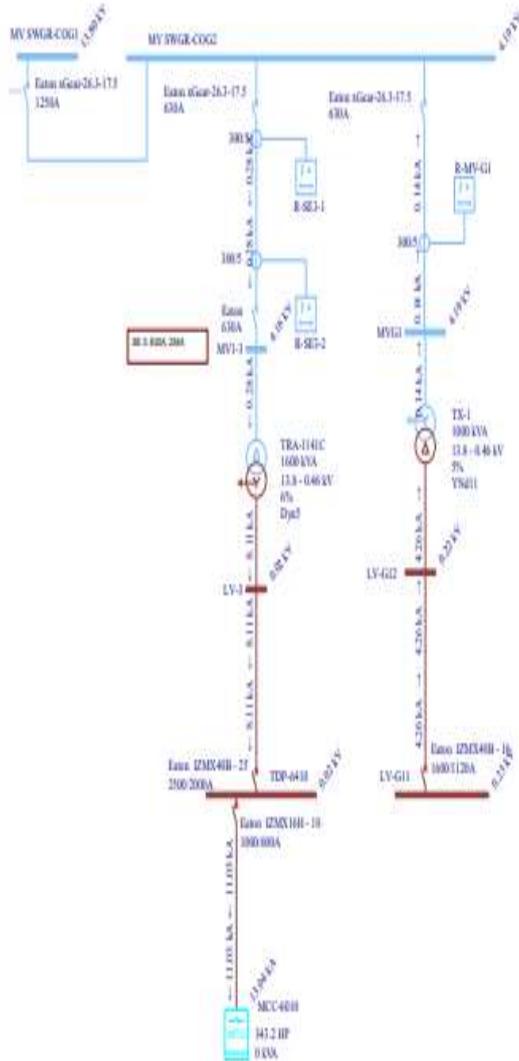
EasyPower[®]		TCC-3F-MV-SE3-ESC3-A
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 3F BORNE MV TRA-1141C ESCENARIO 3, CB TIE OPEN		FAULT: 3F
Corte de falla 1/3 simétrica 1/2 ciclo		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCLUSAS
		REVISION: C

PAR ESCLUSAS PROTECCION REV 0



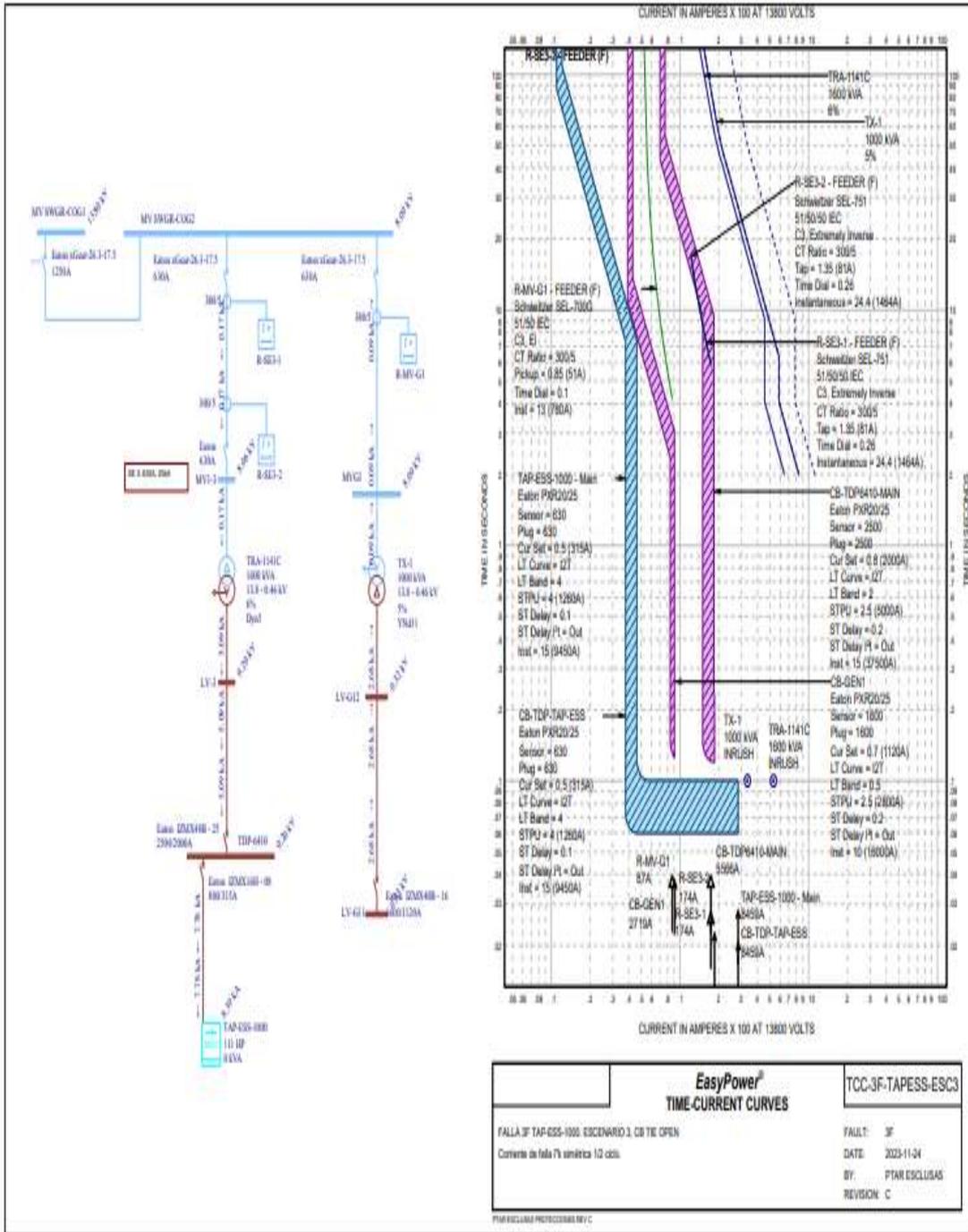
EasyPower® TIME-CURRENT CURVES		TCC-3F-MCC5210-ESC3
FALLA SF MCC-5210, ESCENARIO 3, CB TIE OPEN	Contenido de falla Pk simétrica 1/2 cado.	FAULT: 3F DATE: 2023-11-24 BY: PTAR ESCLUSAS REVISION: C

