

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **MODELACIÓN Y SIMULACIÓN EN ESTADO ESTABLE DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANDURIACU EN EL SOFTWARE ETAP**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**CARLOS RAMIRO POGO JORDAN**

carlospogo1@gmail.com

**DIRECTOR: Dr. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ**

nelson.granda@epn.edu.ec

**Quito, Enero 2019**

## **AVAL**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Carlos Ramiro Pogo Jordan, bajo mi supervisión.

---

**Dr. Nelson Granda Gutiérrez**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo Carlos Ramiro Pogo Jordan, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Carlos Ramiro Pogo Jordan

## **DEDICATORIA**

*El presente trabajo de titulación lo dedico a mis amigos, familia, y especialmente a mis padres Carlos y Vilma, por siempre estar a mi lado y por su apoyo incondicional en todo momento.*

*A mi esposa e hijo, por ser las personas más importantes de mi vida; quienes junto a mí han vivido los momento buenos y malos, durante el transcurso de la consecución de mi objetivo.*

## **AGRADECIMIENTO**

*Al Ing. Diego Díaz, por haber brindado la oportunidad de seguir aprendiendo, por sus enseñanzas, amistad y principalmente por el tiempo para la realización del trabajo de titulación.*

*A todo el personal de la Central Hidroeléctrica Manduriacu, en especial al departamento de operación, quienes en todo momento me brindaron de su ayuda y apoyo, para el desarrollo de mi trabajo de titulación.*

*Al Dr. Nelson Granda por su apoyo y tiempo dentro del desarrollo y culminación de mi proyecto de titulación.*

# ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	IX
ABSTRACT .....	X
1. CAPITULO I.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN .....	1
<b>1.1.1 Objetivos</b> .....	2
<b>1.1.2 Alcance</b> .....	3
<b>1.1.3 Marco teórico</b> .....	3
<b>1.1.4 Equipos principales</b> .....	5
<b>1.1.5 Sistemas auxiliares</b> .....	6
1.2 ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA .....	8
<b>1.2.1 Elementos que intervienen dentro del análisis de flujos de potencia</b> ....	9
1.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS.....	11
<b>1.3.1 Tipos de fallas</b> .....	11
<b>1.3.2 Norma IEC 60909, Corrientes de Cortocircuito en Sistemas Trifásicos de Corriente Alterna [7]</b> .....	12
1.4 Análisis de Coordinación de protecciones.....	15
<b>1.4.1 Propiedades de un sistema de protección [8], [9]</b> .....	16
<b>1.4.2 Zonas de protección</b> .....	17
<b>1.4.3 Criterios de ajuste y coordinación [10]</b> .....	19
<b>1.4.4 Elementos de protección</b> .....	20
1.5 Software de Ingeniería de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia ETAP 23	
<b>1.5.1 Low FLOW:</b> .....	23
<b>1.5.2 Short Circuit:</b> .....	24
<b>1.5.3 Device Coordination:</b> .....	24
2. CAPITULO II.....	25
2.1. MODELACION DE LA CHM EN ETAP .....	25

2.1.1	<b>Descripción del sistema</b> .....	25
2.1.2	<b>Datos de los equipos</b> .....	27
2.1.3	<b>Relevamiento</b> .....	31
2.1.4	<b>Observaciones</b> .....	32
2.1.5	<b>Determinación de la demanda</b> .....	34
2.1.6	<b>Modelación en ETAP</b> .....	36
2.2	<b>ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA Y VALIDACION DEL MODELO</b> .....	37
2.2.1	<b>Modulo para cálculo de flujos de potencia</b> .....	37
2.2.2	<b>Validación del modelo</b> .....	38
2.2.3	<b>Descripción del sistema de adquisición de datos [12]</b> .....	38
2.2.4	<b>Resultados del flujo de potencia con relación a las magnitudes obtenidas mediante el sistema SDSC y las mediciones de calidad.</b> .....	39
2.2.5	<b>Escenarios de flujos de potencia</b> .....	41
2.2.6	<b>Resultados</b> .....	42
2.2.7	<b>Análisis de resultados</b> .....	55
3.	<b>CAPITULO III</b> .....	57
3.1	<b>ANALISIS DE CORTOCIRCUITOS Y CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS</b> .....	57
3.1.1	<b>Modulo</b> .....	57
3.1.2	<b>Escenarios de estudio</b> .....	59
3.1.3	<b>Resultados obtenidos para los escenarios en análisis</b> .....	62
3.1.4	<b>Corriente de cortocircuito con relación a la capacidad de los equipos</b> .....	66
3.1.5	<b>Análisis de resultado</b> .....	71
4.	<b>CAPITULO IV</b> .....	73
4.1	<b>VERIFICACION DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES DE 480 V Y 13.8 kV</b> .....	73
4.1.1	<b>Modulo</b> .....	73
4.1.2	<b>Considerados para el estudio de coordinación de protecciones</b> .....	77
4.1.3	<b>Zonas de protección</b> .....	78
4.1.4	<b>Criterios adoptados para la coordinación de protecciones</b> .....	78
4.1.5	<b>Verificación de los TC's de medida y unidades de disparo</b> .....	79
4.1.6	<b>Resultados</b> .....	83
4.1.7	<b>Análisis de resultados</b> .....	103
5.	<b>CAPITULO V</b> .....	107
	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	107
5.1	<b>CONCLUSIONES</b> .....	107

5.2 RECOMENDACIONES .....	109
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	111
7. ANEXOS.....	112
ANEXO I.....	116
ANEXO II.....	117
ANEXO III.....	118
ANEXO IV.....	119
ANEXO V.....	120
ANEXO VI.....	121
ANEXO VII.....	122
ANEXO VIII.....	123
ANEXO IX.....	124
ANEXO X.....	125
ANEXO XI.....	126
ANEXO XII.....	127
ANEXO XIII.....	128
ANEXO XIV.....	129
ANEXO XV.....	130
ANEXO XVI.....	131
ANEXO XVII.....	132
ANEXO XVII.....	133
ANEXO XVIII.....	134
ANEXO XIX.....	135
ANEXO XX.....	136
ANEXO XXI.....	138
ANEXO XXII.....	139
ANEXO XXIII.....	143
ANEXO XXIV.....	144
ANEXO XXV.....	145
ANEXO XXVI.....	146
ANEXO XXVII.....	147
ANEXO XXVIII.....	145
ANEXO XXIX.....	146
ANEXO XXX.....	147



ANEXO XXXI.....	148
ANEXO XXXII.....	149
ANEXO XXXIII.....	150
ANEXO XXXIV.....	151
ANEXO XXXV.....	152
ANEXO XXXVI.....	153
ANEXO XXXVII.....	154
ANEXO XXXVIII.....	155
ANEXO XXXIX.....	156
ANEXO XL.....	157
ANEXO XLI.....	158
ANEXO XLII.....	159
ANEXO XLIII.....	160
ANEXO XLIV.....	161
ANEXO XLV.....	162
ANEXO XLVI.....	163
ANEXO XLVII.....	164
ANEXO XLVIII.....	165
ANEXO XLIX.....	166
ORDEN DE EMPASTADO.....	166

## RESUMEN

El presente trabajo de titulación establece la implementación del sistema eléctrico interno de la Central Hidroeléctrica Manduriacu (CHM), en el software de simulación de sistemas eléctricos de potencia ETAP, el mismo, que constará de equipos principales y sus sistemas auxiliares.

La modelación conlleva la elaboración de un relevamiento de información documental, como en sitio de las características eléctricas de los distintos elementos, que conforman el sistema eléctrico de la CHM, además de los ajustes actuales, de los dispositivos de protección, que será necesarios para su parametrización dentro de la base de datos.

La determinación de la demanda se la realiza a partir de un análisis de calidad de energía, para el cual se tomarán mediciones de potencia activa, reactiva, factor de potencia, voltaje y corriente, al ingreso de cada sub-sistema de la planta.

Posteriormente se realizará estudios de flujos de potencia, cortocircuitos y coordinación de protecciones; en los que se verificarán perfiles de voltaje, flujos de potencia activa y reactiva, correcto dimensionamiento de tableros, unidades de disparo y relés de protección, además, se efectuará la revisión y verificación de la correcta selectividad de protecciones de los sistemas auxiliares.

Los resultados obtenidos permitirán conocer el estado de operación actual de la central, además con estos, se podrán emitir recomendaciones de ser el caso, para disponer de las mejores condiciones de operación y mantenimiento de la central, garantizando una operación efectiva, segura y que garantice la continuidad del servicio los sistemas críticos y no críticos de la planta.

**PALABRAS CLAVE:** central hidroeléctrica Manduriacu (CHM), sistema eléctrico, flujos de potencia, análisis de cortocircuito, coordinación de protecciones.

## **ABSTRACT**

The present certification work establishes the implementation of the internal electrical system of the Manduriacu Hydroelectric Plant (CHM), in the simulation software of electrical power systems ETAP, the same, which will consist of main equipment and its auxiliary systems.

The modeling involves the elaboration of a documentary information survey, as in place of the electrical characteristics of the different elements, that make up the electrical system of the CHM, in addition to the current adjustments, of the protection devices, which will be necessary for its parameterization within the database.

The determination of the demand is made from an analysis of energy quality, for which measurements of active power, reactive, power factor, voltage and current will be taken at the entrance of each sub-system of the plant.

Later studies will be made of power flows, short circuits and coordination of protections; in which voltage profiles, active and reactive power flows, correct sizing of boards, trip units and protection relays will be verified, in addition, the correct selectivity of protections of the auxiliary systems will be checked and verified.

The results obtained will allow to know the current operation status of the plant, in addition, with these recommendations may be issued to be the case, to have the improved operating and maintenance conditions of the plant, guaranteeing an effective, safe and guaranteed operation the continuity of the service critical and non-critical systems of the plant.

**KEYWORDS:** Manduriacu Hydroelectric Plant (CHM), electric system, low flow, short circuit, device coordination.

# 1. CAPITULO I

## 1.1 INTRODUCCIÓN

Los modelos de estado estacionario del sistema de potencia forman la base para la elaboración de estudios técnicos. El contar con una base de datos implementada en un software especializado de simulación permite realizar estudios que permiten, conocer el estado de la planta y a través del análisis de resultados obtenidos, emitir recomendaciones que conlleven a una mejora en las condiciones de operación y mantenimiento [1].

La Central Hidroeléctrica Manduriacu (**CHM**) aporta con energía limpia al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano (**SNI**) desde marzo del 2015. Se encuentra ubicada entre las provincias de Pichincha e Imbabura y aprovecha las aguas de la cuenca del río Guayllabamba para su generación. La central está conformada por dos generadores sincrónicos de 35,2 MVA, factor de potencia 0,9, cada uno movido por una turbina de reacción de eje vertical tipo Kaplan de 29,92 MW; mediante dos transformadores de potencia de 33/35,2/39,4 MVA se eleva el voltaje desde 13,8 a 230 kV. La potencia generada es transmitida al SNI través de una línea de transmisión a 230 kV, doble circuito, de aproximadamente 70 km de longitud, desde la subestación Manduriacu hasta la subestación Santo Domingo.

En la actualidad, la CHM no cuenta con la modelación de su sistema eléctrico interno (switchgears, tableros de control de motores (**MCC**), subestación 230 kV, alimentadores asociados a sistemas auxiliares) en un software de simulación, que permita realizar estudios de flujos de potencia para corroborar los niveles de voltaje en los sistema de servicios auxiliares, estudios de cortocircuitos para verificar la capacidad de cortocircuito de los equipos, estudios de coordinación de protecciones que permitan asegurar selectividad y correcto funcionamiento del sistema de protecciones. Además, en estos momentos la toma de decisiones y recomendaciones operativas se la realiza a través de manuales técnicos del fabricante y experiencia propia del personal a cargo de la operación y mantenimiento de la central.

A lo largo de la operación de la CHM se han suscitado varios eventos de falla, en el sistema de servicios auxiliares y en las líneas de distribución de 13,8 kV; que abastecen de energía eléctrica al campamento y al sistema de captación, lo cual ha provocado la desenergización de la barra de 13,8 kV de la subestación, debido a la mala operación del sistema de protecciones (relés numéricos y tirafusibles).

Es así que, en el presente trabajo de titulación, se propone la modelación, simulación y análisis del sistema eléctrico interno de la CHM en el software de simulación de ETAP, debido a petición del personal de la central y por encontrarse dentro del proceso de licenciamiento para la central.

El desarrollo de un modelo eléctrico permitirá conocer el estado y las condiciones reales de operación de la Central Hidroeléctrica Manduriacu, además de contar con una herramienta para el análisis de eventos y escenarios operativos en diferentes condiciones topológicas del sistema eléctrico. De esta manera se podrán tomar decisiones fundamentadas, que permitan asegurar una operación efectiva, que garantice la continuidad del servicio para los sistemas críticos y no críticos de la planta, ahorrar tiempo en maniobras y optimizar recursos.

### **1.1.1 Objetivos**

#### **1.1.1.1 Objetivo general**

Modelar y analizar el sistema eléctrico de la “Central Hidroeléctrica Manduriacu (CHM)” en el software de simulación ETAP.

#### **1.1.1.2 Objetivos específicos**

- Estructurar una base de datos en ETAP la cual incluya los equipos principales y sistemas auxiliares asociados a los diferentes niveles de voltaje de la planta, para lo cual se realizará un relevamiento de información tanto documental como en campo para obtener la información real y contrastada del sistema eléctrico de la central.
- Realizar la validación de los resultados obtenidos a través de la simulación y contrastarlos con las mediciones que se cuenta en los medidores de tableros, barras y las que proporciona el SDSC a la sala de control de la CHM.
- Realizar análisis de flujos de potencia y cortocircuitos del sistema eléctrico; se evaluarán perfiles de voltajes, cargabilidad de equipos principales, pérdidas, topología y se establecerán las mejoras necesarias, de ser el caso.
- Verificar la coordinación de protecciones de sobrecorriente a nivel de 480 V y 13,8kV de los servicios auxiliares en la Central y de ser el caso emitir criterios para su reajuste.

### **1.1.2 Alcance**

Se desarrollará un modelo del sistema eléctrico interno de la CHM, el cual partirá de la información AS BUILT provista por el personal de la central, se complementará con un relevamiento de información en campo y con mediciones de voltaje, corriente, factor de potencia, potencia activa y reactiva en puntos estratégicos de la planta para la determinación de la demanda. Los principales elementos a ser parametrizados son: generadores sincrónicos de 13,8 kV, transformadores de elevación 13,8/230 kV, transformadores de servicios auxiliares 13,8/0,48 kV, transformadores de excitación 13,8/0,48 kV, barras de 230 kV, 13,8 kV y 480 V, líneas de transmisión 230kV, líneas de distribución 13,8 kV y sistemas auxiliares 480 V y 13,8 kV.

Se realizará una validación y comparación de los resultados obtenidos dentro de la simulación (niveles de voltaje, corriente, factor de potencia, potencia activa y reactiva) con las mediciones resultantes del análisis de calidad de energía, además de los que proporciona por el sistema de control remoto SDSC; permitiéndonos obtener un modelo que se asemeje a las condiciones reales de funcionamiento de la central.

Se desarrollará el análisis de flujos de potencia para distintos escenarios de generación (un generador en línea, dos generadores en línea con distintos niveles de generación) conectados a través de una o dos líneas de transmisión. Finalmente, se realizará un análisis de cortocircuitos y coordinación de protecciones para conocer las condiciones en las cuales se encuentra operando el sistema de protecciones y realizar recomendaciones pertinentes.

### **1.1.3 Marco teórico**

Las centrales de generación son el primer elemento dentro de los sistemas eléctricos de potencia encargados de la generación eléctrica. En el caso de la generación hidroeléctrica, la producción de energía eléctrica se la realiza mediante la conversión de energía cinética y potencial gravitatoria del agua en energía eléctrica, a través del grupo turbina generador.

Actualmente, la generación hidroeléctrica es la principal fuente producción de energía eléctrica en el país con el 66,21% de la potencia generada; debido a la construcción de proyectos hidroeléctricos para el aprovechamiento de los recursos hídricos con los que cuenta el territorio ecuatoriano, además, este tipo de generación operativamente es más económica y amigable con el medio ambiente.

Las centrales hidroeléctrica pueden ser clasificadas según aspectos constructivos y de operación, que las diferencian unas de otras, entre que se puede nombrar [2]:

Según el tipo de embalse:

- Centrales de pasada (sin embalse).
- Centrales de regulación (con embalse).
- Centrales de acumulación por bombeo.

Según la altura neta del salto:

- Saltos de pequeña altura ( $H < 14,99$  m).
- Saltos de mediana altura ( $15 < H < 49,99$  m).
- Saltos de gran altura ( $H > 50$  m).

Según la potencia instalada:

- Micro centrales ( $P < 100$  kW).
- Centrales pequeñas ( $100 < P < 1000$  kW).
- Centrales medianas ( $1000 < P < 10000$  kW).
- Centrales grandes ( $P > 10000$  kW).

Según el sistema de explotación:

- Centrales aisladas e independientes.
- Centrales coordinadas.

Según la demanda que abastecen:

- Centrales de punta.
- Centrales de base.

Las plantas de generación se encuentran conformadas por un conjunto de obras que son indispensables para la generación de energía eléctrica, entre las que podemos mencionar:

- El embalse
- La presa
- Canal de derivación
- Tubería de presión

- Casa de maquinas
- Canal de desagüe

Además, las centrales dentro de sus componentes, se encuentran conformadas por equipos eléctricos principales y sistemas auxiliares, los cuales son de vital importancia para el funcionamiento continuo de la planta.

#### 1.1.4 Equipos principales

Elementos encargados de realizar la conversión de energía mecánica en energía eléctrica y su transporte desde las fuentes de generación hacia los centros de transformación (subestaciones), entre los cuales tenemos:

- **Generador:** máquina rotativa (sincrónica o de inducción) que produce energía eléctrica a través de la transformación de energía mecánica producida por el movimiento de la turbina; se encuentra conformada por una parte estática (estator) y un parte móvil(rotor).

**Estator:** estructura ferromagnética estacionaria o fija del generador, llamada también armadura donde se induce la corriente alterna. Se encuentra constituida por la carcasa, el núcleo, las bobinas, y la caja de terminales [3].

**Rotor:** parte móvil o rotativa que se encuentra en el interior del generador, la cual, por medio del eje del grupo turbina-generador recibe el par motor transferido desde la turbina. Se encuentra conformada por la parte central unida al eje (flecha), las ranuras longitudinales y los polos [3].

**Curva de capacidad del Generador:** esta curva nos muestra la zona segura y confiable de operación del generador, además permite definir la producción de potencia activa (MW) y potencia reactiva (MVA<sub>r</sub>) para el despacho del generador en diferentes condiciones operativas [4].

- **Turbina:** Máquina motriz que se encuentra conformada por una parte giratoria conocida como rodete, la cual es accionada por un fluido en movimiento que puede ser agua, vapor o gas. Por tanto, según la naturaleza del fluido se clasifican en turbinas: hidráulicas, a vapor o a gas.

Las turbinas hidráulicas aprovechan la energía potencial de los saltos o desniveles de agua para generar energía mecánica la cual será transmitida a través del eje transmisor al rotor del alternador. Este tipo de turbinas se componen de dos partes, el distribuidor y el rodete [3].



**Turbina tipo Kaplan:** turbinas de reacción que se las conocen como turbinas de flujo axial, debido a la dirección axial en la que circula el agua por los elementos del rodete y su forma de descarga; se encuentra conformada por la cámara espiral, el distribuidor, el rodete y el tubo de aspiración. Se caracteriza principalmente por permitir ajustar los alabes del rotor y los alabes guías para diferentes caudales de agua. Su forma es semejante a las hélices de un barco y puede poseer entre 3 a 8 palas [3].

- **Transformador:** elemento estático que permite elevar o reducir el voltaje a través de la inducción electromagnética entre sus devanados. Además, sirve de enlace entre los diferentes componentes del sistema de potencia y distribución como: generadores, líneas de transmisión, subestaciones, líneas de distribución y usuarios finales; debido a los diferentes niveles de voltaje con los que cuenta el sistema eléctrico, estos pueden ser clasificados como transformadores de potencia, de distribución y medición.
- **Transformadores de potencia:** son utilizados para la transferencia de energía eléctrica entre la fuente de generación y los circuitos primarios de distribución. Se consideran transformadores de potencia cuando su rango de potencia es mayor a 5 MVA.
- **Transformadores de distribución:** se consideran transformadores de distribución aquellos cuya potencia es inferior a 500 kVA, estos transfieren la energía eléctrica entre los circuitos primarios de distribución y los circuitos secundarios de distribución.
- **Líneas de transmisión:** elemento del sistema eléctrico de potencia que permite transmitir o transportar la potencia generada (energía eléctrica) desde los centros de generación hacia los centros de recepción (subestaciones transformación), permitiendo la interconexión entre los centros de generación con las subestaciones que en conjunto forman la red del sistema eléctrico.
- **Líneas de distribución:** elemento de transporte de la energía eléctrica desde los centros de transformación hacia los usuarios finales; las cuales forman la red primaria y secundaria del sistema de distribución.

### 1.1.5 Sistemas auxiliares

Conjunto de equipos de vital importancia dentro del funcionamiento continuo de la planta que se dividen en sistemas de corriente alterna (AC) y corriente directa (DC), por lo tanto,

es necesario contar con fuentes confiables de suministro de energía a dichos elementos. Con esto se obtendrá una operación segura y confiable de la central. Entre los sistemas auxiliares más comunes que podemos nombrar son:

- **Sistema de excitación**

El sistema de excitación es una fuente de corriente continua que alimenta al campo del generador, produciendo el campo de excitación, el mismo que gira a velocidad sincrónica, generando en el bobinado del estator un voltaje trifásico ( $3\phi$ ) en sus terminales. Además, este sistema cumple con el objetivo de ajustar de manera automática la corriente de campo del generador manteniendo el voltaje de salida, dando un control de voltaje y mejorando la estabilidad del sistema.

- **Sistema de agua de refrigeración**

Tiene como función proporcionar la cantidad de agua necesaria para los equipos de refrigeración, tales como: al sello del eje de la turbina, el cojinete de empuje y el cojinete guía de la turbina, el alternador, y el sistema de aire comprimido [3].

- **Sistema de drenaje**

El sistema de drenaje tiene como objetivo el vaciado del agua y llevarla hacia la descarga. El caudal de agua se puede originar de filtraciones en los muros, en los circuitos auxiliares si existieran eventuales rupturas en las tuberías que se encuentran sometidas a la presión del embalse, así como también, del vaciado de la tubería de presión y los conductos hidráulicos [3].

- **Sistema de aire comprimido**

Dentro de sus sistemas auxiliares las centrales hidroeléctricas pueden contar con el sistema de aire comprimido en dos niveles de presión. El nivel bajo, que va de 7-8 kg/cm<sup>2</sup>, se utiliza para la operación de herramientas y servicios generales, mientras que el nivel alto, que va de 60-80 kg/cm<sup>2</sup>, en la operación de los reguladores aire-agua [3].

- **Sistema contra incendios**

Tiene como objetivo mitigar los efectos producidos por la acción del fuego, salvaguardar la vida del personal y reducir las pérdidas económicas. Entre los sistemas contra incendios se tiene:

**Sistema de agua:** tiene como propósito de abastecer de agua a presión para los subsistemas de protección de transformadores y de las áreas de la planta donde se utiliza aceite, como también para el sistema manual de cajas de mangueras localizadas en los distintos niveles de la planta [3].

**Sistema de CO<sub>2</sub>:** utilizado para la protección del recinto de generadores, el mismo que está compuesto por los cilindros de CO<sub>2</sub> y el tablero, de donde se envía la señal para la descarga en el instante que se detecta un incendio dentro de la máquina. La activación se produce por detectores termovelocimétricos o ionizantes, los cuales son sensibles al cambio de la temperatura o presencia de humo, respectivamente [3].

- **Sistema de Ventilación**

Este sistema tiene la finalidad de prevenir el aumento de temperatura generado por el desprendimiento de calor de los equipos eléctricos, conductores o del sistema de iluminación y evitar el aire viciado dentro de las instalaciones de la planta [3].

- **Sistema de agua de servicio**

Debido a la alejada ubicación de las centrales de generación de las poblaciones y por tanto, de los sistemas de abastecimiento de agua y de saneamiento, es necesario la instalación de sistemas de captación de agua, plantas potabilizadoras y de tratamiento de aguas servidas [3].

- **Sistemas complementarios y otros servicios**

Las plantas hidroeléctricas a más de poseer los equipos de generación y sus sistemas auxiliares, cuentan con sistema complementarios; que tienen como objetivo facilitar la operación y control de las instalaciones, tales como talleres, oficinas y bodegas de almacenamiento de repuestos que son necesarios al instante de realizar reparaciones y mantenimiento de la central [3].

## **1.2 ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA**

El análisis de flujos de potencia permite conocer la potencia activa y reactiva que fluye por cada ramal del sistema, así como, la magnitud y ángulo de fase del voltaje en cada barra. En redes balanceadas el cálculo del flujo de potencia se simplifica, ya que únicamente se considera la red de secuencia positiva del sistema.

## 1.2.1 Elementos que intervienen dentro del análisis de flujos de potencia

### 1.2.1.1 Barra

Elementos del sistema eléctrico que sirven de enlace o interconexión entre los componentes de una red como generadores, líneas, cargas, compensación etc. Son utilizados para realizar el análisis del comportamiento de las variables eléctricas tales como: nivel de voltaje, ángulo de voltaje, potencia activa y reactiva del sistema [5]. En el análisis de flujos de potencia se cuenta con diferentes tipos de barras como:

- **Barras PV.** – son llamadas como barras de generación ya que se encuentran vinculadas a generadores, a la compensación estática y a condensadores sincrónicos. Este tipo de barras se tiene un control de voltaje y en las misma se especifica la magnitud del voltaje  $|V|$  y la potencia activa  $P$ .
- **Barra PQ.** – son llamadas como barras de carga, debido a que se encuentran asociadas a las cargas. En esta clase de barras se puede especificar la potencia activa y reactiva ( $P, Q$ ) o la potencia aparente y el factor de potencia ( $S, \cos\phi$ ).
- **Barra slack.** – conocida como barra oscilante o swing, ya que es utilizada como barra de referencia dentro del cálculo del flujo de potencia; en la cual se especifican el módulo de voltaje  $|V|$  que normalmente es igual 1 p.u y el ángulo  $\delta$  con 0 grados. Este tipo de barra tiene la capacidad de realizar el balance del sistema mediante la inyección de potencias activa y reactiva necesaria.

### 1.2.1.2 Generadores

Dentro del análisis de flujos de potencia, los generadores de rotor cilíndrico son representados mediante la reactancia sincrónica de eje directo  $x_d$  y el voltaje interno de la máquina, mientras que los generadores de rotor de polos salientes se representan mediante las ecuaciones resultantes del diagrama fasorial [5].

#### 1.2.1.2.1 Modos de operación del Generador en ETAP

Los modos de operación del generador son descriptos a continuación:

- **Swing**

Modo de operación que asigna al generador para comportarse como la máquina de referencia dentro del sistema eléctrico, el valor del ángulo del voltaje interno de la generador tomará el valor de cero y el ángulo de los demás generadores sincrónicos del sistema será relativo al del generador de referencia [6].

- **Control de voltaje**

La magnitud del voltaje terminal de la maquina sincrónica se controla a través de la producción de la potencia reactiva  $Q$  [Var], además, este tipo permite el control de operación de la potencia activa  $P$  [MW] y la potencia reactiva mínima y máxima ( $Q_{max}$  y  $Q_{min}$ ) permisible por el generador, cuyos datos deben ser especificados dentro del generador que posee un control de voltaje.

El generador con modo de control de voltaje posee una carga base y cuenta con un regulador de voltaje automático AVR para el control de la excitación de campo, la cual mantendrá el voltaje constante dentro de la operación [6].

- **Control MVar**

Este tipo de control nos permite especificar el valor de generación fija tanto de potencia activa (MW), como de potencia reactiva (MVar). Los generadores con este control poseen una excitación fija de campo sin la actuación del AVR.

Por otra parte, no permite que el generador entregue un valor menor al de su potencia activa mínima o máxima establecida por su curva de capacidad, ya que valores fuera de los rangos establecidos podría causar daños dentro de la máquina [6].

- **Control PF**

Para este modo de operación del generador, su regulador de velocidad se encuentra funcionando en modo Droop, lo cual permite obtener a la salida una potencia fija de MW y el excitador del regulador de velocidad AVR se encuentra ajustado al valor del factor de potencia [6].

### **1.2.1.3 Transformadores**

Los transformadores son elementos que suelen ser representados en su mayoría a través de su modelo  $\pi$ , este equivalente puede simplificarse si el tap del transformador se encuentra ubicado en la posición nominal o el mismo no cuenta con taps, en este caso el modelo  $\pi$  no poseerá sus ramas en paralelo y por tanto, este tipo de elementos será representados simplemente como una reactancia en serie [5].

### **1.2.1.4 Líneas de transmisión**

Las líneas dentro de un sistema eléctrico se encuentran modeladas a través de su equivalente  $\pi$  con parámetros concentrados. A lo largo de una línea de transmisión se

puede encontrar condensadores, inductores o compensaciones series, los cuales deben ser representados como admitancias. La admitancia de condensadores e inductores que se encuentran conectados entre la línea y tierra se suma a la admitancia de la línea, mientras que la admitancia de la compensación serie debe restarse de la admitancia de la misma [5].

### **1.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS**

El análisis de cortocircuito nos permite conocer los niveles de corriente ante fallas y su comportamiento hasta el despeje de las mismas, en las diferentes barras del sistema en estudio. Además, este tipo de estudios son usados para verificar la capacidad de cierre y apertura de dispositivos de corte y seccionamiento durante eventos de cortocircuito.

Por otro lado, con el análisis de cortocircuito se logra la selección de parámetros de configuración de relés (equipos de protección), cuyo objetivo es minimizar los efectos producidos por las fallas que se presenten dentro del sistema.

#### **1.3.1 Tipos de fallas**

Los sistemas eléctricos son susceptibles a sufrir falla, las cuales pueden originarse por diversas situaciones, entre las que podemos nombrar: las generadas por descargas atmosféricas, por maniobra, por ruptura de conductores o por defectos de aislamiento. A continuación, se describen cada uno de los tipos de fallas.

- **Falla trifásica**

Se produce una falla trifásica cuando las tres fases del sistema se cortocircuitan, este tipo de fallas son simétricas ya que la impedancia que se presenta en el sistema es balanceada, debido a que la corriente circula por las tres fases.

- **Falla bifásica**

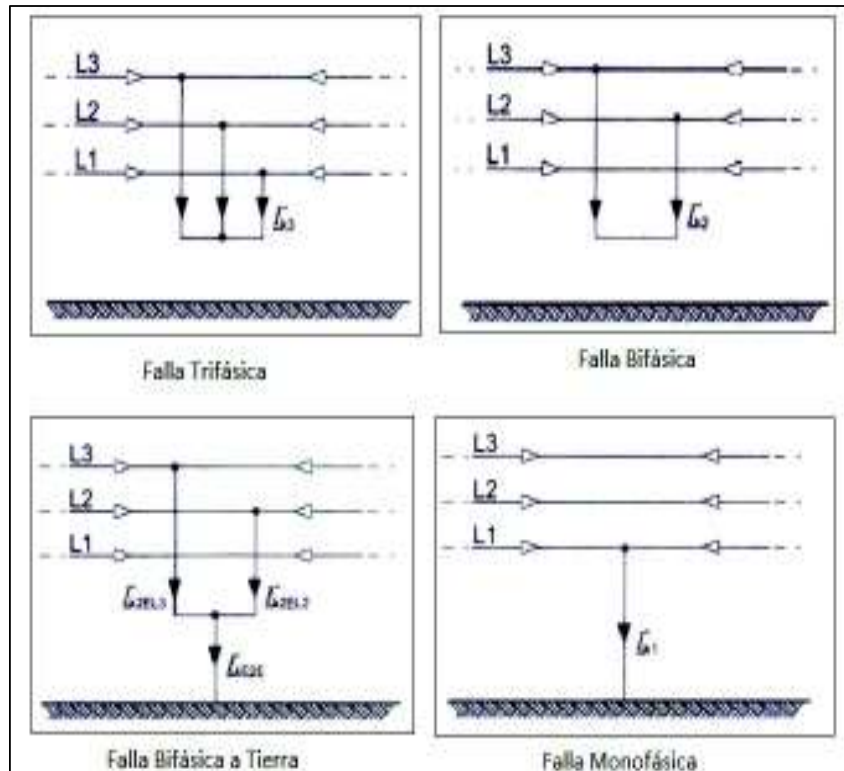
Una falla bifásica se genera cuando dos fases del sistema eléctrico se cortocircuitan; son del tipo asimétricas ya que causan desequilibrios dentro del sistema, provocando la aparición de corrientes de secuencia negativa.

- **Falla bifásica a tierra**

Una falla del tipo bifásica a tierra se produce por el cortocircuito de dos de sus fases y estas conectadas a tierra (aterrizadas); es de tipo asimétrica y generan corrientes de secuencia cero dentro de las fases. Además, se produce una recirculación de la corriente entre tierra y el sistema donde se produce la falla.

- **Falla monofásica.**

Es del tipo asimétrica, en la cual una de las fases del sistema se encuentra aterrizada, y se caracteriza por que la corriente de cortocircuito que se deriva hacia tierra retorna al sistema mediante cualquier puesta a tierra.



**Figura 1.3.1** Tipos de Fallas [7]

### 1.3.2 Norma IEC 60909, Corrientes de Cortocircuito en Sistemas Trifásicos de Corriente Alterna [7]

La norma para el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna se la puede aplicar para sistemas de alto y bajo voltaje que se encuentren operando a 50 o 60 Hz.

El cálculo de las corrientes se lo realiza considerando una fuente de voltaje equivalente en el punto donde se produce el cortocircuito y no se considera los niveles de voltaje en las barras, los cuales son obtenidos a través de la corrida de un flujo de potencia.

Los elementos como las máquinas sincrónicas y los alimentadores son reemplazados por sus impedancias internas, debido a que la única fuente de voltaje activa dentro del sistema en análisis es la fuente equivalente, ubicada donde se generó la falla. En general, se

calculan dos tipos de corrientes de cortocircuito, las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas.

- **Icc mínimas:** son utilizadas para el dimensionamiento de fusibles, y determinación de los ajustes de dispositivos de protección y examinar el arranque de motores.
- **Icc máximas:** son utilizadas para la selección de la capacidad y los valores asignados de los equipos.

El método de cálculo de las corrientes máximas y mínimas se considera las simplificaciones que se enuncian a continuación:

- El tipo de falla que se produzca en el sistema permanece constante durante el tiempo que dure el cortocircuito, por ejemplo, si se produce un cortocircuito bifásico este permanece y no cambia.
- No se consideran capacidades de líneas, admitancias en derivación y cargas no lineales, a excepción de las del sistema homopolar.
- La red en la que se produce el cortocircuito no cambia durante el tiempo en que se mantiene la falla y además no se consideran las resistencias de arco.
- En transformadores se considera que su impedancia es la que corresponde a la del tap nominal y lo cual es permitido, ya que se tiene un factor de corrección  $K_T$  para el cálculo de las corrientes.

Los resultados obtenidos a través de este método reflejan que las corrientes obtenidas cumplen con el objetivo de proporcionar resultados que generalmente son de una precisión aceptable, aunque las hipótesis (simplificaciones) mencionadas anteriormente no se verifiquen estrictamente en los sistemas de potencia considerados.

- **Fuente de voltaje equivalente**

Fuente ideal de voltaje que se aplica en el punto de falla para el cálculo de las corrientes de cortocircuito; la cual se coloca dentro de la red de secuencia positiva antes de las impedancias de secuencia positiva. Su cálculo se lo realiza a través de la **Ecuación 1.3.2.1**.

$$\text{Fuente de Tension Equivalente} = \frac{c * V_n}{\sqrt{3}}$$

**Ecuación 1.2.3** Fuente de Voltaje Equivalente



Donde:

- C: factor de voltaje
- Vn: voltaje nominal

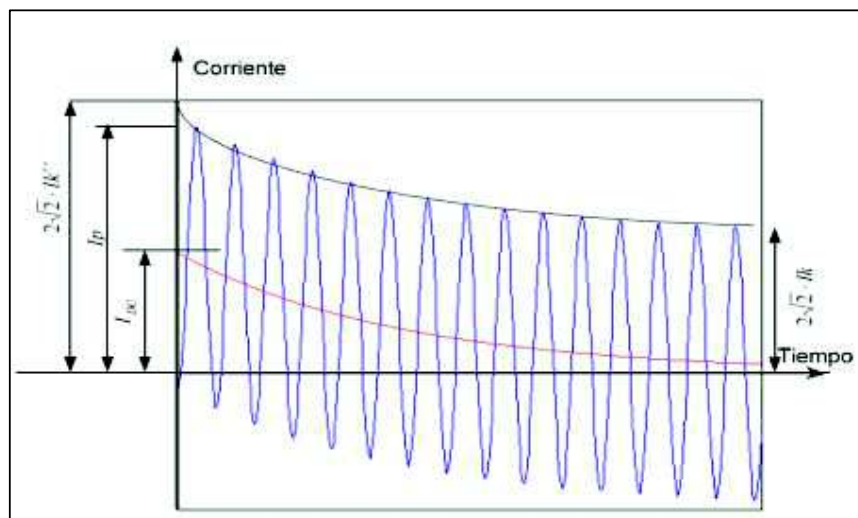
### Factor de voltaje “C”

La inclusión de un factor de corrección de la fuente de voltaje dentro del cálculo de las corrientes de cortocircuito, es necesario debido a las variaciones del voltaje dependiendo del tiempo y del lugar, comportamiento subtransitoria de los generadores, cambios en los taps de los transformadores y efectos de las cargas y capacitancias omitidas dentro del cálculo. Por otro lado, el producto  $c \cdot V_n$  no debe exceder el valor de voltaje nominal máximo del sistema y sus valores pueden ser tomados según la siguiente tabla.

**Tabla 1.3.1 Factores de voltaje c según el nivel de voltaje**

Voltaje nominal Vn		Factor c para corrientes máximas de cortocircuito Cmax	Factor c para corrientes mínimas de cortocircuito Cmin
<b>Bajo voltaje</b>	230 V/400 v	1,00	0,95
	Otros voltajes	1,05	1,00
<b>Medio voltaje</b>	>1 kV hasta 35 kV	1,10	1,00
<b>Alto voltaje</b>	>35 kV	1,10	1,00

### Definición de términos utilizados en la norma IEC 60909



**Figura 1.3.2.** Definiciones de corriente de cortocircuito [5]

En la **Figura 1.3.2.** se muestra las definiciones de corriente de cortocircuito consideradas en la norma:

- **Corriente simétrica inicial de cortocircuito  $I''_k$**

Magnitud eficaz (RMS) de la componente simétrica AC de la corriente de cortocircuito que se genera en el instante de falla, al tiempo cero segundos. Su cálculo se lo realiza a través de la utilización de la reactancia subtransitoria del generador  $X''_d$  [7].

- **Corriente de cortocircuito pico  $I_p$ .**

Corriente instantánea máxima de cortocircuito que se genera durante una falla; cuyo valor depende del instante en que se presenta el cortocircuito y de las componentes periódica y aperiódica de la onda, ya que su resultado es la suma de estas dos componentes (AC + DC) [7].

- **Componente de continua  $I_{DC}$**

Es la componente decreciente aperiódica de la corriente de cortocircuito y corresponde al valor medio entre la envolvente superior e inferior de la corriente de cortocircuito [7]. Esta componente puede se calcula a través de la **Ecuación 1.3.2.2.**

$$i_{DC} = \sqrt{2} * I''_K * e^{-2\pi * f * t * \frac{R}{X}}$$

**Ecuación 1.2.3.2** Componente de Continua  $I_{DC}$

Donde:

R/X: es la relación de la resistencia y reactancia del sistema en análisis.

f: frecuencia de la red

t: tiempo de duración del cortocircuito

- **Corriente de cortocircuito de estado estable  $I_k$**

Corriente de cortocircuito de magnitud eficaz que se mantiene luego de la disminución del fenómeno transitorio [7]

## 1.4 Análisis de Coordinación de protecciones

La coordinación de protecciones permite definir y evaluar los ajustes adecuados de las protecciones (determinación gradual de tiempos y magnitudes), con el objetivo de obtener un sistema que cumpla con las propiedades de un sistema de protecciones, necesarias

para un funcionamiento correcto, selectivo y oportuno ante un evento de falla y que permita minimizar los esfuerzos mecánicos y eléctricos a los que están sometidos los equipos.

Por tanto, un sistema de protecciones permite proteger y alargar la vida de los componentes eléctricos que forman el sistema, reduciendo al mínimo los efectos de las corrientes de falla, mejorando la calidad del servicio y evitando las desconexiones innecesarias de cargas como consecuencia de caída de voltaje [8].

#### **1.4.1 Propiedades de un sistema de protección [8], [9]**

##### **1.4.1.1 Sensitividad**

La sensitividad es la propiedad por la cual un sistema de protección es lo suficiente sensible que garantiza una operación segura y confiable, incluso bajo condiciones que generen la mínima tendencia a la operación, debido a las mínimas corriente de cortocircuito que pueden presentarse dentro del sistema eléctrico, es decir, que los relés de protección actúen incluso cuando su nivel de funcionamiento sea mínimo.

##### **1.4.1.2 Selectividad**

La selectividad es la propiedad del sistema de protecciones que permite la operación o no de los dispositivos de protección, ya que distingue las señales de funcionamiento o no de acuerdo a la zona de protección de cada uno de los relés y del lugar donde se produjo la falla. Es decir, si la falla se genera dentro de la zona de protección de un relé este enviará la señal de apertura al disyuntor o interruptor permitiendo aislar de la manera más rápida la falla y si estos actúan de esta manera, se puede decir que son completamente selectivos.

##### **1.4.1.3 Rapidez**

La propiedad de rapidez se refiere al tiempo de respuesta de los relés, ya que al detectar una falla esta debe ser despejada lo más rápido posible evitando alteraciones en el sistema y reduciendo los daños en los equipos. Esta propiedad puede variar de un relé a otro ya que depende principalmente de la tecnología y la velocidad de respuesta de los interruptores asociados.

##### **1.4.1.4 Confiabilidad**

La confiabilidad es una propiedad propia del sistema de protecciones que se encuentra relacionada a su apropiada implementación, aplicación y mantenimiento. Además, un sistema se dice que es confiable cuando cumple con las propiedades de sensibilidad y selectividad. Un sistema se dice que es más confiable cuando posee una mayor simplicidad y robustez.

### 1.4.1.5 Seguridad

Propiedad por la cual un dispositivo de protección no opera bajo condiciones ajenas a su zona de protección.

### 1.4.1.6 Dependabilidad

Propiedad que establece la operación de un relé de protección cuando este debe operar y cuando no lo deba hacer, es decir, si la falla ocasionada se encuentra dentro de su zona de protección opere, caso contrario, no lo haga.

## 1.4.2 Zonas de protección

Un sistema eléctrico puede ser dividido en distintas zonas de protección con el propósito de detectar fallas, despejarlas, y aislarlas lo más rápido posible, desconectando el menor número posible de equipos y previniendo así, daños en los equipos del sistema.

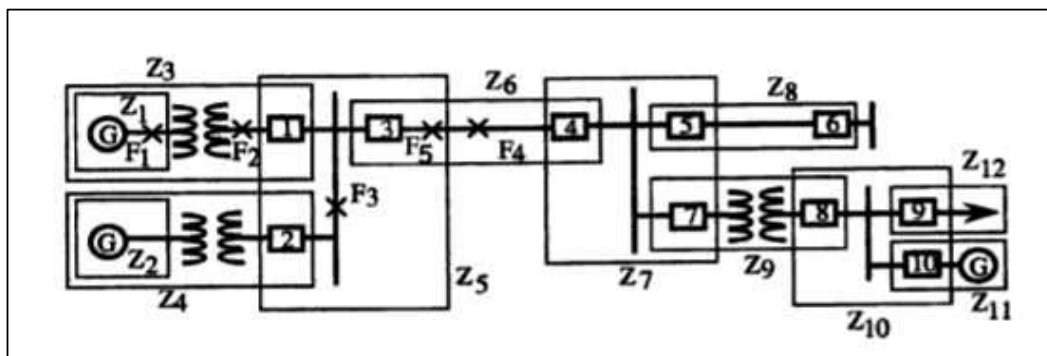


Figura 1.4.1 Ejemplo de zonas de Protección de un sistema eléctrico [9]

### 1.4.2.1 Estructura de un sistema de protección [9]

Los sistemas de protecciones cumplen con funciones de alta importancia dentro del sistema eléctrico, cuyo objetivo es proteger a los equipos en el instante que se producen fallas en el sistema eléctrico, por lo cual se ha desarrollado una estructura para la protección de todos los equipos, sin que ninguno quede desprotegido.

La estructura del sistema de protección se encuentra compuesta por la protección primaria y secundaria.

#### 1.4.2.1.1 Protección primaria [9]

Es la protección que actúa de manera más rápida (instantánea) ante fallas o eventos de funcionamiento anormal, desconectando el menor número de equipos y aislando la falla, por lo cual es considerada como la primera línea de defensa

### 1.4.2.1.2 Protección de respaldo [9]

Es la segunda línea de defensa, opera o actúa cuando la protección primaria no lo ha hecho, por tanto, esta protección tiene un retardo de tiempo para su operación con relación a la protección primaria, además posee componentes independientes respecto de los que utiliza la protección primaria para asegurar su actuación. Por su diseño, genera una mayor desconexión de equipos que la protección primaria.

En definitiva, un sistema de protecciones se encuentra conformado por la protección primaria y la protección de respaldo en cada equipo. Estas deben ser ajustadas de manera que su operación se realice de manera correcta y oportuna ante eventos de falla generados dentro del sistema eléctrico, por lo tanto, en condiciones normales de operación están no deben actuar.

El diseño de operación de las protecciones se encuentra constituido por dos formas, las cuales se encuentran descritas a continuación:

### 1.4.2.1.3 Protección Unitaria

Protecciones que actúan únicamente si la falla se presenta dentro de su zona de protección, por tal motivo, se la considera como una protección completamente selectiva del lugar donde ocurre la falla y, por ende, este tipo no puede operar como una protección de respaldo.

Su funcionamiento se basa en el principio diferencial de corrientes, es decir, esta protección realiza una diferencia vectorial entre las corrientes que ingresan y salen de la zona protegida, como se muestra en la **Figura 1.4.2** y la cual cumple la **Ecuación 1.4.2.1.3** [10].

$$I_D = I_1 + I_2$$

**Ecuación 1.4.2.1.3** Corriente Diferencial

Donde:

- $I_D$ : corriente diferencias.
- $I_1$  y  $I_2$ : corrientes que entran y salen de la zona protegida.



**Figura 1.4.2** Ejemplo de la Protección Unitaria

La protección opera siempre y cuando la suma vectorial sea distinta de cero, caso contrario no lo hace ya que su diferencia será igual a cero.

#### 1.4.2.1.4 Protecciones Graduadas

Este tipo de protecciones localizan fallas en diferentes zonas de protección, ya que son sensibles a la detección de fallas en zonas vecinas a su zona de protección, por tal motivo, son idóneas para cumplir con las funciones de una protección de respaldo. Operan a través de mediciones de voltaje, corriente e impedancia y bajo tiempos de respuesta graduados [10].

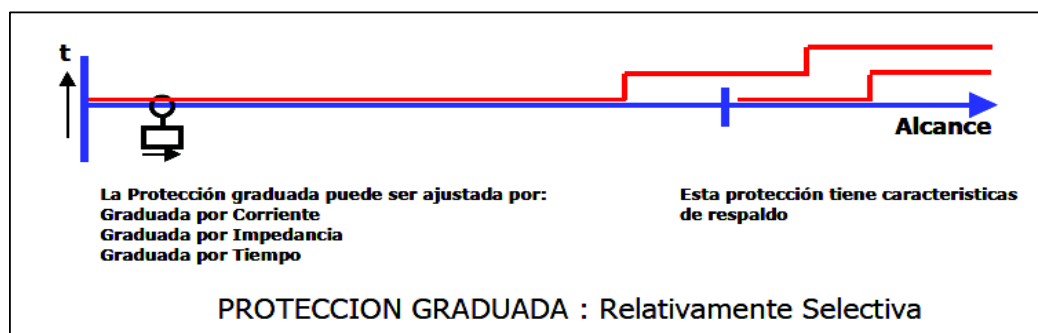


Figura 1.4.3 Ejemplo de la protección Graduada [10].

#### 1.4.3 Criterios de ajuste y coordinación [10]

Los criterios para la coordinación son tomados a partir de las condiciones, características y necesidades que requiere el sistema eléctrico en estudio. Dentro de los criterios generales para la determinación de los ajustes de las protecciones y su coordinación se tienen los siguientes:

1. El ajuste de protecciones se encuentra relacionada a la determinación de los valores límites o umbrales de la característica de funcionamiento de las protecciones ante la detección de fallas, circunstancias no deseadas en los equipos y de las situaciones anormales del sistema.
2. La capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones de la planta determinan las características de las protecciones dentro de un sistema eléctrico, por tal razón, todas las condiciones de operación, ya sean permanentes o temporales son consideradas dentro de la determinación de los ajustes de los dispositivos de protección.

3. Los ajustes de los dispositivos de protección se representan como la capacidad máxima de diseño de los equipos de la planta más un margen de seguridad que permite la posible sobrecarga de los equipos.
4. Se debe tener en cuenta todas las causas que provoquen afectaciones dentro de la operación normal del sistema de la central para determinar el margen adecuado entre la operación normal y el ajuste, en el cual actuará la protección.
5. Los tiempos de operación de los dispositivos de protección deben permitir la adecuada y correcta actuación de cada una de las protecciones, es decir, permitir la operación de las protecciones principales y de respaldo en el instante en el que deben actuar, garantizando una adecuada graduación de tiempos.

#### **1.4.4 Elementos de protección**

Los sistemas de protecciones pueden estar compuestos por diversos elementos para cumplir con sus objetivos, los cuales dependen de la característica, del tipo y necesidad del sistema eléctrico, entre los principales tenemos:

- Relés de protección
- Interruptores
- Fusibles
- Transformadores de medida

##### **1.4.4.1 Relés de protección**

El relé es el dispositivo responsable de la detección de fallas y encargado de enviar la señal de disparo al interruptores o interruptores asociados y a los elementos de protección de la planta en el instante en el cual se produce una perturbación ocasionada por cortocircuitos o sobrecargas.

Los relés que se parametrizarán en el presente trabajo de titulación son los siguientes:

##### **1.4.4.2 Protección de sobrecorriente 50/51 y 50/51N [10]**

Son conocidos como protección de sobrecorriente de fase (50/51F) y de neutro (50/51N). La función de sobrecorriente del relé mide constantemente la corriente en cada fase con el objetivo de detectar las sobrecorrientes que se pueden generar por algún evento transitorio (cortocircuito de maniobra o descarga atmosférica), los cuales elevan la magnitud de la corriente a un valor superior con respecto a la corriente nominal ( $I_n$ ) del sistema. En definitiva, esta función tiene como principio de funcionamiento la localización de

sobrecorrientes. El tiempo en que esta protección opera se encuentra en función de la magnitud de la corriente y puede ser:

- **De tiempo definido:** la actuación del relé con esta característica, puede ser, de manera instantánea (50) o temporizada (51). El dispositivo de protección operará siempre y cuando la corriente supere el umbral ajustado previamente.
- **De tiempo inverso:** esta característica de operación se encuentra en función del tiempo, el mismo que cumple con una función exponencial dispuesta por la ecuación:

$$t = TMS * \left[ \frac{K}{\left[ \frac{I}{I_s} \right]^\alpha} + C \right]$$

Donde:

t= Tiempo de actuación del relé (variable dependiente).

I= Corriente que mide el relé (variable independiente).

$\alpha$ =Parámetro que define la curva característica de operación del relé.

$I_s$ = Corriente de arranque del relé.

TMS= Constante de ajuste del relé.

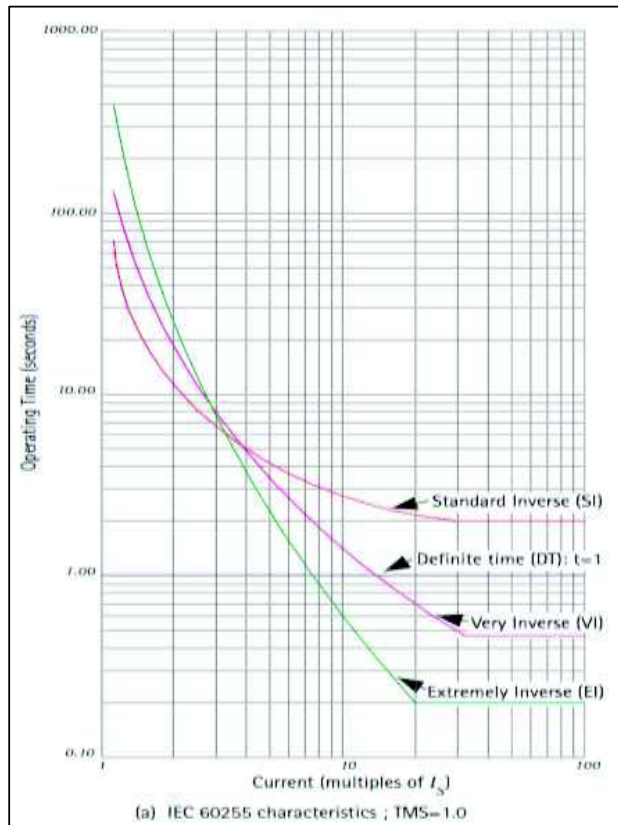
K= Parámetro que define la curva característica de operación del relé.

C= Constante de ajuste del relé

La protección de sobre corriente posee curvas características las cuales son:

- Standard Inverse (SI)
- Very Inverse (VI)
- Extremely Inverse (EI)
- Definite Time (DT)





**Figura 1.4.4** Curvas Características del Relé de Sobrecorriente [11].

#### 1.4.4.3 Protección de bajo voltaje 27 [8].

La protección de bajo voltaje tiene como principio de funcionamiento a la comparación del nivel voltaje con relación a una magnitud umbral establecida dentro del ajuste. Por lo cual, si el nivel voltaje en los terminales de un elemento del sistema cae por debajo de este límite, la protección de bajo voltaje envía una señal al interruptor o interruptores a los cuales se encuentra asociada.

#### 1.4.4.4 Fusibles

Elemento de protección utilizado contra sobrecargas y cortocircuitos, se encuentran compuestos por un conductor de sección menor a los normales, el material del conductor puede ser cobre o aleación de plata. Su funcionamiento se produce en el instante de producirse un evento transitorio en el cual se funde el conductor aislando la falla y protegiendo a los equipos.

#### **1.4.4.5 Transformadores de medida [9]**

Los elementos de medida con que se cuenta dentro de un sistema eléctrico son los transformadores de corriente y transformadores de potencial, los cuales tienen como función transformar las magnitudes de corriente y voltaje del sistema primario en magnitudes menores en el lado secundario, que sean compatibles con los dispositivos de protección e instrumentos de medición.

##### **1.4.4.5.1 Transformador de corriente**

Los transformadores de corriente son elementos utilizados para reducir la magnitud de corriente del lado primario en magnitudes menores compatibles con los dispositivos de protección del lado secundario, estos utilizan el efecto de inducción generado por la corriente que circula a través de un conductor de medio o alto voltaje para realizar esta transformación [8].

##### **1.4.4.5.2 Transformadores de potencial**

Elementos encargados de realizar la transformación del nivel voltaje, en este caso de reducir el nivel voltaje del lado primario a un nivel de voltaje adecuado en el lado secundario para la operación de los dispositivos que se encuentran en este lado funcionando y cuyo valor normalizado se encuentra entre 100 y 240 V. Estos funcionan a través del efecto electromagnéticos y las relaciones de transformación, quienes son encargadas de establecer las magnitudes de voltaje [8].

## **1.5 Software de Ingeniería de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia ETAP**

ETAP es un software orientado al análisis de sistemas eléctricos de potencia de bajo, medio y alto voltaje, el cual a través de sus diferentes módulos permite realizar simulaciones de flujos de potencia, cortocircuitos, coordinación de protecciones entre otros y a partir de los resultados obtenidos, analizar el estado actual del sistema en estudio y poder realizar recomendaciones si es necesario. Además, este software nos permite monitorear, controlar, optimizar y automatizar el sistema en estudio, por tal razón, la base de datos abarca desde el modelo hasta la operación. A continuación, se realiza una descripción de los módulos utilizados dentro del análisis del sistema eléctrico.

### **1.5.1 Low FLOW:**

El análisis de flujos de potencia ETAP lo realiza a través de su módulo Low Flow, el cual es capaz de realizar el análisis en sistemas eléctricos cuya configuración se radial o en

anillo. Low Flow desarrolla el cálculo de tensiones en barra, factores de potencia de derivación, corrientes y flujos potencia en todo el sistema eléctrico. Este módulo permite elegir diferentes métodos con los que se logra obtener una mejor eficiencia durante el cálculo, los cuales son:

1. Newton Raphson
2. Desacoplado rápido
3. Gauss Seidel

### **1.5.2 Short Circuit:**

El módulo de Short-Circuit utiliza el estándar de la norma IEC 60909 para calcular las corrientes de cortocircuito, generadas por fallas del tipo trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas. Este módulo de software ETAP calcula las corrientes totales de cortocircuito, como también las contribuciones de generadores, motores y de conexiones de otros servicios del sistema.

### **1.5.3 Device Coordination:**

El módulo de coordinación de protecciones permite obtener el valor nominal y los ajustes requeridos por los equipos de protección como relés, breakers, o fusibles, determinación de ajustes y su dimensionamiento; este módulo además nos permite realizar la coordinación entre relés, el cual será de gran ayuda en el instante de producirse una falla dentro del sistema, ya que la falla será despejada o aislada lo más rápido posible, desconectando el menor número de equipos.

## **2. CAPITULO II**

### **2.1. MODELACION DE LA CHM EN ETAP**

La modelación del sistema eléctrico interno de la CHM, parte de una ambientación del funcionamiento del software de sistemas eléctricos de potencia ETAP, donde se desarrolló la implementación del sistema eléctrico de la central Manduriacu. Seguidamente, se realizó una revisión completa de la información AS BUILT, planos y manuales de equipos proporcionados por el personal de la central, con el objetivo de obtener los parámetros necesarios y requeridos para la parametrización de los elementos de la planta dentro de la base de datos del software de simulación.

A continuación, se realizó una verificación en sitio de los diferentes sistemas obtenidos a través de planos, para comprobar que estos no hayan sufrido cambios o modificaciones durante el transcurso operativo de la central e iniciar con la implementación del sistema eléctrico de la central.

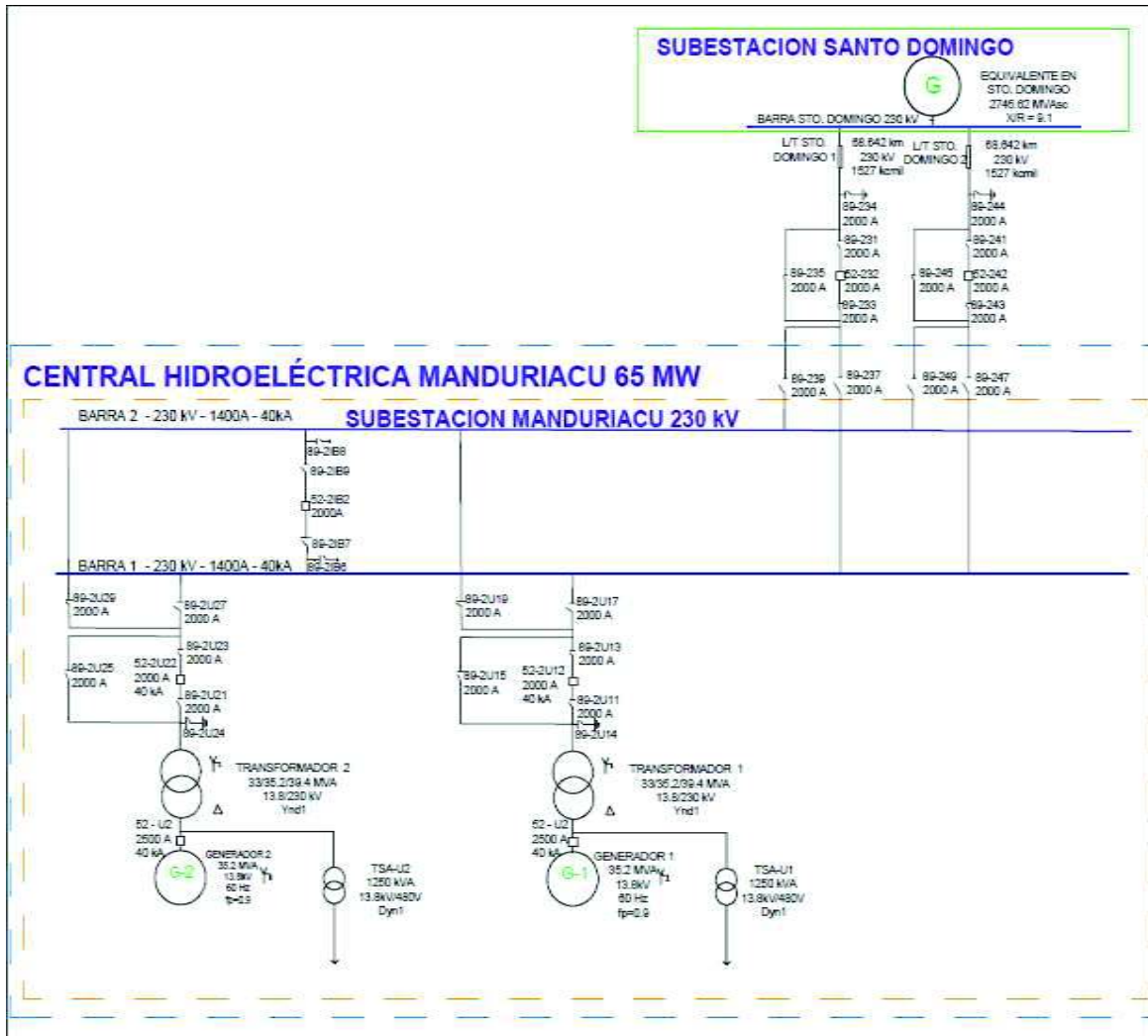
Por otro lado, se realizaron mediciones de voltaje, corriente, factor de potencia, potencia activa y reactiva en los puntos de entrada al CCCM, CCM-U1, CCM-U2, TSG, CCP y campamento, para determinar la demanda de la central, con la ayuda del medidor de calidad de energía Fluke 430.

Finalmente, se realizó un relevamiento de las protecciones de los diferentes sistemas, las cuales se encuentran ubicados en cada uno de los switchgear, MCC, switchboard, y panelboard de la planta; el mismo que consistió en la toma de datos de la marca, modelo y ajustes de cada uno, los cuales fueron ingresados dentro de la base de datos de ETAP.

#### **2.1.1 Descripción del sistema**

Las unidades se encuentran conformadas por un grupo turbina-generador, la turbina de tipo Kaplan vertical con cinco paletas se encuentra acoplada a un generador sincrónico trifásico de 35,2 MVA. La conexión entre la Central y la Subestación Manduriacu se realiza mediante cable enterrado y una línea aérea de longitud aproximada de 450 m respectivamente.

La interconexión con el SNI (Sistema Nacional Interconectado) se la realiza a través de una línea de transmisión de 230 kV doble circuito de 68,64 km de longitud, que va desde la subestación Manduriacu y llega a la subestación Santo Domingo de 230 kV. La subestación Manduriacu posee una configuración de doble barra, con dos transformadores de 39,4 MVA que elevan el voltaje de 13,8 kV a 230 kV.



**Figura 2.1.1** Diagrama Unifilar Generadores- Subestación Manduriacu- Subestación Sto. Domingo

Los sistemas auxiliares de la CHM se encuentran conformados por el CCCM (Centro de Carga de la Casa de Maquinas 480V) que se alimenta desde el tablero “TPRB 1 y TPRB 2” de cada unidad a 13,8 kV, mediante los transformadores TSA-U1 y TSA-U2 13,8kV/ 480 V para alimentar a la barra 1 y 2 (esencial y no esencial) respectivamente del CCCM que además posee un ingreso de alimentación desde el Generador de Emergencia; desde el CCCM se alimentan las cargas principales de servicios auxiliares tales como CCM-U1, CCM-U2, TSG, CCP, TIL-1 y TIL-2.

Además, se alimenta a las dos barras más el acoplador del TDSE (Switchgear), a través de una línea aérea y una subterránea, que pasa por los transformadores TSA-1 y TSA-2 para elevar el voltaje de 480 V a 13,8 KV y desde este punto se toma la alimentación de

parte de los servicios auxiliares de la Central, tales como: auxiliares de la subestación, captación, campamento y las oficinas.

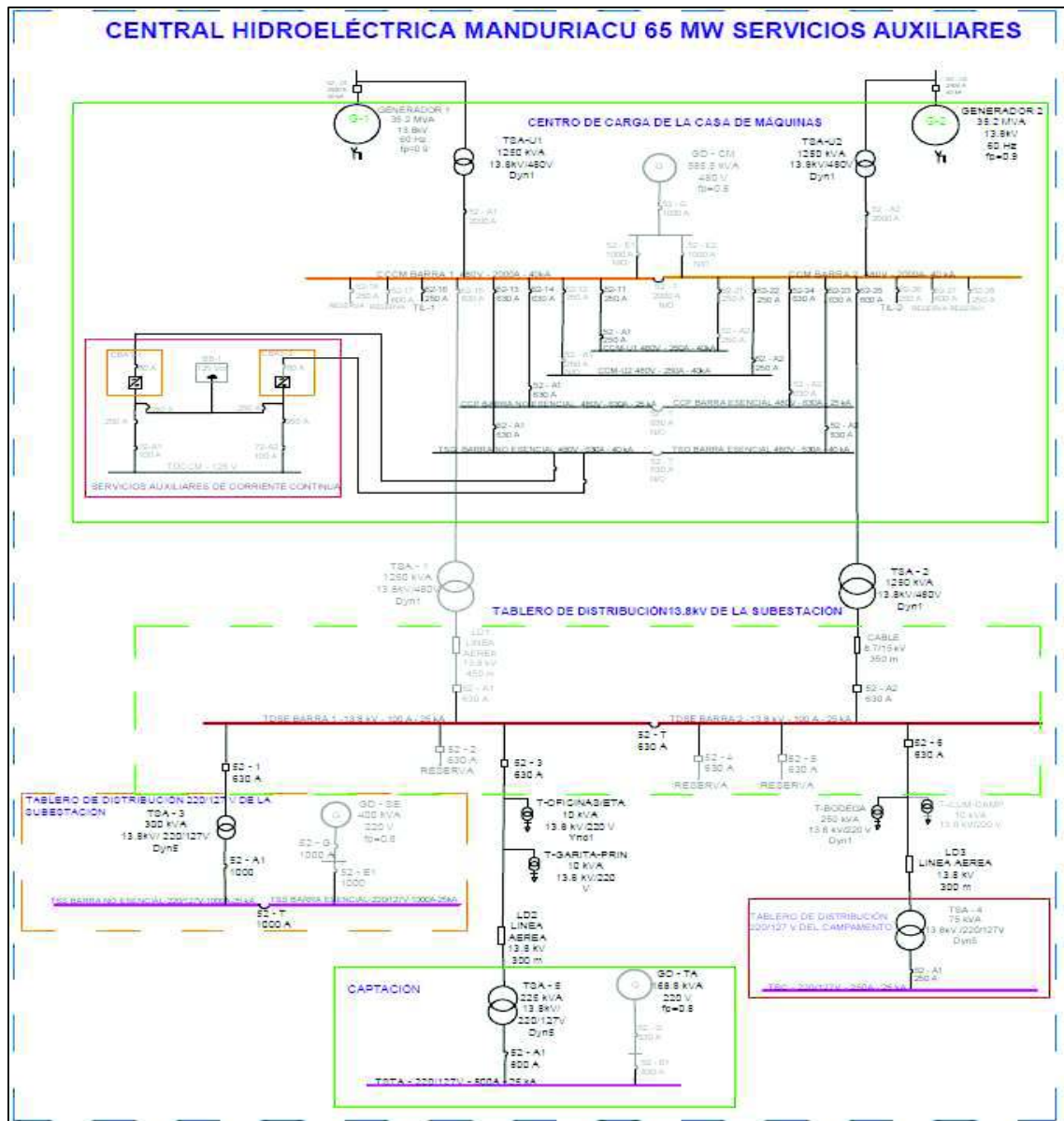


Figura 2.1.2 Diagrama Unifilar del Sistema Auxiliar de la CHM

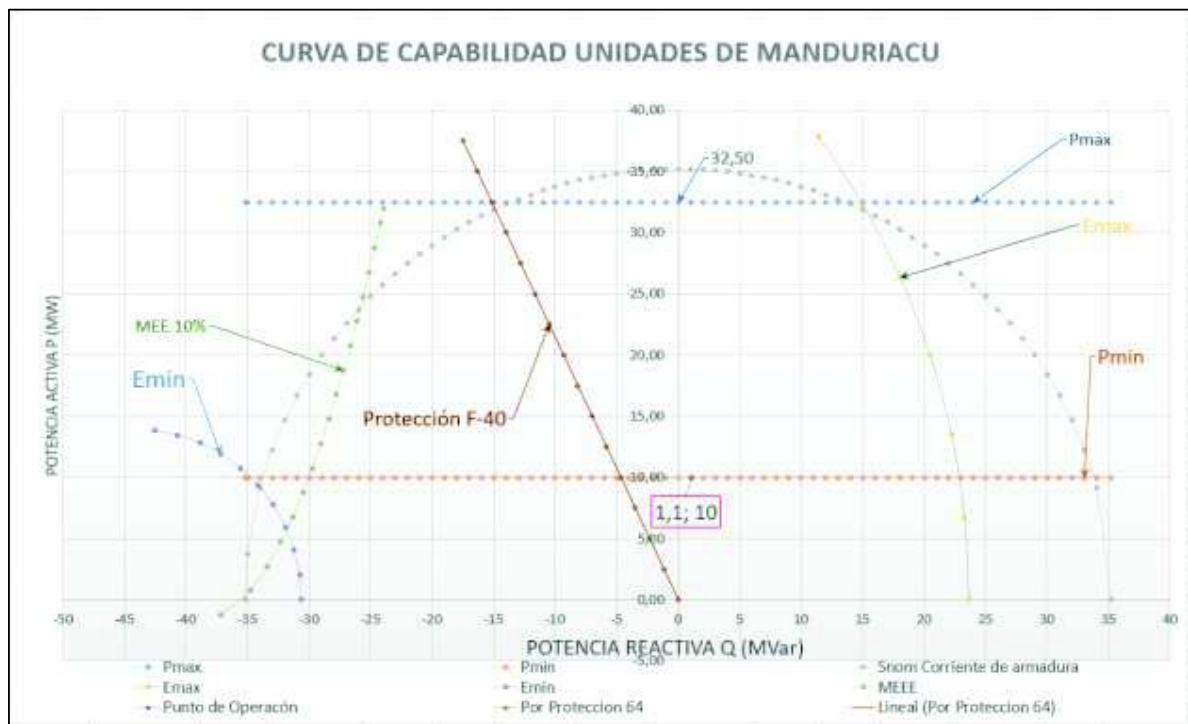
## 2.1.2 Datos de los equipos

Tabla 2.1.1.1 Datos de placa del generador

<b>GENERADOR SINCRÓNICO</b>	
<b>Características Principales de las Unidades</b>	
<b>Potencia Nominal</b>	35,2 MVA
<b>Voltaje Nominal</b>	13,8 kV

<b>GENERADOR SINCRÓNICO</b>			
<b>Características Principales de las Unidades</b>			
<b>Corriente Nominal</b>	1472,66 A		
<b>Facto de Potencia</b>	0,9		
<b>Velocidad</b>	200 rpm		
<b>Número de Polos</b>	36		
<b>Número de Fases</b>	3		
<b>Conexión</b>	Y		
<b>Parámetros de los Generadores</b>			
<b>Nombre</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>unidad</b>
Potencia Nominal	Sn	35,2	MVA
Factor de potencia	fp	0,90	
Voltaje Nominal	Un	13,8	kV
Corriente Nominal	I	1472,7	A
Frecuencia Nominal	Fn	60	Hz
Corriente de Excitación	If	946	A
Rotación nominal	n	200	rpm
Rotación de embalamiento	nmax	475	rpm
Numero de polos	2p	36	
Numero de ranuras del estator	Nr	378	
Tipo de bobinado		ondulado	
Numero de barras del estator	Nb	756	
Numero de terminales del generador		6	
Reactancia sincrónica de eje directo, no saturado	Xdu	0,909	p.u
Reactancia transitoria de eje directo, no saturado	X'du	0,28	p.u
Reactancia subtransitoria de eje directo, no saturado	X''du	0,25	p.u
Reactancia subtransitoria de eje directo, saturado	X''d	0,19	p.u
Relación entre Xq'' y Xd''	Xq''/Xd''	1,40	p.u
Relación de corto-circuito	SCR	1,1	p.u
Reactancia sincrónica de eje cuadratura, no saturado	Xqu	0,65	p.u

<b>GENERADOR SINCRÓNICO</b>			
<b>Características Principales de las Unidades</b>			
Reactancia de secuencia cero	$X_0$	0,07	p.u
Resistencia de secuencia cero	$R_0$	0,01	p.u
Reactancia de secuencia negativa	$X_2$	0,18	p.u
Resistencia de secuencia negativa	$R_2$	0,02	p.u
Reactancia subtransitoria de eje de cuadratura, no saturada	$X''_{qu}$	0,33	p.u
Reactancia transitoria de eje de cuadratura, no saturada	$X'_{qu}$	0,66	p.u
Resistencia de secuencia positiva de armadura	$R_a$	0,0051	p.u
Constante de tiempo de armadura	$T_a$	0,12	s



**Figura 2.1.3** Curva de Capacidad de las unidades de Manduriacu



**Tabla 2.1.1.2** Datos de la turbina

<b>TURBINA</b>	
<b>Paletas</b>	5
<b>Diámetro del Rodete</b>	3670 mm
<b>Caída Neta</b>	31 m
<b>Caudal Nominal</b>	105,91 m <sup>3</sup> /s
<b>Potencia nominal</b>	29,2 MW
<b>Rotación Nominal</b>	200 rpm

**Tabla 2.1.1.3** Características eléctricas de los transformadores de potencia

<b>Nombre</b>		
Potencia	33/35,2/39,4	MW
Voltaje	13,8 a 230	kV
Frecuencia	60	Hz
Aislamiento	Aceite mineral	
Conexión	YNd1	
Relación de tensiones	230 ± 2 x 2,5%	
Voltaje de cortocircuito	Secuencia positiva	10,10 p.u
	Secuencia cero	11,22p.u

**Tabla 2.1.1.4** Sistemas Auxiliares

<b>Sistema Auxiliar</b>	<b>Tipo de Barra</b>	<b>Número de barras</b>	<b>Voltaje Nominal (kV)</b>	<b>Corriente Nominal (A)</b>	<b>Corriente de Cortocircuito AC (kA)</b>
<b>CCCM</b>	Switchboard	2	0,48	2000	40
<b>CCM-U1</b>	MCC	1	0,48	250	40
<b>CCM-U2</b>	MCC	1	0,48	250	40
<b>TSG</b>	Switchboard	2	0,48	630	40
<b>CCP</b>	Switchboard	2	0,48	630	25
<b>TSTA</b>	Switchboard	1	0,22/0,127	800	25
<b>TSC</b>	Switchboard	1	0,22/0,127	250	25
<b>TSS</b>	Switchboard	2	0,22/0,127	1000	25
<b>TDSE</b>	Switchgear	2	13,8	630	25

<u>Sistema Auxiliar</u>	<u>Tipo de Barra</u>	<u>Número de barras</u>	<u>Voltaje Nominal (kV)</u>	<u>Corriente Nominal (A)</u>	<u>Corriente de Cortocircuito AC (kA)</u>
TIL-1	Panelboard	1	0,48	1000	25
TIL-2	Panelboard	1	0,48	1000	25

**Tabla 2.1.1.5** Datos de transformadores

<b>Transformadores Principales</b>							
TAG	Potencia [MVA]	Voltaje Primario [kV]	Voltaje Secundario [kV]	Conexión	Impedancia de Cortocircuito		
					Positiva [%]	Negativa [%]	Cero [%]
T-1	33/35,2/39,4	230 kV	13,8 kV	YNd1	10,10	10,10	11,22
T-2	33/35,2/39,4	230 kV	13,8 kV	YNd1	10,16	10,16	11,20
<b>Transformadores de Servicios Auxiliares</b>							
TAG	Potencia [kVA]	Voltaje Primario [kV]	Voltaje Secundario [V]	Conexión	Impedancia de Cortocircuito		
					Positiva [%]	Negativa [%]	Cero [%]
TSA-U1	1250	13,8	480	Dyn1	6,20	6,20	6,20
TSA-U2	1250	13,8	480	Dyn1	6,21	6,21	6,21
TSA-1	500	0,48	13800	YNd1	5,84	5,84	5,84
TSA-2	500	0,48	13800	YNd1	5,87	5,87	5,87
TSA-3	300	13,8	220/127	Dyn5	5,50	5,50	5,50
TSA-4	75	13,8	220/127	Dyn5	4,50	4,50	4,50
TSA-5	225	13,8	220/127	Dyn5	5,59	5,59	5,59
BODEGA	250	13,8	220/127	Dyn1	3,00	3,00	3,00
T-OFIC	10	13,8	220/127	Dyn1	4,00	4,00	4,00

### 2.1.3 Relevamiento

La adquisición de parámetros requeridos por el software de simulación ETAP, para la parametrización de elementos y equipos del sistema eléctrico de la planta, conlleva la realización de un relevamiento de información. Este inicio con la revisión de la documentación AS BUILT, planos, manuales y diagramas unifilares proporcionados por el personal de la central.

Una vez concluida con la revisión y con el objetivo de verificar que los diagramas unifilares de cada sistema no hayan sufrido alteraciones durante el transcurso operativo de la central,

refiriéndose estas, al montaje de nuevos equipos o instalaciones que fueron realizadas por readecuaciones; se realizó un recorrido por todas las instalaciones de la central, siguiendo la disposición de alimentadores de distribución hacia los distintos sitios según los diagramas unifilares.

A continuación, se realizaron anotaciones de las características eléctricas de los elementos nuevos, así como también, se colocó un gráfico en el punto de conexión dentro de los diagramas unifilares, de los nuevos elementos que requerían ser añadidos. Además, esta información fue respaldada mediante un relevamiento fotográfico de los elementos que constan en diagramas unifilares y de aquellos que han sido recientemente instalados; la recopilación fotográfica consta de la ubicación, características y parámetros eléctricos de cada elemento.

Finalmente, con la información recolectada se pudo realizar una verificación y actualización del diagrama unifilar de la CHM; los cuales dispondrán de las características eléctricas, la distribución y ubicación exacta de los elementos dentro del sistema eléctrico que servirán de ayuda para la implementación del sistema dentro del software ETAP y facilitarán las labores cotidianas del personal de la central.

#### 2.1.4 Observaciones

En el proceso del relevamiento de información para conocer la disposición actual de los distintos elementos y equipos dentro del sistema eléctrico de la CHM, se llevó a cabo mediante la visita en sitio. En este proceso se lograron realizar varias observaciones, que consistieron principalmente en la adición de nuevos elementos y supresión de otros, dentro del sistema eléctrico.

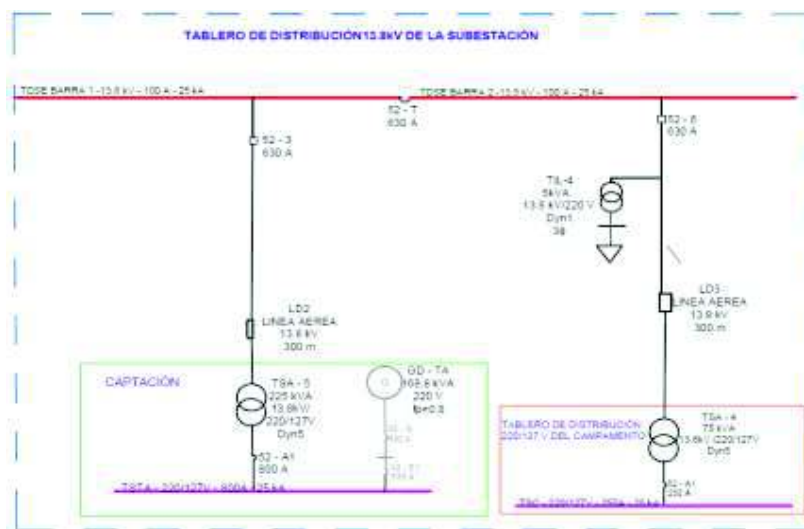
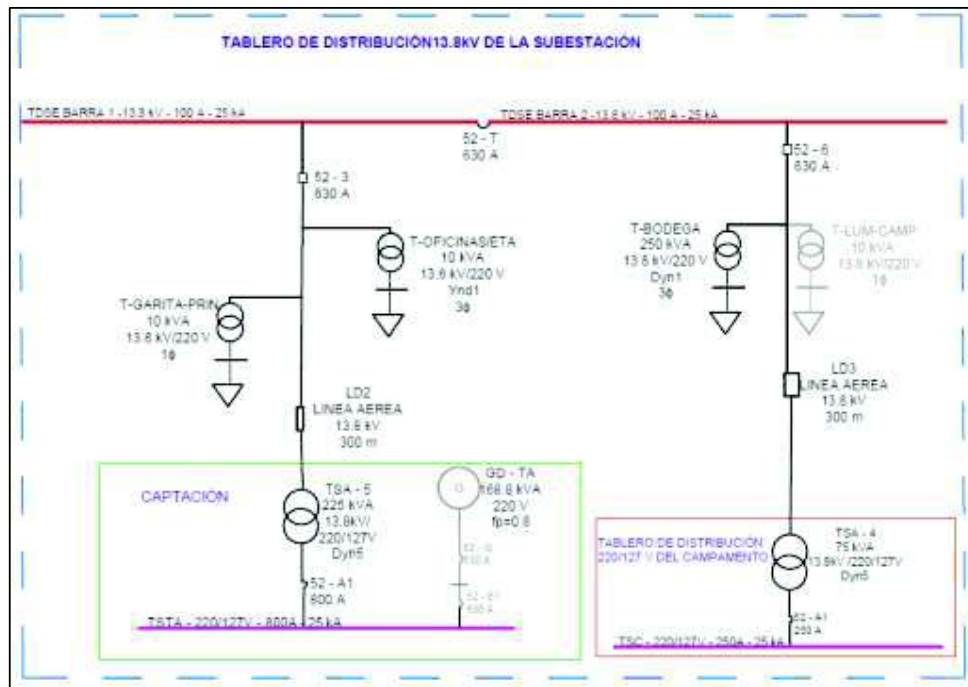


Figura 2.1.4 Diagrama unifilar donde se realizaron Cambios

La **Figura 2.1.4**, muestra la condición actual del diagrama unifilar de los sitios donde se suscitaron cambios, antes de realizar el relevamiento de información.

Una vez concluido el procedimiento de relevamiento y contrastación de información, se realizó la actualización del diagrama unifilar de la CHM, en el cual se incluye el montaje de cuatro transformadores nuevos dentro de los alimentadores que salen hacia campamento y la toma de agua (captación), desde el tablero de distribución de la subestación Manduriacu. Además, se realizó la supresión del transformador TIL-4, ya que en la actualidad éste no existe. Los cambios adoptados se pueden observar en la **Figura 2.1.5**.



**Figura 2.1.5** Transformadores Nuevos dentro del diagrama unifilar de CHM

El montaje de los nuevos equipos consta de dos transformadores trifásicos para la alimentación de la bodega y las oficinas, mientras que los dos restantes monofásicos para la iluminación de las vías y alimentación a la garita principal. Estos transformadores toman la alimentación de derivaciones de las líneas de distribución 13,8 kV que salen desde el Switchgear de 13,8 kV de la subestación. Los datos de placa de los nuevos equipos, se muestran en la **Tabla 2.1.1.6**.

**Tabla 2.1.1.6** Datos de Equipos nuevos

TAG	Tipo	Potencia [kVA]	Voltaje Primario [kV]	Voltaje Secundario [V]	Conexión	Impedancia de Cortocircuito		
						Positiva [%]	Negativa [%]	Cero [%]
T-Bodega	T-3 $\phi$	250	13,8	220	Dyn1	3,00	3,00	3,00
T-OFIC/ETA	T-3 $\phi$	10	13,8	220	Dyn1	4,00	4,00	4,00
T-GAR PRINC	T-1 $\phi$	10	13,8	220	-----	4,00	4,00	-----
T-ILU CAMP	T-1 $\phi$	10	13,8	220	-----	4,00	4,00	-----

### 2.1.5 Determinación de la demanda

La determinación de la demanda se la realizo a través de un análisis de calidad de energía, tomando como referencia las regulaciones establecidas por el CONELEC y las normas internacionales de los equipos. Para el análisis se utilizó el analizador de redes Fluke 430-II, el cual nos permite obtener mediciones como las que se muestran en la **Tabla 2.1.1.7**.

**Tabla 2.1.1.7** Parámetros de medición del Fluke 430-II

Medición	Detalle
Potencia	Activa, reactiva, factor de potencia
Niveles de voltaje	Vrms, Vph-ph ( mínimo, medio y máximo)
Corrientes de consumo	Irms (mínimo, medio y máximo)
THD	Mínimo, medio y máximo
Flickers	PST (mínimo, medio y máximo)

Las mediciones fueron tomadas en los puntos de ingreso a cada tablero principal, como se describe en la siguiente tabla:

**Tabla 2.1.1.8** Puntos de medición

PUNTO	UBICACIÓN
Punto 0	CAMPAMENTO
Punto 1	TSS
Punto 2	SUBESTACION
Punto 3	CAPTACION
Punto 4	CCCM
Punto 5	TSG
Punto 6	CCM-U1
Punto 7	CCM-U2

PUNTO	UBICACIÓN
Punto 8	TIL 1
Punto 9	TIL-2

La toma de medida fue realizada en intervalos de tiempo entre dos y cinco días; entre las cuales tenemos mediciones de potencia activa, reactiva, factor de potencia, niveles de voltaje fase-fase, corriente de fase; los resultados se muestran en las **Tablas 2.1.1.9, 2.1.2.0 y 2.1.2.1.**

**Tabla 2.1.1.9** Mediciones de potencia activa, reactiva y factor de potencia

Punto	Nivel de voltaje [V]	Potencias					
		P max [kW]	Q max [kVAr]	P med [kW]	Q med [kVAr]	Fp max $\cos \varphi$	Fp med $\cos \varphi$
Punto 0	127	27,390	3,63	11,952	4,34	0,99	0,94
Punto 1	127	32,07	4,59	20,69	10,60	0,98	0,89
Punto 2	13800	90	30	48,20	26,02	0,94	0,88
Punto 3	220	24,03	4,92	8,92	6,69	0,97	0,80
Punto 4	480	54,57	48,45	38,15	26,63	0,74	0,82
Punto 5	480	122,28	29,98	98,06	76,10	0,96	0,79
Punto 6	480	11,1	19,5	2,69	3,23	0,68	0,64
Punto 7	480	19,29	20,7	9,10	10,93	0,68	0,64
Punto 8	480	25,11	3,06	18,63	2,65	0,99	0,99
Punto 9	480	25,95	4,11	21,31	5,34	0,98	0,97

**Tabla 2.1.2.0** Medición de niveles de voltaje

Punto	Niveles de Voltaje								
	AB (min) [V]	BC (min) [V]	AC (min) [V]	AB (med) [V]	BC (med) [V]	AC (med) [V]	AB (max) [V]	BC (max) [V]	AC (max) [V]
Punto 0	212	213,4	212,30	214,81	215,78	214,81	217,16	217,56	217,16
Punto 1	0,0	0,05	0,04	220,6	220,91	220,60	223,8	223,89	223,80
Punto 2	13261	13364	13261	13503	13592	13503	13708	13778	13708
Punto 3	210,7	208,51	210,74	213,90	211,58	213,90	217,15	214,85	217,15
Punto 4	462,6	465,28	462,62	470,91	47,35	470,91	476,82	480,04	476,82
Punto 5	459,8	459,58	459,8	465,8	466,25	465,80	472,52	474,50	472,52
Punto 6	0,06	0,10	0,06	137,06	137,21	137,06	480,84	137,21	480,84
Punto 7	463,37	463,53	463,37	470,21	469,55	470,21	477,19	475,81	477,19
Punto 8	474,55	474,56	474,55	475,33	475,10	475,33	475,86	476,72	475,86
Punto 9	461,95	461,88	461,95	466,39	466,82	466,39	471,45	471,79	471,45

**Tabla 2.1.2.1** Mediciones de corriente por fase

Puntos de medición	A (min) [A]	B (min) [A]	C (min) [A]	A (med) [A]	B (med) [A]	C (med) [A]	A (max) [A]	B (max) [A]	C (max) [A]
Punto 0	135,0	9,20	7,00	35,32	36,47	27,45	80,60	86,00	68,60
Punto 1	0,30	0,30	0,20	61,50	53,01	50,24	94,30	79,10	84,00
Punto 2	3,20	2,40	3,20	2,46	3,78	3,93	6,40	5,60	6,40
Punto 3	1,50	1,90	0,30	29,99	29,99	23,5	83,00	74,70	71,70
Punto 4	38,00	41,00	38,20	79,12	57,35	54,79	84,20	86,00	86,10
Punto 5	126,70	122,40	131,40	115,37	141,34	153,12	183,00	175,70	192,40
Punto 6	0,30	0,30	0,20	10,68	7,13	7,78	27,70	26,00	28,40
Punto 7	24,80	21,70	24,10	10,80	24,08	26,51	35,90	32,40	35,00
Punto 8	22,30	20,30	18,50	22,87	22,95	20,48	34,80	32,60	26,30
Punto 9	21,00	28,00	19,90	26,04	30,46	23,93	33,20	33,20	31,00

Finalmente, para la determinación de la demanda se tomaron los datos de potencia activa y reactiva medios; ya que estos representan los valores más apegados a las condiciones reales de consumo de los diferentes sistemas de la central. Por tal motivo, no es necesario la toma de datos de potencia mínima, debido a que estos se encontrarán por debajo de los valores medios y por ende de las magnitudes reales; los cuales ocasionarán un margen de error superior al 5%.

### 2.1.6 Modelación en ETAP

La modelación inicia con la ambientación del funcionamiento del software de simulación ETAP, seguido de la recopilación de diagramas unifilares, planos y manuales de equipos. Adicionalmente, se realizó el relevamiento de información en sitio de cada uno de los componentes de la central y la subestación Manduriacu, con el objetivo de obtener el diagrama unifilar actual y real de la planta.

Para culminar con la primera etapa del trabajo, se realizaron mediciones de corriente, voltaje, factor de potencia, potencia activa y reactiva en puntos estratégicos de la central, para la determinación la demanda.

Con la información necesaria, se procedió con la creación de un nuevo proyecto dentro del ETAP, con lo cual, se inicia la etapa de implementación del diagrama unifilar dentro del software de simulación de sistemas eléctricos de potencia, donde se parametrizaron cada uno de los equipos y elementos con los que cuenta la central; el mismo que consta de generadores, transformadores de potencia, excitación y distribución, líneas de transmisión, líneas de distribución y de los servicios auxiliares propios de la Central Hidroeléctrica Manduriacu.

Finalmente, al culminar con esta etapa se realizó una corrida de flujos de potencia para realizar una comparación entre las mediciones obtenidas en campo y los resultados de las simulaciones en ETAP, lo cual permitió obtener un modelo más apegado a la realidad, al verificar las diferentes variables eléctricas de la Central.

El **Anexo I**, muestra el diagrama unifilar del sistema en estudio; donde se observará generadores de la CHM pasando por los transformadores principales (elevadores) hacia la subestación Manduriacu y la interconexión con la subestación Santo Domingo mediante dos líneas de transmisión en paralelo. Además, de los servicios auxiliares con sus respectivas cargas hasta un nivel de 480 V.

## **2.2 ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA Y VALIDACION DEL MODELO.**

Esta sección describe el modulo utilizado por ETAP para el cálculo de flujos de potencia, la validación del modelo implementado (comparación de medidas obtenidas a través de las mediciones de calidad, las obtenidas a partir del sistema de adquisición de datos SDSC con los resultantes de la simulación para escenarios reales de operación), los escenarios operativos en los cuales se realizó el estudio, y los resultados obtenidos para cada escenario.

Por otro lado, se realiza un análisis de pérdidas dentro de los sistemas auxiliares, con el objetivo de conocer el porcentaje de consumo de los sistemas auxiliares con respecto a la producción de potencia activa que se entrega al SNI.

Finalmente, se realizará el análisis de resultados para conocer el estado actual del sistema eléctrico de la central Manduriacu y con lo cual se podrán efectuar recomendaciones a ser implementadas o ejecutadas, para disponer de las mejores condiciones operativas del sistema eléctrico para cada escenario analizado; lo que permitirá contar con una operación efectiva y segura; que garantice la continuidad del servicio para los sistemas críticos y no críticos de la planta.

### **2.2.1 Modulo para cálculo de flujos de potencia**

La simulación de flujos de potencia se realizó mediante el módulo Load Flow Analysis, usando el método Adaptive Newton-Raphson, con lo cual se obtuvieron perfiles de voltaje, magnitud y ángulo de fase del voltaje en cada barra y el flujo de potencia activa y reactiva por cada rama del sistema.



### **2.2.2 Validación del modelo**

La validación del modelo implementado dentro del software de simulación de sistemas eléctricos de potencia ETAP, se la realizó a través de la comparación entre las mediciones con las que se cuenta del SISTEMA DIGITAL DE SUPERVISIÓN Y CONTROL “SDSC” en sala de control, las mediciones obtenidas a través del estudio de calidad y los resultados obtenidos luego de realizar una corrida de flujo de potencia dentro de ETAP, para los siguientes escenarios operativos, con los cuales se contaba en los instantes de la verificación del modelo.

- Un generador a 30 MW.
- Un generador a 15 MW.

Criterios para determinar la validación del modelo

- Flujo de potencia converja.
- Niveles de voltaje en barra (no deben existir bajos o sobre voltajes).
- El porcentaje de error entre las mediciones no exceda el 5%.

### **2.2.3 Descripción del sistema de adquisición de datos [12]**

El monitoreo y control de los diferentes sistemas de la central hidroeléctrica Manduriacu, lo realiza el SISTEMA DIGITAL DE SUPERVISIÓN Y CONTROL “SDSC”; el cual permite la adquisición y visualización de parámetros eléctricos y mecánicos de todo el sistema eléctrico, tales como voltaje y corriente de excitación, frecuencia, niveles de voltaje en las distintas barras, generación de potencia activa y reactiva de las unidades, entre otros.

El sistema de adquisición de datos se caracteriza por poseer una configuración distribuida tanto funcional como física y presentar un alto nivel de confiabilidad, disponibilidad y desempeño. Entre las funciones principales con las que cuenta, están las siguientes:

#### **1. Funciones de Supervisión y Control**

Estas funciones se encuentran relacionadas a la adquisición de datos y su procesamiento, los cuales son obtenidos de las mediciones en los distintos subsistemas de la planta, además permite la visualización de alarmas y eventos suscitados.