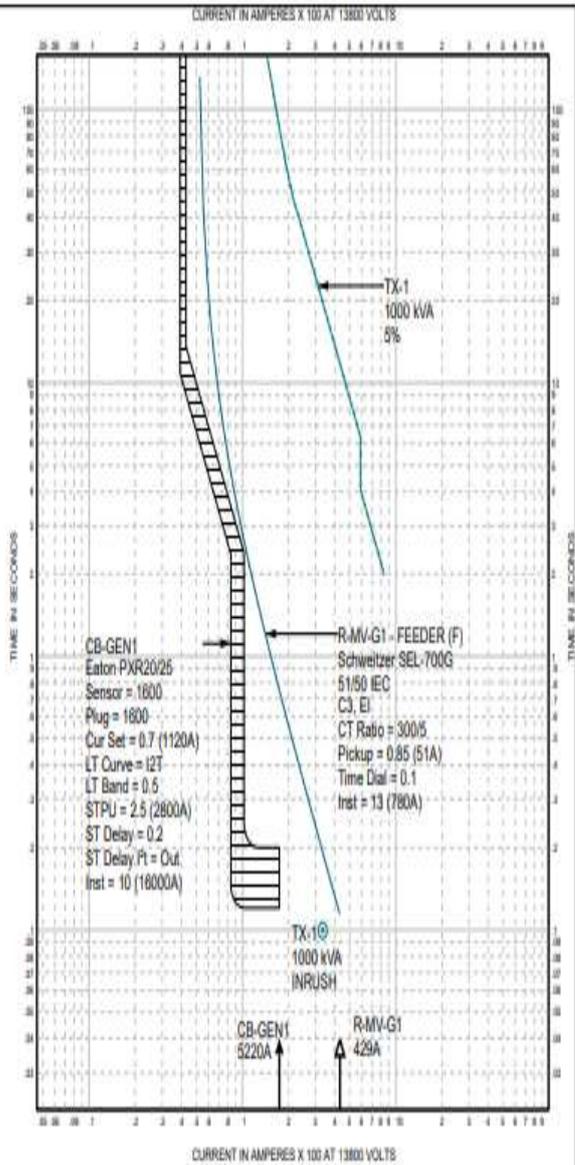
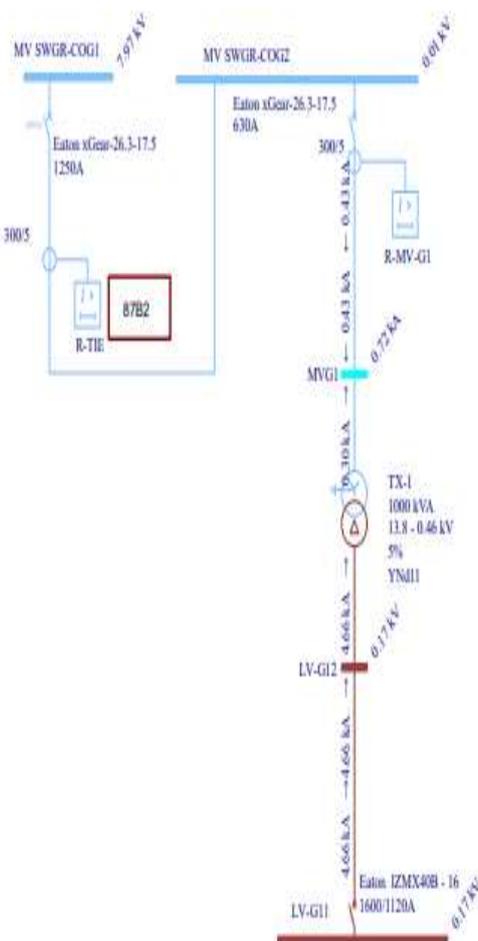
PROTECCIÓN PROTECCIÓN REV. C



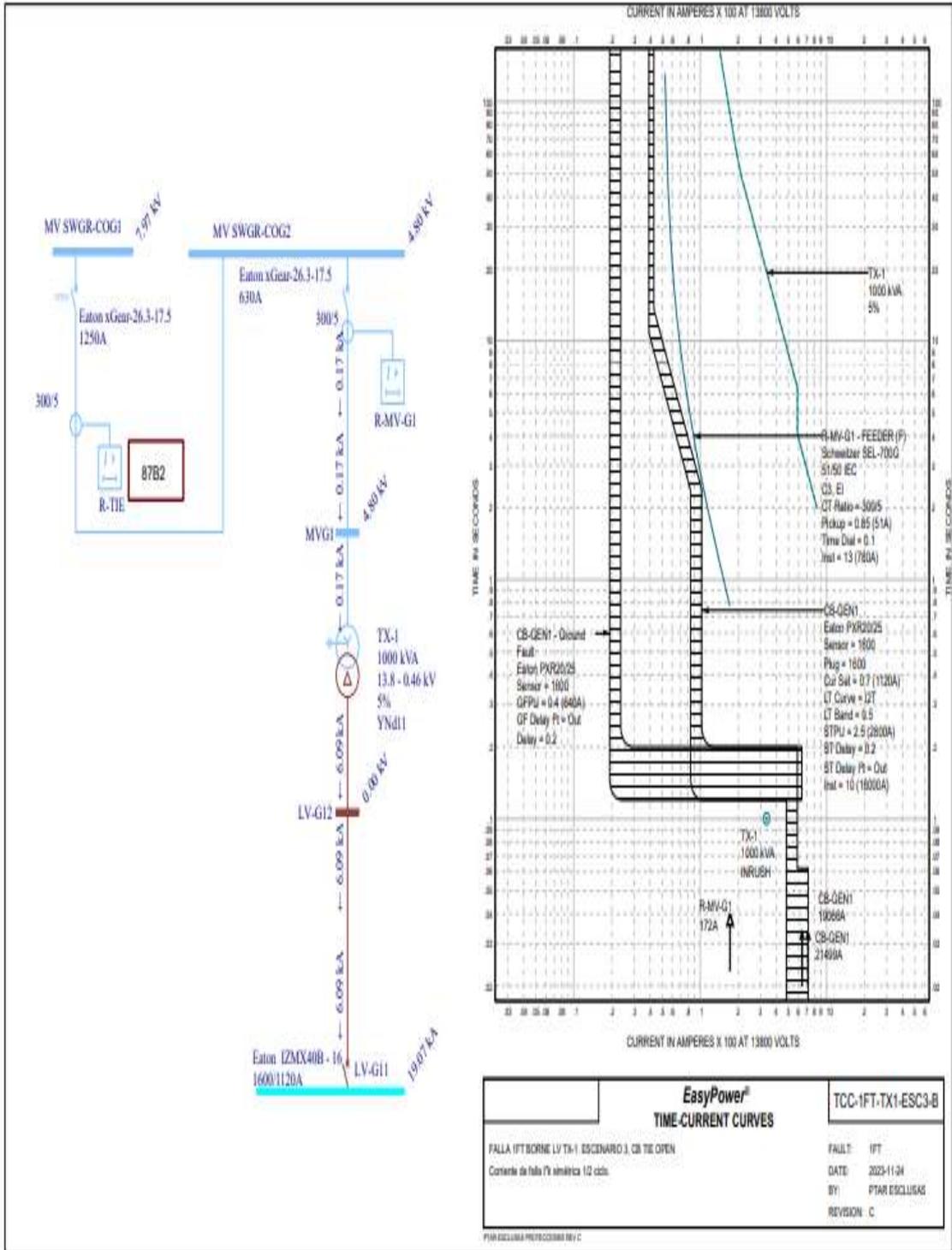
EasyPower [®] TIME-CURRENT CURVES		TCC-3F-MCC8010-ESC3
FALLA 3F MCC-8010, ESCENARIO 3, CB TIE OPEN		FAULT: 3F
Corriente de falla (F) simétrica 1/3 ciclo		DATE: 2023-11-24
		BY: P1AR ESCUISAS
		REVISION: C