## 2. Funciones de comunicación

La comunicación para el intercambio de datos y mediciones entre los elementos de medición ubicados en los sub-sistemas y el sistema SDSC ubicado en sala de control se la realiza mediante conexión MODBUS.

## 3. Funciones de auxilio a la operación y mantenimiento

Esta función facilita la operación del sistema en instantes donde se requiere realizar maniobras como la transferencia de carga, apertura o cierre de interruptores o seccionadores durante la operación normal de la central o cuando en la planta se encuentre en mantenimiento.

### 2.2.4 Resultados del flujo de potencia con relación a las magnitudes obtenidas mediante el sistema SDSC y las mediciones de calidad.

Los datos obtenidos para las condiciones y topología del sistema eléctrico mencionadas en los puntos anteriores son comparados con el objetivo de conocer, si el porcentaje de error se encuentra dentro del rango propuesto dentro de los criterios de validación del modelo. Los resultados se obtenidos se muestran a continuación:

**Tabla 2.2.1.1** Resultados para la Condición de un Generador a 30 MW

Bus ID	Nominal [kV]	Simulación		SDSC		Error [%]
		Voltaje [%]	Voltaje [kV]	Voltaje [%]	Voltaje [kV]	
B-GE1-INT1	13,8	100	13,8	98,00	13,5	2,17
BARRA_TD-SE	13,8	97,51	13,4	97,10	13,4	0,00
BARRA_TD-SE.	13,8	97,51	13,4	97,10	13,4	0,00
B_MAN230_1	230	101,39	233,2	101,00	232,2	0,43
B_STO_DM1	230	100,7	231,6	100,56	231,3	0,08
B_STO_DM 2	230	100,7	231,6	100,61	231,4	0,08
CCCM-B1	0,48	99,57	0,477	95,85	0,4601	3,67
CCCM-B2	0,48	98,13	0,471	97,35	0,4673	2,10

**Tabla 2.2.1.2** Resultados para la Condición de un Generador a 15 MW

Bus ID	Nominal [kV]	Simulación		SDSC		Error [%]
		Voltaje [%]	Voltaje [kV]	Voltaje [%]	Voltaje [kV]	
B-GE1-INT1	13,8	100	13,80	97,10	13,40	2,98
BARRA_TD-SE	13,8	95,97	13,24	96,37	13,30	0,45

Bus ID	Nominal [kV]	Simulación		SDSC		Error [%]
		Voltaje [%]	Voltaje [kV]	Voltaje [%]	Voltaje [kV]	
BARRA_TD-SE.	13,80	95,97	13,24	96,37	13,30	0,45
B_MAN230_1	230	100,72	231,70	101,4	233,40	0,72
B_STO_DM1	230	100	230	101,3	233,10	1,33
B_STO_DM2	230	100	230	101,6	233,70	1,58
CCCM-B1	0,48	99,57	0,47	97,50	0,46	1,92
CCCM-B2	0,48	97,26	0,46	97,29	0,46	0,21

**Tabla 2.2.1.3** Comparación de resultados de potencia activa y factor de potencia

Bus ID	Simulación	Mediciones	Error [%]	Simulación	Mediciones	Error [%]
	Potencia Activa [kW]	Potencia Activa [kW]		Factor de potencia [%]	Factor de potencia [%]	
CAMPAMENTO	12	11,95	0,42	0,94	0,94	0,00
TSS	21	20,69	1,50	0,89	0,89	0,00
SUBESTACION	49	49,20	0,41	0,87	0,88	1,14
CAPTACION	9	8,92	0,89	0,81	0,80	1,25
CCCM - B1	54	53,68	0,60	0,83	0,82	1,21
TSG - A2	73	74,06	1,43	0,78	0,79	1,26
CCM-U1	6	6,10	1,64	0,63	0,64	1,56
CCM-U2	6	6,10	1,64	0,63	0,64	1,56
TIL 1	19	18,63	1,98	0,98	0,99	1,01
TIL-2	21	21,31	1,45	0,96	0,97	1,03

**Tabla 2.2.1.4** Comparación de resultados de corriente de fase

Bus ID	Simulación	Mediciones	Error [%]
	Corriente [A]	Corriente [A]	
CAMPAMENTO	34,2	35,32	3,17
TSS	61,8	61,5	0,48
SUBESTACION	2,4	2,46	2,44
CAPTACION	28,9	29,99	3,63

Bus ID	Simulación	Mediciones	Error [%]
	Corriente [A]	Corriente [A]	
CCCM - B1	78,9	79,12	0,30
TSG - A2	113,9	115,37	1,27
CCM-U1	10,9	10,68	2,06
CCM-U2	11,0	10,80	1,85
TIL 1	22,7	22,87	0,74
TIL-2	25,8	26,04	0,92

Al realizar el análisis comparativo entre los resultados obtenidos, para las condiciones operativa analizadas, nos lleva argumentar que el modelo implementado cumple con los criterios de validación, ya que el error en todos los casos es inferior al 5%, es decir, no existe una gran variación entre las magnitudes comparadas.

Por tanto, se puede concluir que el modelo es muy semejante al real, y el cual refleja las condiciones actuales de la planta y, además, en él se podrán realizar análisis futuros para diversas condiciones de operación.

### 2.2.5 Escenarios de flujos de potencia

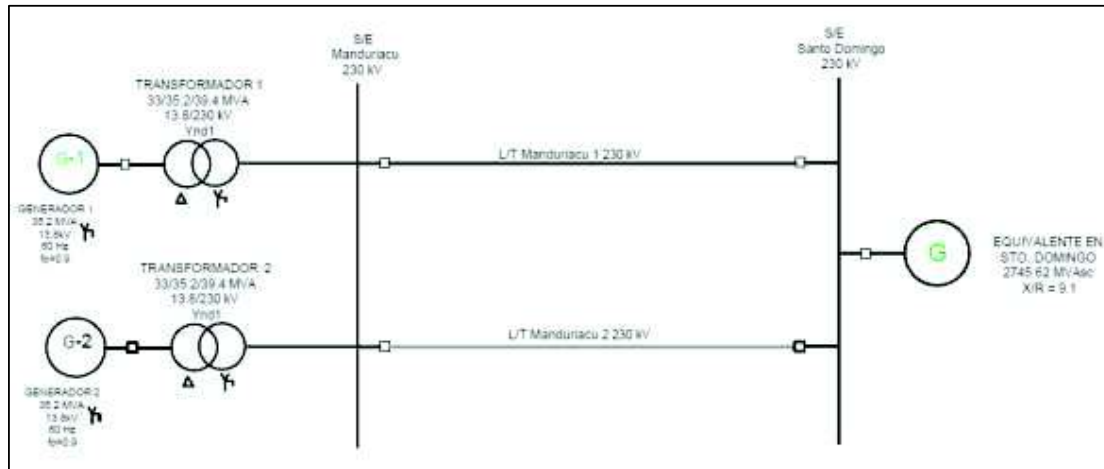
Los escenarios que se analizaron reflejan las condiciones de topología, demanda, despacho principal, condiciones típicas de transición de la potencia generada hacia el sistema nacional interconectado ecuatoriano SNI y capacidad de producción mínima y máxima de potencia activa y reactiva de los generadores, dictada por su curva de capacidad. Además, muestran las capacidades de los equipos bajo condiciones normales de operación. A continuación, se detallan los escenarios escogidos para el análisis.

- 2.2.5.1 **Escenario 1:** Dos generadores a 30MW, una línea de transmisión 230 kV (2G + 1 L/T 30MW)
- 2.2.5.2 **Escenario 2:** Dos generadores a 30MW, dos líneas de transmisión 230kV (2G + 2 L/T 30 MW)
- 2.2.5.3 **Escenario 3:** Dos generadores a 10MW, dos líneas de transmisión 230kV (2G + 2 L/T 10 MW)
- 2.2.5.4 **Escenario 4:** Un generador a 30MW dos líneas de transmisión a 230 kV (1G + 2 L/T a 30 MW).
- 2.2.5.5 **Escenario 5:** Un generador 30MW una línea de transmisión 230 kV (1G + 1 L/T a 30 MW).

## 2.2.6 Resultados

### 2.1.6.1 Dos generadores a 30MW, una línea de transmisión 230 kV (2G + 1 L/T 30MW).

El siguiente caso describe una configuración típica de la planta para la transmisión de potencia e interconexión con SNI, en la época de avenida como se observa en la **Figura 2.2.1**, y los resultados obtenidos luego de realizar el flujo de potencia se muestran a continuación.



**Figura 2.2.1** Dos generadores a 30MW, una línea de transmisión 230 kV

**Tabla 2.2.1.5** Resultados Principales

<b>Study ID</b>	1L-2G30MW
<b>Study Case ID</b>	LF+1L+2G30MW
<b>Data Revision</b>	Base
<b>Configuration</b>	2G+1L
<b>Loading Cat</b>	Normal
<b>Generation Cat</b>	30MW
<b>Diversity Factor</b>	Normal Loading
<b>Buses</b>	119
<b>Branches</b>	118
<b>Generators</b>	2
<b>Power Grids</b>	1
<b>Loads</b>	103

**Tabla 2.2.1.6** Despacho de las Unidades

ID	Type	Rating	Rated [kV]	MW	Mvar	Amp	PF [%]	Generation [%]
Gen_1	Synchronous	31,68 MW	13,8	30	2,48	1259	99,66	94,70
Gen_2	Synchronous	31,68 MW	13,8	30	2,54	1260	99,64	94,70
SNI	Power Grid	2745,62 MVA	230	-59,10	-12,09	150,40	97,97	

**Tabla 2.2.1.7** Perfiles de Voltaje en las Principales Barras del Sistema

Bus ID	Nominal [kV]	Voltage [%]	Loading [MW]	Loading [%]
B-GE1-INT1	13,80	100	30	50,40
B-GE2-INT2	13,80	100	30	50,40
B-OFICINAS/ETA	0,22	97,47	0,002	0,50
BARRA_CCM-U1	0,48	99,64	0,006	4,40
BARRA_CCM-U2	0,48	99,05	0,006	4,40
BARRA_ILAU1	0,22	99,16	0,019	4,90
BARRA_TD-SE	13,80	98,20	0,033	0,20
BARRA_TD-SE.	13,80	98,20	0,05	0,40
BARRA_TSC	0,22	97,35	0,01	12,20
BARRA_TSTA	0,22	97,87	0,01	4,10
BARRA-BODEGA	0,22	98,08	0,006	2,70
B_ILU-CM/CA	0,22	98,25	0,02	5,60
B_MAN230_1	230	101,73	59,486	10,50
B_STO_DM1	230	100,70	59,11	10,70
B_STO_DM2	230	100,70	59,11	10,70
CCCM-B1	0,48	99,65	0,061	4,60
CCCM-B2	0,48	99,06	0,168	12,20
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	99,01	0,009	2,10
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,48	99,64	0,001	0,50
TPRB-U1.	13,8	100	29,996	50,40
TPRB-U2.	13,8	100	29,996	50,40
TSG BARRA ESENCIAL	0,48	99	0,083	20,20
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	99,63	0,035	9,50
TSS_BARRA ESENCIAL	0,22	97,76	0,019	5,40
TSS_BARRA NO ESENCIAL	0,22	97,76	0,021	6,20

**Tabla 2.2.1.8** Cargabilidad de líneas de transmisión y transformadores

Líneas de transmisión y distribución						
ID	Type	Longitud del conductor [m]	Calibre del conductor [kcmil]	Flow [kW]	PF [%]	Loading [%]
L Sto. Dmg 1	Line	68642	1527	59209	97,69	12
L.A13,8kv-LD1	Line	110	355	0	0	0
L.A-13,8KV-LD2.	Line	3000	66	8,31	80,28	0,10
L.A-13,8KV-LD3	Line	3000	66	10,61	93,82	0,10
Transformadores						
ID	Transformador Tipo	Rating [kV]	Potencia [kVA]	Flow [kW]	PF [%]	Loading [%]
T-1	2W	230 / 13,8	39400	29900	99,72	76,10
T-2	2W	230 / 13,8	39400	29793	99,72	75,80
T-OFICINAS/ETA	2W	13,8 / 0,22	10	1,52	79,84	19,10

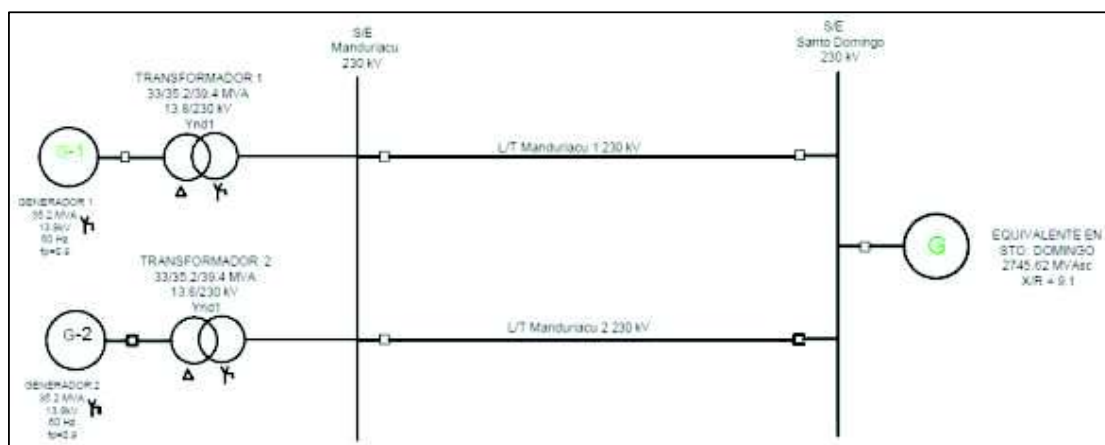
TEX-U1'	2W	13,8 / 0,5	805	3,94	2,76	0,40
TEX-U2	2W	13,8 / 0,5	805	3,94	2,76	0,40
TIL_1	2W	0,48 / 0,22	150	18,57	98,92	0,00
TIL_2	2W	0,48 / 0,22	113	20,57	96,82	0,10
TRAFO - TSA5	2W	13,8 / 0,22	225	10,04	81,10	5,50
TRAFO-BODEGA	2W	13,8 / 0,22	250	5,96	59,99	4,00
TRAFO-TSA-2	2W	13,8 / 0,48	500	49,71	87,09	11,40
TRAFO-TSA-3	2W	13,8 / 0,22	300	20,59	89,01	7,70
TRAFO-TSAU1.	2W	13,8 / 0,48	1250	61,16	79,26	6,20
TRAFO-TSAU2.	2W	13,8 / 0,48	1250	169	82,99	16,30
TSA-4.	2W	13,8 / 0,22	75	10,72	93,82	5,10

\*La cargabilidad en las barras de Santo Domingo se considera únicamente el aporte de las bahías de Manduriacu.

Los resultados obtenidos muestran que para la condición de dos generadores a 30 MW cada uno y con una línea de transmisión, los perfiles de voltaje, la cargabilidad en transformadores y líneas se encuentran dentro de los rangos permitidos, sin presentar alertas de sobre o bajos voltajes en las principales barras, ni alguna sobrecarga. La demanda considerada para los servicios auxiliares corresponde a lo requerido por las dos unidades.

### 2.1.6.2 Escenario 2: Dos generadores a 30 MW, dos líneas de transmisión a 230 kV (2G + 2 L/T 30 MW).

El escenario presenta una de las condiciones operativas de la planta; cuya topología se puede observar en la **Figura 2.2.2**, y para el cual se obtuvieron los siguientes resultados de flujos de potencia.



**Figura 2.2.2** Dos generadores a 30 MW, dos líneas de transmisión a 230 kV

**Tabla 2.2.1.9** Resultados Principales

<b>Study ID</b>	2L-2G30MW
<b>Study Case ID</b>	LF+2L+2G30MW
<b>Data Revision</b>	Base

<b>Configuration</b>	2G+2L
<b>Loading Cat</b>	Normal
<b>Generation Cat</b>	30MW
<b>Diversity Factor</b>	Normal Loading
<b>Buses</b>	117
<b>Branches</b>	117
<b>Generators</b>	2
<b>Power Grids</b>	1
<b>Loads</b>	98

**Tabla 2.2.2.0** Despacho de las Unidades

ID	Type	Rating	Rated [kV]	MW	Mvar	Amp	PF [%]	Generation [%]
Gen_1	Synchronous	31,68 MW	13,8	30	3,248	1262	99,42	94,7
Gen_2	Synchronous	31,68 MW	13,8	30	3,303	1263	99,40	94,7
SNI	Power Grid	2745,62 MVA	230	-59.30	-29,18	164,8	89,72	

**Tabla 2.2.2.1** Perfiles de Voltaje en las Principales Barras del Sistema

Bus ID	Nominal [kV]	Voltage [%]	Loading [MW]	Loading [%]
B-GE1-INT1	13,8	100	30	50,50
B-GE2-INT2	13,8	100	30	50,50
B-OFICINAS/ETA	0,22	97,56	0,002	0,50
BARRA_CCM-U1	0,48	99,70	0,006	4,40
BARRA_CCM-U2	0,48	99,11	0,006	4,40
BARRA_ILAU1	0,22	99,23	0,019	4,90
BARRA_TD-SE	13,8	98,30	0,031	0,20
BARRA_TD-SE.	13,8	98,30	0,048	0,40
BARRA_TSC	0,22	97,44	0,011	12,20
BARRA_TSTA	0,22	98,00	0,009	3,60
BARRA-BODEGA	0,22	98,48	0,005	1,60
B_ILU-CM/CA	0,22	98,31	0,02	5,60
B_MAN230_1	230	101,52	59,50	10,50
B_STO_DM1	230	100,70	59,30	11,80
B_STO_DM2	230	100,70	59,30	11,80
CCCM-B1	0,48	99,71	0,054	3,90
CCCM-B2	0,48	99,12	0,15	11,40
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	99,07	0,009	2,10
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,48	99,70	0,003	0,80
TPRB-U1.	13,8	100	29,99	50,50
TPRB-U2.	13,8	100	29,99	50,50
TSG BARRA ESENCIAL	0,48	99,07	0,073	18,10
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	99,70	0,027	6,90
TSS_BARRA ESENCIAL	0,22	97,85	0,019	5,40
TSS_BARRA NO ESENCIAL	0,22	97,85	0,021	6,20



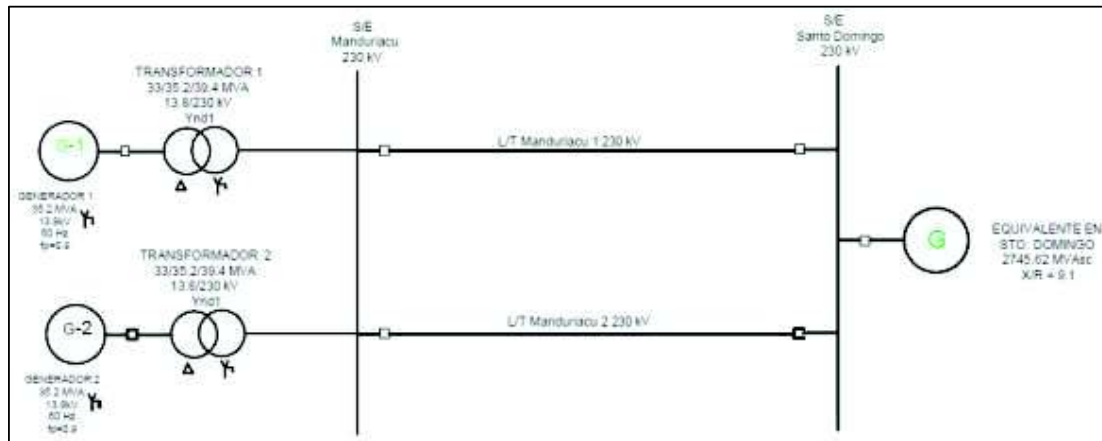
**Tabla 2.2.2.2** Cargabilidad de Líneas de Transmisión y Transformadores

<b>Líneas de transmisión y distribución</b>						
<b>ID</b>	<b>Type</b>	<b>Longitud del conductor [m]</b>	<b>Calibre del conductor [kcmil]</b>	<b>Flow [kW]</b>	<b>PF [%]</b>	<b>Loading [%]</b>
L Sto. Dmg 1	Line	68642	1527	29692	89,14	6,6
L Sto. Dmg 2	Line	68642	1527	29692	89,14	6,6
L.A-13,8KV-LD2.	Line	3000	66	8,316	80,28	0,1
L.A-13,8KV-LD3	Line	3000	66	10,619	93,82	0,1
<b>Transformadores</b>						
<b>ID</b>	<b>Transformador Tipo</b>	<b>Rating [kV]</b>	<b>Potencia [kVA]</b>	<b>Flow [kW]</b>	<b>PF [%]</b>	<b>Loading [%]</b>
T-1	2W	230 / 13,8	39400	29907	99,5	76,30
T-2	2W	230 / 13,8	39400	29804	99,5	76,00
T-OFICINAS/ETA	2W	13,8 / 0,22	10	1,52	79,84	19,10
TEX-U1'	2W	13,8 / 0,5	805	3,94	2,76	0,40
TEX-U2	2W	13,8 / 0,5	805	3,94	2,76	0,40
TIL_1	2W	0,48 / 0,22	150	18,58	98,92	0,00
TIL_2	2W	0,48 / 0,22	113	20,59	96,82	0,10
TRAFO - TSA5	2W	13,8 / 0,22	225	8,80	81,28	4,80
TRAFO-BODEGA	2W	13,8 / 0,22	250	5,96	59,99	4,00
TRAFO-TSA-2	2W	13,8 / 0,48	500	48,08	87,35	11,0
TRAFO-TSA-3	2W	13,8 / 0,22	300	20,59	89	7,70
TRAFO-TSAU1.	2W	13,8 / 0,48	1250	53,99	82,32	5,20
TRAFO-TSAU2.	2W	13,8 / 0,48	1250	157	82,78	15,20
TSA-4.	2W	13,8 / 0,22	75	10,73	93,82	5,10

Al realizar la simulación de este escenario se verifica el efecto en las variables eléctricas al disponer de dos líneas de transmisión, se observa la distribución equitativa del flujo de potencia por cada una de las líneas y el aporte de 15 MVAR adicionales de una de las líneas, lo cual según la condición del sistema influye directamente en el voltaje en la barra de Manduriacu, de manera que el ajuste de voltaje para las Unidades de la CHM, para el aporte de reactivos depende del requerimiento del SNI, previa coordinación con el CENACE. Cabe mencionar que se verifica que los equipos principales analizados no se encuentran sobrecargados, y al igual que los niveles de voltaje en cada uno de los elementos y principalmente en las barras se encuentran dentro de límites permisibles.

### 2.1.6.3 Escenario 3: Dos generadores a 10MW dos líneas de transmisión a 230kV (2G + 2 L/T 10 MW).

Para este caso de estudio se analiza el efecto del sistema cuando las unidades se encuentren a potencia mínima 10 MW, y la interconexión al SNI mediante las dos líneas de transmisión en servicio, la configuración del sistema se muestra en la **Figura 2.2.3**, y los resultados se describen en las tablas a continuación.



**Figura 2.2.3** Dos generadores a 10MW dos líneas de transmisión a 230 kV

**Tabla 2.2.2.3** Resultados Principales

Study ID	2L-2G10MW
Study Case ID	LF+2L+2G10MW
Data Revision	Base
Configuration	2G+2L
Loading Cat	Normal
Generation Cat	10MW
Diversity Factor	Normal Loading
Buses	117
Branches	117
Generators	2
Power Grids	1
Loads	98

**Tabla 2.2.2.4** Despacho de las Unidades

ID	Type	Rating	Rated [kV]	MW	Mvar	Amp	PF [%]	Generation [%]
Gen_1	Synchronous	31,68 MW	13,8	10	5,621	479,9	87,17	31,60
Gen_2	Synchronous	31,68 MW	13,8	10	5,661	480,8	87,02	31,60
SNI	Power Grid	2745,62 MVA	230	-19,68	-38,52	108,6	45,51	

**Tabla 2.2.2.5** Perfiles de Voltaje en las Principales Barras del Sistema

Bus ID	Nominal [kV]	Voltage [%]	Loading [MW]	Loading [%]
B-GE1-INT1	13,8	100	10	19,20
B-GE2-INT2	13,8	100	10	19,20
B-OFICINAS/ETA	0,22	97,56	0,002	0,50
BARRA_CCM-U1	0,48	99,70	0,006	4,40
BARRA_CCM-U2	0,48	99,11	0,006	4,40
BARRA_ILAU1	0,22	99,23	0,019	4,90
BARRA_TD-SE	13,8	98,30	0,031	0,20
BARRA_TD-SE.	13,8	98,30	0,048	0,40
BARRA_TSC	0,22	97,44	0,011	12,20
BARRA_TSTA	0,22	98,00	0,009	3,60
BARRA-BODEGA	0,22	98,17	0,006	2,70
B_ILU-CM/CA	0,22	98,31	0,020	5,60
B_MAN230_1	230	100,91	19,74	3,90
B_STO_DM1	230	100	19,68	7,80
B_STO_DM2	230	100	19,68	7,80
CCCM-B1	0,48	99,71	0,05	3,90
CCCM-B2	0,48	99,12	0,15	11,40
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	99,07	0,009	2,10
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,48	99,70	0,003	0,80
TPRB-U1.	13,8	100	9,99	19,10
TPRB-U2.	13,8	100	9,99	19,10
TSG BARRA ESENCIAL	0,48	99,07	0,07	18,10
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	99,70	0,02	6,90
TSS_BARRA ESENCIAL	0,22	97,85	0,02	5,40
TSS_BARRA NO ESENCIAL	0,22	97,85	0,02	6,20

**Tabla 2.2.2.6** Cargabilidad de líneas de transmisión y transformadores

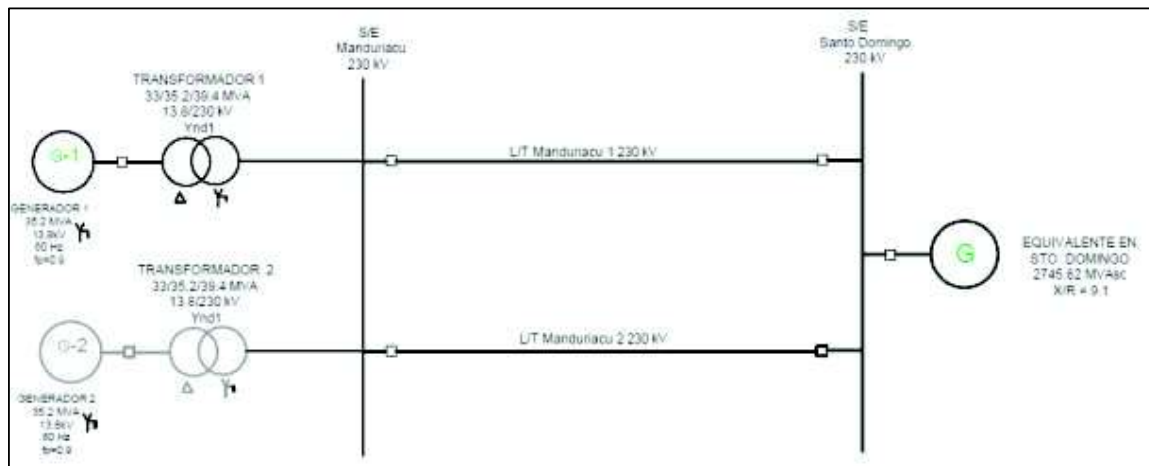
Líneas de transmisión y distribución						
ID	Type	Longitud del conductor [m]	Calibre del conductor [kcmil]	Flow [kW]	PF [%]	Loading [%]
L Sto. Dmg 1	Line	68642	1527	9841	45,21	4,3
L Sto. Dmg 2	Line	68642	1527	9845	45,21	4,3
L.A-13,8KV-LD2.	Line	3000	66	9,15	80,28	0,1
L.A-13,8KV-LD3	Line	3000	66	10,73	93,82	0,1
Transformadores						
ID	Transformador tipo	Rating [kV]	Potencia [kVA]	Flow [kW]	PF [%]	Loading [%]
T-1	2W	230 / 13,8	39400	9937	87,75	28,70
T-2	2W	230 / 13,8	39400	9834	87,64	28,50

T-OFICINAS/ETA	2W	13,8 / 0,22	10	1,52	79,84	19,10
TEX-U1'	2W	13,8 / 0,5	805	3,94	2,76	0,40
TEX-U2	2W	13,8 / 0,5	805	3,94	2,76	0,40
TIL_1	2W	0,48 / 0,22	150	18,58	98,92	0,00
TIL_2	2W	0,48 / 0,22	113	20,59	96,82	0,10
TRAFO - TSA5	2W	13,8 / 0,22	225	8,80	81,28	4,80
TRAFO-BODEGA	2W	13,8 / 0,22	250	5,96	59,99	4,00
TRAFO-TSA-2	2W	13,8 / 0,48	500	48,08	87,35	11,0
TRAFO-TSA-3	2W	13,8 / 0,22	300	20,59	89,00	7,70
TRAFO-TSAU1.	2W	13,8 / 0,48	1250	53,99	82,32	5,20
TRAFO-TSAU2.	2W	13,8 / 0,48	1250	157	82,78	15,20
TSA-4.	2W	13,8 / 0,22	75	10,73	93,82	5,10

Al igual que en los casos anteriores la cargabilidad de los transformadores y líneas se encuentran dentro del rango permisible de cada equipo, del mismo modo las magnitudes de voltajes en cada una de las barras que conforman la central.

#### 2.1.6.4 Escenario 4: Un generador a 30MW dos líneas de transmisión a 230 kV (1G + 2 L/T a 30 MW).

El presente escenario muestra las condiciones operativas durante el mantenimiento de una de las unidades de generación de la planta, además, muestra la distribución del flujo de potencias por cada uno de las líneas de transmisión. En la **Figura 2.2.4**, se presenta la disposición de los diferentes equipos y su interconexión. Por otro lado, se observan los resultados obtenidos al realizar la corrida de flujo para el caso de estudio mencionado anteriormente.



**Figura 2.2.4** Un generador a 30MW dos líneas de transmisión a 230 kV

**Tabla 2.2.2.7 Resultados Principales**

<b>Study ID</b>	2L-1G30MW
<b>Study Case ID</b>	LF+2L+1G30MW
<b>Data Revision</b>	Base
<b>Configuration</b>	1G+2L
<b>Loading Cat</b>	Normal
<b>Generation Cat</b>	30MW
<b>Diversity Factor</b>	Normal Loading
<b>Buses</b>	128
<b>Branches</b>	128
<b>Generators</b>	1
<b>Power Grids</b>	1
<b>Loads</b>	100

**Tabla 2.2.2.8 Despacho de las Unidades**

ID	Type	Rating	Rated [kV]	MW	Mvar	Amp	PF [%]	Generation [%]
Gen_1	Synchronous	31,68 MW	13,8	30	3,826	1265	99,2	94,7
SNI	Power Grid	2745,62 MVA	230	-29,53	-29,77	104,5	70,42	

**Tabla 2.2.2.9 Perfiles de Voltaje en las Principales Barras del Sistema**

Bus ID	Nominal [kV]	Voltage [%]	Loading [MW]	Loading [%]
B-GE1-INT1	13,8	100	30	50,60
B-OFICINAS/ETA	0,22	95,89	0,002	0,50
BARRA_CCM-U1	0,48	99,64	0,01	4,40
BARRA_CCM-U2	0,48	97,89	0,01	7,10
BARRA_ILAU1	0,22	99,16	0,02	4,90
BARRA_TD-SE	13,8	96,64	0,06	0,50
BARRA_TD-SE.	13,8	96,64	0,08	0,60
BARRA_TSC	0,22	95,78	0,01	12,20
BARRA_TSTA	0,22	95,53	0,05	16,00
BARRA-BODEGA	0,22	96,51	0,01	2,70
B_ILU-CM/CA	0,22	97,09	0,02	5,60
B_MAN230_1	230	101,37	29,79	5,30
B_STO_DM1	230	100,70	29,53	7,50
B_STO_DM2	230	100,70	29,53	7,50
CCCM-B1	0,48	99,65	0,06	4,60
CCCM-B2	0,48	97,90	0,19	13,70
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	97,85	0,008	2,10
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,48	99,64	0,001	0,50
TPRB-U1.	13,8	100	29,99	50,60
TPRB-U2.	13,8	98,86	0,20	0,40
TSG BARRA ESENCIAL	0,48	97,85	0,07	17,50
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	99,63	0,04	9,50
TSS_BARRA ESENCIAL	0,22	96,18	0,02	5,50
TSS_BARRA NO ESENCIAL	0,22	96,18	0,02	6,30

**Tabla 2.2.3.0 Cargabilidad de Líneas de Transmisión y Transformadores**

Líneas de transmisión y distribución						
ID	Type	Longitud del conductor [m]	Calibre del conductor [kcmil]	Flow [kW]	PF [%]	Loading [%]
L Sto. Dmg 1	Line	68642	1527	14810	69,86	4,20
L Sto. Dmg 2	Line	68642	1527	14810	69,86	4,20
L.A13,8kv-LD1	Line	110	355	0	0	0
L.A-13,8KV-LD2.	Line	3000	66	8,29	80,23	0,10
L.A-13,8KV-LD3	Line	3000	66	10,57	93,82	0,10
Transformadores						
ID	Transformador tipo	Rating [kV]	Potencia [kVA]	Flow [kW]	PF [%]	Loading [%]
T-1	2W	230 / 13,8	39400	29900	99,29	76,40
T-2	2W	230 / 13,8	39400	200	88,48	0,60
T-OFICINAS/ETA	2W	13,8 / 0,22	10	1,51	79,84	19,00
TEX-U1'	2W	13,8 / 0,5	805	3,94	2,76	0,40
TIL_1	2W	0,48 / 0,22	150	18,57	98,92	0,00
TIL_2	2W	0,48 / 0,22	113	20,34	96,81	0,10
TRAFO - TSA5	2W	13,8 / 0,22	225	44,90	95,27	20,90
TRAFO-BODEGA	2W	13,8 / 0,22	250	5,92	59,99	4,00
TRAFO-TSA-2	2W	13,8 / 0,48	500	84,17	92,26	18,20
TRAFO-TSA-3	2W	13,8 / 0,22	300	20,54	89,07	7,70
TRAFO-TSAU1.	2W	13,8 / 0,48	1250	61,14	79,26	60,20
TRAFO-TSAU2.	2W	13,8 / 0,48	1250	200	88,51	18,00
TSA-4.	2W	13,8 / 0,22	75	10,55	93,81	5,00

El principal efecto para este escenario detectado, es voltajes menores a los otros escenarios en las barras de la subestación de 13,8 kV TDSE, en 220/127 V de servicios auxiliares y en la barra de las oficinas. Sin embargo, los niveles se encuentran sobre el 97%, lo cual no representa algún efecto o mal funcionamiento de los equipos.

**2.1.6.5 Escenario 5: Un generador 30MW una línea de transmisión 230 kV (1G + 1 L/T a 30 MW).**

Para este escenario, la topología se muestra en la **Figura 2.2.5**, en donde se encuentra conectado un solo generador y una línea de transmisión; los resultados obtenidos luego de realizar la corrida de un flujo de potencia se muestran en las tablas que se observan a continuación.

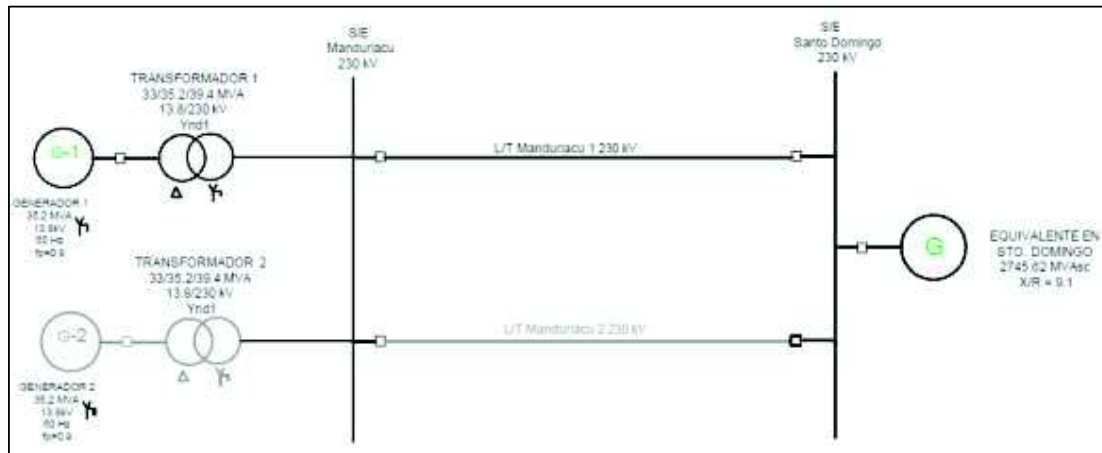


Figura 2.2.5 Un generador 30MW una línea de transmisión 230 kV

Tabla 2.2.3.1 Resultados Principales

<b>Study ID</b>	1L-1G30MW
<b>Study Case ID</b>	LF+1L+1G30M
<b>Data Revision</b>	Base
<b>Configuration</b>	1G+1L
<b>Loading Cat</b>	Normal
<b>Generation Cat</b>	30MW
<b>Diversity Factor</b>	Normal Loading
<b>Buses</b>	114
<b>Branches</b>	113
<b>Generators</b>	1
<b>Power Grids</b>	1
<b>Loads</b>	92

Tabla 2.2.3.2 Despacho de las Unidades

ID	Type	Rating	Rated [kV]	MW	Mvar	Amp	PF [%]	Generation [%]
Gen_1	Synchronous	31,68 MW	13,8	30	3,276	1263	99,41	94,7
SNI	Power Grid	274,62 MVA	230	-29,53	-14,52	82,04	89,74	

Tabla 2.2.3.3 Perfiles de Voltaje en las Principales Barras del Sistema

Bus ID	Nominal [kV]	Voltage [%]	Loading [MW]	Loading [%]
B-GE1-INT1	13,80	100	30	50,50
B-OFICINAS/ETA	0,22	96,60	0,002	0,50
BARRA_CCM-U1	0,48	99,64	0,006	4,40
BARRA_CCM-U2	0,48	98,16	0,014	7,10
BARRA_ILAU1	0,22	99,16	0,019	4,90
BARRA_TD-SE	13,8	97,34	0,031	0,20
BARRA_TD-SE.	13,8	97,34	0,048	0,40
BARRA_TSC	0,22	96,48	0,011	12,2
BARRA_TSTA	0,22	97,04	0,009	3,60
BARRA-BODEGA	0,22	97,22	0,006	2,70

Bus ID	Nominal [kV]	Voltage [%]	Loading [MW]	Loading [%]
B_ILU-CM/CA	0,22	97,36	0,02	5,60
B_MAN230_1	230	101,51	29,79	5,30
B_STO_DM1	230	100,70	29,53	5,90
B_STO_DM2	230	100,70	29,53	5,90
CCCM-B1	0,48	99,65	0,06	4,60
CCCM-B2	0,48	98,17	0,16	11,50
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	98,13	0,01	2,10
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,48	99,64	0,001	0,50
TPRB-U1.	13,8	100	29,99	50,50
TPRB-U2.	13,8	99,01	0,16	0,30
TSG BARRA ESENCIAL	0,48	98,12	0,07	17,40
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	99,63	0,04	9,50
TSS_BARRA ESENCIAL	0,22	96,89	0,02	5,50
TSS_BARRA NO ESENCIAL	0,22	96,89	0,02	6,20

**Tabla 2.2.3.4 Cargabilidad de Líneas de Transmisión y Transformadores**

<b>Líneas de transmisión y distribución</b>						
ID	Tipo	Longitud del conductor [m]	Calibre del conductor [kcmil]	Flow [kW]	PF [%]	Loading [%]
L Sto. Dmg 1	Line	68642	1527	29581	89,74	6,60
L.A-13,8KV-LD2.	Line	3000	66	8,29	80,24	0,10
L.A-13,8KV-LD3	Line	3000	66	10,58	93,82	0,10
<b>Transformadores</b>						
ID	Transformador tipo	Rating [kV]	Potencia [kVA]	Flow [kW]	PF [%]	Loading [%]
T-1	2W	230 / 13,8	39400	29900	99,49	76,30
T-2	2W	230 / 13,8	39400	163	86,27	0,50
T-OFICINAS/ETA	2W	13,8 / 0,22	10	1,52	79,84	19,00
TEX-U1'	2W	13,8 / 0,5	805	3,94	2,76	0,40
TIL_1	2W	0,48 / 0,22	150	18,57	98,92	0,00
TIL_2	2W	0,48 / 0,22	113	20,39	96,81	0,10
TRAFO - TSA5	2W	13,8 / 0,22	225	8,76	81,19	4,80
TRAFO-BODEGA	2W	13,8 / 0,22	250	5,94	59,99	4,00
TRAFO-TSA-2	2W	13,8 / 0,48	500	47,89	87,29	11,00
TRAFO-TSA-3	2W	13,8 / 0,22	300	20,56	89,04	7,70



TRAFO-TSAU1.	2W	13,8 / 0,48	1250	61,14	79,26	6,20
TRAFO-TSAU2.	2W	13,8 / 0,48	1250	163	86,29	15,10
TSA-4.	2W	13,8 / 0,22	75	10,62	93,82	5,00

Como ya se observó en los casos anteriores el efecto principal de añadir o retirar una línea de transmisión se ve reflejada principalmente en el flujo de potencia reactiva y además la variación en los niveles de voltaje en la barra de 13,8kV en el TDSE, así como en los Servicios Auxiliares a 220V, pero estos niveles de voltaje no se encuentran fuera de los rangos recomendados para la operación de los equipos. Por parte de la cargabilidad en transformadores y líneas se encuentran bajo los parámetros nominales de los equipos.

#### 2.1.6.6 Análisis de Pérdidas y Servicios Auxiliares (2G + 2 L/T a 30 MW).

El análisis de pérdidas se lo realiza para el escenario de dos generadores que se encuentran en servicio, por tanto, el consumo de sus auxiliares será el máximo (debido a que todos los sub-sistemas necesarios para la generación se encontraran en funcionamiento); con lo cual se podrá determinar el consumo máximo de potencia activa como reactiva por parte de los servicios auxiliares y las pérdidas que se producen dentro del sistema eléctrico.

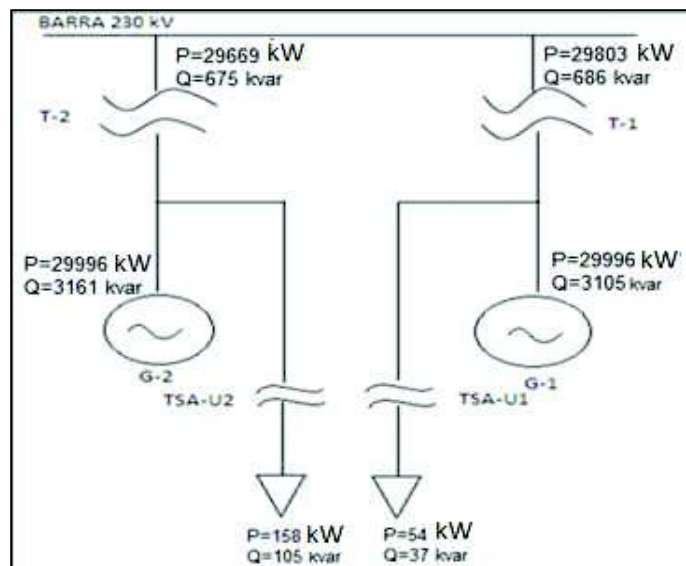


Figura 2.2.6 Sistema de Análisis de Potencia Activa y Reactiva

La Figura 2.2.6, muestra la topología del sistema para la condición de análisis, en el cual se puede observar la generación de la planta, el aporte al sistema SNI y el consumo de los sistemas auxiliares.

El análisis se centra en la comparación de las medidas de potencia y energía bruta, con el punto de medición de potencia y energía neta. Con el objetivo de analizar y verificar las pérdidas entre estos dos puntos y el consumo de servicios auxiliares de la Central.

**Tabla 2.2.3.5 Potencia bruta y neta del sistema eléctrico y consumo de auxiliares**

		<b>Potencia</b>		<b>% Respecto de la Potencia bruta total</b>	
		<b>[KW]</b>	<b>[KVAr]</b>	<b>Potencia Activa</b>	<b>Potencia Reactiva</b>
<b>Unidad 1</b>	<b>Potencia Bruta 13.8 kV</b>	29996	3105	50	49,55
<b>Unidad 2</b>		29996	3161	50	50,45
<b>Total</b>		59992	6266	100	100
<b>Transformador 1</b>	<b>Potencia Neta 230 kV</b>	29803	686	49,68	10,94
<b>Transformador 2</b>		29669	675	49,45	10,77
<b>Total</b>		59472	1361	99,13	21,71
<b>Auxiliares (480V)</b>	<b>CCCM-B1</b>	54	37	0,09	0,50
	<b>CCCM-B2</b>	158	105	0,26	1,43
	<b>TOTAL</b>	212	142	0,35	1,93

**Tabla 2.2.3.6 Pérdidas de potencia activa y reactiva**

	<b>ELEMENTO</b>	<b>Perdidas</b>			
		<b>P [kW]</b>	<b>Q [kVAr]</b>	<b>P [%]</b>	<b>Q [%]</b>
<b>Unidad 1</b>	<b>G-1 a T-1</b>	193	2419	0,32	38,1
<b>Unidad 2</b>	<b>G-2 a T-2</b>	327	2486	0,54	39,67
<b>TOTAL PERDIDAS</b>		<b>520</b>	<b>4905</b>	<b>0,86</b>	<b>78,28</b>

Los resultados obtenidos con el análisis reflejan que las pérdidas no superan el 1% de potencia activa, siendo este valor aceptable, ya que pueden existir perdidas por efecto joule en las líneas de transmisión, distribución y en los bobinados de los transformadores, debido a que el análisis se realiza en un sistema real y no ideal. Además, se observa que el consumo de auxiliares es menor al 2% de la generación, cuyo valor es el habitual dentro del consumo de los servicios auxiliares de las centrales de generación.

### **2.2.7 Análisis de resultados**

Los resultados para cada escenario muestran que las magnitudes eléctricas se encuentran dentro de los límites permitidos, por esta razón los perfiles de voltaje, la cargabilidad en transformadores y líneas se encuentran dentro de los rangos permitidos, sin presentar alerta de bajo o sobre voltajes, ni alguna sobrecarga en las barras principales.

En los escenarios cuatro y cinco del análisis se observan existen niveles de voltaje de barra de 0,97 p.u; aunque este valor se encuentra dentro de los límites permitidos, se podría realizar la implementación de una compensación capacitiva para mejorar el nivel de voltaje

de barra. Pero esta recomendación no es factible, debido a que el voltaje nominal de la mayoría de las cargas es menor al del voltaje en barra, al cual se encuentran conectadas.

Un ejemplo claro es el voltaje nominal de la mayoría de los motores, los cuales poseen un voltaje de operación es de 460 V y el voltaje de barra al cual se encuentran conectados es de 480 V. Por tanto, el nivel de voltaje en barra se encuentra por debajo del voltaje nominal al cual debe encontrarse, pero este voltaje es el ideal para la operación y funcionamiento de los equipos; ya que niveles de voltaje superiores podría causar daños en el bobinado y en la vida útil de los motores.

Por lo cual se puede concluir que una vez realizado la validación del modelo implementado, los resultados obtenidos para los diferentes escenarios de análisis, reflejan el correcto funcionamiento del sistema eléctrico de la central Manduriacu dentro de la condición de estado estable. Por lo cual, en estos momentos se cuenta con una operación efectiva y segura; que garantiza la continuidad del servicio para todos los sistemas de la planta.

### 3. CAPITULO III

#### 3.1 ANALISIS DE CORTOCIRCUITOS Y CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS

El análisis de cortocircuito parte con la descripción del módulo utilizado para realizar el estudio, el cual permitirá obtener los resultados que serán posteriormente analizados y comparados con el objetivo de verificar, que el dimensionamiento de la capacidad de los distintos equipos sea la adecuada, en los instantes de generarse un cortocircuito.

A continuación, se realiza la descripción de los escenarios, los cuales producen las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito, además de realizar una explicación del tipo de fallas que se realizaran y el lugar donde se llevaran a cabo. Posterior a esto, se observa los resultados obtenidos a través de la simulación de los diferentes tipos de fallas en los distintos sitios de la central, para los escenarios seleccionados.

Por otro lado, se realiza una comparación entre la capacidad de los equipos respecto de la corriente de cortocircuito y finalmente se efectúa el análisis de resultados que permitirá determinar, si la capacidad de los equipos es la idónea, permitiendo soportar y despejar los cortocircuitos producidos por condiciones atmosféricas o por defectos en los elementos, dentro del sistema eléctrico.

##### 3.1.1 Modulo

El análisis de cortocircuito se lo realizó mediante el modulo Short-Circuit Analysis de ETAP, el cual utiliza la Norma IEC 60909 [7], para el cálculo de las corrientes de cortocircuito.

El módulo permite crear y guardar un número ilimitado de casos de estudios; desde la barra de casos de estudios de cortocircuito, se puede seleccionar, configurar y escoger el tipo de informe de resultados que requiere el usuario, para el caso de estudio que se desea realizar el análisis.

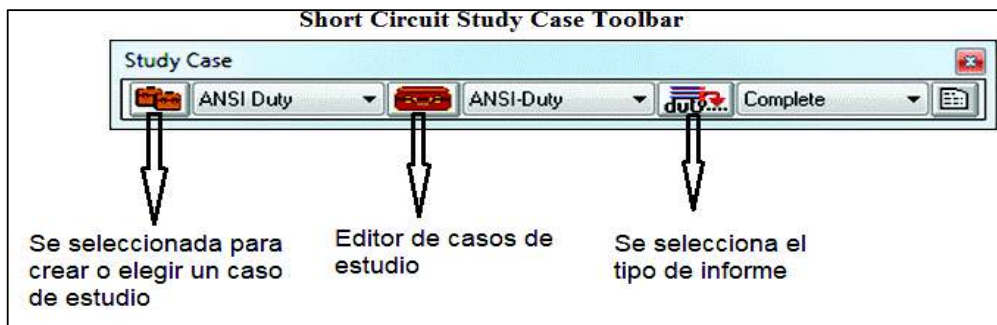
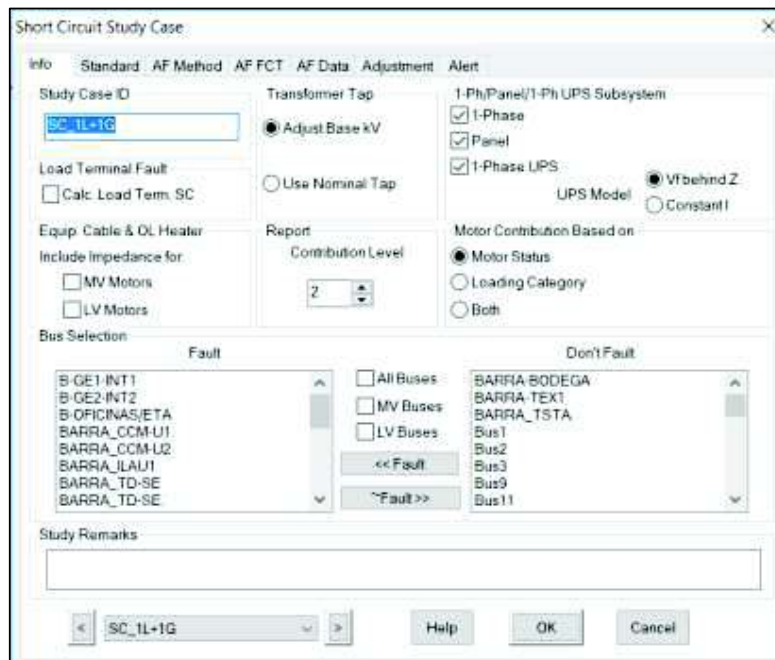


Figura 3.1.1 Barra de herramientas de estudios de cortocircuito

El editor de casos de estudio permite al usuario configurar e ingresar los parámetros necesarios, para el cálculo de las corrientes de cortocircuito. En la **Figura 3.1.2**, se muestra las pestañas info, standard, AF Method, AF FCT, AF data, Adjustment y Alert; siendo las dos primeras las necesarias para realizar el análisis de cortocircuito, las restantes se encuentran relacionadas a otros tipos de estudios, que se pueden realizar dentro del ETAP.

En la pestaña principal, se ingresan el nombre de caso de estudio, se ajusta el voltaje de las barras con respecto a la relación de transformación de los transformadores o al tap nominal, se selecciona si se consideran los subsistemas monofásicos. Además, permite elegir el tipo de contribución de los motores, si se considerará la sobrecarga de los motores y la impedancia del cable del equipo, el tipo de reporte, finalmente seleccionar las barras que se desea fallen durante el cortocircuito.

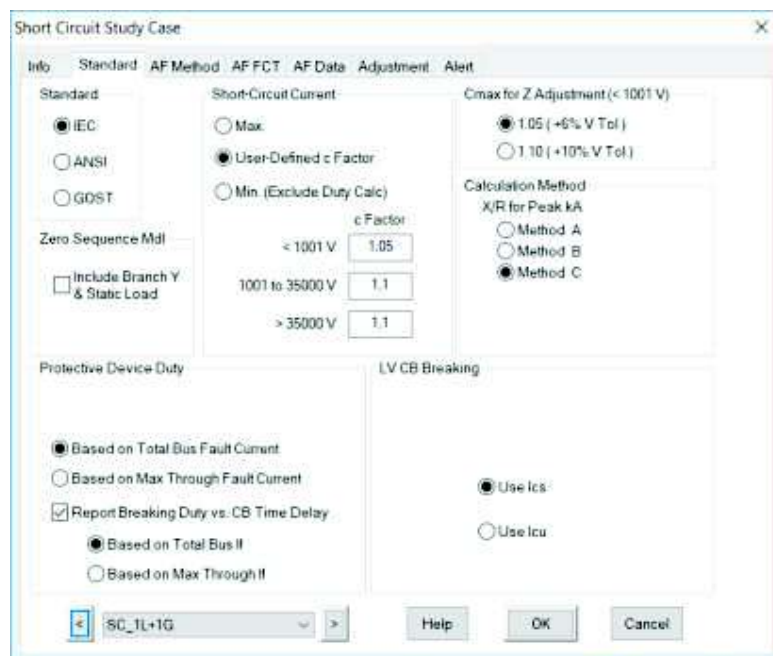


**Figura 3.1.2** Pestaña principal del editor de casos de estudio

La pestaña de standard como se observa en la **Figura 3.1.2**, permite elegir la norma para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, se puede especificar si se calcularan las corrientes máximas o mínimas; para lo cual se seleccionan los diferentes factores c que modificaran la magnitud de la fuente de voltaje, los que pueden ser:

- máx,
- factor c
- min

Por otro lado, permite al usuario especificar el valor de corrección K para el ajuste de la impedancia de generadores y transformadores; elegir el método de cálculo de la corriente pico de cortocircuito, la corriente de corte del interruptor la que será comparada con la corriente de falla calculada entre la corriente de interrupción de servicio  $I_{cs}$  y la corriente de ruptura máxima  $I_{cu}$  de cortocircuito nominal.



**Figura 3.1.3** Pestaña standard del editor de casos de estudio

Finalmente, en líneas y cables considerar o no el efecto de las capacitancias de secuencia cero, y elegir entre la corriente de falla total de barra o la máxima corriente a través del dispositivo de protección.

### 3.1.2 Escenarios de estudio

Los escenarios en los que se plantea realizar el análisis, reflejan las condiciones de topología del sistema eléctrico, demanda, y despacho máximo y mínimo de las unidades de generación, además, muestran la capacidad de los equipos.

Por lo cual, antes de describir los escenarios de análisis, se realiza el cálculo de las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito para la condición de dos generadores y un generador a través del módulo Short-Circuit Analysis de ETAP, teniendo presente que para estas condiciones el número de elementos conectados o en servicio varía y, por ende, el aporte al cortocircuito será distinto, por lo que se obtendrán las corrientes máximas y

mínimas de cortocircuito. Estas condiciones además dependerán del periodo lluvioso o de estiaje, en el cual se contará con una generación a su máxima o mínima potencia.

El aporte hacia el cortocircuito lo realizarán todas las fuentes y motores cercanas al cortocircuito generado, por ende, al ser considerada como una fuente al equivalente Thevenin del SNI (la cual se encuentra en la barra de la subestación Santo Domingo 230 kV), su aporte a los cortocircuitos producidos dentro de la central Manduriacu será mínima, ya que al encontrarse distanciada de la planta por una línea de transmisión de aproximadamente 70 Km, la magnitud de la corriente de cortocircuito en su componente simétrica se mantendrá constante e incluso la impedancia del cable, minimizará la corriente de cortocircuito.

A continuación, se llevarán a cabo fallas trifásicas y monofásicas en las barras principales del sistema eléctrico de la central, considerando que la falla trifásica es la más grave y la falla monofásica la más común, que se presentan en los sistemas eléctricos y cuyos resultados nos permitirán realizar la comparación entre las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito que se podrían generar. Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

**Tabla 3.1.1.1** Comparación de resultados de mínimas corrientes de cortocircuito

Topología del sistema		1G+1L				2G+2L			
Barra		Falla 3 $\phi$		Falla 1 $\phi$		Falla 3 $\phi$		Falla 1 $\phi$	
ID	[kV]	I''k [kA]	Ip [kA]	I''k [kA]	Ip [kA]	I''k [kA]	Ip [kA]	I''k [kA]	Ip [kA]
B-GE1-INT1	13,80	19,42	50,56	0,02	0,04	20,75	54,42	0,02	0,04
B-GE2-INT2	13,80	0,00	0,00	0,00	0,00	20,74	54,35	0,02	0,04
B-OFICINAS/ETA	0,22	0,63	1,05	0,63	1,04	0,63	1,05	0,63	1,05
BARRA_CCM-U1	0,48	20,72	38,67	17,43	32,52	20,61	38,47	17,36	32,41
BARRA_CCM-U2	0,48	20,28	37,58	16,77	31,08	21,36	39,35	17,21	31,69
BARRA_ILAU1	0,22	7,84	13,32	7,53	12,81	7,83	13,31	7,53	12,81
BARRA_TD-SE	13,80	0,26	0,48	0,28	0,52	0,26	0,49	0,28	0,53
BARRA_TD-SE.	13,80	0,26	0,48	0,28	0,52	0,26	0,49	0,28	0,53
BARRA_TSC	0,22	3,43	5,67	2,84	4,70	3,43	5,68	2,84	4,71
B_ILU-CM/CA	0,22	6,03	10,17	5,88	9,91	6,06	10,20	5,90	9,93
B_MAN230_1	230	2,72	6,48	2,60	6,18	4,18	10,07	3,43	8,27
CCCM-B1	0,48	24,25	47,60	22,02	43,20	24,10	47,30	21,91	42,99
CCCM-B2	0,48	23,64	45,83	20,82	40,37	24,95	48,10	21,43	41,31
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	13,97	24,40	10,50	18,33	14,45	25,10	10,65	18,51
CCP_BARRA-NO ESENCIAL	0,48	14,17	24,86	10,87	19,07	14,23	24,98	10,88	19,11
TPRB-U1.	13,80	19,42	50,56	0,01	0,04	20,75	54,42	0,02	0,04
TPRB-U2.	13,80	12,12	30,85	0,00	0,00	20,74	54,35	0,02	0,04

Topología del sistema		1G+1L				2G+2L			
Barra		Falla 3φ		Falla 1φ		Falla 3φ		Falla 1φ	
ID	[kV]	I <sup>"k</sup> [kA]	I <sub>p</sub> [kA]	I <sup>"k</sup> [kA]	I <sub>p</sub> [kA]	I <sup>"k</sup> [kA]	I <sub>p</sub> [kA]	I <sup>"k</sup> [kA]	I <sub>p</sub> [kA]
TSG-BARRA ESENCIAL	0,48	21,74	41,52	18,40	35,14	22,88	43,48	18,88	35,89
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	22,67	43,91	19,81	38,39	22,48	43,54	19,70	38,16

**Tabla 3.1.1.2** Comparación de resultados de máximas corrientes de cortocircuito

Topología del sistema		1G+1L				2G+2L			
Barra		Falla 3φ		Falla 1φ		Falla 3φ		Falla 1φ	
ID	kV	I <sup>"k</sup> [kA]	I <sub>p</sub> [kA]	I <sup>"k</sup> [kA]	I <sub>p</sub> [kA]	I <sup>"k</sup> [kA]	I <sub>p</sub> [kA]	I <sup>"k</sup> [kA]	I <sub>p</sub> [kA]
B-GE1-INT1	13,80	21,24	55,26	0,02	0,04	22,70	59,47	0,02	0,04
B-GE2-INT2	13,80	0,00	0,00	0,00	0,00	22,68	59,41	0,02	0,04
B-OFICINAS/ETA	0,22	0,73	1,21	0,73	1,21	0,73	1,21	0,74	1,21
BARRA_CCM-U1	0,48	23,89	44,16	20,02	37,01	23,76	43,93	19,94	36,88
BARRA_CCM-U2	0,48	23,35	42,85	19,24	35,31	24,60	44,88	19,74	36,01
BARRA_ILAU1	0,22	9,06	15,40	8,72	14,81	9,06	15,39	8,72	14,81
BARRA_TD-SE	13,80	0,28	0,53	0,31	0,57	0,29	0,53	0,31	0,57
BARRA_TD-SE.	13,80	0,28	0,53	0,31	0,57	0,29	0,53	0,31	0,57
BARRA_TSC	0,22	3,94	6,48	3,25	5,34	3,94	6,49	3,25	5,35
B_ILU-CM/CA	0,22	6,97	11,73	6,81	11,45	7,00	11,76	6,82	11,46
B_MAN230_1	230	2,91	6,92	2,79	6,64	4,40	10,63	3,65	8,82
CCCM-B1	0,48	28,04	54,83	25,42	49,69	27,86	54,47	25,29	49,45
CCCM-B2	0,48	27,31	52,67	24,01	46,30	28,83	55,30	24,70	47,38
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	15,99	27,50	11,93	20,52	16,53	28,28	12,10	20,71
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,48	16,22	28,03	12,36	21,37	16,28	28,18	12,37	21,41
TPRB-U1.	13,80	21,24	55,26	0,02	0,04	22,70	59,47	0,02	0,04
TPRB-U2.	13,80	13,23	33,64	0,00	0,00	22,68	59,41	0,02	0,04
TSG BARRA ESENCIAL	0,48	25,08	47,57	21,17	40,14	26,41	49,82	21,73	40,99
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	26,18	50,44	22,84	43,99	25,96	50,01	22,71	43,73

Los resultados obtenidos siguiendo las consideraciones adoptadas, reflejan los aportes máximos y mínimos de corrientes de cortocircuito, por tanto, los escenarios elegidos cumplen con los objetivos para el análisis de la capacidad de los equipos y, además, permitirán realizar el dimensionamiento de los ajustes de los dispositivos de protección; los mismos que se detallan a continuación:



3.1.2.1 **Escenario 1:** Dos generadores a 30MW, dos líneas de transmisión 230 kV (2G + 2 L/T)

3.1.2.2 **Escenario 2:** Un generador a 10MW, una línea de transmisión 230kV (1G + 1 L/T)

Para los dos escenarios planteados se realizan fallas del tipo trifásica (3 $\phi$ ), bifásica (2 $\phi$ ), bifásica a tierra (2 $\phi$ -T) y monofásica (1 $\phi$ ); en las barras principales del sistema eléctrico de la CHM, en las líneas de distribución y transmisión

### 3.1.3 Resultados obtenidos para los escenarios en análisis

**Escenario 1: Dos generadores a 30MW, dos líneas de transmisión 230 kV (2G + 2 L/T 30MW).**

Este escenario se lo considero como el de demanda máxima, en el cual se generan las corrientes máximas de cortocircuito, debido a que los dos generadores se encuentran despachados a su potencia máxima, las dos líneas de transmisión conectadas (provocan que la impedancia de las líneas disminuya entre las subestaciones Sto. Domingo 230 kV y Manduriacu 230 kV y generando el aumento en la magnitud de las corrientes de cortocircuito) y el número de elementos se encuentra operando en su totalidad.

En la **Tabla 3.1.1.3**, se pueden observar la corriente simétrica inicial de cortocircuito ( $I''^k$ ) y la corriente pico ( $ip$ ) generada para cada tipo de falla, mientras que en el **Anexo XV y XVI** se presenta los reportes completos, en donde se muestran las componentes completas de cortocircuito trifásico, monofásico, bifásico y bifásico a tierra de las principales barras del sistema eléctrico de la Central Manduriacu.

**Tabla 3.1.1.3** Máximas corrientes de cortocircuito en barra

Barra		Falla 3 $\phi$		Falla 1 $\phi$		Falla 2 $\phi$		Falla 2 $\phi$ -t	
ID	kV	$I''^k$ [kA]	$ip$ [kA]	$I''^k$ [kA]	$ip$ [kA]	$I''^k$ [kA]	$ip$ [kA]	$I''^k$ [kA]	$ip$ [kA]
B-GE1-INT1	13,80	22,70	59,47	0,02	0,04	19,84	51,97	19,84	51,98
B-GE2-INT2	13,80	22,68	59,41	0,02	0,04	19,82	51,90	19,82	51,91
B-OFICINAS/ETA	0,22	0,74	1,21	0,73	1,21	0,64	1,05	0,74	1,22
BARRA_CCM-U1	0,48	23,76	43,93	19,94	36,88	20,30	37,54	23,05	42,63
BARRA_CCM-U2	0,48	24,61	44,88	19,74	36,00	20,91	38,14	23,55	42,95
BARRA_ILAU1	0,22	9,06	15,39	8,72	14,81	7,84	13,32	9,06	15,40
BARRA_TD-SE	13,80	0,29	0,53	0,31	0,57	0,25	0,45	0,31	0,56
BARRA_TD-SE.	13,80	0,29	0,53	0,31	0,57	0,25	0,45	0,31	0,56
BARRA_TSC	0,22	3,95	6,49	3,25	5,34	3,40	5,61	3,86	6,36

Barra		Falla 3 $\phi$		Falla 1 $\phi$		Falla 2 $\phi$		Falla 2 $\phi$ -t	
ID	kV	I''k [kA]	Ip [kA]	I''k [kA]	Ip [kA]	I''k [kA]	Ip [kA]	I''k [kA]	ip [kA]
B_ILU-CM/CA	0,22	7,00	11,77	6,82	11,46	6,05	10,18	7,01	11,77
B_MAN230_1	230	4,41	10,64	3,65	8,82	3,82	9,23	4,19	10,12
CCCM-B1	0,48	27,87	54,48	25,29	49,45	23,78	46,50	27,35	53,46
CCCM-B2	0,48	28,84	55,30	24,71	47,38	24,44	46,87	27,86	53,44
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	16,53	28,29	12,10	20,71	14,09	24,13	15,63	26,75
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,48	16,29	28,18	12,38	21,41	13,97	24,17	15,58	26,96
TPRB-U1.	13,80	22,70	59,47	0,02	0,04	19,83	51,97	19,84	51,98
TPRB-U2.	13,80	22,68	59,41	0,02	0,04	19,81	51,90	19,82	51,92
TSG BARRA ESENCIAL	0,48	26,41	49,83	21,73	40,99	22,38	42,22	25,33	47,78
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	25,96	50,01	22,71	43,73	22,15	42,66	25,31	48,74
TSS_BARRA ESENCIAL	0,22	11,35	20,68	10,77	19,63	9,42	17,16	11,57	21,08
TSS_BARRA NO ESENCIAL	0,22	11,35	20,68	10,77	19,63	9,42	17,16	11,57	21,08

A continuación, se muestran los resultados obtenidos a través de la simulación de cortocircuitos trifásicos, monofásicos, bifásicos y bifásicos a tierra en las líneas de transmisión y distribución de la planta; en los que se observa las corrientes máximas de cortocircuito generados cuando la falla se genera al inicio, a la mitad y al final, donde:

- **L/T Sto. Dmg 1:** línea de transmisión santo domingo 1
- **L/T Sto. Dmg 2:** línea de transmisión santo domingo 2
- **LD1:** línea aérea de distribución desde casa de máquinas hacia la subestación.
- **LD2:** línea aérea de distribución desde la subestación hacia la toma de agua.
- **LD3:** línea aérea de distribución desde la subestación hacia el campamento.
- **Línea subterránea:** línea de subterránea de interconexión entre casa de máquinas y la subestación.

**Tabla 3.1.1.4** Máximas corrientes de cortocircuito en líneas de transmisión y distribución.

	<u>Sitio de la falla</u>	<u>Falla 3<math>\phi</math> [kA]</u>	<u>falla 1<math>\phi</math> [kA]</u>	<u>falla 2<math>\phi</math> [kA]</u>	<u>falla 2<math>\phi</math>-t [kA]</u>
<b>L Sto. Dmg 1</b>	inicio	4,40	3,65	3,82	4,19
	mitad	4,70	3,24	4,08	4,28
	final	7,49	4,16	6,50	6,67
<b>L Sto. Dmg 2</b>	inicio	4,40	3,65	3,82	4,19

	<u>Sitio de la falla</u>	<u>Falla 3φ [kA]</u>	<u>falla 1φ [kA]</u>	<u>falla 2φ [kA]</u>	<u>falla 2φ-t [kA]</u>
	mitad	4,70	3,24	4,08	4,28
	final	7,49	4,16	6,50	6,67
<b>LD1</b>	inicio	0,32	0,33	0,27	0,33
	mitad	0,32	0,33	0,27	0,33
	final	0,32	0,33	0,27	0,33
<b>LD2</b>	inicio	0,29	0,31	0,24	0,30
	mitad	0,28	0,29	0,23	0,29
	final	0,27	0,27	0,22	0,28
<b>LD3</b>	inicio	0,29	0,31	0,24	0,30
	mitad	0,28	0,29	0,23	0,29
	final	0,27	0,27	0,23	0,27
<b>Cable subterráneo</b>	inicio	0,29	0,32	0,24	0,31
	mitad	0,29	0,32	0,25	0,31
	final	0,29	0,31	0,25	0,31

**Escenario 2: Un generador, una línea de transmisión a 230 kV (1G + 1 L/T).**

Este escenario se considera como demanda mínima, donde se generan las mínimas corrientes de cortocircuito; ya que solo se cuenta con un generador, una línea de transmisión, lo que aumenta la impedancia desde Sto. Domingo, y el número de elementos en operación es el mínimo.

La **Tabla 3.1.1.5**, muestran la corriente simétrica inicial de cortocircuito ( $I''^k$ ) y la corriente pico ( $I_p$ ) generada para cada tipo de falla; en el **ANEXO XVII y XVIII** presenta los reportes completos de las componentes de cortocircuito trifásico, monofásico, bifásico y bifásico a tierra obtenidos de las principales barras del sistema eléctrico de la Central Manduriacu.

**Tabla 3.1.1.5** Mínimas corrientes de cortocircuito en barra

<b>Barra</b>		<b>Falla 3φ</b>		<b>Falla 1φ</b>		<b>Falla 2φ</b>		<b>Falla 2φ-tierra</b>	
<b>ID</b>	<b>kV</b>	<b><math>I''^k</math> [kA]</b>	<b><math>I_p</math> [kA]</b>	<b><math>I''^k</math> [kA]</b>	<b><math>I_p</math> [kA]</b>	<b><math>I''^k</math> [kA]</b>	<b><math>I_p</math> [kA]</b>	<b><math>I''^k</math> [kA]</b>	<b><math>I_p</math> [kA]</b>
B-GE1-INT1	13,80	19,42	50,56	0,02	0,04	16,98	44,20	16,98	44,21
B-OFICINAS/ETA	0,22	0,63	1,05	0,63	1,05	0,55	0,91	0,64	1,05
BARRA_CCM-U1	0,48	20,73	38,67	17,43	32,52	17,73	33,08	20,06	37,43
BARRA_CCM-U2	0,48	20,28	37,58	16,77	31,08	17,33	32,11	19,57	36,27
BARRA_ILAU1	0,22	7,84	13,32	7,53	12,81	6,78	11,52	7,84	13,33
BARRA_TD-SE	13,80	0,26	0,48	0,28	0,52	0,22	0,41	0,28	0,52
BARRA_TD-SE.	13,80	0,26	0,48	0,28	0,52	0,22	0,41	0,28	0,52

Barra		Falla 3 $\phi$		Falla 1 $\phi$		Falla 2 $\phi$		Falla 2 $\phi$ -tierra	
ID	kV	I <sup>"k</sup> [kA]	I <sub>p</sub> [kA]	I <sup>"k</sup> [kA]	I <sub>p</sub> [kA]	I <sup>"k</sup> [kA]	I <sub>p</sub> [kA]	I <sup>"k</sup> [kA]	I <sub>p</sub> [kA]
BARRA_TSC	0,22	3,43	5,67	2,84	4,70	2,96	4,90	3,36	5,55
B_ILU-CM/CA	0,22	6,03	10,17	5,88	9,91	5,22	8,80	6,05	10,19
B_MAN230_1	230	2,72	6,48	2,60	6,18	2,36	5,62	2,72	6,47
CCCM-B1	0,48	24,25	47,61	22,01	43,20	20,74	40,70	23,75	46,61
CCCM-B2	0,48	23,64	45,83	20,82	40,37	20,14	39,06	23,05	44,68
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	13,97	24,40	10,50	18,34	11,96	20,88	13,29	23,21
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,48	14,17	24,86	10,87	19,07	12,19	21,38	13,56	23,78
TPRB-U1.	13,80	19,42	50,56	0,02	0,04	16,98	44,20	16,98	44,21
TPRB-U2.	13,80	12,12	30,85	0,00	0,00	10,49	26,72	10,49	26,72
TSG BARRA ESENCIAL	0,48	21,74	41,52	18,40	35,15	18,52	35,37	21,01	40,14
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	22,67	43,92	19,81	38,39	19,37	37,52	22,03	42,68
TSS_BARRA ESENCIAL	0,22	10,23	18,66	9,72	17,74	8,49	15,49	10,44	19,04
TSS_BARRA NO ESENCIAL	0,22	10,23	18,66	9,72	17,74	8,49	15,49	10,44	19,04

A continuación, se muestran los resultados obtenidos a través de la simulación de cortocircuitos trifásicos, monofásicos, bifásicos y bifásicos a tierra en la línea de transmisión y las líneas de distribución de la planta; en los que se observa las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito generados cuando la falla se genera al inicio, a la mitad y al final, donde:

- **L Sto. Dmg 1:** línea de transmisión santo domingo 1
- **LD1:** línea aérea de distribución desde casa de máquinas hacia la subestación.
- **LD2:** línea aérea de distribución desde la subestación hacia la toma de agua.
- **LD3:** línea aérea de distribución desde la subestación hacia el campamento.
- **Línea subterránea:** línea de subterránea de interconexión entre casa de máquinas y la subestación.

**Tabla 3.1.1.6** Mínimas corrientes de cortocircuito en líneas de transmisión y distribución.

	<u>Sitio de la falla</u>	<u>Falla 3φ [kA]</u>	<u>falla 1φ [kA]</u>	<u>falla 2φ [kA]</u>	<u>falla 2φ-t [kA]</u>
<b>L Sto. Dmg 1</b>	inicio	2,72	2,60	2,36	2,72
	mitad	3,88	2,83	3,36	3,56
	final	7,17	3,57	6,21	6,33
<b>LD1</b>	inicio	0,29	0,31	0,24	0,31
	mitad	0,29	0,30	0,24	0,31
	final	0,29	0,30	0,24	0,31
<b>LD2</b>	inicio	0,26	0,28	0,22	0,27
	mitad	0,25	0,26	0,21	0,26
	final	0,24	0,25	0,20	0,25
<b>LD3</b>	inicio	0,26	0,28	0,22	0,27
	mitad	0,25	0,26	0,21	0,26
	final	0,24	0,25	0,20	0,25
<b>Cable subterráneo</b>	inicio	0,26	0,28	0,22	0,28
	mitad	0,26	0,28	0,22	0,28
	final	0,26	0,28	0,22	0,28

### 3.1.4 Corriente de cortocircuito con relación a la capacidad de los equipos

El análisis para la verificación del dimensionamiento de la capacidad de cortocircuito de los equipos instalados en la planta, se la realizó para el escenario de máximas corrientes de cortocircuito (2G+2L/T); condición donde se genera la magnitud máxima de las corrientes de falla; siendo este valor el adecuado para corroborar el correcto dimensionamiento de los equipos.

La comparación se llevará a cabo considerando únicamente con la corriente de cortocircuito pico ( $i_p$ ) para barras, mientras que para interruptores de medio y bajo voltaje se lo realizara a partir de la corriente simétrica inicial ( $I''_k$ ); ya que estos parámetros son ingresados en la base de datos del software ETAP y los cuales se encuentra en los datos de placa de los elementos.

A continuación, se muestran las máximas corrientes de cortocircuito, para los diferentes tipos de fallas analizados, cuyas magnitudes serán comparados con las capacidades de cortocircuito de las diferentes barras que conforman la central.

**Tabla 3.1.1.7** Comparación de Capacidad de Equipos en relación a la corriente de Cortocircuito para la Falla Trifásica

Barra	Caso de Estudio	2G + 2 L/T	Capacidad CC de Equipos [KA]
ID		Ip [KA]	
	kV		
B-GE1-INT1	13,8	59,47	104
B-GE2-INT2	13,8	59,40	104
B-OFICINAS/ETA	0,22	1,21	52,5
BARRA_CCM-U1	0,48	43,93	84
BARRA_CCM-U2	0,48	44,88	84
BARRA_ILAU1	0,22	15,39	25
BARRA_TD-SE	13,8	0,53	62
BARRA_TD-SE.	13,8	0,53	62
BARRA_TSC	0,22	6,49	52,5
B_MAN230_1	230	10,63	40
CCCM-B1	0,48	54,47	84
CCCM-B2	0,48	55,30	84
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	28,28	40
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,48	28,18	40
TPRB-U1.	13,8	59,47	104
TPRB-U2.	13,8	59,40	104
TSG BARRA ESENCIAL	0,48	49,82	84
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	50,00	84
TSS_BARRA ESENCIAL	0,22	20,68	52,5
TSS_BARRA NO ESENCIAL	0,22	20,68	52,5

**Tabla 3.1.1.8** Comparación de Capacidad de Equipos en relación a la corriente de Cortocircuito para la Falla Bifásica

Barra	Caso de Estudio	2G + 2 L/T	Capacidad CC de Equipos [KA]
ID		Ip [KA]	
	[kV]		
B-GE1-INT1	13,8	51,97	104
B-GE2-INT2	13,8	51,90	104
B-OFICINAS/ETA	0,22	1,05	52,5
BARRA_CCM-U1	0,48	37,54	84
BARRA_CCM-U2	0,48	38,14	84
BARRA_ILAU1	0,22	13,32	25

Barra	Caso de Estudio	2G + 2 L/T	Capacidad CC de Equipos [KA]
ID		Ip [KA]	
	[kV]		
BARRA_TD-SE	13,8	0,45	62
BARRA_TD-SE.	13,8	0,45	62
BARRA_TSC	0,22	5,60	52,5
B_MAN230_1	230	10,17	40
CCCM-B1	0,48	9,23	84
CCCM-B2	0,48	46,50	84
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	46,87	40
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,48	24,12	40
TPRB-U1.	13,8	24,17	104
TPRB-U2.	13,8	51,97	104
TSG BARRA ESENCIAL	0,48	51,90	84
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	42,22	84
TSS_BARRA ESENCIAL	0,22	42,66	52,5
TSS_BARRA NO ESENCIAL	0,22	17,16	52,5

**Tabla 3.1.1.9** Comparación de Capacidad de Equipos en relación a la corriente de Cortocircuito para la Falla Bifásica a Tierra

Barra	Caso de Estudio	2G + 2 L/T	Capacidad CC de Equipos [KA]
ID		Ip [KA]	
	[kV]		
B-GE1-INT1	13,8	51,98	104
B-GE2-INT2	13,8	51,91	104
B-OFICINAS/ETA	0,22	1,22	52,5
BARRA_CCM-U1	0,48	42,63	84
BARRA_CCM-U2	0,48	42,95	84
BARRA_ILAU1	0,22	15,40	25
BARRA_TD-SE	13,8	0,56	62
BARRA_TD-SE.	13,8	0,56	62
BARRA_TSC	0,22	6,36	52,5
B_MAN230_1	230	11,77	40
CCCM-B1	0,48	10,13	84
CCCM-B2	0,48	53,46	84
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	53,43	40

Barra	Caso de Estudio [kV]	2G + 2 L/T	Capacidad CC de Equipos [KA]
ID		Ip [KA]	
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,48	26,75	40
TPRB-U1.	13,8	26,95	104
TPRB-U2.	13,8	51,98	104
TSG BARRA ESENCIAL	0,48	51,92	84
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	47,78	84
TSS_BARRA ESENCIAL	0,22	48,74	52,5
TSS_BARRA NO ESENCIAL	0,22	21,07	52,5

**Tabla 3.1.2.0** Comparación de Capacidad de Equipos en relación a la corriente de Cortocircuito para la Falla Monofásica

Barra	Caso de Estudio [kV]	2G + 2 L/T	Capacidad CC de Equipos [KA]
ID		Ip [KA]	
B-GE1-INT1	13,8	0,04	104
B-GE2-INT2	13,8	0,04	104
B-OFICINAS/ETA	0,22	1,21	52,5
BARRA_CCM-U1	0,48	36,88	84
BARRA_CCM-U2	0,48	36,00	84
BARRA_ILAU1	0,22	14,80	25
BARRA_TD-SE	13,8	0,57	62
BARRA_TD-SE.	13,8	0,57	62
BARRA_TSC	0,22	5,34	52,5
B_MAN230_1	230	8,82	40
CCCM-B1	0,48	49,45	84
CCCM-B2	0,48	47,38	84
CCP_BARRA ESENCIAL	0,48	20,71	40
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,48	21,41	40
TPRB-U1.	13,8	0,04	104
TPRB-U2.	13,8	0,04	104
TSG BARRA ESENCIAL	0,48	40,99	84
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,48	43,72	84



Barra ID	Caso de Estudio [kV]	2G + 2 L/T	Capacidad CC de Equipos [KA]
		I <sub>p</sub> [KA]	
TSS_BARRA ESENCIAL	0,22	19,63	52,5
TSS_BARRA NO ESENCIAL	0,22	19,63	52,5

Por otro lado, el análisis de la capacidad de cortocircuito de los diferentes interruptores de medio y bajo voltaje de la central, se lo realizó a través de la comparación de la capacidad de ruptura máxima de cortocircuito (I<sub>cu</sub>), la capacidad de interrupción del servicio de cortocircuito (I<sub>cs</sub>) y la corriente simétrica inicial de cortocircuito, obtenida para las máximas corrientes de cortocircuito del primer escenario, ya que en esta condición es donde se generan las máximas corrientes de falla dentro del sistema eléctrico de la planta, como se muestra en la **Tabla 3.1.2.1**.

**Tabla 3.1.2.1** Comparación de la capacidad de los interruptores de medio y bajo voltaje con relación al valor de corriente de cortocircuito

Barra donde se ubica el interruptor	Capacidad CC de Equipos [KA]				2G + 2 L/T			
	Interruptores	Nivel de voltaje [kV]	I <sub>cu</sub> [kA]	I <sub>cs</sub> [kA]	Falla 3φ [kA]	falla 1φ [kA]	falla 2φ [kA]	falla 2φ-t [kA]
					I" k	I" k	I" k	I" k
<b>Generadores</b>	52-U1, 52-U2	13,8	40	40	22	0.02	19.80	19.80
<b>CCCM</b>	52-A1, 52-A2 y 52-T	0,48	65	65	28	25	24	27
	52-11 y 52-21	0,48	50	50	28	25	24	27
	52-12 y 52-22	0,48	50	50	28	25	24	27
	52-13 y 52-23	0,48	50	50	28	25	24	27
	52-14 y 52-24	0,48	50	50	28	25	24	27
	52-15 y 52-25	0,48	50	50	28	25	24	27
<b>CCM-U1</b>	52-A1, 52-A2	0,48	50	50	24	19	20	20
	52-01	0,48	50	50	24	19	20	20
<b>CCM-U2</b>	52-A1, 52-A2	0,48	50	50	24	19	20	20
	52-01	0,48	50	50	24	19	20	20
<b>TSG</b>	52-A1, 52-A2, 52-T	0,48	50	50	26	22	22	25
	52-115	0,48	50	50	26	22	22	25
<b>CCP</b>	52-A1, 52-A2, 52-T	0,48	25	25	16	12	14	15
	52-04	0,48	25	12	16	12	14	15

Barra donde se ubica el interruptor	Capacidad CC de Equipos [KA]				2G + 2 L/T			
	Interruptores	Nivel de voltaje [kV]	Icu [kA]	Ics [kA]	Falla 3φ [kA]	falla 1φ [kA]	falla 2φ [kA]	falla 2φ-t [kA]
					I''k	I''k	I''k	I''k
<b>TDSE</b>	52-A1, 52-A2, 52-T, 52-1, 52-2, 52-3, 52-4, 52-5, 52-6	13,8	25	25	0,29	0,31	0,25	0,31
<b>TSS</b>	52-A1, 52-A2, 52-T	0,22	42	42	11,3	10,7	9,4	11,5
	52-01	0,22	50	50	11,3	10,7	9,4	11,5
<b>TSTA</b>	52-A1, 52-A2	0,22	42	42	7	7,6	5,9	7,6
	52-02	0,22	50	50	7	7,6	5,9	7,6
<b>CAMPAMENTO</b>	52-A1	0,22	50	50	4	3	3,4	3,8
	52-01	0,22	50	50	4	3	3,4	3,8

### 3.1.5 Análisis de resultado

Los resultados obtenidos para los casos estudios muestran que las corrientes de cortocircuito se encuentran por debajo de la capacidad de las diferentes barras del sistema eléctrico de la central, verificando que su diseño está acorde a las circunstancias actuales de la planta.

De igual manera, al realizar el análisis de verificación de la capacidad de cortocircuito para los interruptores de medio y bajo voltaje, se pudo observar que las corrientes de cortocircuito se encuentran por debajo de la capacidad de ruptura máxima de cortocircuito (Icu) y la capacidad de interrupción del servicio de cortocircuito (Ics), por lo cual no tendrán inconvenientes al momento de soportar y despejar cualquier tipo de falla generada dentro del sistema.

El único inconveniente se encuentra en los interruptores de bajo voltaje, ubicados en el tablero de la presa, debido a que su capacidad de interrupción del servicio de cortocircuito (Ics) es menor a la de interrupción del servicio de cortocircuito (Icu), por lo tanto, al generarse una falla de trifásica, bifásica y bifásica a tierra estos podrán soportar la corriente de cortocircuito, pero no podrán despejarla ya que sus contactos se fundirán antes de poder realizar esta operación.

Este problema no es tan severo ya que todo el tiempo los motores y cargas de este sistema se encuentran en reposo, debido a que su operación se la realiza únicamente durante un lavado de embalse, para la entrada o salida de una unidad o en el periodo lluvioso; en el

cual, se cuenta con un gran volumen de agua, el mismo que no puede ser turbinado por completo y debido a esto, es necesario la apertura de los vertederos, siendo necesario la operación de este sistema, por lo tanto, el grado de incidencia de cortocircuitos dentro de este sistema será casi nulo y no afectara en el funcionamiento normal y continuo de la planta.

Finalmente, el análisis de cortocircuito nos permitió observar, comparar y analizar las magnitudes de corrientes de cortocircuito que se generan debido a los diferentes tipos de fallas y así poder verificar que el dimensionamiento de los equipos se encuentre dentro de los rangos permitidos, asegurando un funcionamiento seguro y confiable del sistema eléctrico de la central.

## 4. CAPITULO IV

### 4.1 VERIFICACION DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES DE 480 V Y 13,8 kV

El análisis de coordinación de protecciones del sistema eléctrico de la central Manduriacu inicia con una explicación breve del módulo utilizado para la coordinación de protecciones de 480 V y 13,8 kV. A continuación, se describirán las consideraciones que fueron tomadas durante el presente estudio y los criterios adoptados en los instantes de realizar la coordinación de protecciones. Además, se realizará una verificación del dimensionamiento de TC's de medida de 13,8 kV y las unidades de disparo.

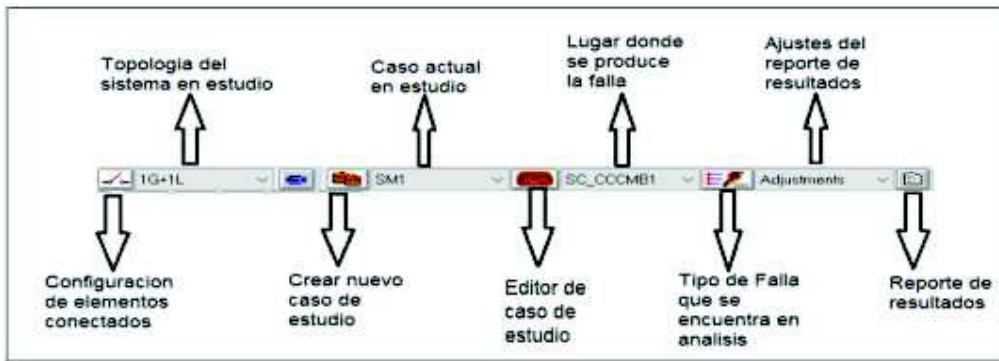
Para concluir se presentarán los resultados obtenidos a partir de la nueva parametrización, los cuales mostrarán las curvas características y los ajustes recomendados para cada uno de los dispositivos de protección, con el objetivo de mejorar los índices de disponibilidad y confiabilidad en la operación de la central.

Debido a que, durante la operación de la CHM, se han suscitado eventos de falla dentro del sistema de servicios auxiliares y principalmente en las líneas de distribución de 13,8 kV que abastecen de energía eléctrica al campamento y al sistema de captación, provocando problemas de desenergización de la barra de la subestación de 13,8 kV, esto debido a la inadecuada operación de las protecciones, poniendo en riesgo el abastecimiento de los servicios auxiliares de las unidades y de la Subestación Manduriacu.

#### 4.1.1 Modulo

El módulo Device Coordination de ETAP, permite realizar la selección, parametrización y coordinación de los dispositivos de protección, mediante el uso de una amplia gama de dispositivos de protección con la que cuenta su biblioteca, los diagramas unifilares inteligentes y la base de datos multimedia integrada.

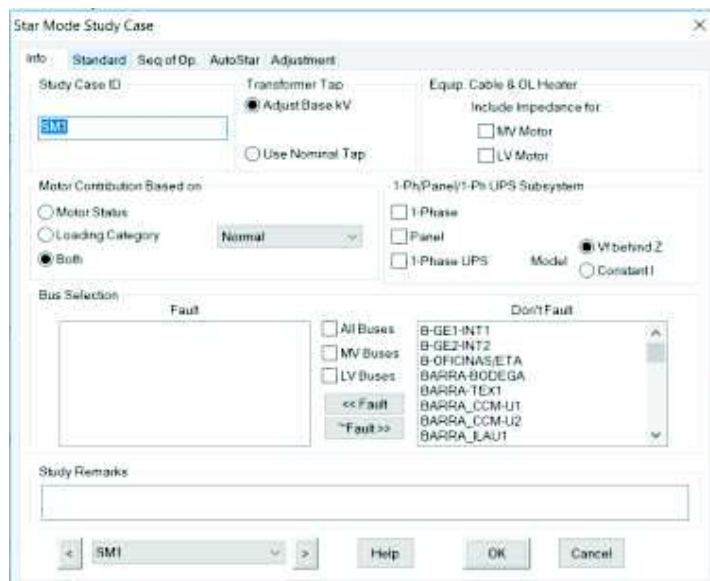
Permite crear y guardar un número indefinido de casos de estudio, y dibujar las curvas características de los elementos de protección. Por otro lado, mediante la barra de herramientas se logra escoger la topología del sistema, necesaria para llevar a cabo el análisis, creación de nuevos casos de estudio, configuración de los mismos, ubicación de las fallas y el correspondiente reporte de resultados. Como se observa en la **Figura 4.1.1.1**.



**Figura 4.1.1.1** Barra de herramientas para el módulo Device Coordination de ETAP.

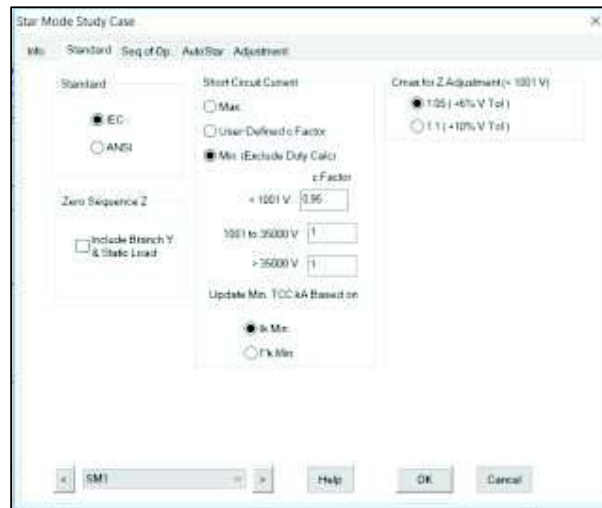
La barra de herramientas cuenta con el editor de casos de estudio; donde se realiza la configuración de variables de control de solución, selección de barras a fallar y las opciones para obtener los informes de resultados.

El editor de casos de estudios posee varias pestañas, que se describen a continuación. La **Figura 4.1.1.2**, muestra la pantalla de información, en la cual se puede ingresar el nombre del caso de estudio, la selección del ajuste del tap de los transformadores, incluir o no la impedancia del cable de motores de medio y bajo voltaje, la contribución a la falla de motores, cargas o ambos, considerar los subsistemas monofásicos (1 $\phi$ ), paneles (3 $\phi$  y 1 $\phi$ ), así como elementos UPS (1 $\phi$ ) y finalmente escoger el elemento a fallar.



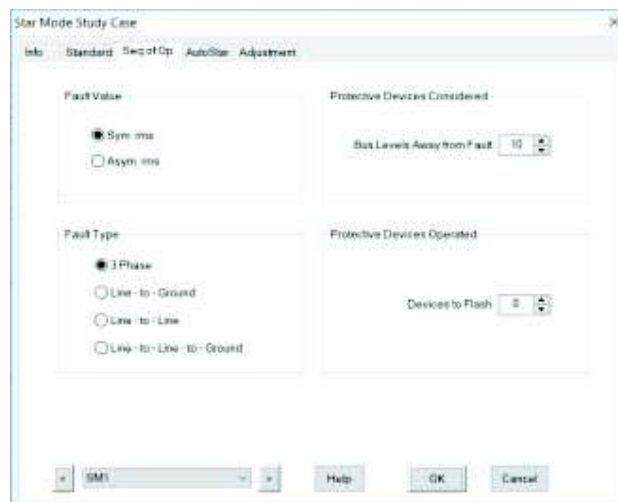
**Figura 4.1.1.2** Pestaña de información del editor de casos de estudio

La segunda pestaña de editor de caso de estudio, permite elegir la norma IEC o ANSI, entre las corrientes de cortocircuito máximas, mínimas o utilizar el factor c para llevar a cabo el caso de estudio, y ajustar el valor de la impedancia Z (<1000V) para transformadores y generadores a través de la utilización del factor K, el mismo que se especifica para mantener constante la magnitud de Z dentro del cálculo de estos dispositivos.