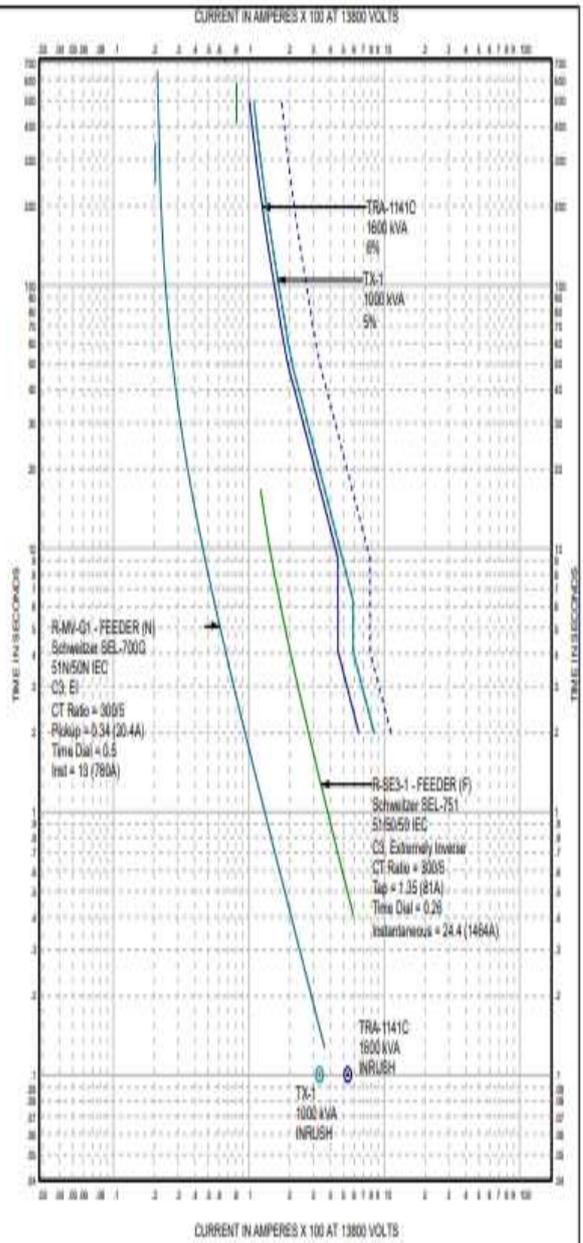
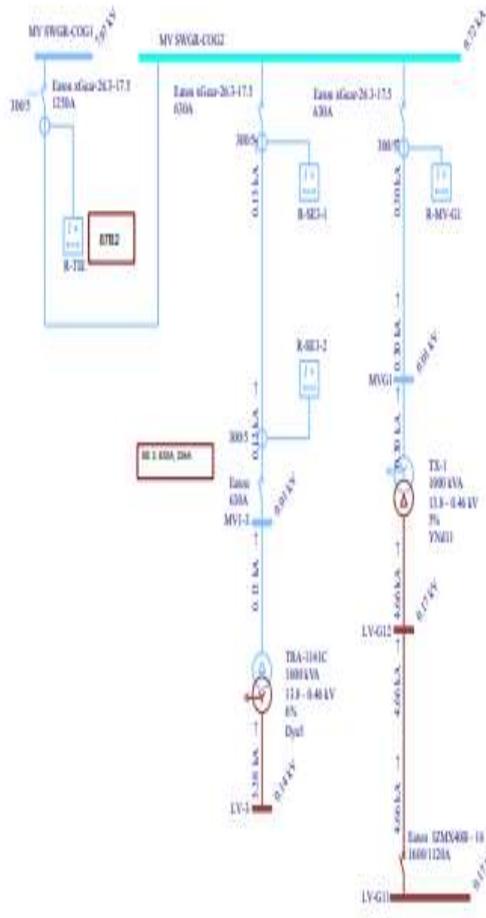
PTAR ESCUISAS PROTECCIONES REI-C