**Figura 4.1.1.3** Pestaña de standard de editor de casos de estudio.

Dentro de la tercera pestaña (Sec. Of Op.) se puede seleccionar entre fallas simétricas o asimétricas, el tipo de fallas (trifásicas, monofásica, bifásica o bifásica a tierra), el nivel de elementos considerados lejos de la falla y elegir el número de elementos para visualizar su operación dentro del sistema (Devices to flash).



**Figura 4.1.1.4** Pestaña Sec. Of Op del editor de casos de estudio.

El AutoStar, es una herramienta desarrollada por ETAP para realizar rápidamente un análisis del sistema en estudio, logrando detectar posibles problemas de diseño y tomar decisiones con mayor rapidez. Esta pestaña permite el ingreso, de reglas o condiciones que el ingeniero desea adoptar dentro del estudio, elegir el método para la coordinación de protecciones, y seleccionar el tipo de evaluación entre coordinación, protección o ambos para los diferentes elementos del sistema eléctrico.

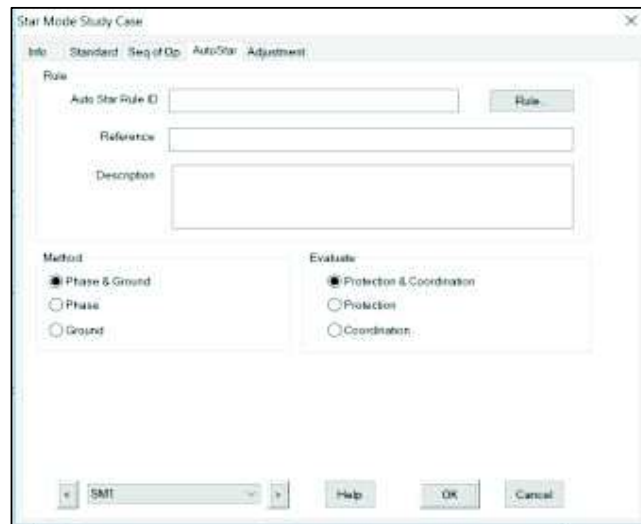


Figura 4.1.1.5 Pestaña de AutoStar del editor de casos de estudio.

Para finalizar, se tiene la pestaña ajuste, donde se puede realizar la configuración de la tolerancia de la resistencia y la impedancia del equipo. El ajuste se lo realiza considerando la tolerancia en porcentaje individual o global de transformadores, reactores, overload heater, cables y líneas de transmisión.

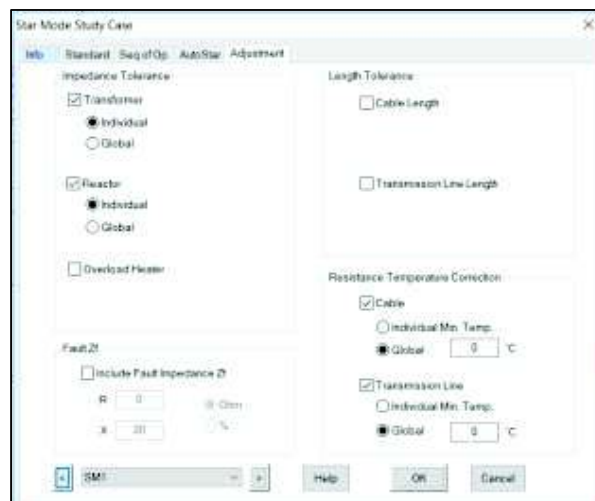


Figura 4.1.1.6 Pestaña de ajustes del editor de casos de estudio.

#### 4.1.2 Considerados para el estudio de coordinación de protecciones

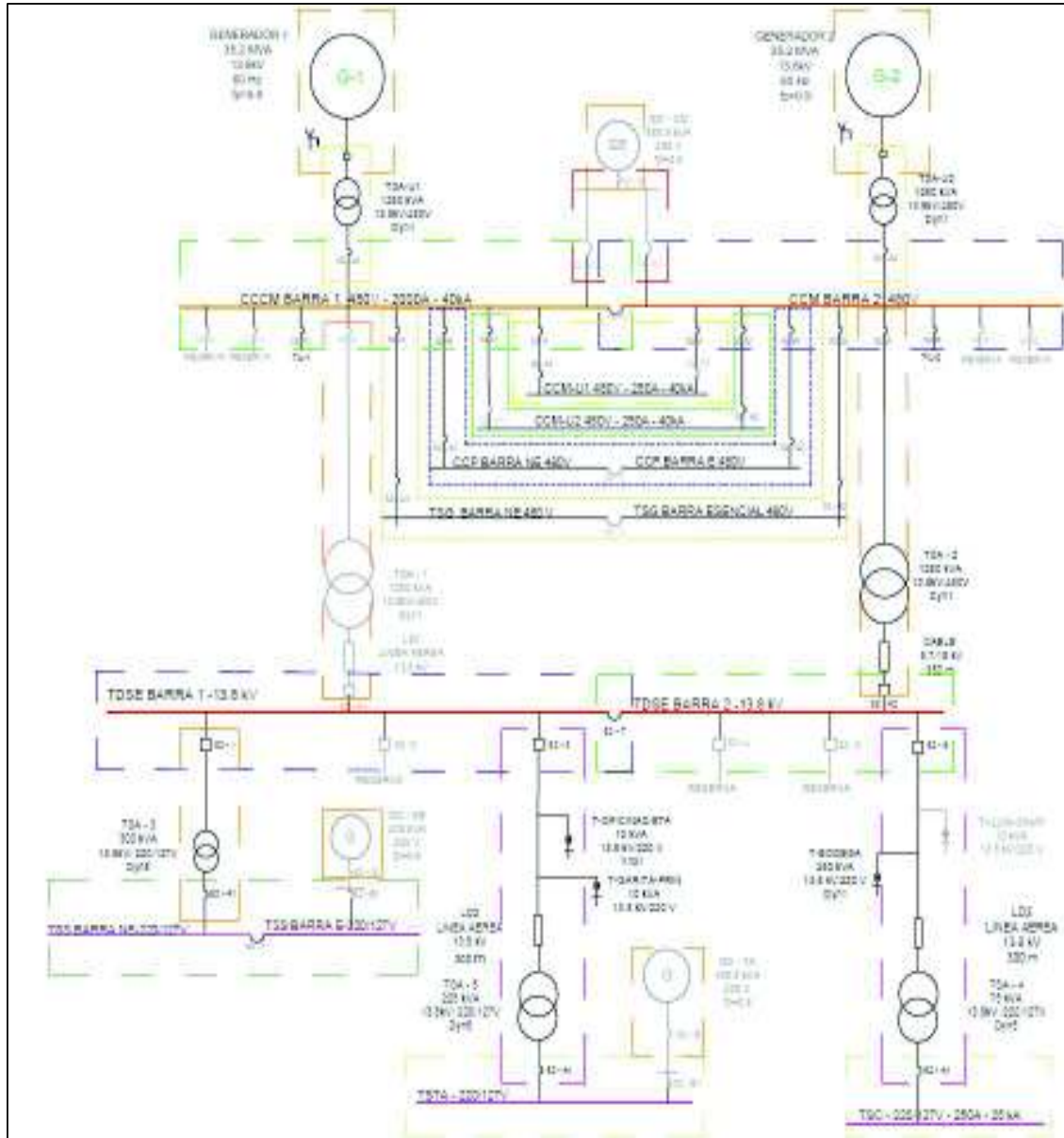
Las consideraciones a partir de las cuales se realiza los análisis se describen a continuación:

- El análisis partirá de la parametrización actual de cada equipo de protección de la CHM y a partir de estos se realizarán las recomendaciones de reajuste.
- El estudio se lo llevará a cabo, para el escenario de mínimas corrientes de cortocircuito analizado en el capítulo de cortocircuitos, ya que estos son los recomendados para realizar el ajuste de los dispositivos protección.
- La coordinación de protecciones iniciará desde la carga más alejada a la fuente; para el caso del sistema eléctrico de la central, este iniciará desde el campamento y la toma de agua hasta llegar a la barra de subestación de 13,8 kV, aquí se realizará la coordinación con sus sistemas auxiliares 220 V; una vez concluido, se continuará hacia las barras de 480 V de casa de Máquinas en la cual se deberá realizar la coordinación entre los dispositivos de protección del centro de cargas de la unidad uno y dos, el tablero de servicios generales, el centro de cargas de la presa y los sistemas de iluminación, finalmente el proceso concluirá en los generadores.
- Para el generador se tiene una filosofía de puesta a tierra de alta impedancia.
- En los transformadores y generadores las protecciones principales serán las funciones de diferenciales mientras que las de sobre corriente fase y tierra, voltaje, secuencia negativa, y demás configuradas serán de respaldo.
- El esquema en los sistemas auxiliares internos de la Central a nivel de 13,8 kV se considera que, en primera instancia, actúen los relés o unidades de disparo antes que los fusibles en líneas de distribución, esto debido a la solicitud del personal de la planta, tiempos de restablecimiento, tipo de carga conectada, topología del sistema, costos y stock de repuestos; ya que conllevaría tomar un mayor tiempo de restablecimiento del sistema al realizar el cambio de elementos de protección y esto puede ser un inconveniente, en momentos críticos de operación de la central.
- Los ajustes se los obtendrá al realizar análisis de flujos de potencia, y cortocircuitos trifásicos, bifásicos y monofásicos a tierra en diferentes puntos del sistema eléctrico, con los cuales se logrará verificar y realizar las pertinentes recomendaciones para cumplir con el objetivo de desarrollar el estudio de coordinación, procurando salvaguardar los equipos principales y la integridad del personal, que labora en las instalaciones de la planta. Cada uno de los ajustes para cada relé de protección se los podrá observar en la **sección 4.2.6** y sus curvas características se las podrá observar con detalle en los anexos del **XXIII al XLVIII**.



### 4.1.3 Zonas de protección

La **Figura 4.1.1.7**, muestra las zonas de protección de los sistemas auxiliares de la CHM, el cual parte desde los generadores hacia los distintos subsistemas, que en conjunto formaran el sistema eléctrico de la central Manduriacu.



**Figura 4.1.1.7** Zonas de protección de la central hidroeléctrica Manduriacu.

### 4.1.4 Criterios adoptados para la coordinación de protecciones

El sistema eléctrico de la central es un sistema radial, por lo cual, se considera que los dispositivos de protección de sobrecorriente cumplirán las funciones de protección

primaria, protección de respaldo local y remota. Por tal razón todos los sistemas de protección arrancaran al mismo tiempo al generarse una falla, pero su operación se realizará en tiempos diferentes. El sistema cuenta principalmente con protecciones de sobrecorriente de fase y neutro por lo cual se consideran los criterios que describen a continuación:

- Los relés sobrecorriente para la protección de barra actuaran de manera instantánea si la falla se produce cerca o en la barra, mientras que, si se genera una falla en un lugar alejado, actuara en forma temporizada a través de la curva de tiempo inverso (I vs t) para un tiempo definido.
- Para las líneas de distribución se tiene la configuración relé-fusible, pero como ya se dijo anteriormente, se priorizará la actuación del relé, por tanto, el ajuste de la  $I_{TAP}$  será igual a la máxima corriente de cortocircuito, la misma que opera de manera instantánea dentro del 80% de su zona de protección; mientras que para fallas más allá del 80% operar de forma temporizada.
- El ajuste de la protección 50/51 N será el 60% del ajuste de fase.

#### 4.1.5 Verificación de los TC's de medida y unidades de disparo

El transformador de corriente "TC" es uno de los componentes del sistema de protección, y su correcto dimensionamiento permitirá la no saturación del transformador debido a eventos transitorios o por flujos remanentes; garantizando una operación segura y confiable de las protecciones.

La corriente en el lado secundario del TC, se encuentra normalizado; la norma americana toma el valor de 5 amperios, la norma europea de 1 amperio para el lado secundario; mientras que dentro del sistema ecuatoriano el valor estándar es de 5 amperios. La **Tabla 4.1.1.1**, muestra las corrientes normalizadas para el lado primario del TC.

**Tabla 4.1.1.1** Valores normalizados de la corriente primaria del TC

20 [A]	100 [A]	300 [A]	600 [A]	1200 [A]	2500 [A]
40 [A]	150 [A]	400 [A]	800 [A]	1500 [A]	3500 [A]
50 [A]	200 [A]	500 [A]	1000 [A]	2000 [A]	4000 [A]

A continuación, se realiza la verificación para los transformadores de corriente de 13.8 kV, ubicados en la subestación, en los generadores y servicios auxiliares. Por lo tanto, se

realiza el cálculo de la corriente de demanda máxima para determinar la relación de transformación (RTC).

- Para los TC's en los generadores y servicios auxiliares.

En este lado se considera al transformador T-1 de 39,4 MVA a un nivel de voltaje de 13,8/230 kV.

$$S = \sqrt{3} * V * I$$

#### **Ecuación 4.1.5 Potencia Aparente**

Donde:

S: potencia aparente de transformador.

V: nivel de voltaje del lado donde se realiza el cálculo.

I: corriente de demanda máxima.

$$I = I_{DMAX} = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

$$I_{DMAX} = \frac{39,4 [MVA]}{\sqrt{3} * 13,8 [kV]}$$

$$I_{DMAX} = 1648,38 [A]$$

Por lo cual, el valor de RTC seleccionado será de 2000/5 A, el mismo que se encuentra instalado dentro del sistema de protección de la central.

- Para los TC's que se encuentran en la barra de 13,8 kV de la subestación.

En este sitio se tiene un transformador de 500 kVA a un nivel de voltaje de 13,8 kV/480V, para los TC's relacionados al incoming principal se tiene:

$$S = \sqrt{3} * V * I$$

$$I = I_{DMAX} = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

$$I_{DMAX} = \frac{500 [kVA]}{\sqrt{3} * 13,8 [kV]}$$

$$I_{DMAX} = 20,92 [A]$$

En este sitio además existen seis relés de protección que salen hacia los sistemas auxiliares de la subestación, la toma de agua, el campamento y el resto se encuentran en reserva, aquí se tiene varios transformadores y para el cálculo se

tomara el transformador de 225 kVA a un nivel de voltaje de 13,8 kV/220V, considerando que éste es el de mayor potencia en relación a los transformadores que se encuentran dentro de los ramales de alimentación de estos sitios.

$$I_{DMAX} = \frac{225 [kVA]}{\sqrt{3} * 13,8 [kV]}$$

$$I_{DMAX} = 9,41 [A]$$

Para estos dos casos se tiene que la RTC es 40/5 y 20/5 respectivamente; estos valores son los que se encuentran instalados dentro del sistema, corroborando su dimensionamiento.

Por otro lado, se debe especificar el burden y la clase de precisión del transformador de corriente (TC). El burden expresa la capacidad en voltios-amperios máxima de consumo de los elementos conectados en el lado secundario del TC, y la lectura no debe exceder los límites de error permitidos; sus valores se encuentran comprendidos entre el 25% y el 100 % de la carga nominal [8].

La norma IEC establece que la clase de precisión se mantendrá cuando, en condiciones de operación normal la corriente que circula por el devanado primario debe ser inferior a la corriente nominal del lado primario y bajo condiciones de cortocircuito, la corriente que circula por el devanado primario debe un múltiplo inferior a la corriente nominal del devanado primario. Las **Tablas 4.1.1.2 y 4.1.1.3**, que se muestra a continuación muestran la clase de precisión para TC's de medición y protección.

**Tabla 4.1.1.2** Clase de precisión para TC's de medición [8]

Clase de Precisión	Error de medición para valore de corriente nominal (%)			
	5 (VA)	20 (VA)	100 (VA)	120 (VA)
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2
0,5	1,75	0,75	0,5	0,5
1	3	1,5	0,1	0,1

**Tabla 4.1.1.3** Clase de precisión para TC's de protección [8]

Clase de Precisión	Error de medición para valore de corriente nominal (%)	Error compuesto para la corriente límite de precisión (%)
5P	± 1	5
10P	± 3	10

Con los resultados obtenidos dentro de flujos de potencia, cortocircuito y las consideraciones mencionadas anteriormente se muestran a continuación el dimensionamiento de los transformadores de protección y medición de 13.8 kV.

**Tabla 4.1.1.4** Relación de transformación (RTC), burden y precisión de los TC's

Ubicación	RTC [A]	Burden [VA]	Precisión
Generadores 13,8 [kV]	2000/5	75	5P20
Generadores-CCCM 13,8 [kV]	200/5	100	5P20
Subestación incoming principal de las barras 13,8 [kV]	40/5	50	5P20
Subestación hacia los subsistemas 13,8 [kV]	20/5	50	5P20

Finalmente, se puede concluir que el dimensionamiento de los transformadores de corriente que se encuentran instalados dentro del sistema eléctrico de la central Manduriacu, son los adecuados, lo cual no permitirá la saturación de los TC's y la correcta operación al momento de censar la corriente de cortocircuito, para la actuación de las protecciones.

Por otra parte, se tiene las unidades de disparo que son elementos de protección de bajo voltaje; los cuales al igual que los relés utilizan TC's para medir o censar la corriente; pero con la diferencia que el TC se encuentra incorporado dentro del mecanismo de las unidades de disparo y no se encuentra externamente como es común. Por tanto, su dimensionamiento se lo realiza a partir de la corriente de demanda máxima y la corriente de cortocircuito pico; con esto datos se dimensionará el sensor y a partir de este se realizarán los ajustes necesarios de las protecciones.

A continuación, se realiza un ejemplo de cálculo. El ejemplo se lo realizará para los incoming principales relacionados a los interruptores 52-A1 y 52-A2, del centro de cargas de la casa de máquinas (CCCM).

En estas barras se tiene una corriente pico de cortocircuito trifásico ( $I_p$ ) igual a 55 [kA]; se utiliza esta magnitud por ser la ingresada al software y la falla, debido a ser considerada la más grave; para encontrar la corriente de demanda máxima se aplica la **ecuación 4.1.5**, considerando la capacidad de los transformadores TSA-U1 y TSA-U2 de 1,25 MVA.

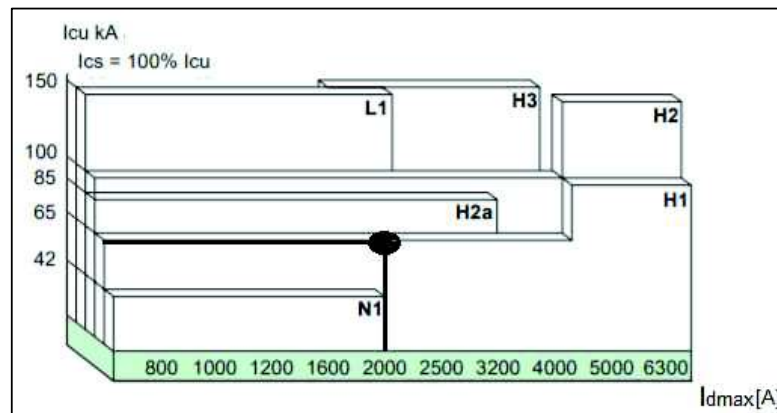
$$S = \sqrt{3} * V * I$$

$$I = I_{D_{MAX}} = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

$$I_{D_{MAX}} = \frac{1,25 [MVA]}{\sqrt{3} * 480 [V]}$$

$$I_{D_{MAX}} = 1503,51 [A]$$

Con el cálculo de la corriente de demanda máxima, la corriente de cortocircuito y utilizando el manual de Schneider de los dispositivos de protección, se lleva a cabo la selección del dispositivo de protección; para una corriente de cortocircuito de 55 kA y una corriente de demanda máxima 1503 A, es necesario utilizar un dispositivo con una capacidad de ruptura máxima de cortocircuito (Icu) de 65 kA y 2000 A, como se muestra en la **Figura 4.1.1.8**.



**Figura 4.1.1.8** Dimensiones para las unidades de disparo NW de Schneider.

Este procedimiento se lo realizó para cada una de las unidades de disparo, verificando el correcto dimensionamiento de los TC's de medida, los cuales permitirán una correcta operación en los instantes de generarse una falla, dentro del sistema eléctrico de la CHM; debido a que no sufrirán una saturación, al momento de censar la corriente de cortocircuito.

#### 4.1.6 Resultados

Los resultados obtenidos una vez concluido con el análisis de coordinación de protecciones, siguiendo cada uno de las consideraciones y criterios adoptados, se encuentran descritos a continuación. Los cuales indican, criterios propios para cada tablero, ajustes actuales, recomendados, y finalmente, se muestra el diagrama de curvas para el caso más representativo de cada sitio; la curva representativa para cada dispositivo de protección se lo podrá observar con detalle, dentro de los anexos **XIX, XX, XXI, y XXII**.

### **Centro de Carga de la Casa de Máquinas “CCCM”**

El switchgear principal de la casa de máquinas se encuentra conformado tanto por elementos mecánicos y eléctricos; entre los que se encuentran los dispositivos de protección. Este panel alberga a 21 interruptores de medio voltaje con sus respectivas unidades de disparo, que sirven de interconexión con los diferentes sistemas (CCM U1, CCM U2, CCP, TSG Y TDSE) y cuatro relés, que protegen a los transformadores de excitación de cada unidad y los transformadores TSA U1 y U2 en alta.

La parametrización de cada uno de estos fue necesaria para obtener un sistema de protecciones con una adecuada coordinación, siguiendo los criterios generales y los propios para el CCCM, los cuales son descritos a continuación:

- Los dispositivos asociados a los interruptores principales 52-A1 y 52-A2, actuarán ante fallas cercanas a las barras del CCCM.
- Los elementos de protección asociados a los subsistemas (CCM U1, CCM U2, CCP, TSG Y TDSE) actuarán ante fallas producidas en cada uno de estos y que no hayan sido aún despejadas por las protecciones propias de cada carga.
- Los ajustes de la protección del bypass serán similares a las de los interruptores 52-A1 y 52-A2, por eventuales maniobras operativas en las cuales sea necesario realizar la energización de las dos barras mediante el bypass, condición que se presentará cuando se encuentre fuera de servicio una de las dos unidades.
- En una condición de operación también permitir realizar una energización por el lado de baja de los transformadores.
- Se adopta un criterio de protección para fusibles y relés de protección, considerando una condición operativa y dado que las líneas de medio voltaje no son de mayor longitud y tomando en cuenta la criticidad de las cargas que alimentan. La primera línea de protección de las líneas de distribución serán los relés de alto y bajo voltaje, mientras que los fusibles o tirafusibles actuarán como segunda línea de protección de manera de poder rearmar el sistema de protecciones en menor tiempo que cambiar un tirafusible.

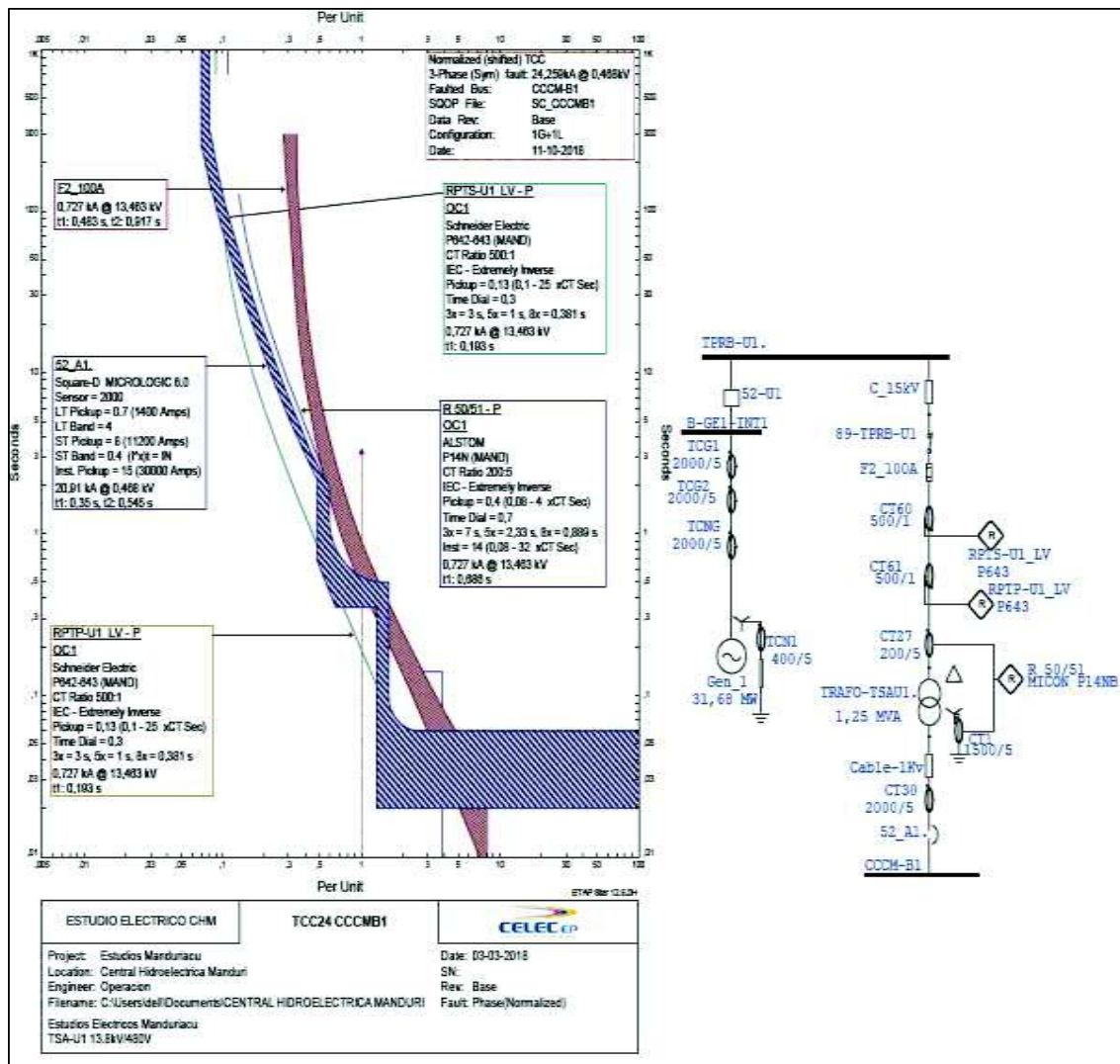
Teniendo presente cada uno de los criterios antes mencionados, se realizó la nueva parametrización de los ajustes de cada uno de los relés y dispositivos de protección que se encuentran dentro del tablero de centro de cargas de casa de máquinas (CCCM), dando como resultados los ajustes que se muestran en la **Tabla 4.1.1.5**.

**Tabla 4.1.1.5 Ajustes actuales vs ajustes recomendados**

Elemento	Característica	Ajustes actuales		Ajustes recomendados	
	Fase	I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial[s]
52-A1 52-A2 52-T	Long-time	1400	4,00	1600	4,00
	Short-time	11200	0,40	6400	0,10
	Instantáneo	30000	0,00	30000	0,00
	Ground	500	0,20	500	0,20
Relé 50/51 MICOM P14NB	Fase	I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial [s]
	Temporizada	80	0,70	60	0,70
	Instantánea	2800	0,00	2800	0,00
	Ground	1500	0,30	1500	0,50
52-11 52-12 52-21 52-22	Fase	I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial [s]
	Long-time	250	4,00	250	16
	Short-time	1000	0,30	1000	0 OFF
	Instantáneo	3000	0,00	3000	0,0
	Ground	125	0,30	125	0 OFF
52-13 52-23	Fase	I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial [s]
	Long-time	630	16,00	630	16,00
	Short-time	3150	0,00	3150	0,20
	Instantáneo	9450	0,00	9450	0,00
	Ground	252	0,00	252	0,20
52-14 52-24	Fase	I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial [s]
	Long-time	630	2,00	630	2,00
	Short-time	3150	0,00	3150	0,20
	Instantáneo	6300	0,00	6300	0,00
	Ground	315	0,00	315	0,20
52-15 52-25	Fase	I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial [s]
	Long-time	640	8,00	640	4,00
	Short-time	6400	0,40	5120	0,40
	Instantáneo	9600	0,00	9600	0,00
	Ground	320	0,10	320	0,10
52-16 52-26	Fase	I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial [s]
	Long-time	250	4,00	250	4,00
	Short-time	1000	0,30	1000	0,30
	Instantáneo	3000	0,00	3000	0,00
	Ground	125	0,30	125	0,30



A continuación, se realiza el análisis dentro de uno de los casos más representativos de los elementos de protección ubicados dentro del switchboard de la casa de máquinas, el cual muestra las curvas características de los ajustes actuales de relés de protección de bajo voltaje del transformador de potencia y de las unidades de disparo del incoming principal 52-A1; en el cual se llevó a cabo una falla trifásica (3 $\phi$ ), en la barra del CCCM.



**Figura 4.1.1.9** Curvas características y sus ajustes de los dispositivos de protección del CCCM

Como se observa en la **Figura 4.1.1.9**, las curvas muestran que no existe una correcta selectividad de las protecciones, ya que, al generarse cualquier tipo de falla, en primera instancia opera la protección de bajo voltaje de transformador de potencia RPTS-LV,

seguida de la unidad de disparo asociada al incoming principal del 52\_A1, y finalmente el relé 50/51 (MICOM P14NB) de protección en alta del transformador TSA-U1.

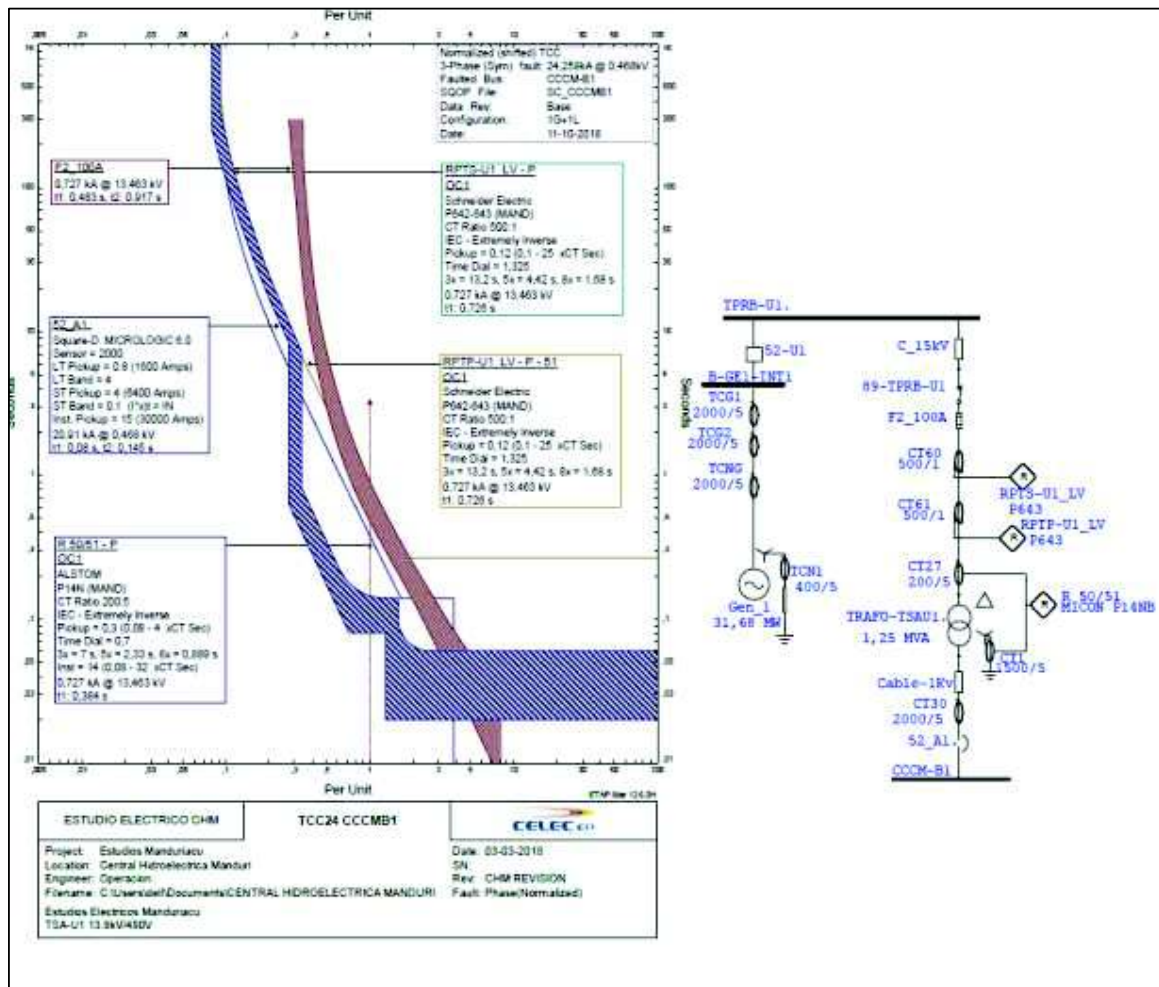
Por esta razón se recomienda realizar los cambios recomendados, además es necesario efectuar la modificación en el ajuste para el relé PRTS-LV de sobrecorriente que se muestran en la **Tabla 4.1.1.6**; dado que, por esquema de protecciones este relé toma un esquema de transformador en terciario, considerando el transformador de servicios auxiliares para evitar el disparo total de la Unidad (diferencial o sobrecorriente) frente a fallas cercanas a la barra del CCCM.

**Tabla 4.1.1.6** Ajustes actuales vs recomendados del relé PRTS LV

Elemento	Característica	Ajustes actuales		Ajustes recomendados	
	Fase	I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial [s]
Relé PRTS LV	Temporizada	65	0,30	60	1,32
	Instantánea	----	-----	----	-----
	Ground	----	-----	----	-----

Una vez realizado los cambios dentro de los ajustes para los distintos elementos de protección, se realiza la misma falla en el mismo lugar. Dando como resultado lo que se observan en la **Figura 4.1.2.0**.

Con estos resultados se puede concluir que los ajustes recomendados cumplen con el objetivo de la coordinación de protecciones, ya que las curvas con la nueva parametrización muestran que, al generarse cualquier tipo de falla, en primera instancia opera la unidad de disparo asociada al incoming principal del 52\_A1, a continuación, el relé 50/51 (MICOM P14NB) de protección en alta del transformador TSA-U1 y finalmente la protección de bajo voltaje de transformador de potencia RPTS-LV.



**Figura 4.1.2.0** Curvas características y sus ajustes de los dispositivos de protección del CCCM

Además, el análisis de protecciones dentro del tablero de casa de máquinas nos dejó las siguientes recomendaciones y consideraciones a ser adoptadas con la finalidad de contar con un sistema seguro y confiable.

- En la línea aérea que interconecta el CCCM mediante el transformador TSA-1 con el TDSE, se recomienda utilizar fusibles de 40A tipo K o 10A slowfast, de manera de obtener una selectividad adecuada, manteniendo la filosofía de proteger con los relés de alto y bajo voltaje a las líneas distribución, siendo estos considerados como protección primaria, mientras que los fusibles como protección de respaldo
- En los generadores, la protección 51N solo vera el aporte de corriente  $3i_0$  en cualquier punto de la topología, cuando supere el umbral de 17 A, el cual será generado por problemas en el devanado del generador o por daños en la resistencia de puesta a tierra del generador.

- En el relé P121 SCHNEIDER del sistema de excitación, es recomendable realizar el cambio en la relación de TC para la función de ground para estandarizar, en caso de habilitar la protección de tierra para la unidad número dos.

### **Centro de control de motores de las unidades CCM-U1 y CCM-U2**

El panel tipo MCC de las dos unidades se encuentra conformada por una barra respectivamente, que alimentan principalmente a motores y cargas de cada unidad. Cada barra cuenta con los elementos de protección asociados a cada interruptor y así como, cada uno de las cargas que se encuentra conectada a estas barras.

Criterios para la parametrización de los dispositivos de protección:

- Ante eventos suscitados en alguna carga, la primera línea de defensa será la protección asociada al interruptor termo-magnético al cual esta se encuentre conectada.
- La segunda línea de defensa será considerada al incoming principal de la barra a la cual esta se encuentra conectada.
- Si continúa sin despejarse la falla, actuaran los relés de bajo voltaje y los elementos de protección aguas arriba en el CCCM.

Los ajustes obtenidos para los elementos de protección de barra y la carga más representativa de este sitio se pueden observar en la **Tabla 4.1.1.7**, mientras que los ajustes para cada dispositivo de protección se lo podrá ver de manera detallada en los anexos **XIX, XX, XXI, y XXII**.

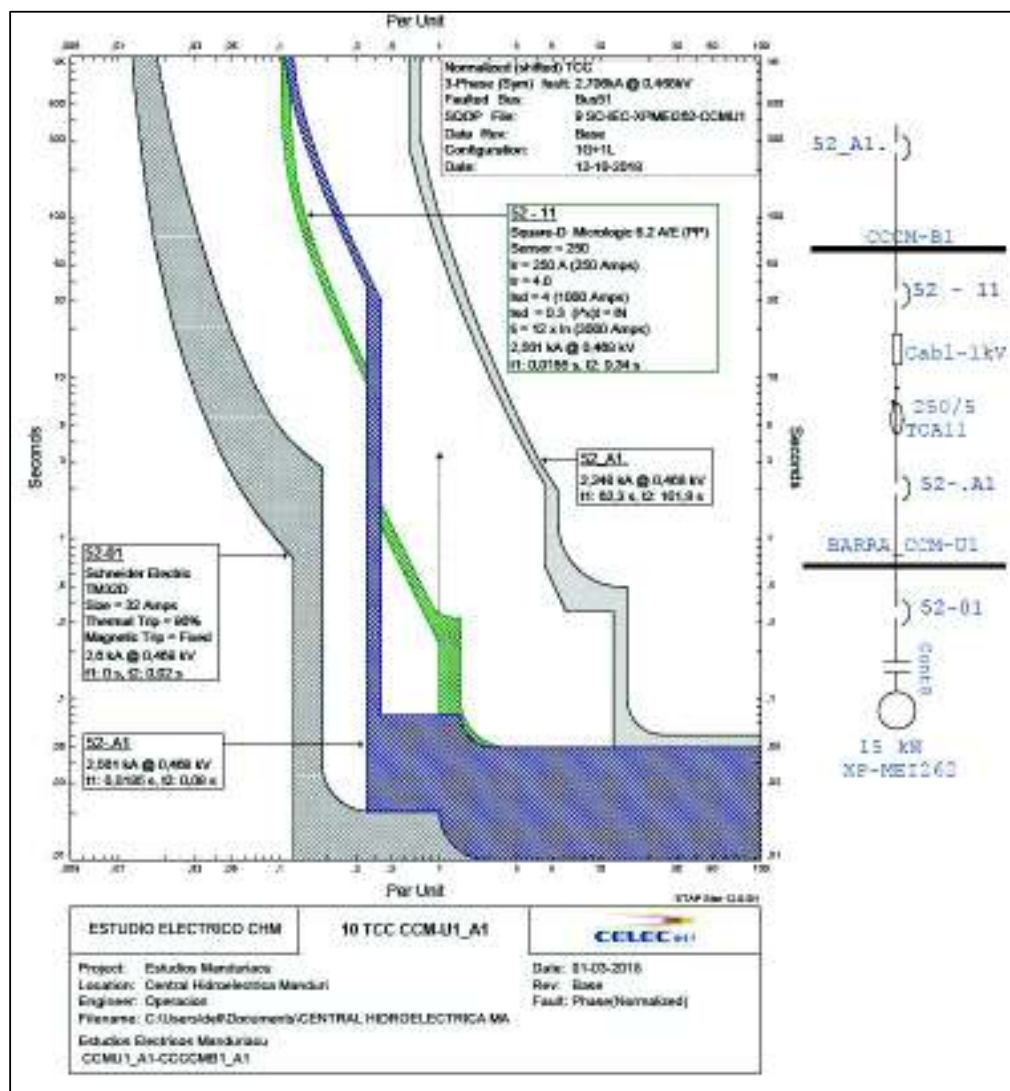
**Tabla 4.1.1.7 Ajustes actuales vs recomendados**

Elemento	Característica	Ajustes actuales		Ajustes recomendados	
	Fase	I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial [s]
52-A1 52-A2	Long-time	250	4,00	250	16,00
	Short-time	1000	0,30	1000	0 OFF
	Instantáneo	3000	0,00	3000	0,00
52-01		Disparo [A]	Tiempo [s]	Disparo [A]	Tiempo [s]
	Térmica	28,8	0,00	32	0,00
	Magnético	400	0,00	400	0,00

Las unidades de disparo de bajo voltaje asociado a los interruptores de las cargas deben encontrarse ajustados para el disparo térmico en 32 A y para el disparo magnético en 400 A en ambos casos dispararan en instantáneo.

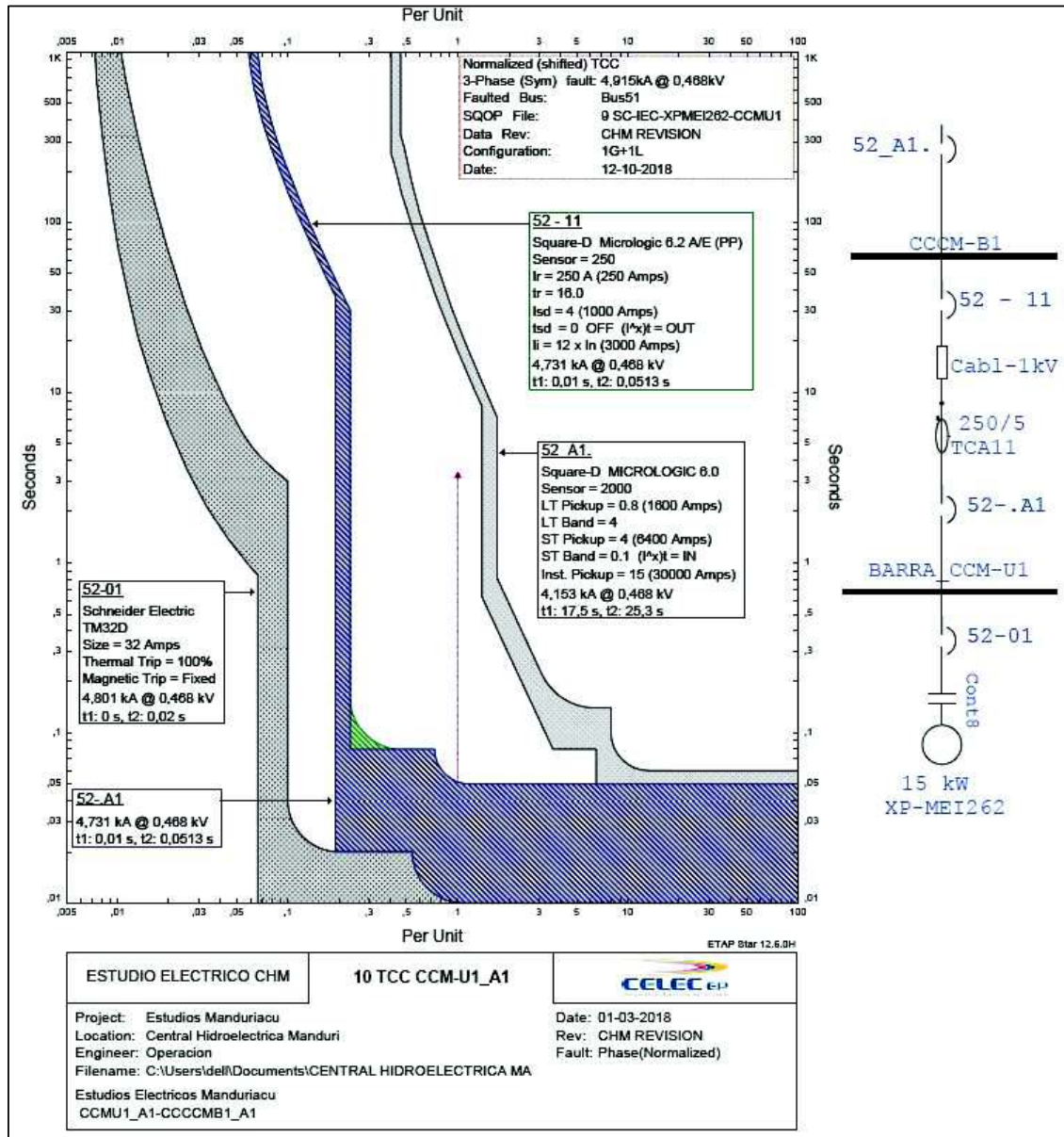
Los ajustes de los elementos de protección asociados a los interruptores principales se mantienen según la **Tabla 4.1.1.7** de calibración y las curvas representativas de los elementos principales se muestran en las **Figuras 4.1.2.1** y **4.1.2.2**, en donde se observan los ajustes actuales y recomendados respectivamente.

Las curvas representan a los elementos de protección del incoming principal de la barra del CCCM 52\_A1, la unidad de disparo para interconexión con la barra del CCM-U1, 52-11, 52-.A1 y la unidad de disparo termo-magnética de la carga más representativa 52-01.



**Figura 4.1.2.1** Ajustes actuales del Centro de cargas de motores unidad 1 y 2

Los ajustes para el centro de cargas de las unidades 1 y 2 serán similares, ya que poseen el mismo número y tipos de cargas, por lo cual, los ajustes recomendados se lo pueden observar en la **Tabla 4.1.1.7** y las curvas representativas se muestran en la **Figura 4.1.2.2**.



**Figura 4.1.2.2** Ajustes actuales del Centro de cargas de motores unidad 1 y 2

### **Tablero de servicios generales TSG**

El panel del TSG tipo switchboard se encuentra conformado por dos barras conectadas a través de un bypass; las cual alimenta a 60 cargas, entre las que se tiene motores, y bombas, cada una de esta se encuentra protegida por un elemento de protección con su

respectivo interruptor, los cuales actuaran ante eventos de falla se susciten durante la operación normal de la planta salvaguardando los equipos y la integridad del personal.

Criterios adoptados para la parametrización:

- Ante eventos suscitados en alguna carga, la primera línea de defensa será la protección asociada al interruptor termo-magnético al cual esta se encuentre conectada.
- La segunda línea de defensa será considerada al incoming principal de la barra a la cual esta se encuentra conectada.
- Si continúa la falla, actuaran los relés de bajo voltaje y los elementos de protección aguas arriba en el CCCM.

Siguiendo cada uno de los criterios adoptados para realizar el ajuste de las protecciones, en el talero de servicios generales, se obtuvo la nueva parametrización; a continuación, se realiza una descripción los ajustes de las unidades de disparo asociada a los interruptores de barra principales y los de la carga más representativa, además se toma un ejemplo para observar las curvas características de los dispositivos de protección.

**Tabla 4.1.1.8 Ajustes actuales vs ajustes recomendados**

Elemento	Característica	Ajustes actuales		Ajustes recomendados	
	Fase	I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial [s]
52-A1 52-A2 52-T	Long-time	500,22	16,00	570,15	16,00
	Short-time	2000,88	0 OFF	2565,67	0,20
	Instantáneo	6930	0,00	6930	0,00
52-115		<b>Disparo [A]</b>	<b>Tiempo [s]</b>	<b>Disparo [A]</b>	<b>Tiempo [s]</b>
	Térmica	175	0,00	175	0,00
	Magnético	1250	0,00	1250	0,00

La característica de long-time de los para las protecciones de barra deben modificarse a 570.15 A en 16 s, para el short-time es recomendable ajustarlo a 2565.675 A en un tiempo de 200 ms y mientras que para el disparo instantáneo no es necesario su modificación.

Para las unidades de disparo de bajo voltaje asociado a los interruptores de las cargas deben encontrarse ajustados para el disparo térmica en 175 A y para el disparo magnético en 1250 A, en ambos casos disparan de forma instantánea.