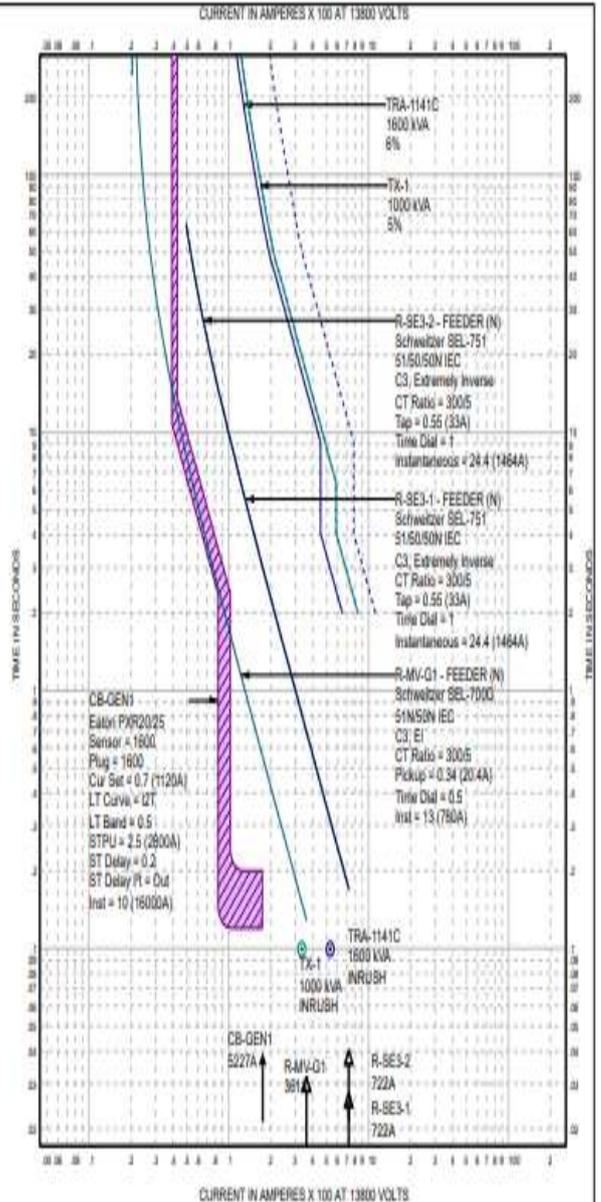
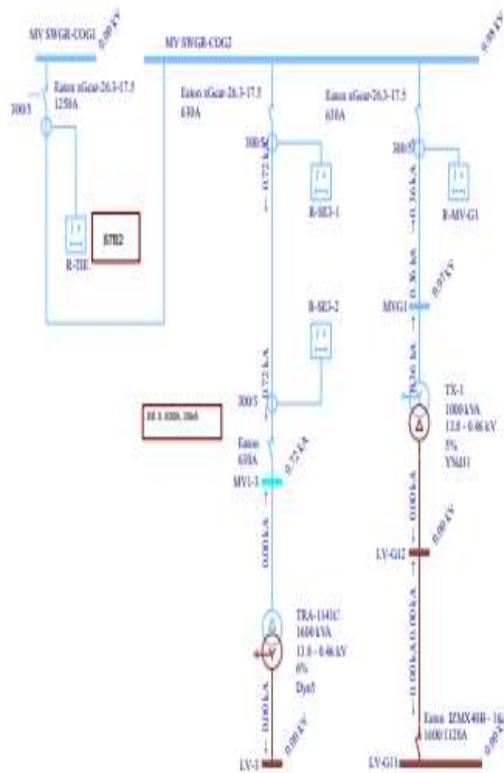
EasyPower® TIME-CURRENT CURVES		TCC-1FT-TX1-ESC3-A
FALLA IFT BORNE MV TX-1. ESCENARIO 3, CB TIE OPEN		FAULT: IFT
Comente de falla FA amétrica 1/2 ciclo.		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCOBAR
		REVISION: C





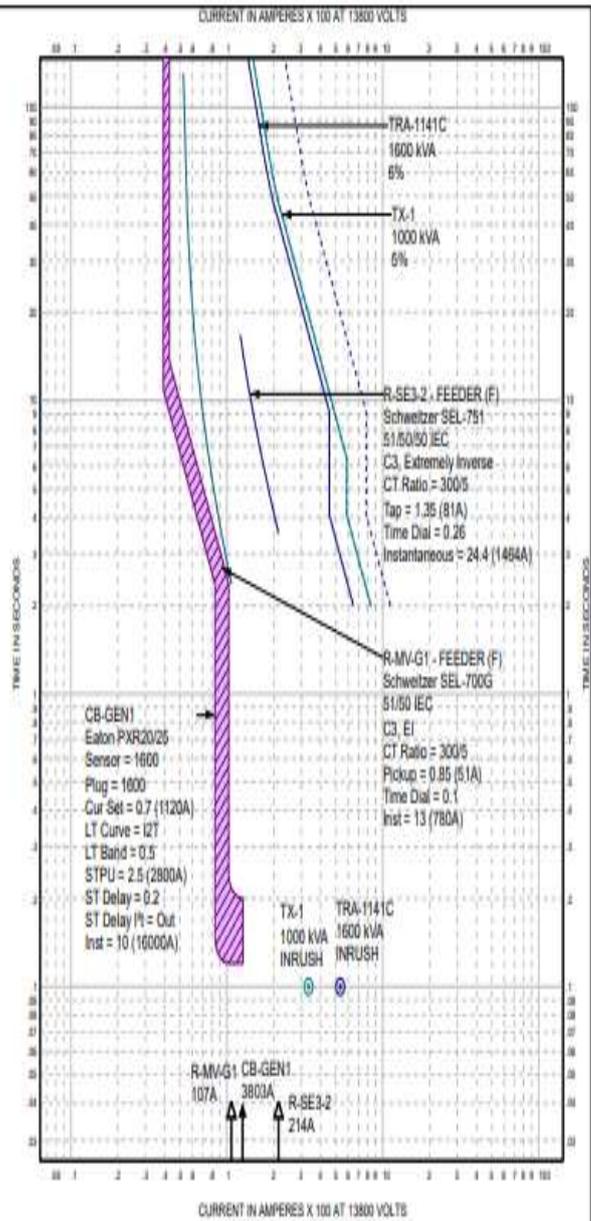
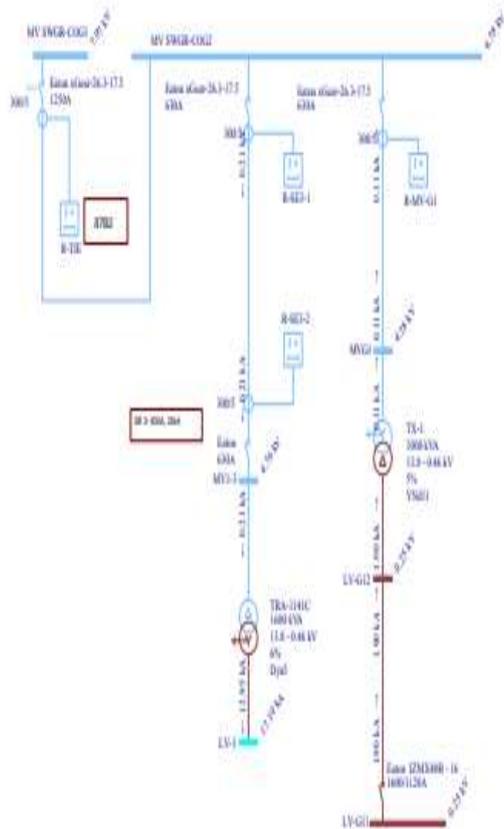
EasyPower®		TCC1FTSWGRCOG-ESC
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA IFT BARRA SWGR COG, ESCENARIO 1, CBI TE OPEN		FAULT: IFT
Corriente de falla (% simétrica) 1/2 ciclo		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCOLAS
		REVISION: C