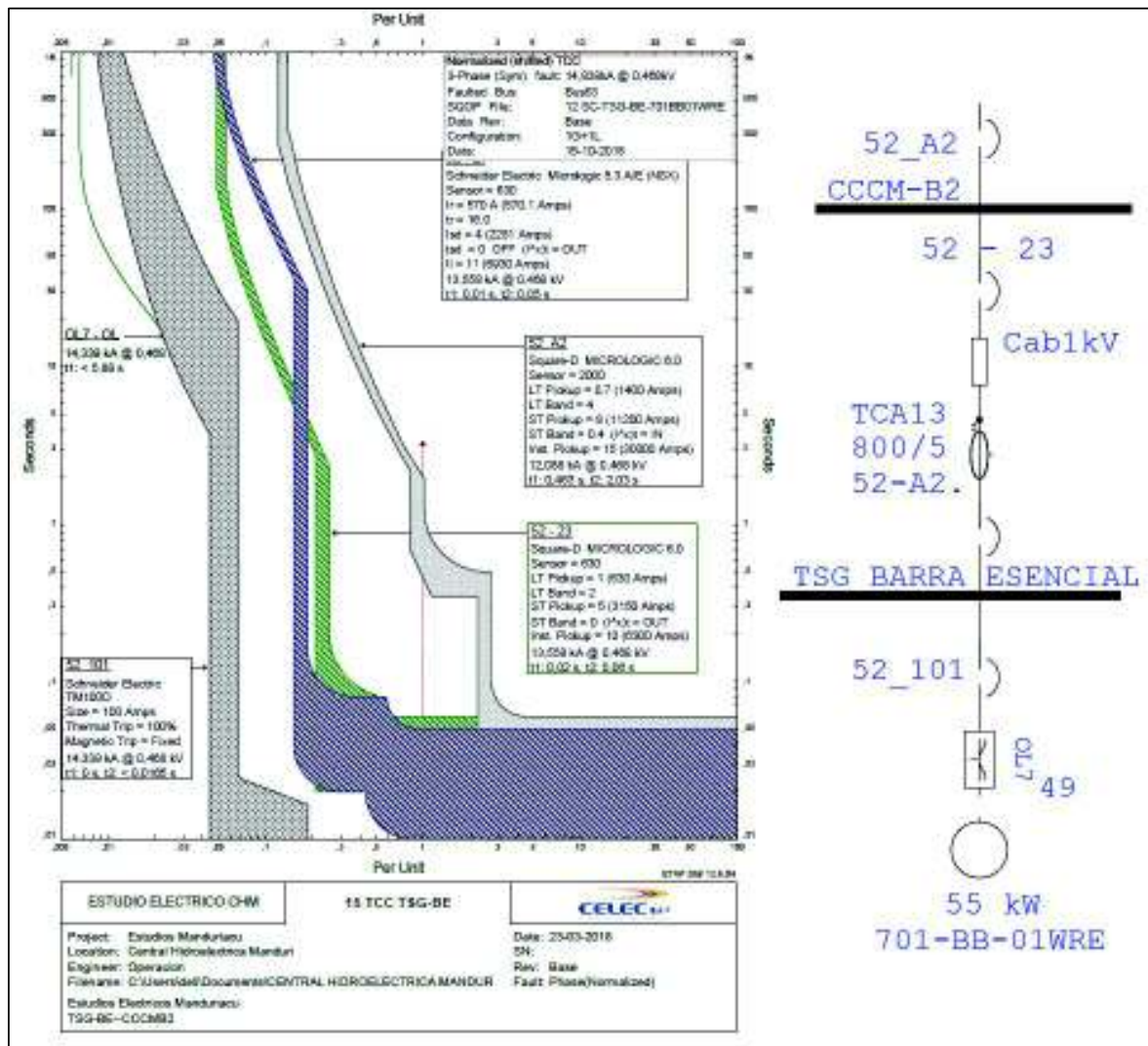


Figura 4.1.2.3 Ajustes actuales para el tablero de servicios generales TSG

La Figura 4.1.2.3, muestra las curvas características actuales de los elementos de protección, del incoming principal 52\_A2 del CCCM, las unidades de disparo asociadas a los interruptores 52-23 y 52-A2. que sirven de interconexión con la barra esencial del tablero de servicios generales (TSG) y la protección termo-magnética relacionada al interruptor 52\_101 de la carga más representativa para el caso de estudio.

Además, se observa la forma de operación actual de los diferentes dispositivos de protección ante una falla trifásica (3φ) cercana a la carga. Mientras que la Figura 4.1.2.4, se observa la operación de estos, una vez realizados los reajustes recomendados en la Tabla 4.1.1.8, en la cual se logra una correcta selectividad de las protecciones ante cualquier evento de falla que se presentar dentro del sistema eléctrico de la central.



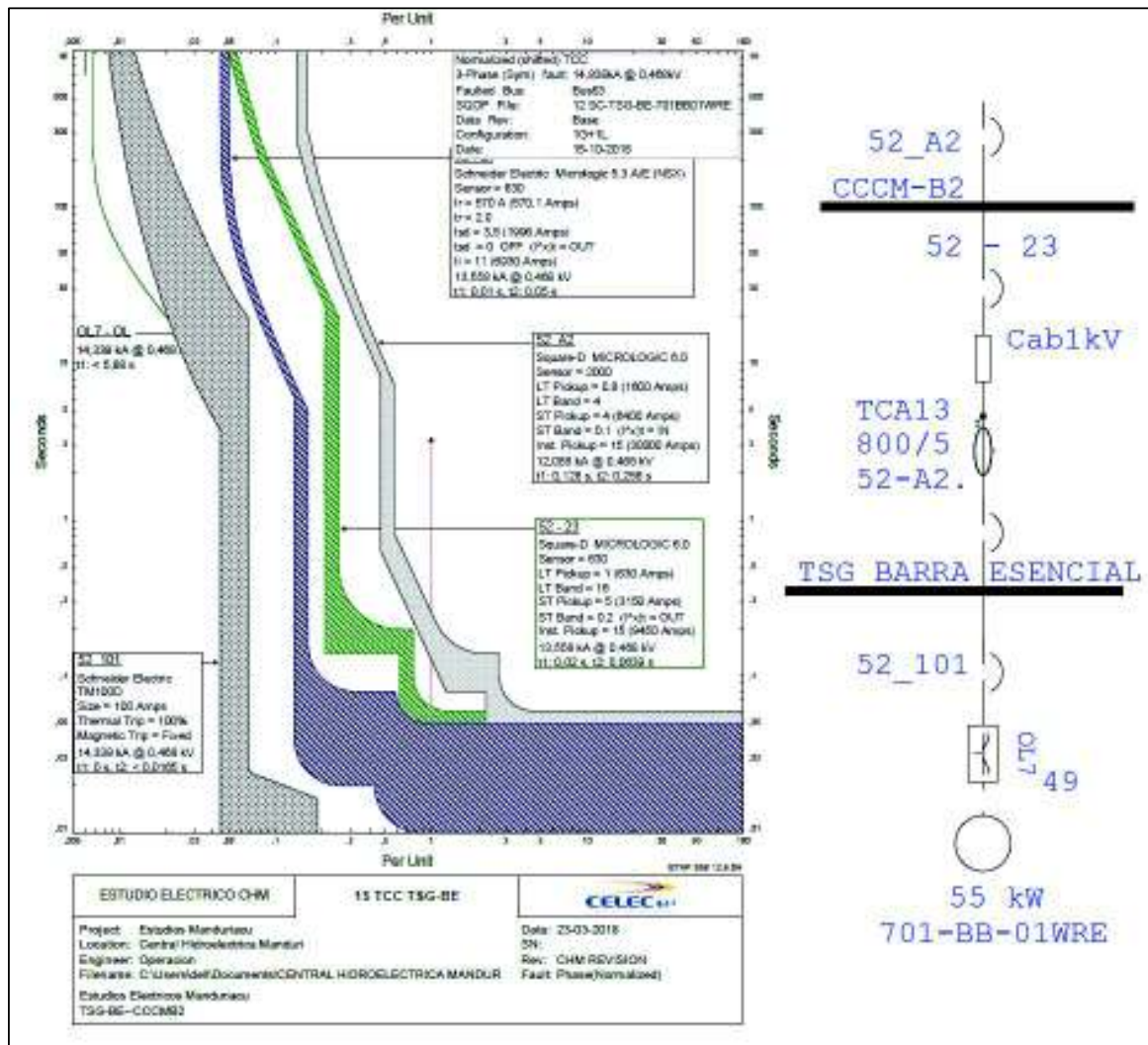


Figura 4.1.2.4 Ajustes recomendados para el tablero de servicios generales TSG

### Centro de carga de la presa CCP

El centro de cargas de la presa es un panel tipo switchboard el cual posee dos barras interconectadas a través de un bypass, alimenta a 32 elementos del sistema entre los que posee bombas y cargas. A cada uno de estas cargas se encuentran asociados un interruptor más su dispositivo de protección.

Criterios para realizar la parametrización de las protecciones:

- Ante eventos suscitados en alguna carga, la primera línea de defensa será la protección asociada al interruptor termo-magnético al cual esta se encuentre conectada.

- La segunda línea de defensa será considerada al incoming principal de la barra a la cual esta se encuentra conectada.
- Si continúa la falla, actuaran los relés de bajo voltaje y los elementos de protección aguas arriba en el CCCM.

Los resultados obtenidos al finalizar el análisis de coordinación de protecciones se obtuvieron los ajustes que se encuentran en la **Tabla 4.1.1.9**.

**Tabla 4.1.1.9** Ajustes actuales vs ajustes recomendados

Elemento	Característica	Ajustes actuales		Ajustes recomendados	
	Fase	I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial [s]
52-A1 52-A2 52-T	Long-time	630	16,00	500,22	2,00
	Short-time	3150	0 OFF	2501,10	0,20
	Instantáneo	6930	0,00	6930	0,00
52-51		<b>Disparo [A]</b>	<b>Tiempo [s]</b>	<b>Disparo [A]</b>	<b>Tiempo [s]</b>
	Térmica	50	0,00	50	0,00
	Magnético	500	0,00	500	0,00

La característica de long-time para las protecciones del incoming del 52-A1 y 52-A2 deben modificarse a 500,22 A en 2 s, para el short-time es recomendable ajustarlo a 2501,1 A en un tiempo de 200 ms y mientras que para el disparo instantáneo se sugiere mantener el ajuste actual.

Las unidades de disparo de bajo voltaje asociado a los interruptores de las cargas deben encontrarse ajustados para el disparo térmica en 50 A y para el disparo magnético en 500 A, en ambos casos, estos dispararan de manera instantánea.

La **Figura 4.1.2.5**, muestra las curvas características actuales de los elementos de protección, del incoming principal 52\_A2 del CCCM, las unidades de disparo asociadas a los interruptores 52-24 y 52-A2' que sirven de interconexión con la barra esencial del centro de cargas de la presa (CCP) y la protección termo-magnética relacionada al interruptor 52\_51. de la carga más representativa para el caso de estudio.

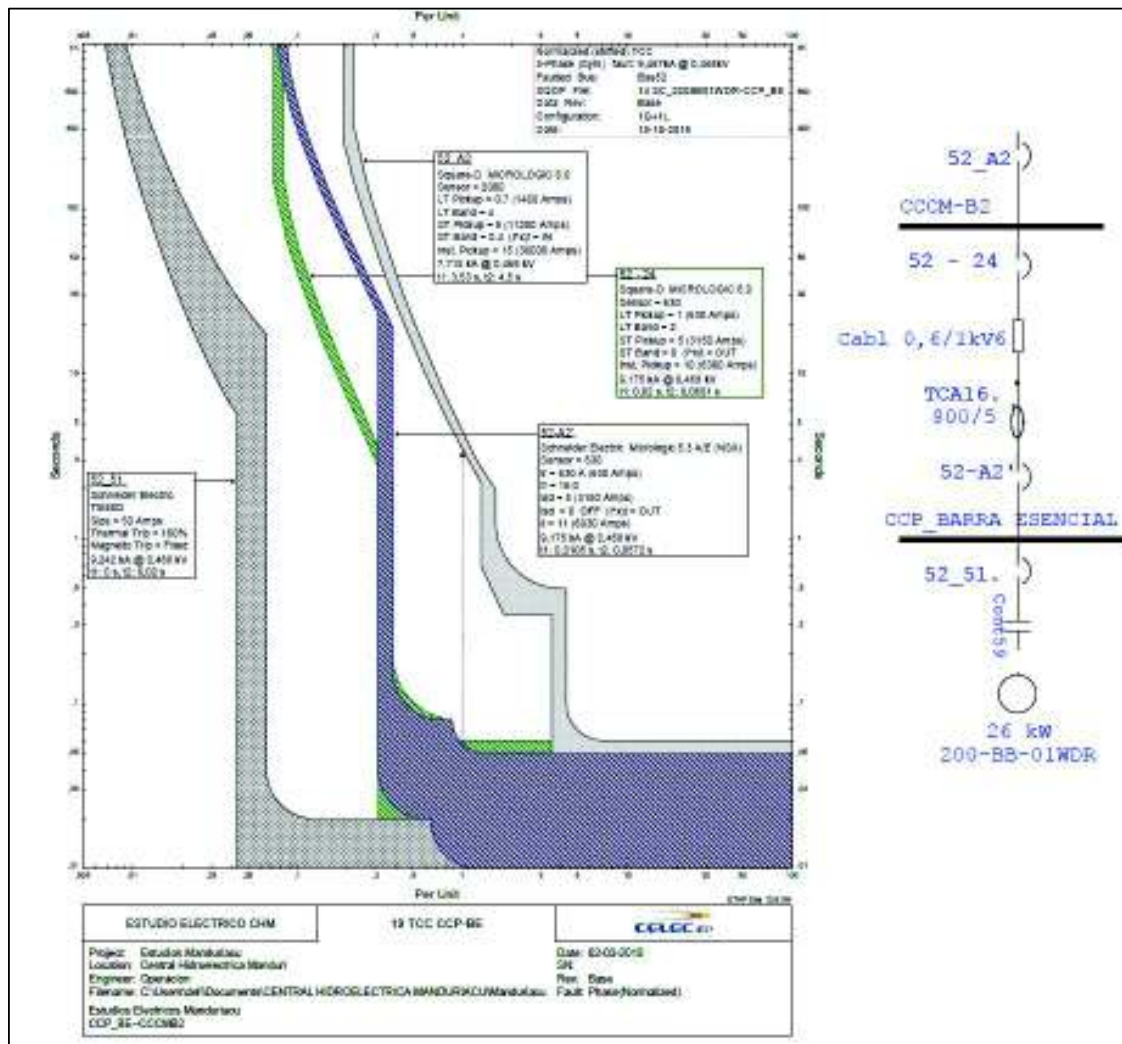


Figura 4.1.2.5 Ajustes actuales en el centro de carga de la presa CCP

La Figura 4.1.2.5, muestra además la forma de operación actual de los diferentes dispositivos de protección ante una falla trifásica (3 $\phi$ ) cercana a la carga; mientras que en la Figura 4.1.2.6, se observa la operación de las protecciones al realizarse los reajustes recomendados en la Tabla 4.1.1.9, en la cual se logra obtener una correcta selectividad de las protecciones ante cualquier evento de falla que se pueda presentar dentro del sistema eléctrico de la central.

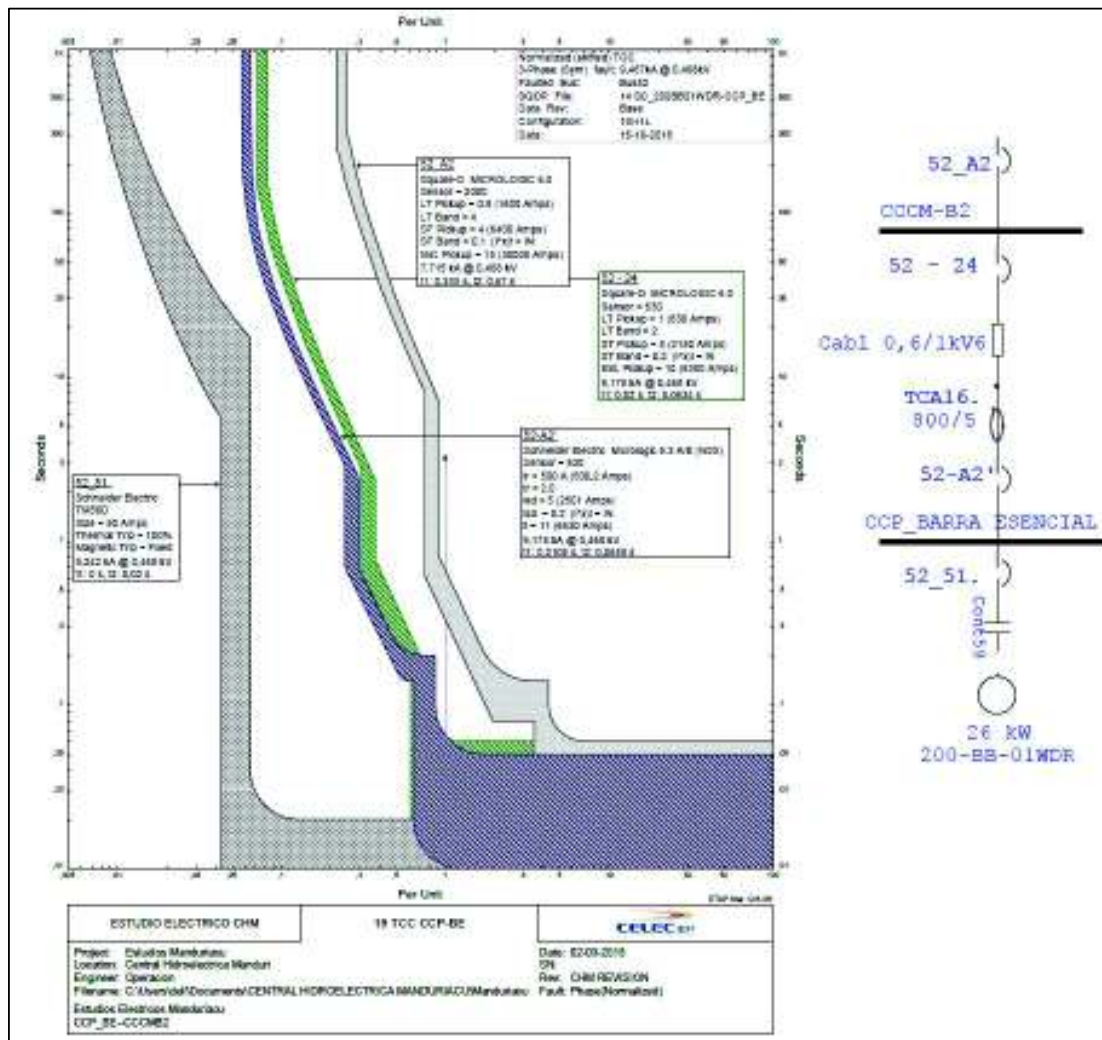


Figura 4.1.2.6 Ajustes recomendados para el CCP

### **Tablero de distribución de la subestación de 13,8 kV TDSE**

El Switchgear de la subestación es el punto de alimentación tanto para campamento como para la captación de agua, así como para la bodega de suministros y las oficinas. Dentro de esta parte del sistema se han generado varios problemas a causa fallas producidas dentro del sistema eléctrico, por tal motivo se realizó el análisis de verificación de actuación de las protecciones, a través de realizar varios eventos de falla, tanto en la barra del campamento, barra de la toma de agua y en las líneas aéreas de distribución que alimentan a cada una de estas.

Los resultados mostraron lo que se encuentran ocurriendo actualmente, que ante un evento de falla en estos sitios o en las líneas de distribución; quien operará en primera instancia serán las protecciones de sobrecorriente ubicados en la subestación indistintamente donde

se genere la falla, por lo cual, se realizó un nuevo análisis de coordinación de protecciones que permita contar con un sistema totalmente selectivo en el cual sus protecciones operen dentro de sus zonas de operación.

Para obtener un sistema de protecciones con una adecuada coordinación se utilizaron los siguientes criterios:

- Los relés de protección deben distinguir fallas dentro de su zona operación.
- Si se generan fallas en las líneas de distribución de 13,8kV se priorizará la actuación de los relés de protección como primera línea de defensa y su respaldo actuaran los fusibles de medio voltaje, esto en virtud que operativamente se puede rearmar el sistema de protecciones en menor tiempo que cambiar los fusibles, este criterio no afecta en ningún caso ya que los ajustes se encuentran dentro de las curvas térmicas de líneas, transformadores y demás equipos instalados, además que no se afecta al stock de fusibles.
- Como una condición topológica se puede energizar los transformadores por bajo voltaje considerando las corrientes inrush.

A continuación, se muestran los ajustes actuales y los recomendados para los relés de 13,8 kV que se encuentran dentro del switchgear de la subestación Manduriacu. Los cuales se encuentran relacionados a un interruptor como se indica en la **Tabla 4.1.2.0**.

Los interruptores .52-A1 y .52-A2 sirven de interconexión entre el centro de cargas de la casa de máquinas (CCCM) y la subestación Manduriacu 230 kV, mientras que los interruptores 52-.1, 52-.3 y 52-.6 son utilizados para el enlace y abastecimiento entre la subestación con sus sistemas auxiliares (TSS), la toma de agua (TSTA) y el campamento.

**Tabla 4.1.2.0** Ajustes actuales vs ajustes recomendados

Relé	Elemento	Característica	Ajustes actuales		Ajustes recomendados	
			I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial [s]
50-51 R 50-51	.52-A1 .52-A2	Temporizada	28	1,00	21,2	1,00
		Instantánea	160	0,00	160	0,25
		Ground	40	0,20	24	0,30
R-50/51	52-.1	Temporizada	20	0,80	20	0,25
		Instantánea	80	0,00	120	0,00
		Ground	20	0,10	20	0,10
R-50-51	52-.3	Temporizada	20	0,80	20	0,80

		<b>Instantánea</b>	80	0,00	110	0,00
		<b>Ground</b>	20	0,10	20	0,10
R50/51F.	52-.6	<b>Temporizada</b>	20	0,80	20	0,80
		<b>Instantánea</b>	80	0,00	80	0,00
		<b>Ground</b>	20	0,10	20	0,10

Con el análisis de coordinación de protecciones realizado en el tablero de la subestación (TDSE), se recomienda realizar los siguientes ajustes:

- Ajustar  $I > 2$  Time Delay de 0 a 0,25s el incoming del TDSE del relé de protección que abre al interruptor 52-.6 para una selectividad adecuada ante fallas que se generen en la línea de distribución que conecta al campamento, en incluso realizar pruebas para verificar la selectividad, además se recomienda el cambio en el set point del ajuste de protección de tierra a 24 A en el incoming.
- Ajustar la característica de instantánea de los relés de asociado a los interruptores 52-.1, 52-.3 de 80 A a 120 A y de 80 A a 110 A respectivamente, para garantizar una correcta operación y selectividad entre las protecciones ubicadas en los tableros de los sistemas auxiliares y la toma de agua con relación a las protecciones de la subestación.
- Se recomienda realizar un ajuste en el incoming del TDSE de protección del .52-A1 de 28 A a 21,2 A en el lado de alta para que frente a sobrecargas no dispare el incoming en 480V y reajustar el pick up de ground a 24 A ya que debe ser similar o menor al ajuste de fase.

Por otra parte, la **Tabla 4.1.2.1** indica los ajustes actuales y recomendados para las unidades de disparo asociadas a los interruptores principales de barra y de la carga más representativa, que se encuentran ubicados en los servicios auxiliares de la subestación, la toma de agua y el campamento.

**Tabla 4.1.2.1** Ajustes actuales vs recomendados

Ubicación	Elemento	Característica	Ajustes actuales		Ajustes recomendados		
			Fase	I pick up [A]	Dial [s]	I pick up [A]	Dial [s]
Servicios auxiliares de la subestación TSS	52-A1 52-E1 52-T	<b>Long-time</b>		1000	16,00	1000	16,00
		<b>Short-time</b>		6000	0,40	1500	0,20
		<b>Instantáneo</b>		8000	0,00	6000	0,00
	52-121	<b>Long-time</b>		400	Fixed	400	Fixed

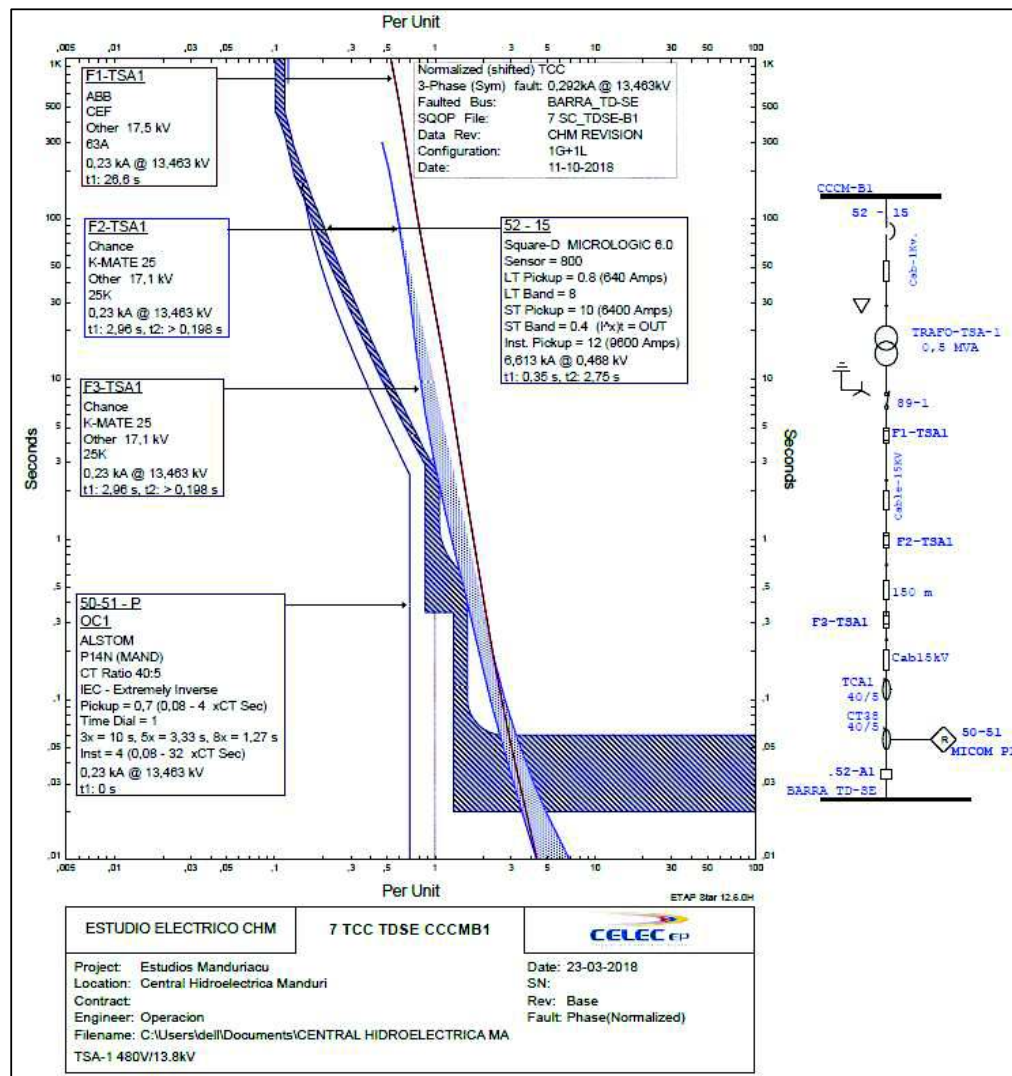
		<b>Short-time</b>	2000	Fixed	2800	Fixed
Toma de agua TSTA	52.-A1 52-E1.	<b>Long-time</b>	640	1,00	640	1,00
		<b>Short-time</b>	1920	0,20	1920	0,20
		<b>Instantáneo</b>	4800	0,00	8000	0,00
	52-01		<b>Disparo [A]</b>	<b>Tiempo [s]</b>	<b>Disparo [A]</b>	<b>Tiempo [s]</b>
		<b>Térmica</b>	80	0,00	56	0,00
		<b>Magnético</b>	640	0,00	640	0,00
<b>Ubicación</b>	<b>Elemento</b>	<b>Característica</b>	<b>Ajustes actuales</b>		<b>Ajustes recomendados</b>	
Campamento		<b>Fase</b>	<b>I pick up [A]</b>	<b>Dial [s]</b>	<b>I pick up [A]</b>	<b>Dial [s]</b>
	52.A1	<b>Long-time</b>	200	16,00	200	16,0
		<b>Short-time</b>	300	0 OFF	600	0,20
		<b>Instantáneo</b>	1250	0,00	3000	0,00

La coordinación de protecciones para los sitios descritos en la **Tabla 4.1.2.1**, nos proporcionan las siguientes conclusiones y recomendaciones que se describen a continuación, siendo estas las más relevantes.

- Realizar un ajuste en el incoming del breaker 52-A1 del TSS para la característica de short-time de 6000 a 1500 A e instantáneo de 8000 a 6000 A. Además, se debe revisar el breaker de las bombas contra incendios, ya que su capacidad de cortocircuito no es el apropiado y por lo que amerita un cambio según el nivel de corto de la barra planteado en el estudio de cortocircuito.
- Ajustar la característica short time de 2000 a 2800 A de la unidad de disparo asociada al interruptor 52-121 de bajo voltaje del tablero de 220/127 V de la subestación.
- Se recomienda modificar el ajuste para la característica del instantáneo de 4800 a 8000 A del tablero de captación en 220V. Lo cual permitiría, que desde el breaker 52.-A1 del incoming la barra de 220V, se pueda realizar la energización del transformador TSA-5 para alimentar la línea aérea en alguna contingencia.
- Se recomienda cambiar el ajuste para las características de short-time de 300 a 600 A e instantáneo de 1250 a 3000 A en la protección del incoming (52. A1) del tablero de campamento, para una selectividad adecuada y que nos permita la energización del transformador TSA-4 por el lado de baja.

Para finalizar el análisis se muestra un ejemplo de operación de los dispositivos de protección que se encuentran en el switchgear de la subestación (TDSE) y el tablero del centro de cargas de casa de máquinas (CCCM).

La **Figura 4.1.2.7**, muestra los ajustes actuales de la unidad de disparo asociado al interruptor 52-15 en la barra del CCCM y los ajustes del relé ubicado en la barra de la subestación asociado al incoming principal del interruptor 52-A1.



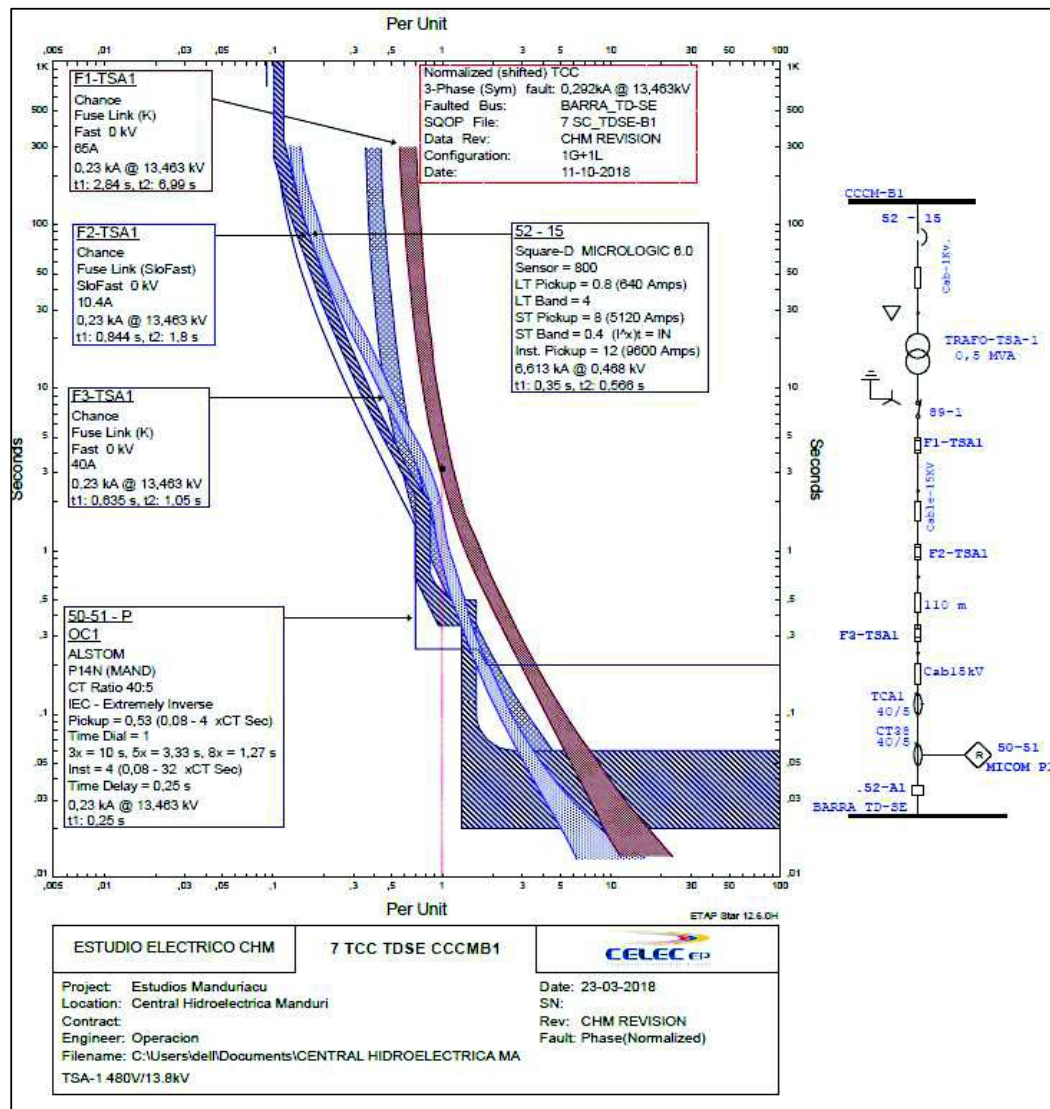
**Figura 4.1.2.7** Ajustes actuales de los dispositivos de protección entre el TDSE y CCCM

En la **Figura 4.1.2.7**, se puede observar que ante una falla en la barra de 13,8 kV de la subestación el relé 50-51 asociado al interruptor 52-A1 no actuara al igual que no operaran los fusibles ubicados en la línea área de distribución, por ende, quien despejara la falla será



la unidad de disparo asociada al interruptor 52-15, con lo cual se verifica lo que actualmente se encuentra sucediendo en el sistema de protecciones de la CHM.

Por este motivo, se recomienda realizar cambios que se describieron en las **Tablas 4.1.2.0** y **4.1.2.1**, lo que permitirá que el sistema actúe de manera selectiva ante cualquier evento de falla que se produzca dentro del sistema eléctrico de la planta, es así que para la misma falla provocada en la barra de la subestación y con la nueva parametrización, sus dispositivos de protección actuarán de la forma como se observa en la **Figura 4.1.2.8**.



**Figura 4.1.2.8** Ajustes recomendados de los dispositivos de protección entre el TDSE y CCCM

Las curvas características con los nuevos ajustes que se observan en la **Figura 4.1.2.8**, en donde se generó una falla trifásica ( $3\phi$ ) en la barra de la subestación; indican la operación de las protecciones ante este evento de falla, cuya operación lo realiza en primera instancia el relé 50-51 de 13,8 kV asociado al interruptor del incoming principal .52-A1 del TDSE.

La segunda línea de defensa será la protección relacionada al interruptor 52-15 ubicado en la barra del CCCM, cumpliendo con los criterios adoptados para realizar el estudio y finalmente actuarán los fusibles ubicados dentro de la línea de distribución de 13,8 kV.

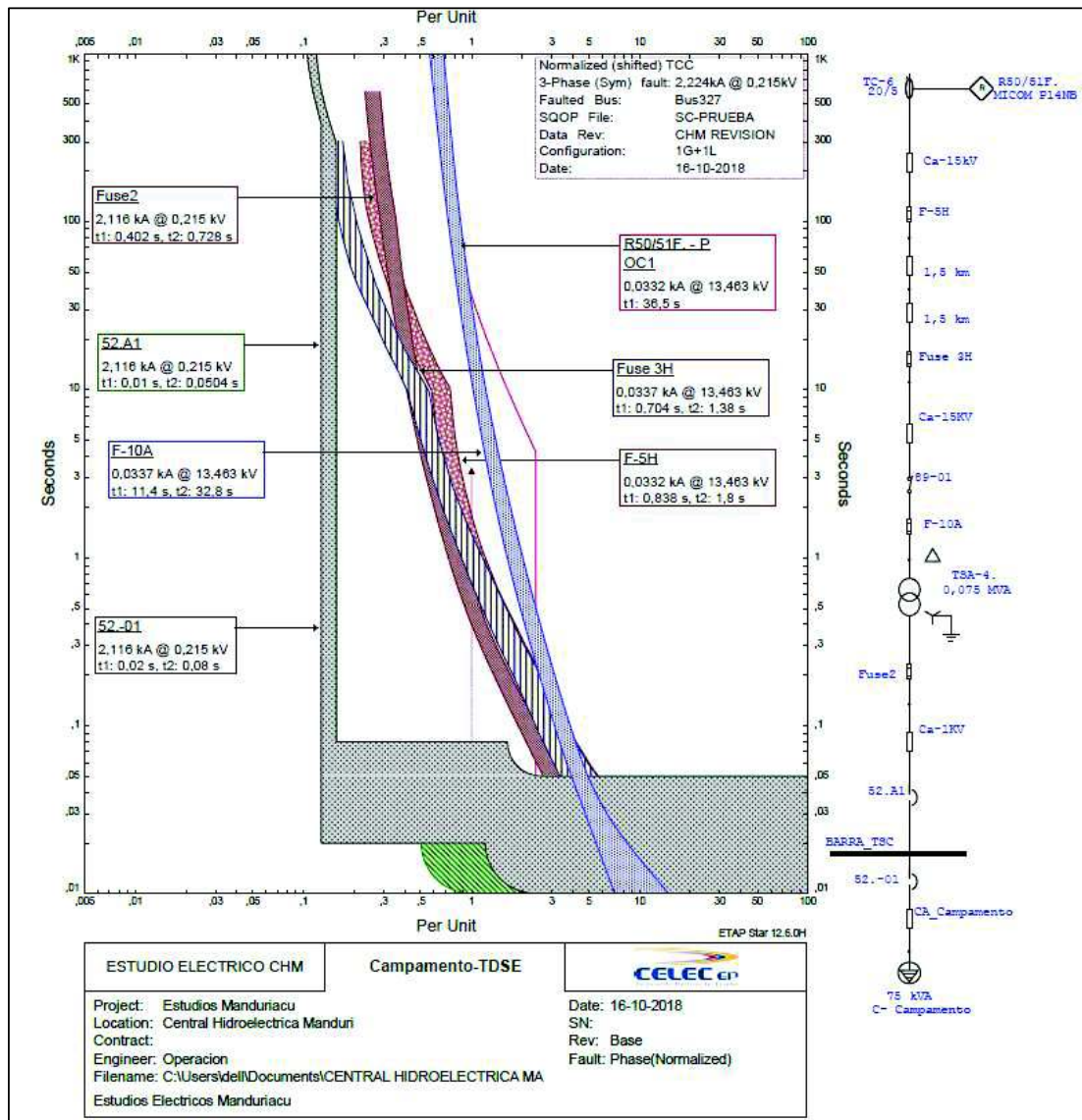
Es por esto, que es necesario realizar el ajuste de las protecciones de la línea aérea, la misma que interconecta el CCCM mediante el transformador TSA-1 con el TDSE; para la cual se recomienda utilizar fusibles de 40 A tipo K o 10 A slowfast, de manera de obtener una selectividad adecuada, manteniendo la filosofía de proteger con los relés de alto y bajo voltaje a las líneas distribución; siendo estos considerados como protección primaria, mientras que los fusibles como protección de respaldo

#### **4.1.7 Análisis de resultados**

El análisis de coordinación de protecciones permitió conocer el estado actual del sistema de protecciones de la central hidroeléctrica Manduriacu; con los resultados obtenidos se pudo verificar, lo que se encuentra sucediendo actualmente, que ante un evento de falla los elementos de protección no actúan de manera selectiva, por lo cual, se produce una desconexión de un gran número de cargas, esto principalmente entre el tablero del TDSE y los tableros de la toma de agua y campamento.

Los principales problemas que se han presentado dentro de la operación normal de la central han sido en estos sitios y en las líneas de distribución de 13,8 kV que sirven de interconexión entre estos. Por lo tanto, es necesario realizar una nueva parametrización de los ajustes para los dispositivos de protección ubicados en cada uno de estos tableros, los mismos que se muestran en las **Tablas 4.1.2.0 y 4.1.2.1**.

A continuación, se muestran las curvas características actuales y recomendadas para los elementos de protección entre el campamento y el switchgear de la subestación. La **Figura 4.1.3.0**, muestra al relé R50/51F que se encuentra relacionado al interruptor 52-.6 ubicados en el tablero de 13,8 kV de la subestación, a continuación, se encuentran los fusibles de protección de la línea de distribución de 13,8 kV F-5H y Fuse 2H; luego se observan los fusibles F-10 A y Fuse2 que corresponden a la protección de alto y bajo del transformador TSA-4 respectivamente, y al final se encuentran las protecciones de barra de campamento y la protección termo-magnética de la carga, los cuales se encuentran asociados a los interruptores 52.A2 y 52.-01 respectivamente.

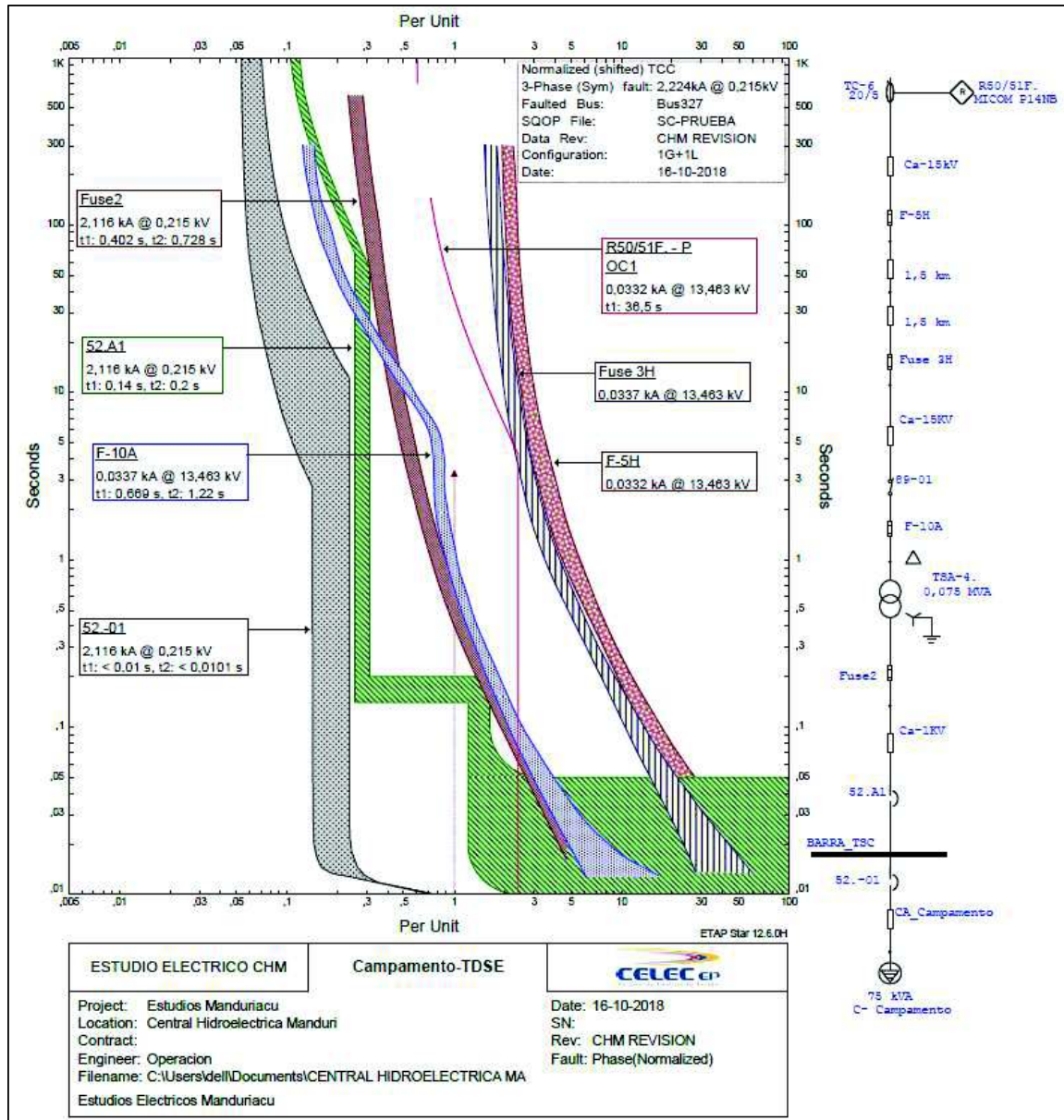


**Figura 4.1.3.0** Ajustes y curvas actuales de los dispositivos de protección TDSE-Campamento

Además, la **Figura 4.1.3.0** muestra la operación de todas las protecciones ante un evento de falla trifásica ( $3\phi$ ), provocada cerca de la carga del campamento. En la cual, se observa que la actuación de las protecciones no es la adecuada y además no cumple con el criterio adoptado para la operación de los fusibles de protección de las líneas de distribución.

La operación inicia con la actuación de manera instantánea de los dispositivos de protección asociados al interruptor 52. A1 y 52.-01 del campamento, luego los fusibles de

protección del transformador TSA-4 y los fusibles de la línea de distribución y al final opera el relé de 13,8 kV que abre al interruptor 52-.6.



**Figura 4.1.3.1** Ajustes y curvas recomendados de los dispositivos de protección TDSE- Campamento

Una vez realizados los reajustes en los parámetros de las distintas protecciones, siguiendo los criterios y consideraciones dentro de la nueva parametrización, se consigue que la operación de las protecciones se realice de manera selectiva ante cualquier evento de falla como se observa en la **Figura 4.1.3.1**.

Por tanto, la operación con los nuevos ajustes se lo realiza de la siguiente manera, en primera instancia y de forma instantánea lo realiza la unidad de disparo abriendo el interruptor termo-magnético 52.-01, a continuación, opera la protección de barra del campamento abriendo el interruptor 52. A1, si la falla continua opera los fusibles de alta y baja del transformador TSA-4, si persiste la falla opera el relé de 13,8 kV que abre al interruptor 52-.6, respetando los criterios y consideraciones para el análisis de coordinación de protecciones, y finalmente, si aún continua la falla, operarán los fusibles de protección de la línea de distribución.

Actualmente, los fusibles con los que cuenta la línea de distribución desde el campamento y de la toma de agua hacia la subestación no permiten una correcta selectividad de las protecciones y por tal motivo se recomienda que el fusible de 10 A de la protección en alta del transformador TSA-4 sea cambiado por un fusible slowfast de 1,4 A y para el TSA-5 cambiarlo por un 4,2 A slowfast, mientras que, para los alimentadores a lo largo de la troncal, se sugiere la utilización de fusibles 25K.

Finalmente, se concluye que los que los ajustes actuales, no son los adecuados y, por lo tanto, ante eventos de fallas que se presenten dentro del sistema eléctrico de la CHM, la actuación de las protecciones no será la adecuada, lo cual podría generar inconvenientes dentro de la operación normal de la central.

Por tanto, es necesario realizar el ingreso de los ajustes recomendados para la parametrización de las protecciones, con lo que se lograra obtener una coordinación adecuada entre cada elemento de protección, evitando la actuación de relés de manera incorrecta.

## **5. CAPITULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- La modelación e implementación de base de datos en el software computacional ETAP, permitió observar los cambios que ha sufrido el sistema eléctrico de la CHM, a través de la realización de un relevamiento documental como en sitio; verificando que los equipos indicados en planos se encuentran dentro de las instalaciones; eliminando aquellos que no se encuentran en sitio e introduciendo los elementos nuevos, que han sido instalado luego de la entrada en operación de la planta, lo cual facilitara las labores cotidianas del personal de la central, al contar con un diagrama unifilar real, del sistema eléctrico de la central hidroeléctrica Manduriacu.
- Los resultados obtenidos al realizar la comparación de las magnitudes medidas de potencia activa, reactiva, factor de potencia, voltaje y corriente con relación a las resultantes de la simulación dentro del software de simulación ETAP, permite concluir que el sistema implementado, es muy semejante al real, ya que el porcentaje de error entre las mediciones es menor al 5%, cumpliendo con los criterios de validación del modelo.
- En cada uno de los escenarios analizados, los sistemas de la CHM responden de una manera adecuada, en lo relacionado a perfiles de voltaje, cargabilidad de equipos principales y capacidad de cortocircuito.
- El voltaje nominal de barra de los servicios auxiliares de la central es de 480 V; sin embargo, el voltaje de operación real oscila entre los 465 V y 475 V, debido principalmente a que el voltaje nominal de operación de los motores del sistema de servicios auxiliares se encuentra en el rango de 440 V a 460 V. Por lo tanto, no es necesario modificar la posición de los tap de los transformadores de servicios auxiliares TSA-U1 y TSA-U2, ni la implementación de compensación capacitiva para mejorar el nivel de voltaje de barra. Por el contrario, se aconseja que el voltaje de la barra de SSAA no supere el 10% del voltaje nominal de los motores ya que se ocasionaría una afectación a la vida útil de los motores, principalmente en su aislamiento.
- El aporte de reactivos al SNI es mayor cuando se tiene conectadas las dos líneas de transmisión a 230 kV, lo que cual implica que las unidades de generación deban

aportar/absorber mayor potencia reactiva. Los generadores de la CHM se encuentran, por filosofía de operación, en modo Control de Voltaje (barras P, V) y el ajuste del set point de voltaje se realiza en coordinación con CENACE.

- El factor de potencia del centro de control de motores (CCM-U1 y CCM-U2) se encuentra entre 0,6 a 0,65 debido a que su carga es de naturaleza inductiva, pues alimenta los motores de los diferentes procesos de la central. Por otro lado, el factor de potencia en la barra de CCCM se encuentra entre 0,82 a 0,86, de ser necesario mejorar el factor de potencia global de los servicios auxiliares se debe instalar un banco de capacitores de aproximadamente 30kVAR en la barra CCM-U1 y CCM-U2.
- La capacidad de cortocircuito de las diferentes barras se encuentra dentro del dimensionamiento adecuado, ya que los resultados obtenidos para los escenarios de máximas corrientes de cortocircuito, ante cualquier tipo de falla las corrientes de cortocircuito no superan la capacidad de los equipos instalados.
- Los interruptores de los sistemas auxiliares se encuentran casi en su totalidad correctamente dimensionados, operando dentro de la capacidad de ruptura máxima de cortocircuito ( $I_{cu}$ ) y capacidad de interrupción de servicio de cortocircuito ( $I_{cs}$ ). El único inconveniente se encuentra con los interruptores del tablero de presa, los cuales en caso de falla soportaran la corriente de cortocircuito, pero no la podrán despejar, debido a que su capacidad de interrupción de servicio de cortocircuito ( $I_{cs}$ ) es menor que la magnitud de la corriente máxima de cortocircuito que se podría presentar dentro de este tablero.
- Los resultados del análisis de cortocircuitos permiten conocer los niveles de corrientes para un análisis posterior de Arc Flash en paneles y tableros, así como las mínimas corrientes de cortocircuito para la coordinación de los dispositivos de protección.
- El presente trabajo de titulación se desarrolló una propuesta técnica para determinar la parametrización adecuada de los dispositivos protección del sistema eléctrico de la CHM, dando como resultado que se debe realizar el reajuste de aproximadamente 101 elementos de protección de los sistemas auxiliares para asegurar una operación segura y selectiva ante cualquier evento de falla.
- Durante el desarrollo de coordinación de protecciones se adoptó dentro de los criterios, que la operación fusible-relé sea contraria a lo usual, es decir que se

prioriza la actuación del relé y como respaldo, el accionamiento del fusible; esto debido a motivos operativos, sugerencias del personal, tiempos de rearme del sistema y principalmente por contar en stock con repuestos, en los instantes de generarse un evento de falla.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar una verificación y revisión de los paneles donde se encuentran los elementos de protección asociados a los interruptores de medio voltaje, ya que el display de varias unidades de disparo MICROLOGIG no se encuentra funcionando y es necesario disponer de los ajustes y mediciones para condiciones de operación normal, así como eventos de falla, análisis de las mismas o restablecimientos del sistema.
- Se recomienda realizar el cambio de los interruptores del centro de cargas de la presa, ya que su capacidad de interrupción del servicio de cortocircuito  $I_{sc}$  es menor a la magnitud de las corrientes de cortocircuito que podrían circular por el elemento. Esto ocasionaría que la falla continúe y sea despejada por un dispositivo de protección aguas más arriba, aumentando el número de elementos desconectados.
- Es recomendable modificar el ajuste del relé PRTS-U2 que realiza la protección del transformador de auxiliares asociados a la unidad 2, para evitar el disparo de la unidad frente a fallas cercanas a la barra del CCCM. La parametrización adecuada para éste fin se encuentra en la **Tabla 4.1.1.6**.
- En el relé (P121 SCHNEIDER) asociado al sistema de excitación de la unidad 2 es recomendable realizar el cambio de la RTC del transformador de corriente para la función de ground, en caso de habilitar la protección de tierra para la unidad número dos.
- Se recomienda verificar los ajustes de los relés asociados a los transformadores de potencia, debido al cambio en el nivel de voltaje de transmisión de 69 kV a 230 kV. Las funciones de protección primarias del transformador se mantendrán sin cambios, mientras que las funciones de respaldo deberían ser actualizadas.
- Se recomienda realizar una revisión a la impedancia de la línea de transmisión, la cual es utilizada en el cálculo para la calibración de la protección de distancia y diferencial de las líneas de transmisión hacia Santo Domingo, ya que en el instante de realizar el cambio de nivel de voltaje de 69 kV el parámetro no fue modificado y se encuentra aún con el valor de ajuste anterior, lo cual se pudo confirmar al



instante de verificar a través de cálculos y con la ayuda de los parámetros obtenidos desde el CENACE.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] NERC, «NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION,» 2013. [En línea]. Available: [www.nerc.com/comm/PC/Model Validation Working Group MVWG 2013/NERC\\_Model\\_Validation\\_Procedures\\_v3.pdf](http://www.nerc.com/comm/PC/Model Validation Working Group MVWG 2013/NERC_Model_Validation_Procedures_v3.pdf). [Último acceso: 9 abril 2018].
- [2] OLADE, «Centrales Hidroeléctricas Componentes Básicos,» 25 Julio 2011. [En línea]. Available: [http://www.olade.org/sites/default/files/Parte\\_I.pdf](http://www.olade.org/sites/default/files/Parte_I.pdf). [Último acceso: 12 Septiembre 2018].
- [3] L. C. Vallarino Eugenio, «Aprovechamientos hidroeléctricos,» Madrid, Garceta, 2015.
- [4] M. M. M. Eduardo, «Guía para la Determinación de límites de Operación, Curva de Capacidad, Pruebas y Mantenimiento predictivo de Generadores Síncronicos,» Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala, 2003.
- [5] C. C. W. Aguirre, «Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia para la Carrera de Ingeniería Eléctrica Utilizando el Software Power Factory,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2008.
- [6] «ETAP Powering Success,» [En línea]. Available: <https://etap.com/>. [Último acceso: 16 Julio 2018].
- [7] N. I. 60909, «Norma IEC 609090, Short-circuit currents in three-phase a.c systems.». 6 Abril 2011.
- [8] E. H. T. Mafla, «Estudio de Coordinación de protecciones para la línea de transmisión de tres terminales Manduriacu-Santo Domingo-Los Bancos 69 kV,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2017.
- [9] Y. A. Garcia Aguilar, «Implementación de Relés Numéricos en la Subestación Convento 230 kV de la Electricidad de Caracas,» Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, 2010.
- [10] COES SINAC, «Criterios de ajustes y coordinación de los sistemas de protección del SEIN,» 2008.
- [11] AREVA, Network Protection and Automation Guide, 2002.
- [12] ASLTOM, «SISTEMA DE CONTROL DIGITAL,» ODEBRECHT, Brasil, 2015.
- [13] L. Carvajal, Metodología de la Investigación Científica. Curso general y aplicado, 28 ed., Santiago de Cali: U.S.C., 2006, p. 139.
- [14] J. G. y. W. Stevenson, «Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia,» Mexico, D.F., McGraw-Hill, 1996, pp. 31,32.

## **7. ANEXOS**

**ANEXO I.** Diagrama unifilar completo de la Central Hidroeléctrica Manduriacu

**ANEXO II.** Diagrama Unifilar AS-BUILT de la Subestación Manduriacu 230 kV.

**ANEXO III.** Diagrama Unifilar AS-BUILT Servicios Auxiliares de CA de la Casa de Máquinas 480V.

**ANEXO IV.** Diagrama Unifilar AS-BUILT Servicios Auxiliares de CA de la Subestación Manduriacu 13,8 kV.

**ANEXO V.** Diagrama Unifilar AS-BUILT Servicios Auxiliares de CA de la Subestación Manduriacu 220/127 V.

**ANEXO VI.** Flujo de Potencia 2G+2L a 30 MW en los Generadores.

**ANEXO VII.** Flujo de Potencia 2G+2L a 30 MW en el Centro de Cargas de la Casa de Máquinas.

**ANEXO VIII.** Flujo de Potencia 2G+2L a 30 MW en Tablero de Distribución de la Subestación.

**ANEXO IX.** Flujo de Potencia 2G+2L a 30 MW en el Tablero de la Toma de Agua TSTA.

**ANEXO X.** Flujo de Potencia 2G+2L a 30 MW en Tablero de servicios auxiliares 220V del TDSE.

**ANEXO XI.** Flujo de Potencia 2G+2L a 30 MW en el Centro de Cargas de la Unidad 1.

**ANEXO XII.** Flujo de Potencia 2G+2L a 30 MW en el Centro de Cargas de la Unidad 2.

**ANEXO XIII.** Flujo de Potencia 2G+2L a 30 MW en el Tablero de Servicios Generales TSG.

**ANEXO XIV.** Flujo de Potencia 2G+2L a 30 MW en el Centro de Cargas de la Presa Barra no esencial CCP.

**ANEXO XV.** Flujo de Potencia 2G+2L a 30 MW en el Centro de Cargas de la Presa Barra esencial CCP.

**ANEXO XVI.** Tabla I. Máximas corrientes de cortocircuito en las barras principales de la central Manduriacu para condición 2G + 2L

**ANEXO XVII.** Tabla II. Mínimas corrientes de cortocircuito en las barras principales de la central Manduriacu para condición 2G + 2L

**ANEXO XVII.** Tabla III. Máximas corrientes de cortocircuito en las barras principales de la central Manduriacu para condición 1G + 1L

**ANEXO XVIII.** Tabla IV. Mínimas corrientes de cortocircuito en las barras principales de la central Manduriacu para condición 1G + 1L

**ANEXO XIX.** Tabla V. Ajustes recomendados para los relés de 13,8 kV.

**ANEXO XX.** Tabla VI. Fusibles recomendados para las líneas de distribución

**ANEXO XXI.** Tabla VII. Ajustes recomendados para las unidades de disparo de medio voltaje

**ANEXO XXII.** Tabla VIII. Ajustes completos de las unidades termo-magnéticas de las cargas más representativas de cada sistema.

**ANEXO XXIII.** Curvas características de los elementos de protección entre de la toma de agua y la subestación con la nueva parametrización

**ANEXO XXIV.** Curvas características de los elementos de protección de la barra de 13,8 kV de la subestación.

**ANEXO XXV.** Curvas características de los elementos de protección de las barras de los servicios auxiliares de la subestación.

**ANEXO XXVI.** Curvas características de los elementos de protección entre la barra del campamento y la subestación.

**ANEXO XXVII.** Curvas características de los elementos de protección entre la subestación (TDSE) y el centro de cargas de la casa de máquinas (CCCM) de fase.

**ANEXO XXVIII.** Curvas características de los elementos de protección entre la subestación (TDSE) y el centro de cargas de la casa de máquinas (CCCM) de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección entre el CCCM y el generador.

**ANEXO XXIX.** Curvas características de los elementos de protección entre el centro de cargas de la casa de máquinas (CCCM) y el generador de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección entre el CCCM y el generador.

**ANEXO XXX.** Curvas características de los elementos de protección entre el centro de cargas de la casa de máquinas (CCCM) y el generador de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección entre el CCM-U1 y el CCCM-B1.

**ANEXO XXXI.** Curvas características de los elementos de protección entre el CCM-U1 y el CCCM-B1 de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección entre el CCM-U1 y el CCCM-B2.

**ANEXO XXXII.** Curvas características de los elementos de protección entre el CCM-U1 y el CCCM-B2 de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección entre el CCM-U2 y el CCCM-B1.

**ANEXO XXXIII.** Curvas características de los elementos de protección entre el CCM-U2 y el CCCM-B1 de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección entre el CCM-U2 y el CCCM-B2.

**ANEXO XXXIV.** Curvas características de los elementos de protección entre el CCM-U2 y el CCCM-B2 de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección entre el TSG (barra no esencial) y el CCCM-B1.

**ANEXO XXXV.** Curvas características de los elementos de protección entre el TSG (barra no esencial) y el CCCM-B1 de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección entre el TSG (barra esencial) y el CCCM-B2.

**ANEXO XXXVI.** Curvas características de los elementos de protección entre el TSG (barra esencial) y el CCCM-B2 de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección entre el TSG (barra no esencial, bypass y barra esencial) y el CCCM-B1, más la carga representativa.

**ANEXO XXXVII.** Curvas características de los elementos de protección entre el el TSG (barra no esencial, bypass y barra esencial) y el CCCM-B1, más la carga representativa de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección entre CCP (barra no esencial) y el CCCM-B1.

**ANEXO XXXVIII.** Curvas características de los elementos de protección entre el CCP (barra no esencial) y el CCCM-B1 de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección entre CCP (barra esencial) y el CCCM-B2.

**ANEXO XXXIX.** Curvas características de los elementos de protección entre el CCP (barra esencial) y el CCCM-B2 de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección entre CCP (barra no esencial, bypass y barra esencial) y el CCCM-B1.

**ANEXO XL.** Curvas características de los elementos de protección entre el C CCP (barra no esencial, bypass y barra esencial) y el CCCM-B1 de tierra; y curvas características de fase de los dispositivos de protección sobrecorriente del generador.

**ANEXO XLI.** Curvas características de la protección de sobrecorriente de tierra del generador.

**ANEXO XLII.** Curvas características de la protección de sobrecorriente de fase del transformador T-1.

**ANEXO XLIII.** Curvas características de la protección de sobrecorriente de tierra del transformador T-1.

**ANEXO XLIV.** Curvas características de la protección de sobrecorriente de fase y tierra del transformador T-2.

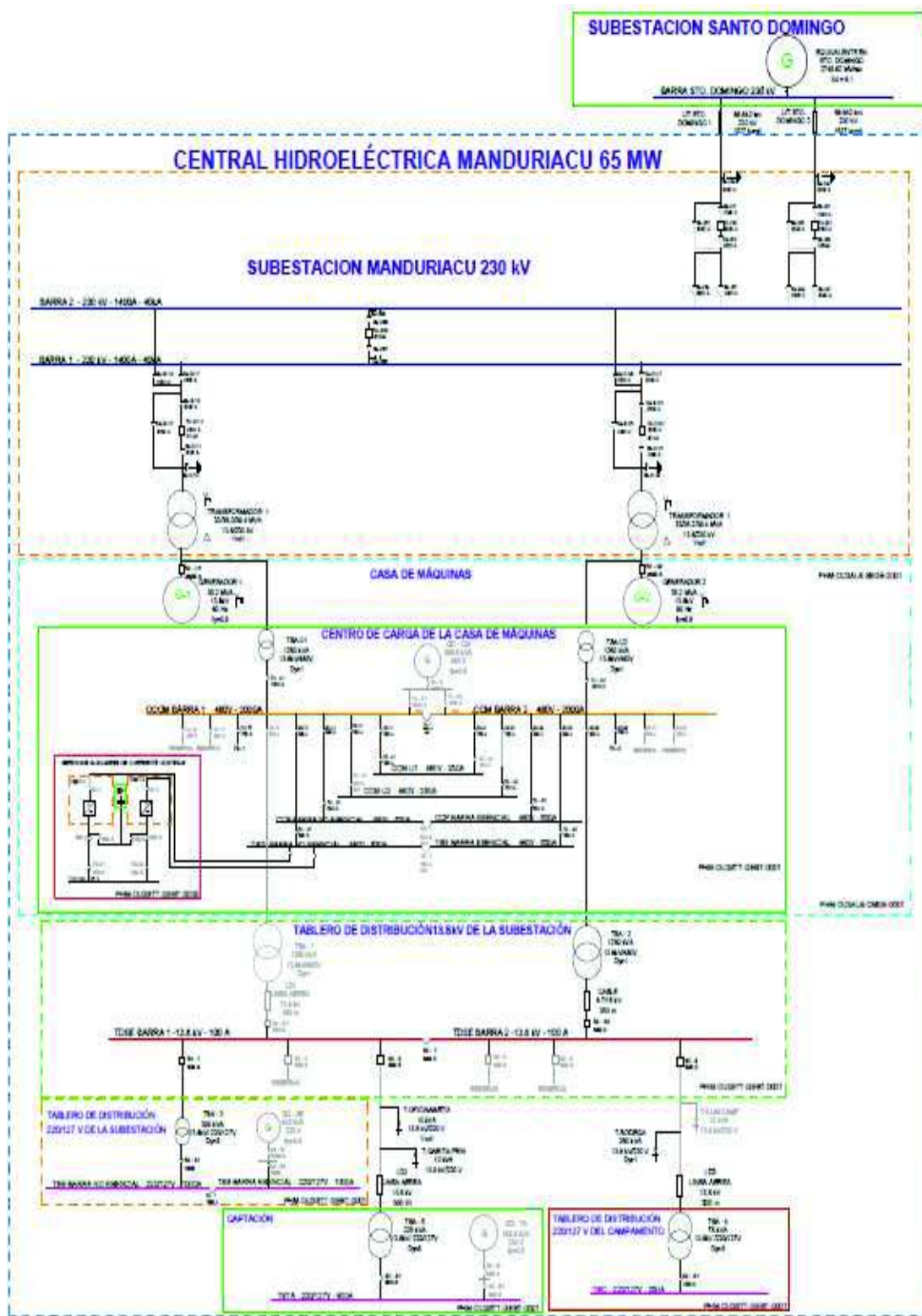
**ANEXO XLV.** Curvas características de la protección de sobrecorriente de fase y tierra de las líneas de transmisión Santo Domingo 1.

**ANEXO XLVI.** Curvas características de la protección de sobrecorriente de fase y tierra de las líneas de transmisión Santo Domingo 2.

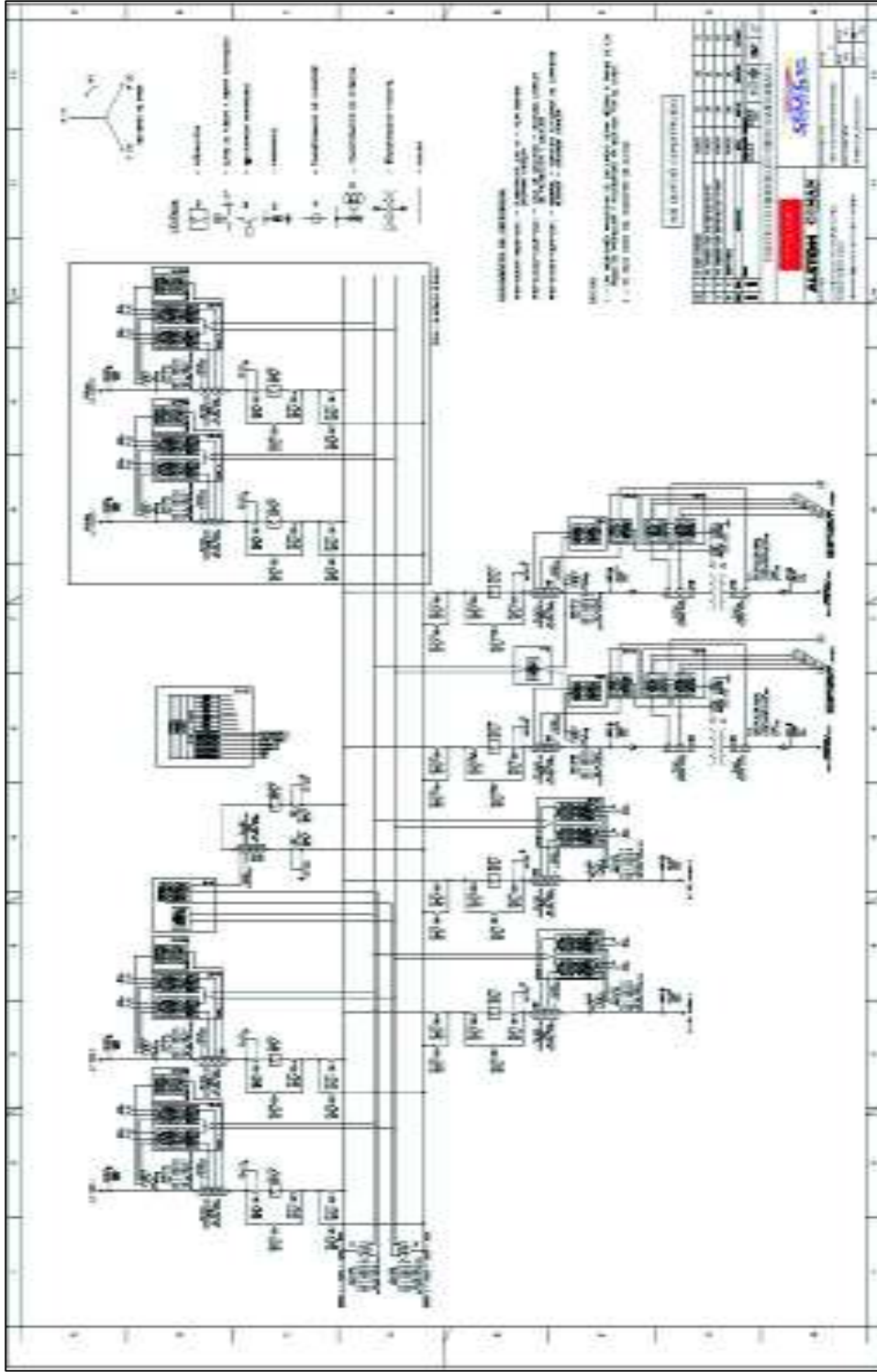
**ANEXO XLVII.** Curvas características de la protección de sobrecorriente de fase y tierra entre el CCCM y el TIL-1.

**ANEXO XLVIII.** Curvas características de la protección de sobrecorriente de fase y tierra entre el CCCM y el TIL-2.

# ANEXO I.

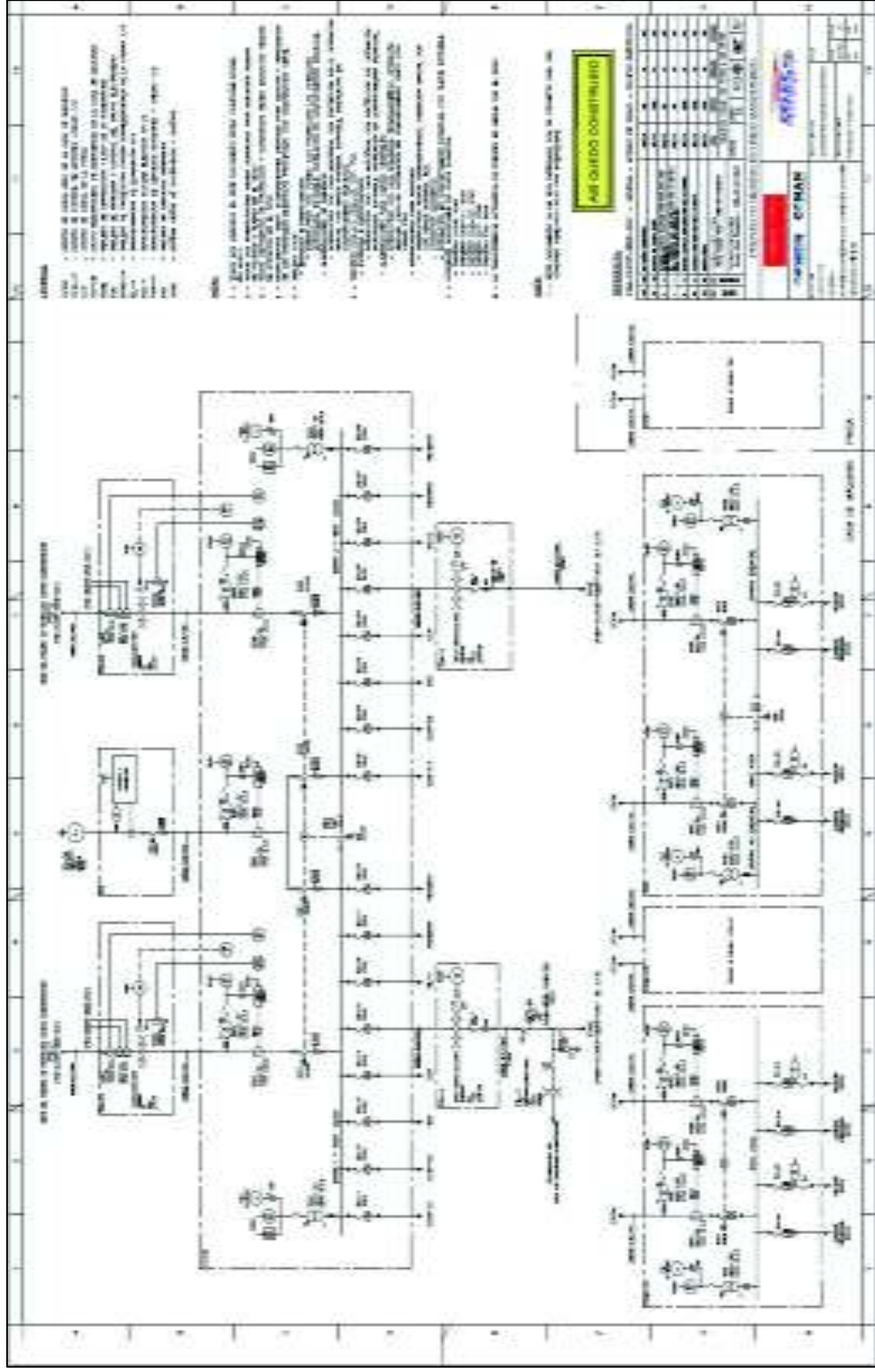


ANEXO II.

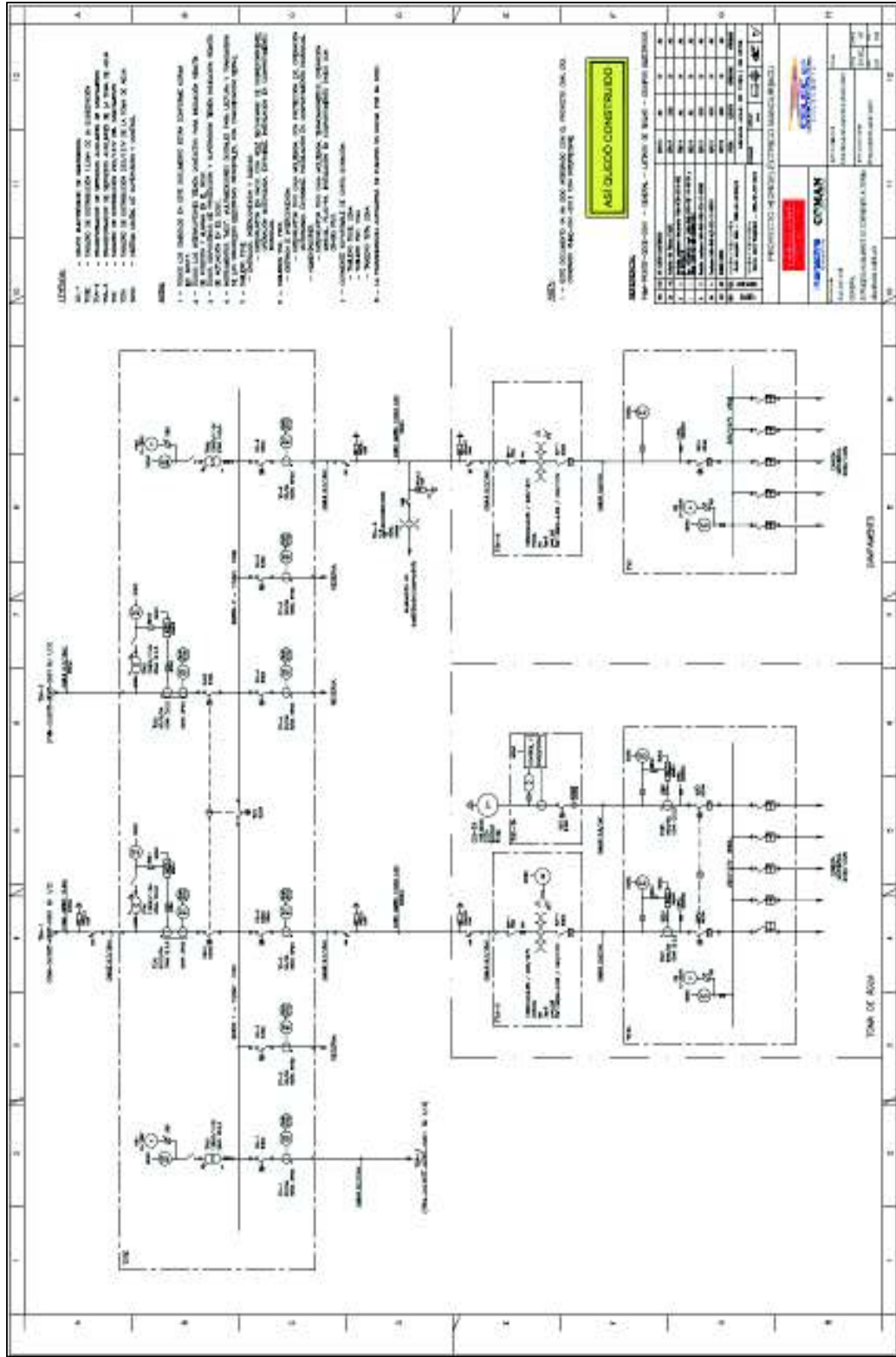




### ANEXO III.



# ANEXO IV.



**LEYENDA:**

- 1. - SERVO MOTOR EN CONTROL
- 2. - TRANSFORMADOR 220KV/110KV DE 100 MVA
- 3. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 4. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 5. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 6. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 7. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 8. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 9. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 10. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 11. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 12. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 13. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 14. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 15. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 16. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 17. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 18. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 19. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA
- 20. - TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA

**NOTAS:**

1. - VERIFICAR QUE TODOS LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
2. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
3. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
4. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
5. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
6. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
7. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
8. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
9. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
10. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
11. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
12. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
13. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
14. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
15. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
16. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
17. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
18. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
19. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN
20. - VERIFICAR QUE LOS TRANSFORMADORES SEAN DE TIPO ONAN

**NOTAS:**

- 1. - ESTE DOCUMENTO ES UN DISEÑO DE PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN
- 2. - CONSULTAR AL INGENIERO RESPONSABLE DEL DISEÑO

**ASÍ CALCEO CONSTRUCCIÓN**

**RESUMEN:**

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE UN NUDO DE ENLACE

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	VALOR UNITARIO (\$)	VALOR TOTAL (\$)
1	TRANSFORMADOR 220KV/110KV DE 100 MVA	1	UNDA	100000000	100000000
2	TRANSFORMADOR 110KV/10KV DE 25 MVA	3	UNDA	20000000	60000000
3	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000
4	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000
5	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000
6	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000
7	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000
8	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000
9	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000
10	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000
11	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000
12	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000
13	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000
14	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000
15	CABLE ALUMINADO EN ALAMBRE (AAC) 110KV	10	KM	10000000	100000000

**COMANDO EN JEFE:** [Logo]

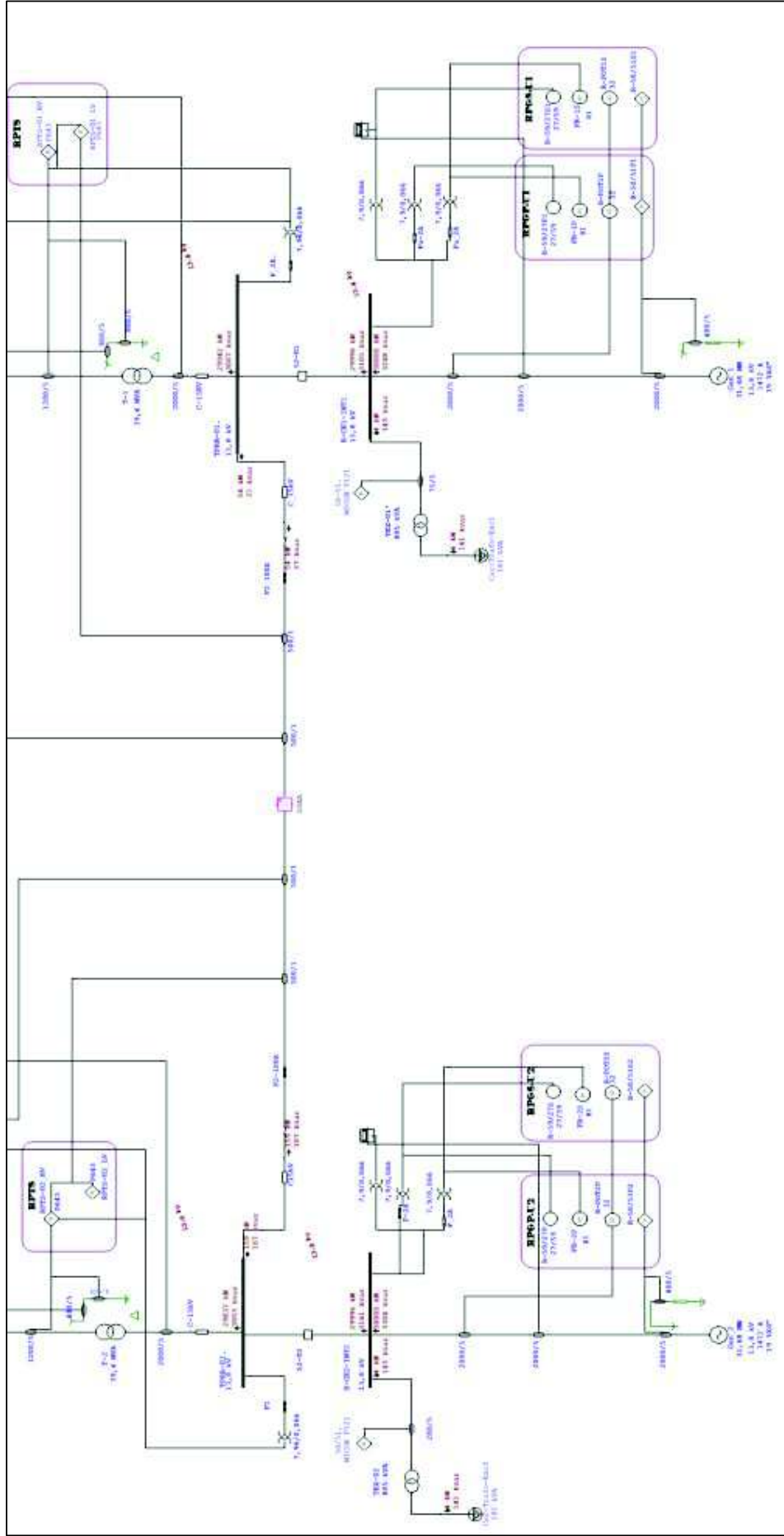
**PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE UN NUDO DE ENLACE**

**INGENIERO RESPONSABLE:** [Logo]

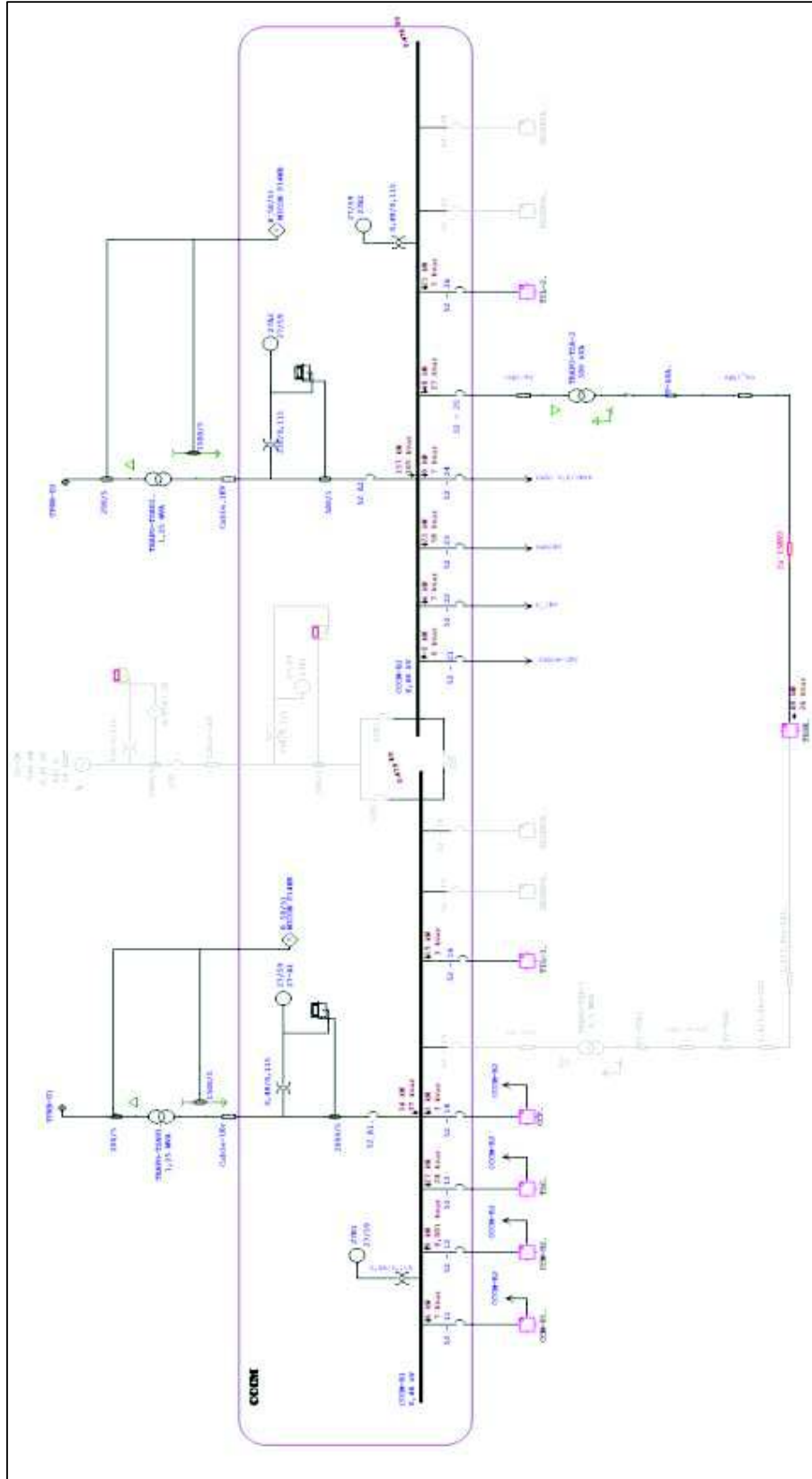




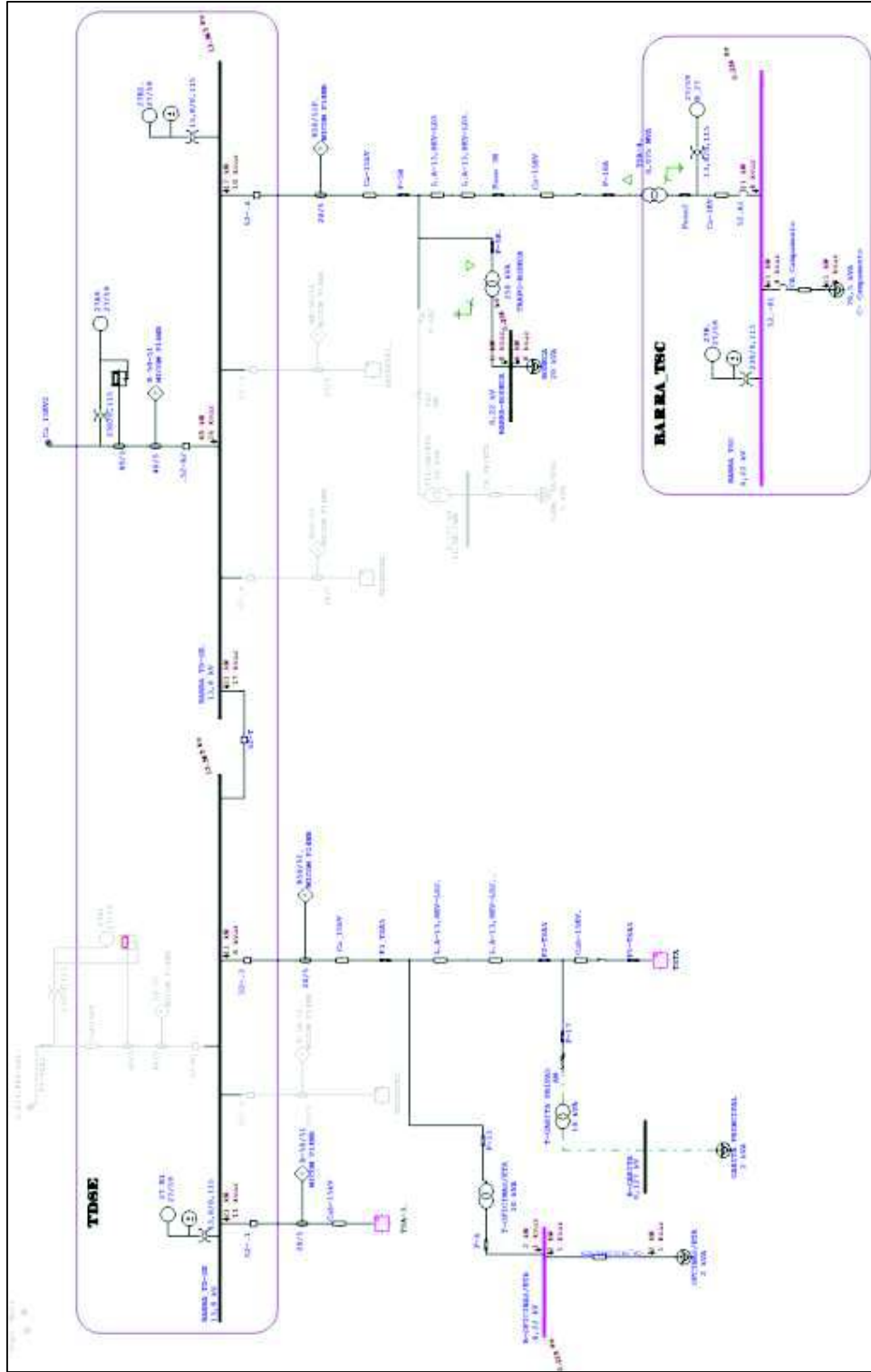
# ANEXO VII.



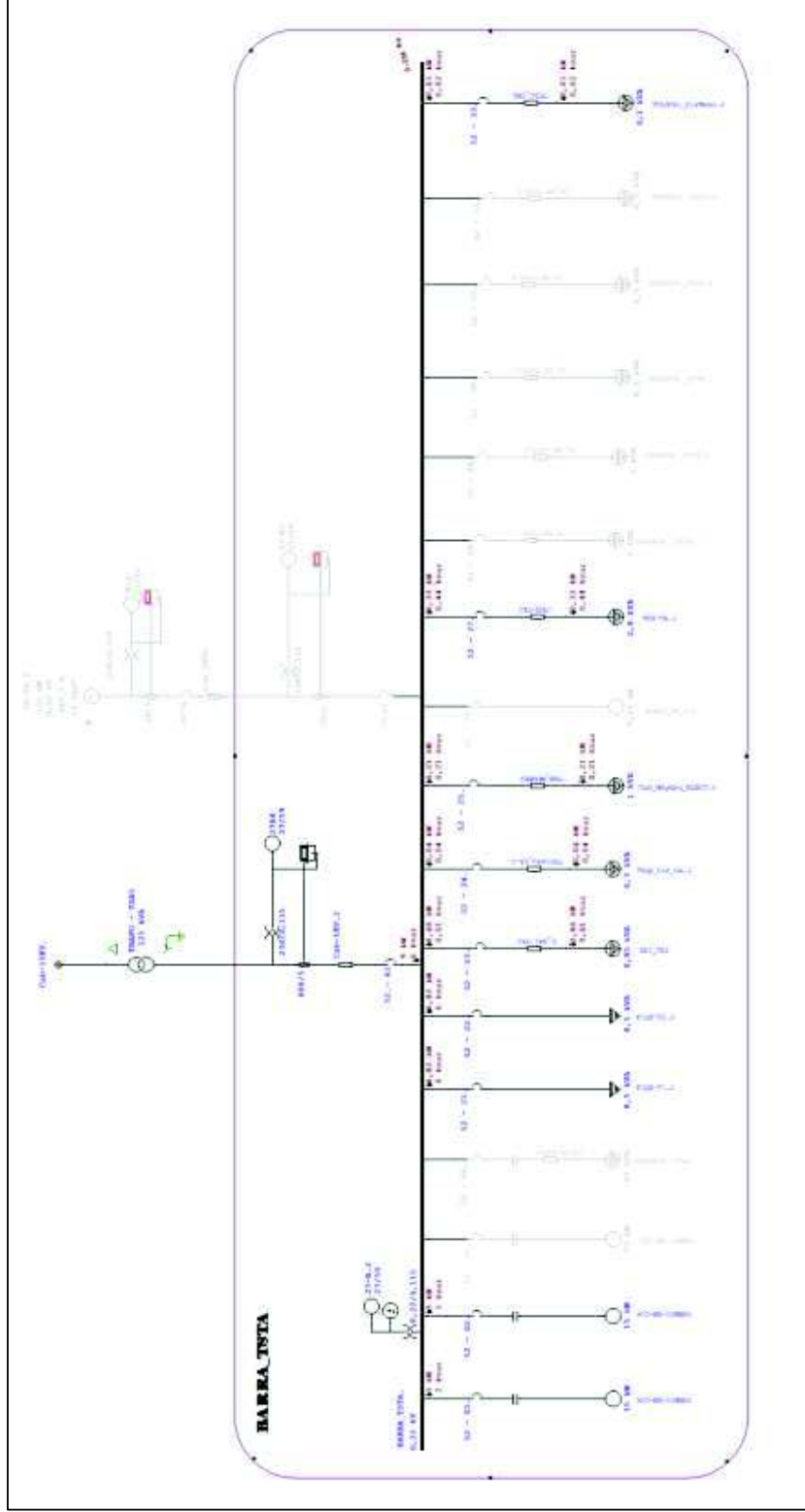
# ANEXO VIII.