PURECOLUMBIA PROTECCIONES S.A.S.

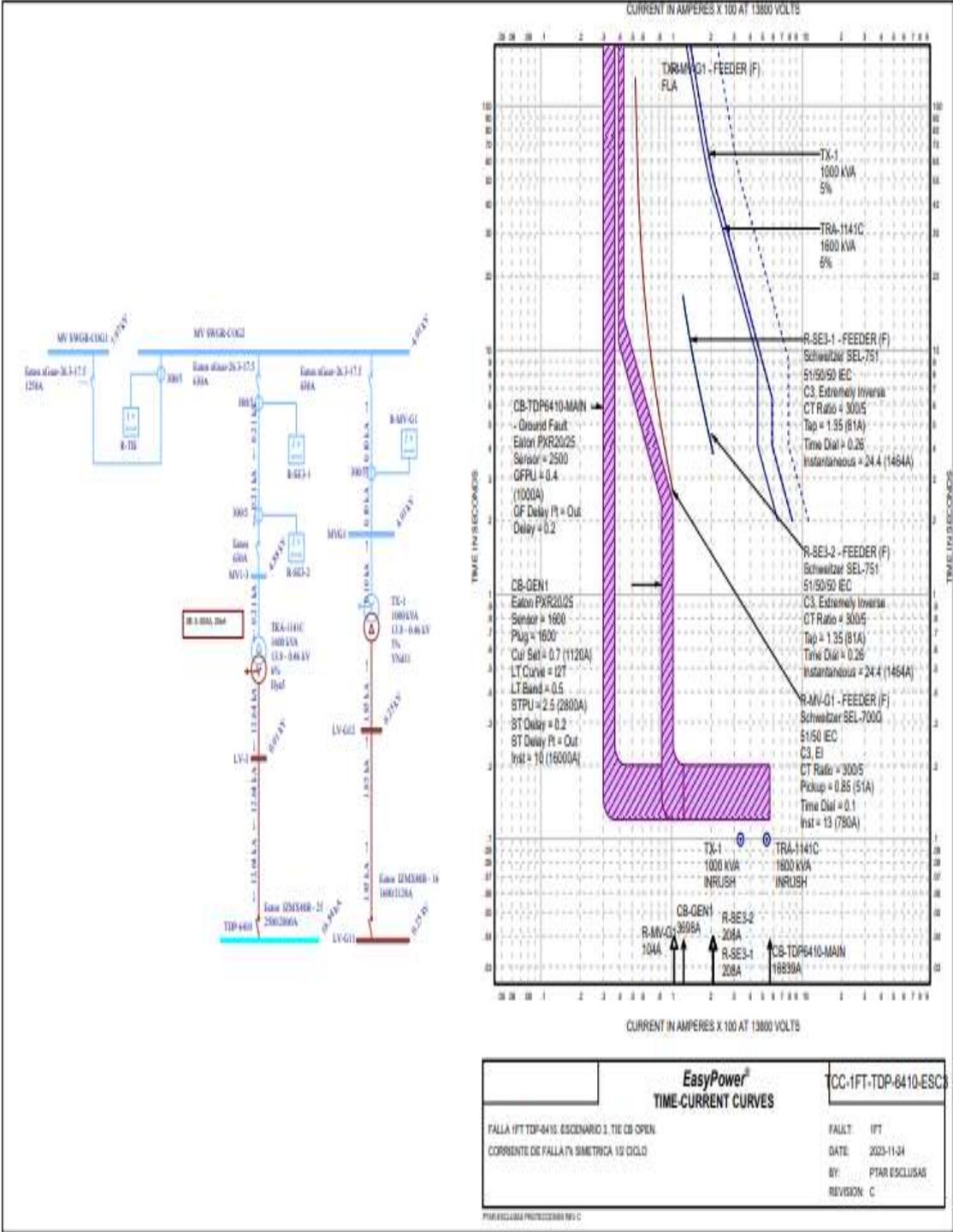


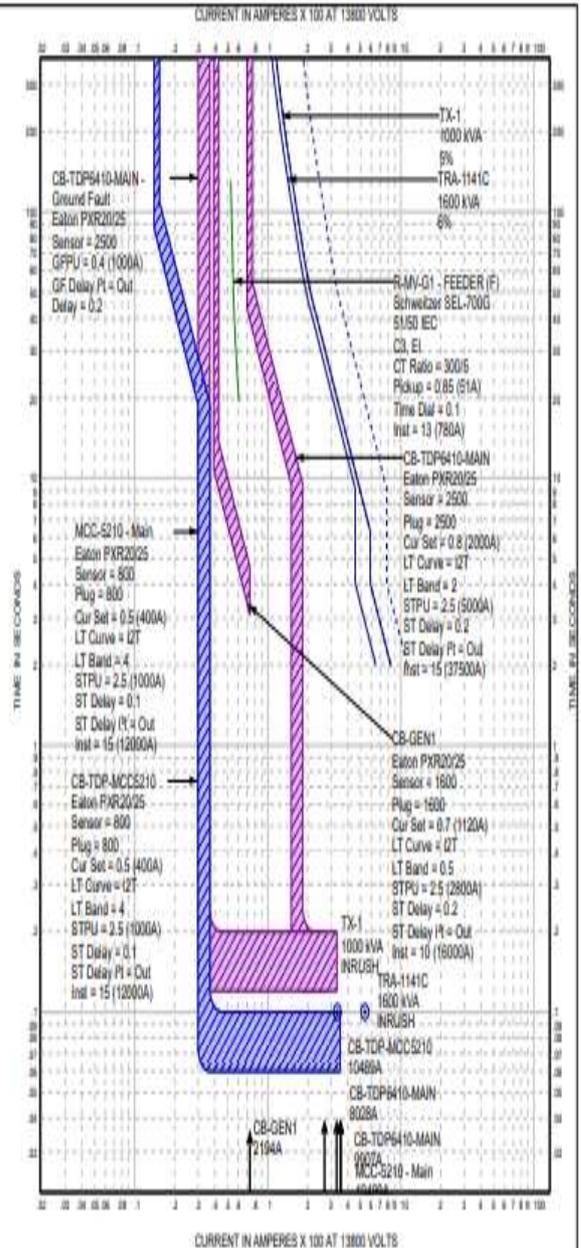
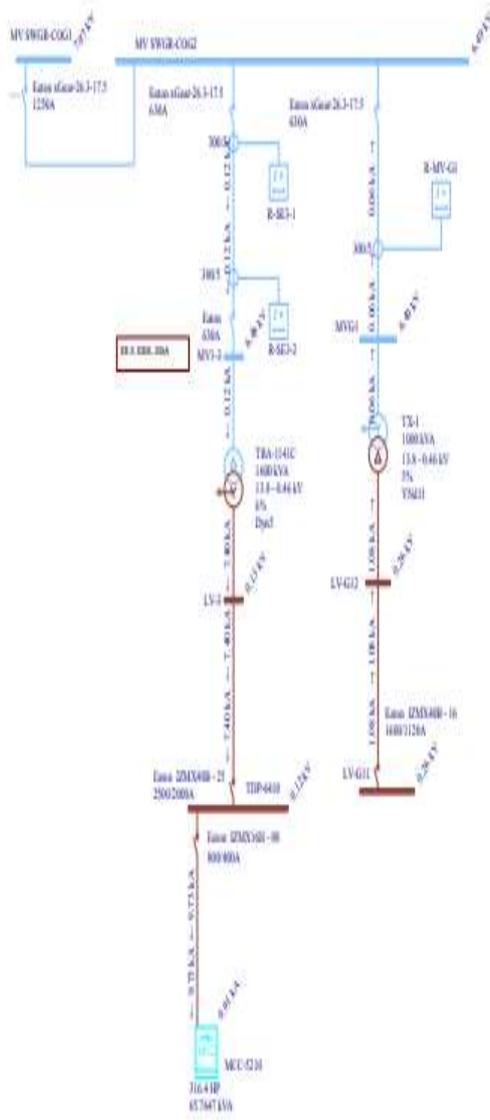
EasyPower®		TCC-1FT-SE3-ESC3-A
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT BORNE MV-TRA-1141C, ESCENARIO 3, CB TIE OPEN		FAULT: 1FT
Comente de falla 1° simétrica 1/2 ciclo.		DATE: 2023-11-04
		BY: PTAR ESCOLAS
		REVISION: C

PTAR ESCOLAS PROTECCIONES S.R.L.



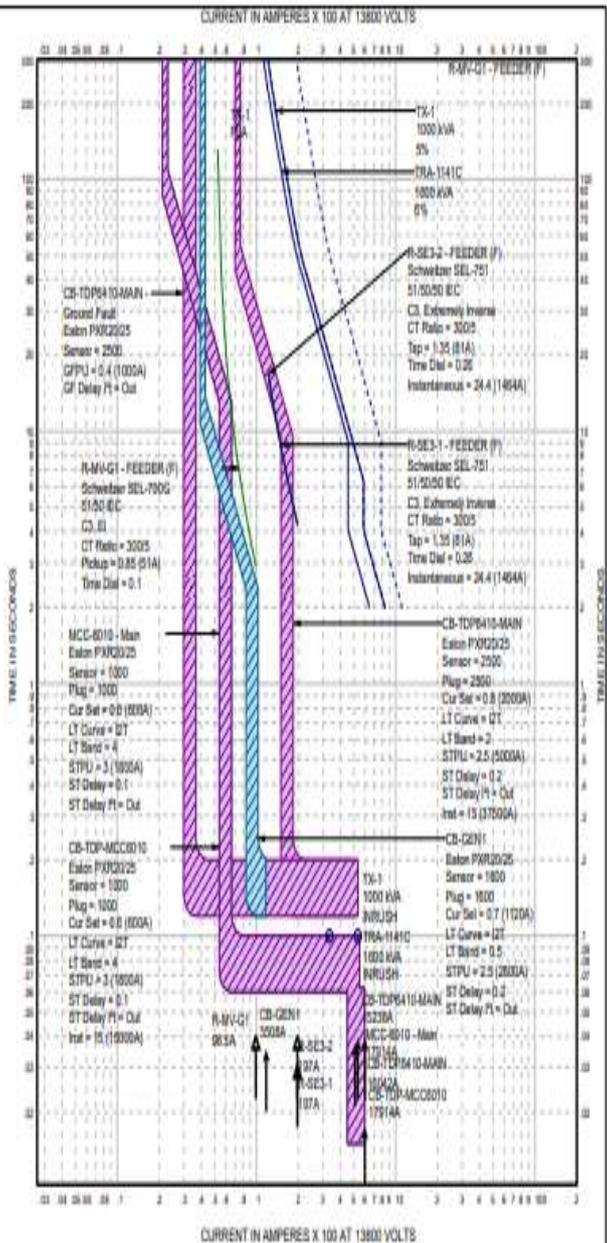
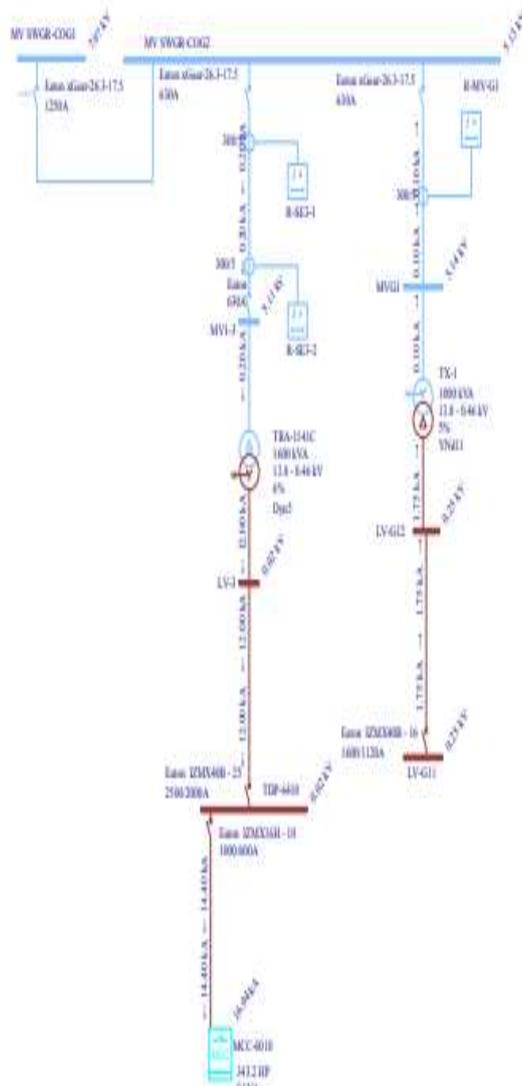
EasyPower®		CC-1FT-MVSE3-ESC3-B
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA IFT BORNE LV TRA-114C. ESCENARIO 3. CB TIE OPEN		FAULT: IFT
Contenido de falla (% simétrica 1/2 ciclo)		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCUSAR
		REVISION: C





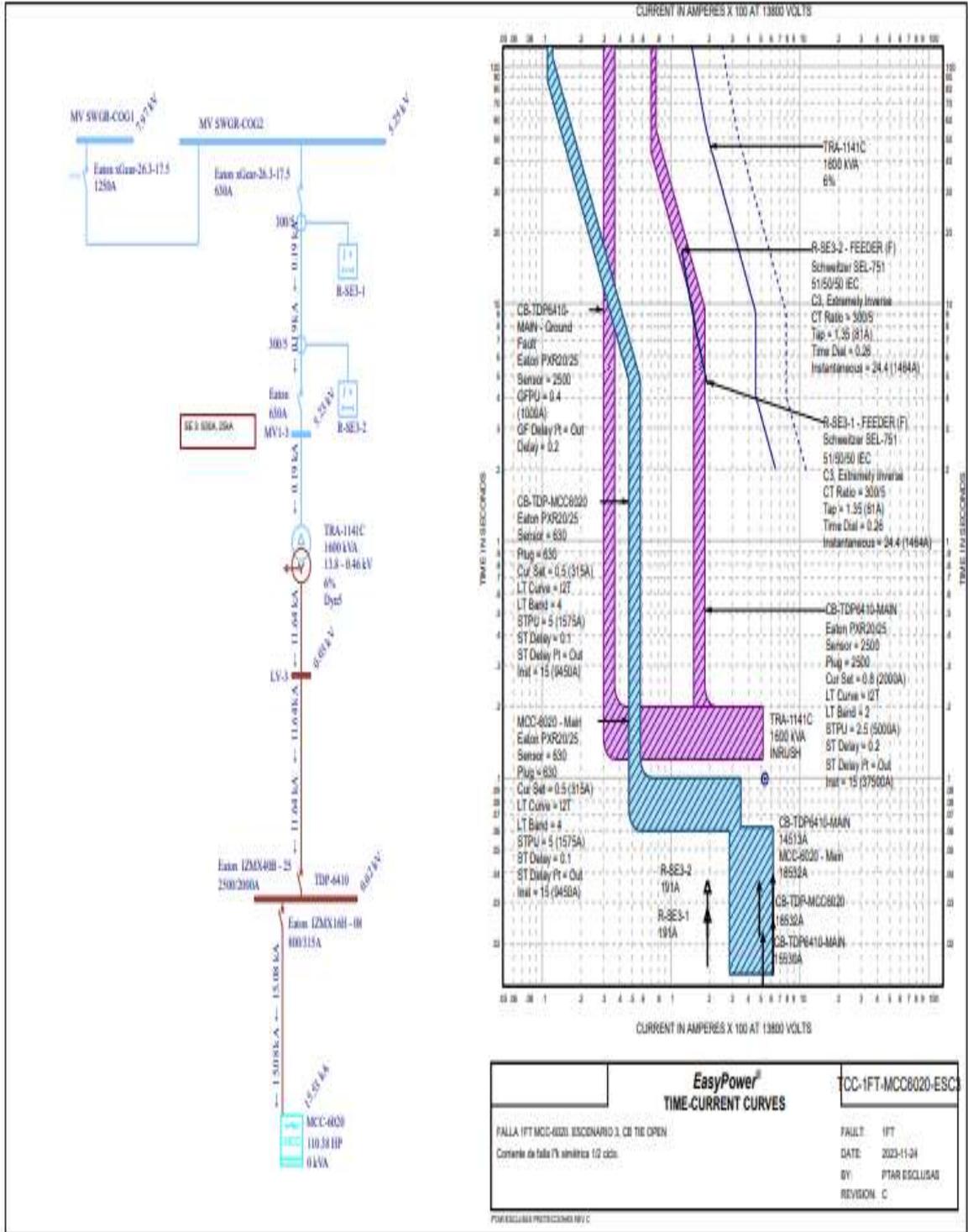
EasyPower®		CC-1FT-MCC5210-ESC
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT MCC-5210, ESCENARIO 3, CB TIE OPEN		FAULT: 1FT
Comenta de falla 1ft simulada 1/2 ciclo.		DATE: 2023-11-24
		BY: PTAR ESCOLAR
		REVISION: C

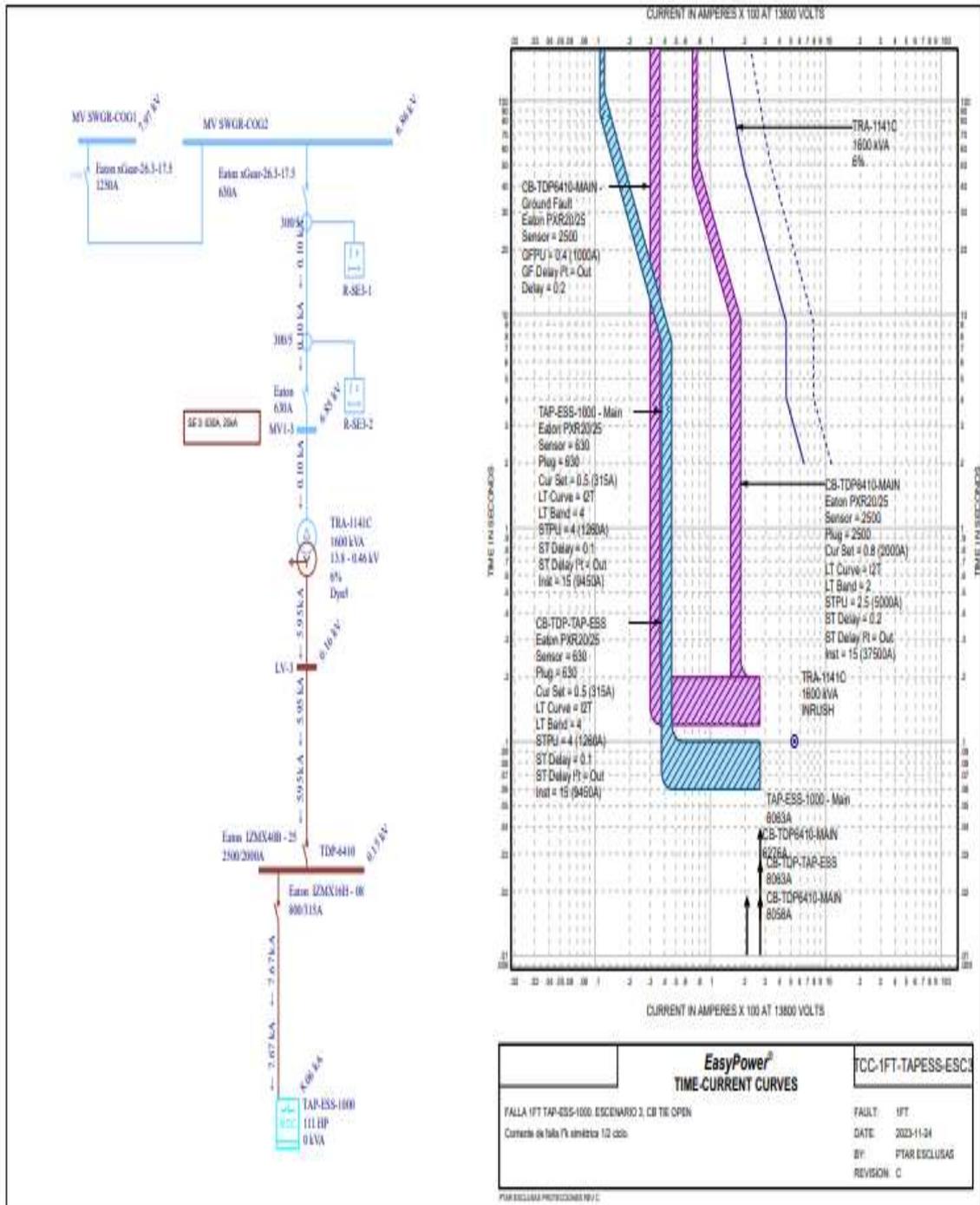
PTAR ESCOLAR PROFESORADO BY C



EasyPower[®]		CC-1FT-MCC8010-ESC
TIME-CURRENT CURVES		
FALLA 1FT-MCC-8010, ESCENARIO 3, CB TIE OPEN		FAULT: 1FT
Corriente de falla 7% simétrica 1/2 ciclo		DATE: 2023-11-04
		BY: PTAR-ESCLUSAS
		REVISION: C

PROTECCIÓN PROFESIONAR S.R.L.








Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT

Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Gutiérrez Hernández José Enrique** con C.C: 0931406987 autor del Trabajo de Integración Curricular: **Estudio de coordinación de protecciones para grupo de generación de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR “Esclusas”**, previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad**, en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de integración curricular para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de integración curricular, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 15 de febrero del 2024

Gutiérrez Hernández José Enrique

C.C: 0931406987



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Estudio de coordinación de protecciones para grupo de generación de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR "Esclusas".		
AUTOR(ES)	Gutiérrez Hernández José Enrique		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo PHD		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero en Electricidad		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	15 de febrero del 2024	No. DE PÁGINAS:	147
ÁREAS TEMÁTICAS:	Sistema de protección eléctrica		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Cogeneración, relés, protección eléctrica, biogás, sistemas media tensión.		

RESUMEN:

El presente documento está dirigido a entregar como resultado el análisis y ajustes de protecciones para relés desde el nivel de 69 KV en la subestación principal, relés del sistema de media tensión 13,8 KV y para las unidades de protección LSI (interruptores de bastidor abierto) del sistema de 460 V. El análisis de protecciones dará la respuesta de los relés (tiempos de despeje de fallas) para los diferentes escenarios planteados, los cuales son: cogeneración activa y el escenario de cogeneración en modo isla. Esto ayudará a que el proceso de la planta de tratamiento de aguas residuales funcione mediante el suministro de energía propio de la cogeneración con la que cuenta. Logrando cubrir el porcentaje necesario de energía que requiere la planta y así generar un ahorro significativo en el consumo de energía eléctrica.

ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
CONTACTO CON AUTOR:	Teléfono: +59397512912	E-mail: j-gutierrez@live.com
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN:COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE:	Nombre: Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo PHD.	
	Teléfono: +593- 995147293	
	E-mail: celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec	

SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA

Nº. DE REGISTRO (en base a datos):	
Nº. DE CLASIFICACIÓN:	
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):	