# ANEXO IX.

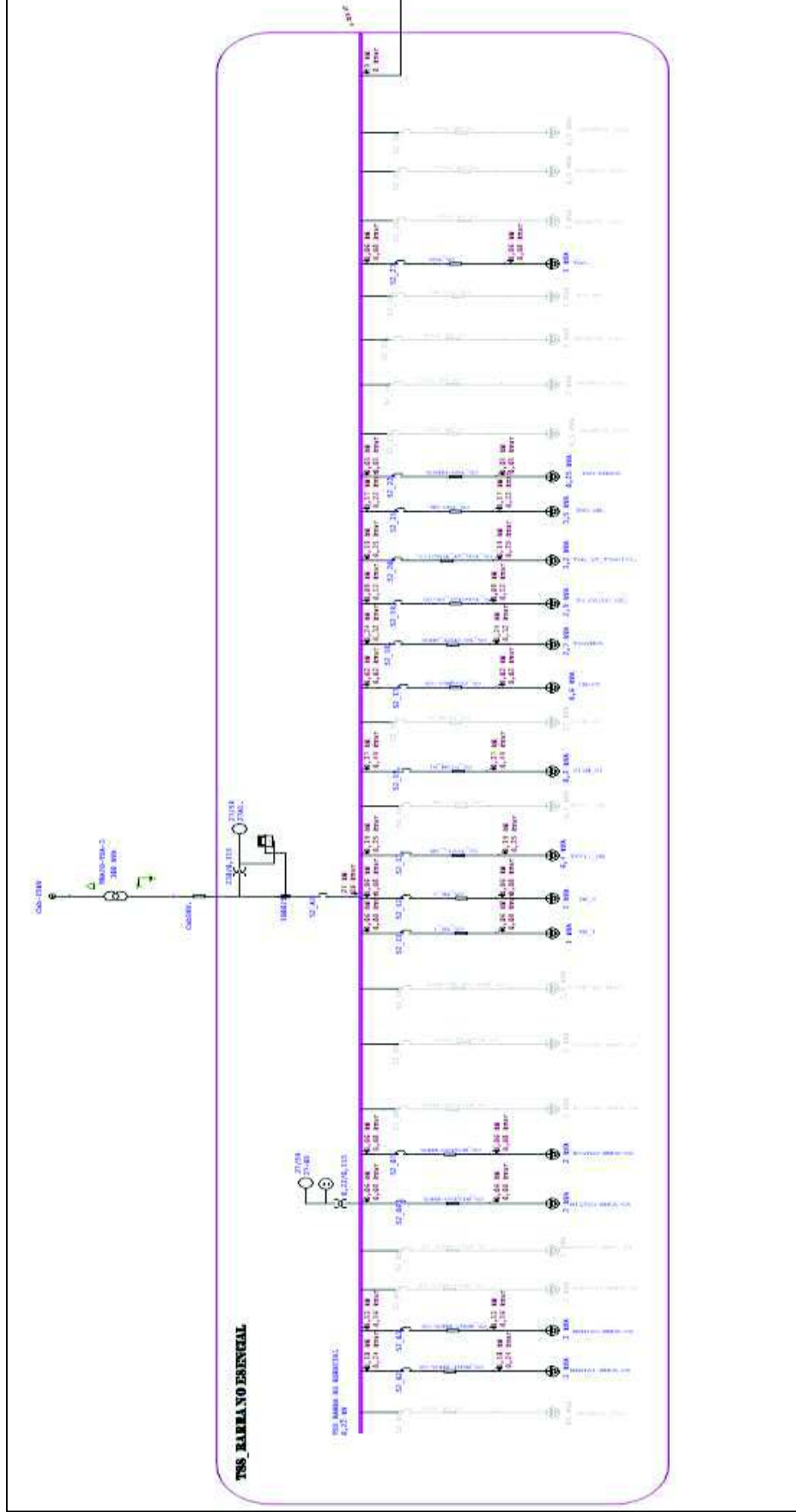


# ANEXO X.

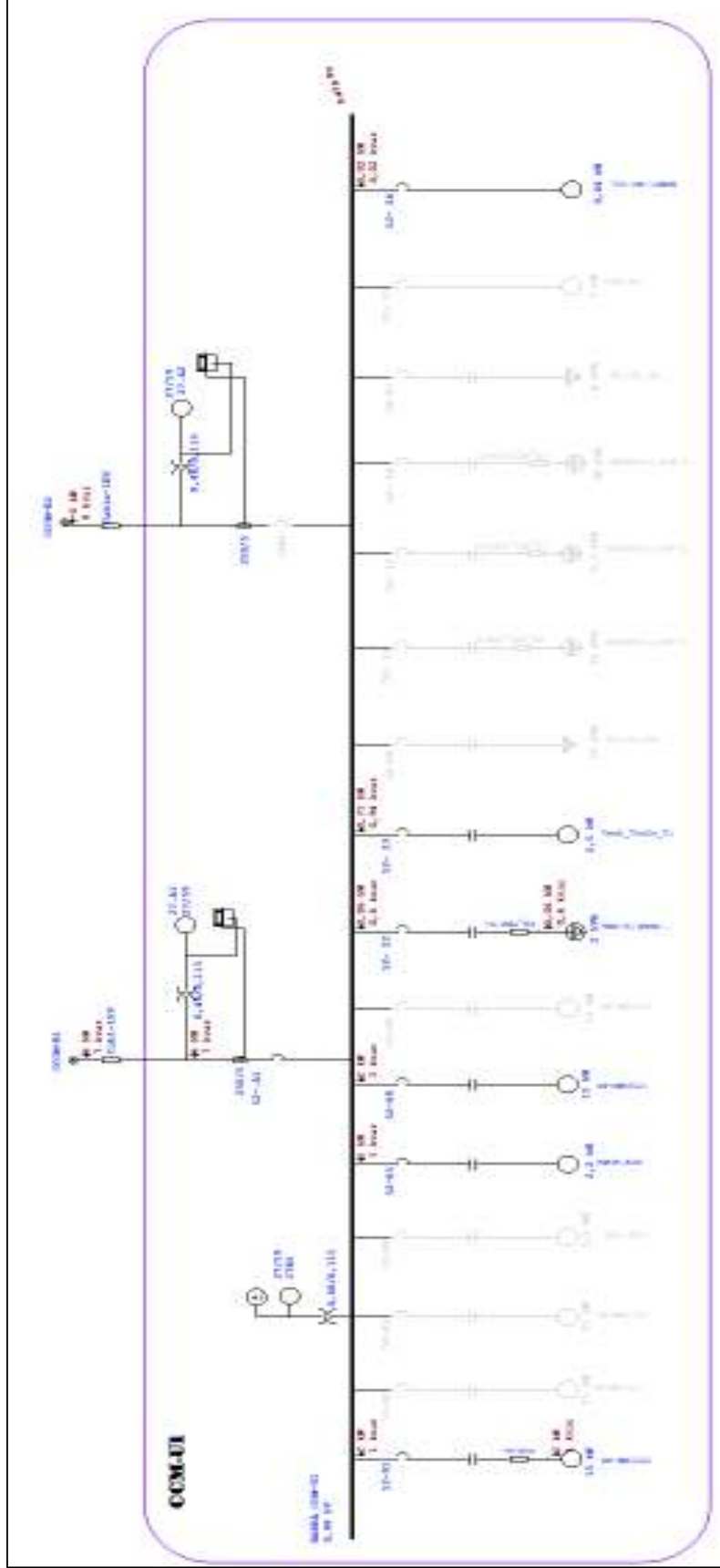




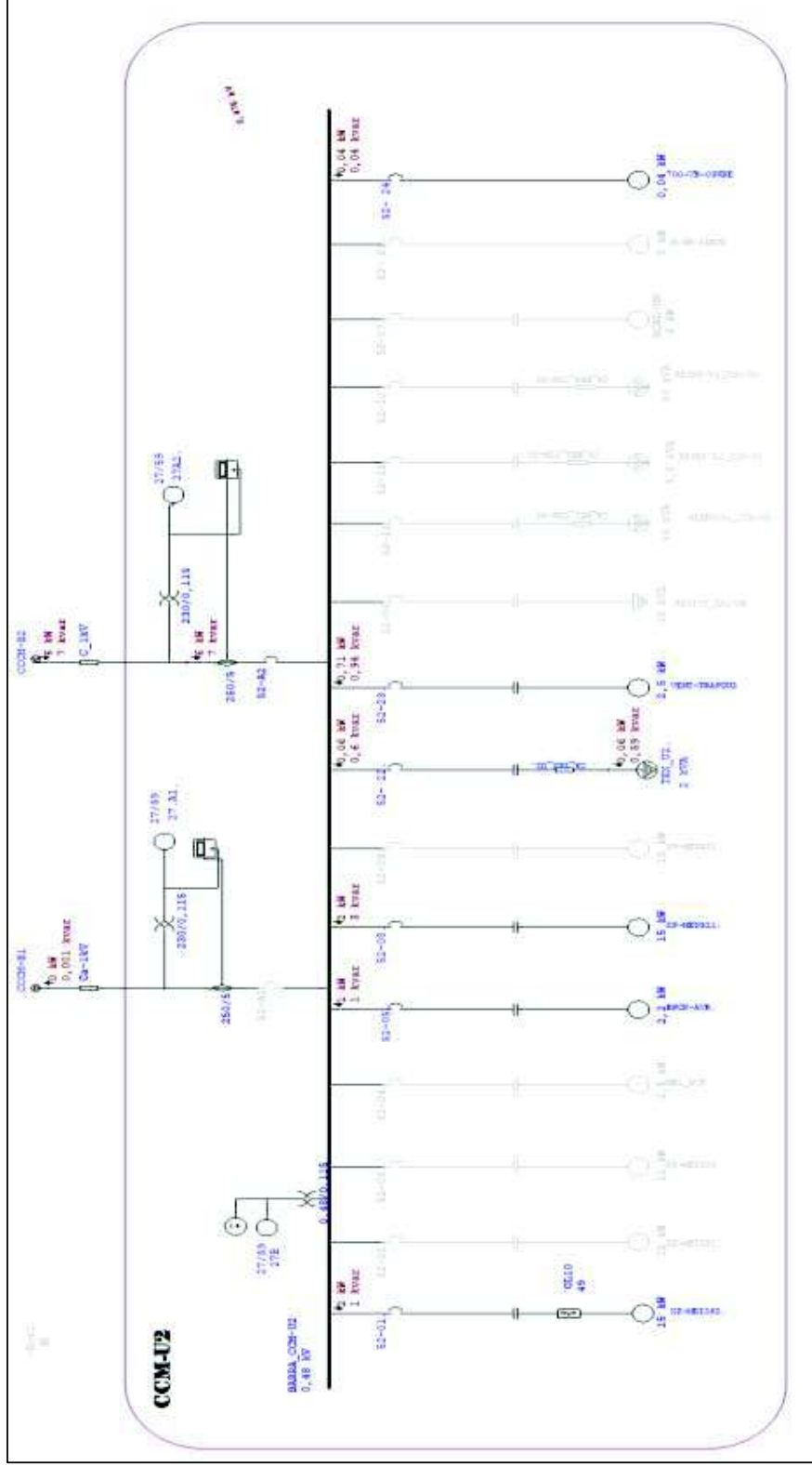
# ANEXO XI.



# ANEXO XII.

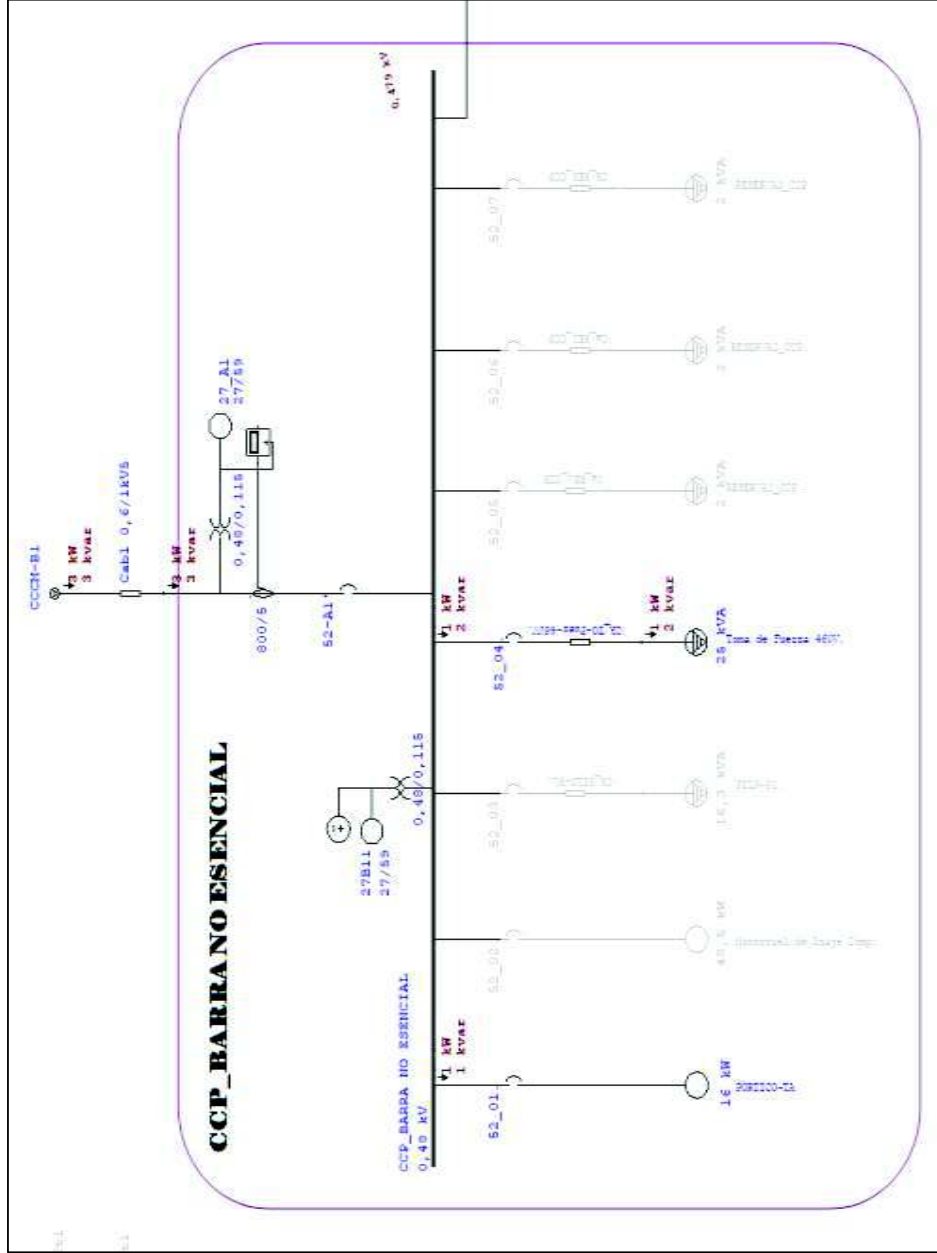


# ANEXO XIII.

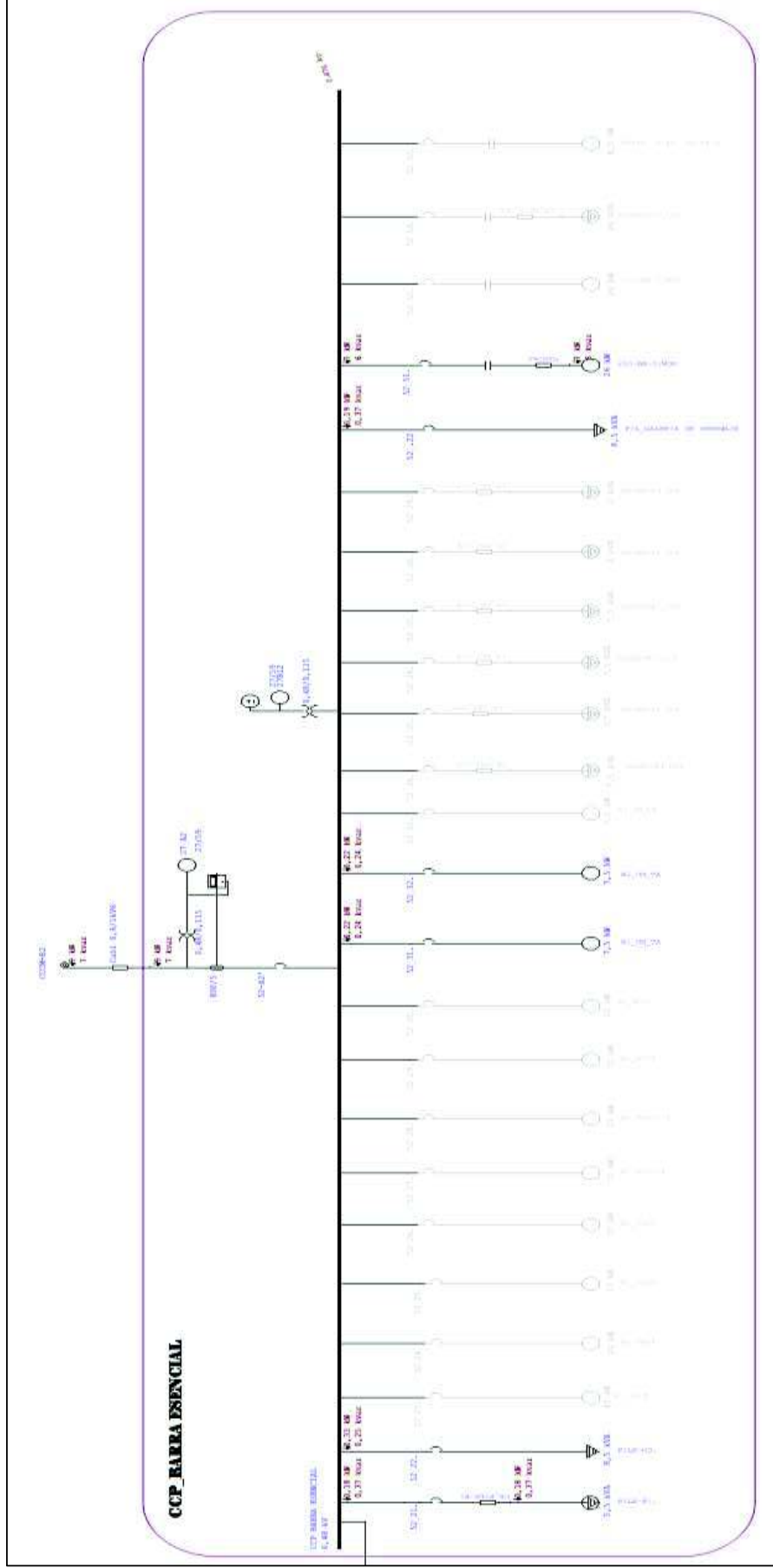




# ANEXO XV.



ANEXO XVI.



## ANEXO XVII.

Barra		Falta Trifásica			Falta Línea-a-Tierra			Falta Línea-a-Línea			*Línea-a-Línea-a-Tierra					
ID	kV	l <sup>k</sup>	ip	lk	l <sup>k</sup>	ip	lb	lk	l <sup>k</sup>	ip	lb	lk	l <sup>k</sup>	ip	lb	lk
B-GE1-INT1	13.800	22,702	59,477	22,594	0,017	0,044	0,017	0,017	19,837	51,971	19,837	19,837	19,841	51,982	19,841	19,841
B-GE2-INT2	13.800	22,684	59,406	22,533	0,017	0,044	0,017	0,017	19,819	51,904	19,819	19,819	19,823	51,915	19,823	19,823
B-OFCINASIETA	0,220	0,739	1,215	0,697	0,738	1,214	0,738	0,738	0,639	1,052	0,639	0,639	0,742	1,220	0,742	0,742
BARRA_CCM-U1	0,480	23,760	43,938	20,962	19,944	36,880	19,944	19,944	20,301	37,542	20,301	20,301	23,054	42,632	23,054	23,054
BARRA_CCM-U2	0,480	24,605	44,889	20,314	19,735	36,005	19,735	19,735	20,905	38,139	20,905	20,905	23,547	42,959	23,547	23,547
BARRA_ILAU1	0,220	9,063	15,393	6,843	8,719	14,808	8,719	8,719	7,840	13,315	7,840	7,840	9,068	15,400	9,068	9,068
BARRA_TD-SE	13.800	0,291	0,534	0,199	0,314	0,577	0,314	0,314	0,246	0,451	0,246	0,246	0,310	0,569	0,310	0,310
BARRA_TD-SE.	13.800	0,291	0,534	0,199	0,314	0,577	0,314	0,314	0,246	0,451	0,246	0,246	0,310	0,569	0,310	0,310
BARRA_TSC	0,220	3,947	6,492	2,808	3,252	5,347	3,252	3,252	3,409	5,607	3,409	3,409	3,867	6,360	3,867	3,867
B_ILU-CM/CA	0,220	7,002	11,768	5,401	6,823	11,466	6,823	6,823	6,056	10,178	6,056	6,056	7,008	11,777	7,008	7,008
B_MANZ30_1	230,000	4,408	10,636	4,401	3,657	8,824	3,657	3,657	3,827	9,235	3,827	3,827	4,198	10,128	4,198	4,198
CCCM-B1	0,480	27,867	54,479	24,231	25,295	49,450	25,295	25,295	23,786	46,501	23,786	23,786	27,350	53,469	27,350	27,350
CCCM-B2	0,480	28,836	55,302	23,218	24,707	47,384	24,707	24,707	24,443	46,877	24,443	24,443	27,862	53,435	27,862	27,862
CCP_BARRA ESENCIAL	0,480	16,530	28,288	14,315	12,104	20,714	12,104	12,104	14,099	24,128	14,099	14,099	15,629	26,746	15,629	15,629
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,480	16,288	28,180	14,812	12,375	21,410	12,375	12,375	13,972	24,174	13,972	13,972	15,582	26,958	15,582	15,582
TPRB-U1.	13.800	22,702	59,477	22,594	0,017	0,044	0,017	0,017	19,837	51,971	19,837	19,837	19,841	51,982	19,841	19,841
TPRB-U2.	13.800	22,684	59,406	22,533	0,017	0,044	0,017	0,017	19,819	51,904	19,819	19,819	19,823	51,915	19,823	19,823
TSG BARRA ESENCIAL	0,480	26,411	49,826	21,333	21,731	40,996	21,731	21,731	22,382	42,224	22,382	22,382	25,328	47,782	25,328	25,328
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,480	25,967	50,006	22,544	22,708	43,729	22,708	22,708	22,154	42,663	22,154	22,154	25,312	48,744	25,312	25,312

## ANEXO XVII.

Barra		Falla 3φ						Falla 1φ						Falla 2φ						Falla 2φ – Tierra															
		ID	kV	I <sup>k</sup>	ip	Ik	I <sup>k</sup>	ip	lb	Ik	I <sup>k</sup>	ip	lb	Ik	I <sup>k</sup>	ip	lb	Ik	I <sup>k</sup>	ip	lb	Ik	I <sup>k</sup>	ip	lb	Ik	I <sup>k</sup>	ip	lb	Ik	I <sup>k</sup>	ip	lb	Ik	I <sup>k</sup>
B-GE1-INT1		13,800	20,757	54,422	20,660	0,015	0,040	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	18,136	47,551	18,136	18,136	18,140	18,140	47,561	18,140	18,140	18,140	18,140	47,561	18,140	18,140	18,140	18,140	18,140	18,140	18,140	18,140	18,140	
B-GE2-INT2		13,800	20,740	54,356	20,603	0,015	0,040	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	18,120	47,488	18,120	18,120	18,120	18,124	47,498	18,124	18,124	18,124	18,124	47,498	18,124	18,124	18,124	18,124	18,124	18,124	18,124	18,124		
B-OFICINAS/ETA		0,220	0,638	1,050	0,603	0,638	1,049	0,638	0,638	0,638	0,638	0,638	0,638	0,552	0,909	0,552	0,552	0,552	0,641	1,054	0,641	0,641	0,641	0,641	1,054	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	0,641	
BARRA_CCM-U1		0,480	20,616	38,472	18,187	17,366	32,408	17,366	17,366	17,366	17,366	17,366	17,366	17,615	32,872	17,615	17,615	17,615	19,961	37,249	19,961	19,961	19,961	19,961	37,249	19,961	19,961	19,961	19,961	19,961	19,961	19,961	19,961	19,961	
BARRA_CCM-U2		0,480	21,363	39,356	17,634	17,205	31,696	17,205	17,205	17,205	17,205	17,205	17,205	18,151	33,438	18,151	18,151	18,151	20,402	37,585	20,402	20,402	20,402	20,402	37,585	20,402	20,402	20,402	20,402	20,402	20,402	20,402	20,402	20,402	
BARRA_ILAU1		0,220	7,835	13,318	5,917	7,535	12,808	7,535	7,535	7,535	7,535	7,535	7,535	6,778	11,520	6,778	6,778	6,778	7,841	13,328	7,841	7,841	7,841	7,841	13,328	7,841	7,841	7,841	7,841	7,841	7,841	7,841	7,841	7,841	
BARRA_TD-SE		13,800	0,285	0,491	0,182	0,286	0,530	0,286	0,286	0,286	0,286	0,286	0,286	0,224	0,415	0,224	0,224	0,224	0,282	0,522	0,282	0,282	0,282	0,282	0,522	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	
BARRA_TD-SE		13,800	0,265	0,491	0,182	0,286	0,530	0,286	0,286	0,286	0,286	0,286	0,286	0,224	0,415	0,224	0,224	0,224	0,282	0,522	0,282	0,282	0,282	0,282	0,522	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	
BARRA_TSC		0,220	3,437	5,682	2,449	2,849	4,710	2,849	2,849	2,849	2,849	2,849	2,849	2,968	4,907	2,968	2,968	2,968	3,362	5,559	3,362	3,362	3,362	3,362	5,559	3,362	3,362	3,362	3,362	3,362	3,362	3,362	3,362	3,362	
B_ILU-CM/CA		0,220	6,060	10,201	4,677	5,901	9,932	5,901	5,901	5,901	5,901	5,901	5,901	5,241	8,823	5,241	5,241	5,241	6,068	10,215	6,068	6,068	6,068	6,068	10,215	6,068	6,068	6,068	6,068	6,068	6,068	6,068	6,068	6,068	
B_MAN230_1		230,000	4,185	10,078	4,179	3,436	8,274	3,436	3,436	3,436	3,436	3,436	3,436	3,633	8,749	3,633	3,633	3,633	3,975	9,571	3,975	3,975	3,975	3,975	9,571	3,975	3,975	3,975	3,975	3,975	3,975	3,975	3,975	3,975	3,975
CCCM-B1		0,480	24,103	47,303	20,963	21,909	42,997	21,909	21,909	21,909	21,909	21,909	21,909	20,574	40,377	20,574	20,574	20,574	23,614	46,343	23,614	23,614	23,614	23,614	46,343	23,614	23,614	23,614	23,614	23,614	23,614	23,614	23,614	23,614	23,614
CCCM-B2		0,480	24,955	48,108	20,101	21,431	41,313	21,431	21,431	21,431	21,431	21,431	21,431	21,155	40,782	21,155	21,155	21,155	24,062	46,386	24,062	24,062	24,062	24,062	46,386	24,062	24,062	24,062	24,062	24,062	24,062	24,062	24,062	24,062	24,062
CCP BARRA ESENCIAL		0,480	14,455	25,104	12,506	10,658	18,511	10,658	10,658	10,658	10,658	10,658	10,658	12,329	21,411	12,329	12,329	12,329	13,651	23,707	13,651	13,651	13,651	13,651	23,707	13,651	13,651	13,651	13,651	13,651	13,651	13,651	13,651	13,651	13,651
CCP BARRA NO ESENCIAL		0,480	14,230	24,981	12,932	10,884	19,107	10,884	10,884	10,884	10,884	10,884	10,884	12,206	21,427	12,206	12,206	12,206	13,595	23,866	13,595	13,595	13,595	13,595	23,866	13,595	13,595	13,595	13,595	13,595	13,595	13,595	13,595	13,595	13,595
TPRB-U1.		13,800	20,757	54,422	20,660	0,015	0,040	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	18,136	47,551	18,136	18,136	18,136	18,140	47,561	18,140	18,140	18,140	18,140	47,561	18,140	18,140	18,140	18,140	18,140	18,140	18,140	18,140	18,140	18,140
TPRB-U2.		13,800	20,740	54,356	20,603	0,015	0,040	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	18,120	47,488	18,120	18,120	18,120	18,124	47,498	18,124	18,124	18,124	18,124	47,498	18,124	18,124	18,124	18,124	18,124	18,124	18,124	18,124	18,124	18,124
TSG BARRA ESENCIAL		0,480	22,883	43,484	18,490	18,887	35,891	18,887	18,887	18,887	18,887	18,887	18,887	19,394	36,853	19,394	19,394	19,394	21,895	41,607	21,895	21,895	21,895	21,895	41,607	21,895	21,895	21,895	21,895	21,895	21,895	21,895	21,895	21,895	21,895
TSG BARRA NO ESENCIAL		0,480	22,480	43,544	19,522	19,702	38,162	19,702	19,702	19,702	19,702	19,702	19,702	19,180	37,151	19,180	19,180	19,180	21,867	42,354	21,867	21,867	21,867	21,867	42,354	21,867	21,867	21,867	21,867	21,867	21,867	21,867	21,867	21,867	21,867



## ANEXO XVIII.

Barra		Falla 3 φ				Falla 1 φ				Falla 2 φ				Falla 2 φ – Tierra			
ID	kV	I <sup>k</sup>	ip	Ik	I <sup>k</sup>	ip	lb	Ik	I <sup>k</sup>	ip	lb	Ik	I <sup>k</sup>	ip	lb	Ik	I <sup>k</sup>
B-GE1-INT1	13.800	21,244	55,264	16,930	0,017	0,044	0,017	0,017	18,573	48,315	18,573	18,573	18,577	48,326	18,577	18,577	18,577
B-OFICINAS/ETA	0,220	0,739	1,215	0,697	0,738	1,214	0,738	0,738	0,639	1,051	0,639	0,639	0,742	1,220	0,742	0,742	0,742
BARRA_CCM-U1	0,480	23,890	44,167	20,917	20,018	37,010	20,018	20,018	20,438	37,785	20,438	20,438	23,168	42,832	23,168	23,168	23,168
BARRA_CCM-U2	0,480	23,356	42,853	19,882	19,243	35,308	19,243	19,243	19,958	36,620	19,958	19,958	22,589	41,446	22,589	22,589	22,589
BARRA_ILAU1	0,220	9,068	15,400	6,841	8,723	14,814	8,723	8,723	7,845	13,323	7,845	7,845	9,071	15,405	9,071	9,071	9,071
BARRA_TD-SE	13,800	0,288	0,530	0,198	0,312	0,574	0,312	0,312	0,244	0,448	0,244	0,244	0,308	0,566	0,308	0,308	0,308
BARRA_TD-SE	13,800	0,288	0,530	0,198	0,312	0,574	0,312	0,312	0,244	0,448	0,244	0,244	0,308	0,566	0,308	0,308	0,308
BARRA_TSC	0,220	3,943	6,486	2,804	3,250	5,346	3,250	3,250	3,406	5,602	3,406	3,406	3,864	6,356	3,864	3,864	3,864
B_ILU-CM/CA	0,220	6,976	11,734	5,388	6,808	11,450	6,808	6,808	6,036	10,151	6,036	6,036	6,989	11,755	6,989	6,989	6,989
B_MAN230_1	230,000	2,912	6,925	2,798	2,795	6,647	2,795	2,795	2,526	6,008	2,526	2,526	2,916	6,935	2,916	2,916	2,916
CCCM-B1	0,480	28,047	54,833	24,169	25,418	49,693	25,418	25,418	23,976	46,874	23,976	23,976	27,509	53,781	27,509	27,509	27,509
CCCM-B2	0,480	27,312	52,674	22,647	24,008	46,302	24,008	24,008	23,275	44,888	23,275	23,275	26,683	51,461	26,683	26,683	26,683
CCP_BARRA ESENCIAL	0,480	15,990	27,507	14,106	11,930	20,522	11,930	11,930	13,685	23,541	13,685	13,685	15,223	26,187	15,223	15,223	15,223
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,480	16,221	28,035	14,790	12,364	21,368	12,364	12,364	13,951	24,111	13,951	13,951	15,536	26,852	15,536	15,536	15,536
TPRB-U1.	13,800	21,244	55,264	16,930	0,017	0,044	0,017	0,017	18,573	48,315	18,573	18,573	18,577	48,326	18,577	18,577	18,577
TPRB-U2.	13,800	13,250	33,641	13,098	0,000	0,000	0,000	0,000	11,456	29,130	11,456	11,456	11,456	29,130	11,456	11,456	11,456
TSG BARRA ESENCIAL	0,480	25,088	47,571	20,852	21,173	40,147	21,173	21,173	21,369	40,519	21,369	21,369	24,305	46,087	24,305	24,305	24,305
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,480	26,189	50,443	22,490	22,840	43,994	22,840	22,840	22,374	43,096	22,374	22,374	25,508	49,132	25,508	25,508	25,508

## ANEXO XIX.

ID	kV	Falla 3φ			Falla 1φ			Falla 2φ			Falla 2φ –Tierra			
		l <sup>k</sup>	ip	lk	l <sup>k</sup>	ip	lk	l <sup>k</sup>	ip	lk	l <sup>k</sup>	ip	lb	lk
B-GE-I-INT1	13,800	19,425	50,564	13,105	0,015	0,040	0,015	16,982	44,204	16,982	16,982	44,214	16,986	16,986
B-OFICINAS/ETA	0,220	0,638	1,050	0,602	0,638	1,049	0,638	0,552	0,908	0,552	0,552	1,054	0,641	0,641
BARRA_CCM-U1	0,480	20,729	38,673	18,147	17,432	32,522	17,432	17,734	33,086	17,734	17,734	37,425	20,060	20,060
BARRA_CCM-U2	0,480	20,282	37,580	17,260	16,775	31,082	16,775	17,331	32,112	17,331	17,331	36,267	19,573	19,573
BARRA_ILAU1	0,220	7,840	13,324	5,916	7,538	12,812	7,538	6,782	11,527	6,782	6,782	13,332	7,844	7,844
BARRA_TD-SE	13,800	0,263	0,487	0,181	0,285	0,527	0,285	0,223	0,412	0,223	0,223	0,519	0,280	0,280
BARRA_TD-SE	13,800	0,263	0,487	0,181	0,285	0,527	0,285	0,223	0,412	0,223	0,223	0,519	0,280	0,280
BARRA_TSC	0,220	3,433	5,677	2,445	2,848	4,709	2,848	2,965	4,903	2,965	2,965	5,555	3,360	3,360
B_ILU-CM/CA	0,220	6,038	10,172	4,665	5,888	9,919	5,888	5,224	8,800	5,224	5,224	10,196	6,053	6,053
B_MAN230_1	230,000	2,729	6,481	2,498	2,604	6,183	2,604	2,368	5,623	2,368	2,368	6,474	2,726	2,726
CCCM-B1	0,480	24,259	47,609	20,910	22,016	43,208	22,016	20,738	40,700	20,738	20,738	46,611	23,750	23,750
CCCM-B2	0,480	23,642	45,834	19,610	20,825	40,373	20,825	20,148	39,061	20,148	20,148	44,681	23,048	23,048
CCP_BARRA ESENCIAL	0,480	13,979	24,406	12,321	10,502	18,335	10,502	11,963	20,886	11,963	11,963	23,206	13,292	13,292
CCP_BARRA NO ESENCIAL	0,480	14,175	24,862	12,913	10,876	19,075	10,876	12,190	21,380	12,190	12,190	23,781	13,568	13,568
TPRB-U1.	13,800	19,425	50,564	13,105	0,015	0,040	0,015	16,982	44,204	16,982	16,982	44,214	16,986	16,986
TPRB-U2.	13,800	12,122	30,856	12,002	0,000	0,000	0,000	10,496	26,718	10,496	10,496	26,718	10,496	10,496
TSG BARRA ESENCIAL	0,480	21,740	41,524	18,075	18,402	35,149	18,402	18,518	35,371	18,518	18,518	40,137	21,013	21,013
TSG BARRA NO ESENCIAL	0,480	22,671	43,919	19,475	19,817	38,390	19,817	19,370	37,524	19,370	19,370	42,685	22,034	22,034

**ANEXO XX.**

NIVEL DE VOLTAJE [KV]	LOCACION	Relay ID	Manufacturer	Model	CT Ratio	Device Function	Trip Element	Curve IEC	Tap (Pickup)		Time Dial / Mult.	Instantaneous		Inst. Delay
									Setting	Primary		Setting	Primary	
13,8	S/E	RPTP-U1_LV	Schneider Electric	P642-643	500:1	Overcurrent	Phase	EI	0,120	60	1,325			
13,8	S//E	RPTS-U1_LV	Schneider Electric	P642-643	500:1	Overcurrent	Phase	EI	0,120	60	1,325			
13,8	S/E	RPLC-U1_LV	Schneider Electric	P642-643	2000:5	Overcurrent	Phase	EI	0,900	1800	0,175			
13,8	S/E	RPLC-U2_LV	Schneider Electric	P642-643	2000:5	Overcurrent	Phase	EI	0,900	1800	0,175			
13,8	S/E	RPTP-U2_LV	Schneider Electric	P642-643	500:1	Overcurrent	Phase	EI	0,120	60	1,325			
13,8	S/E	RPTS-U2_LV	Schneider Electric	P642-643	500:1	Overcurrent	Phase	EI	0,120	60	1,325			
13,8	CCCM	R 50/51	ALSTOM	P14N	200:5	Overcurrent	Phase	EI	0,300	60	0,700	14	2800	
13,8	CCCM	R 50/51	ALSTOM	P14N	1500:5	Overcurrent	Ground	EI	1,000	1500	0,500			
13,8	CCCM	R_50/51	ALSTOM	P14N	200:5	Overcurrent	Phase	EI	0,300	60	0,700	14	2800	
13,8	CCCM	R_50/51	ALSTOM	P14N	1500:5	Overcurrent	Ground	EI	1,000	1500	0,500			
13,8	S/E	R 50-51	ALSTOM	P14N	40:5	Overcurrent	Phase	EI	0,530	21	1,000	4	160	0,25 s
13,8	S//E	R 50-51	ALSTOM	P14N	40:5	Overcurrent	Ground	EI	0,600	24	0,300			

13,8	S/E	R 50-51	ALSTOM	P14N	40:5	Overcurrent	Phase	EI	0,530	21	1,000	4	160	0,25 s
13,8	S/E	R 50-51	ALSTOM	P14N	40:5	Overcurrent	Ground	EI	0,600	24	0,300			
13,8	S/E	R-50/51	ALSTOM	P14N	20:5	Overcurrent	Phase	EI	1,000	20	0,250	6	120	
13,8	S/E	R-50/51	ALSTOM	P14N	20:5	Overcurrent	Ground	EI	1,000	20	0,100			
13,8	S/E	R50/51.	ALSTOM	P14N	20:5	Overcurrent	Phase	EI	1,000	20	0,800	6	110	
13,8	S//E	R50/51.	ALSTOM	P14N	20:5	Overcurrent	Ground	EI	1,000	20	0,100			
13,8	S/E	R50/51F	ALSTOM	P14N	20:5	Overcurrent	Phase	EI	1,000	20	0,800	4,000	80	
13,8	S//E	R50/51F	ALSTOM	P14N	20:5	Overcurrent	Ground	EI	1,000	20	0,100			

## ANEXO XXI.

<u>LOCACION</u>	<u>TIPO</u>	<u>EQUIPO PROTEGIDO</u>	<u>Fuse ID</u>	<u>Manufacturer</u>	<u>Model</u>	<u>Max Voltage</u>	<u>Speed</u>	<u>Size</u>	<u>Cont. Amp</u>
CCCM-SUBESTACION	LINEA AEREA	TSA-1 (LLEGADA A LA SUBESTACION)	F2-TSA1	Chance	Fuse Link (SloFast)	13,8 KV	SloFast	10,4A	10,4
CCCM-SUBESTACION	LINEA AEREA	TSA-1 (SALIDA DE CASA DE MAQUINAS)	F1-TSA1	Chance	Fuse Link (K)	13,8 KV	Fast	65A	65
CCCM-SUBESTACION	LINEA AEREA	TSA-1 (PROTECCION ALTA)	F3-TSA1	Chance	Fuse Link (K)	13,8 KV	Fast	40A	40
CCCM-SUBESTACION	CABLE ENTERRADO	TSA-2 (PROTECCION ALTA)	F-60A.	Chance	Fuse Link (MS)	13,8 KV	Very Slow	65A	65
LINEA A CAPTACION	LINEA AEREA	TSA-5 (PROTECCION ALTA)	F1-TSA5	Chance	Fuse Link (SloFast)	13,8 KV	SloFast	4,2A	4,2
LINEA A CAPTACION	LINEA AEREA	TSA-5 (TIRAFUSIBLE SALIDA SUBESTACION)	F2-TSA5	Chance	Fuse Link (K)	13,8 KV	Fast	25A	25
LINEA A CAPTACION	LINEA AEREA	TSA-5 (TIRAFUSIBLE LLEGADA A CAPTACION)	F3_TSA5	Chance	Fuse Link (K)	13,8 KV	Fast	30A	30
LINEA A CAMPAMENTO	LINEA AEREA	TSA-4 (PROTECCION ALTA)	F-10A	Chance	Fuse Link (SloFast)	13,8 KV	SloFast	1,4A	1,4
LINEA A CAMPAMENTO	LINEA AEREA	TSA-4 (PROTECCION BAJA)	Fuse2	Chance	Fuse Link (K)	13,8 KV	Fast	200A	200
LINEA A CAMPAMENTO	LINEA AEREA	TSA-4 (LINEA LLEGADA CAMPAMENTO )	Fuse 3H	Chance	Fuse Link (K)	13,8 KV	Fast	25A	25
LINEA A CAMPAMENTO	LINEA AEREA	TSA-4 (SALIDA DE LA SUBESTACION)	F-5H	Chance	Fuse Link (K)	13,8 KV	Fast	30A	30

## ANEXO XXII.

NIVEL DE VOLTAJE [kV]	ID	Manufacturer	Modelo		Sensor Frame	Function	Long-Time		Short-Time / Ground			Instantaneous
							Pickup Setting [A]	Time [s]	Pickup Setting [A]	Time [s]	I <sup>xt</sup>	
0,468	52_A1.	Merlin Gerin	NW20 H1(MND)	MICROLOGIC 6.0	2000	Phase	1600	4	6400	0,1	IN	30000
0,480	52_A1.	Merlin Gerin	NW20 H1(MND)	MICROLOGIC 6.0	2000	Ground			500	0,3	IN	
0,468	52_A2	Merlin Gerin	NW20 H1(MND)	MICROLOGIC 6.0	2000	Phase	1600	4	6400	0,1	IN	30000
0,480	52_A2	Merlin Gerin	NW20 H1(MND)	MICROLOGIC 6.0	2000	Ground			500	0,3	IN	
0,480	52E1.	Merlin Gerin	NW10n1(MND)	MICROLOGIC 6.0	1000	Phase	800	4	3200		IN	15000
0,480	52E1.	Merlin Gerin	NW10n1(MND)	MICROLOGIC 6.0	1000	Ground			500	0,2	IN	
0,480	52E2.	Merlin Gerin	NW10n1(MND)	MICROLOGIC 6.0	1000	Phase	800	4	3200		IN	15000
0,480	52E2.	Merlin Gerin	NW10n1(MND)	MICROLOGIC 6.0	1000	Ground			500	0,2	IN	
0,480	.52T	Merlin Gerin	NW20 H1(MND)	MICROLOGIC 6.0	2000	Phase	1400	4	11200		IN	30000
0,480	.52T	Merlin Gerin	NW20 H1(MND)	MICROLOGIC 6.0	2000	Ground			500	0,2	IN	
0,468	52 - 11	Merlin Gerin	NSX 250H(MND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Phase	250	16	1000	0 OFF	OUT	3000
0,480	52 - 11	Merlin Gerin	NSX 250H(MND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Ground			125	0 OFF	OUT	
0,480	52 - 12	Merlin Gerin	NSX 250H(MND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Phase	250	16	1000		OUT	3000

0,480	CCCM	52 - 12	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Ground			125	0 OFF	OUT	
0,468	CCCM	52 - 13	Merlin Gerin	NSX 630H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	630	Phase	630	16	3150	0,2	OUT	9450
0,480	CCCM	52 - 13	Merlin Gerin	NSX 630H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	630	Ground			252	0,2	OUT	
0,468	CCCM	52 - 14	Merlin Gerin	NSX 630H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	630	Phase	630	2	3150	0,2	IN	6300
0,480	CCCM	52 - 14	Merlin Gerin	NSX 630H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	630	Ground			315	0,2	OUT	
0,480	CCCM	52 - 15	Merlin Gerin	NSX 800H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	800	Phase	640	4	5120		IN	9600
0,480	CCCM	52 - 15	Merlin Gerin	NSX 800H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	800	Ground			320	0,1	OUT	
0,468	CCCM	52 - 16	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Phase	250	4	1000	0,3	IN	3000
0,480	CCCM	52 - 16	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Ground			125	0,3	IN	
0,480	CCCM	52 - 17	Merlin Gerin	NSX 800H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	800	Phase	640	8	6400		IN	9600
0,480	CCCM	52 - 17	Merlin Gerin	NSX 800H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	800	Ground			320	0,1	IN	
0,480	CCCM	52 - 18	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Phase	250	1				375
0,480	CCCM	52 - 18	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Ground			50	0,1	OUT	
0,480	CCCM	52 - 21	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Phase	250	16	1000		OUT	3000
0,480	CCCM	52 - 21	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Ground			125	0 OFF	OUT	
0,468	CCCM	52 - 22	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Phase	250	16	1000	0 OFF	OUT	3000
0,480	CCCM	52 - 22	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Ground			125	0 OFF	OUT	
0,468	CCCM	52 - 23	Merlin Gerin	NSX 630H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	630	Phase	630	16	3150	0,2	OUT	9450

0,480	CCCM	52 - 23	Merlin Gerin	NSX 630H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	630	Ground			315	0	OUT	
0,468	CCCM	52 - 24	Merlin Gerin	NSX 630H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	630	Phase	630	2	3150	0,2	IN	6300
0,480	CCCM	52 - 24	Merlin Gerin	NSX 630H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	630	Ground			315	0,2	OUT	
0,468	CCCM	52 - 25	Merlin Gerin	NSX 800H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	800	Phase	640	4	5120	0,4	IN	9600
0,480	CCCM	52 - 25	Merlin Gerin	NSX 800H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	800	Ground			320	0,1	IN	
0,468	CCCM	52 - 26	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Phase	250	4,0	1000	0,3	IN	3000
0,480	CCCM	52 - 26	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Ground			125	0,3	IN	
0,480	CCCM	52 - 27	Merlin Gerin	NSX 800H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	800	Phase	640	8	6400		IN	9600
0,480	CCCM	52 - 27	Merlin Gerin	NSX 800H(MIND)	MICROLOGIC 6.0	800	Ground			320	0,1	IN	
0,480	CCCM	52 - 28	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Phase	250	4,0	1000		IN	3000
0,480	CCCM	52 - 28	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 6.2 A/E (PP)	250	Ground			125	0,3	IN	
0,480	CCM-U1	52-A1	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 5.2 A/E (PP)	250	Phase	250	16,0	1000	0	OUT	3000
0,480	CCM-U1	52A2.	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 5.2 A/E (PP)	250	Phase	250	16,0	1000	0	OUT	3000
0,480	CCM-U2	52-A1	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 5.2 A/E (PP)	250	Phase	250	16,0	1000	0	OUT	3000
0,480	CCM-U2	52-A2	Merlin Gerin	NSX 250H(MIND)	Micrologic 5.2 A/E (PP)	250	Phase	250	16,0	1000	0	OUT	3000
0,480	TSG	52-A1.	Merlin Gerin	NSX 630H(MIND)	Micrologic 5.3 A/E (NSX)	630	Phase	570,1	16,0	2566	0,2	OUT	6930
0,480	TSG	52-A2.	Merlin Gerin	NSX 630H(MIND)	Micrologic 5.3 A/E (NSX)	630	Phase	570,1	2,0	1996	0	OUT	6930
0,480	TSG	52T.	Merlin Gerin	NSX 630H(MIND)	Micrologic 5.3 A/E (NSX)	630	Phase	500,2	2,0	2001	0	OUT	6930

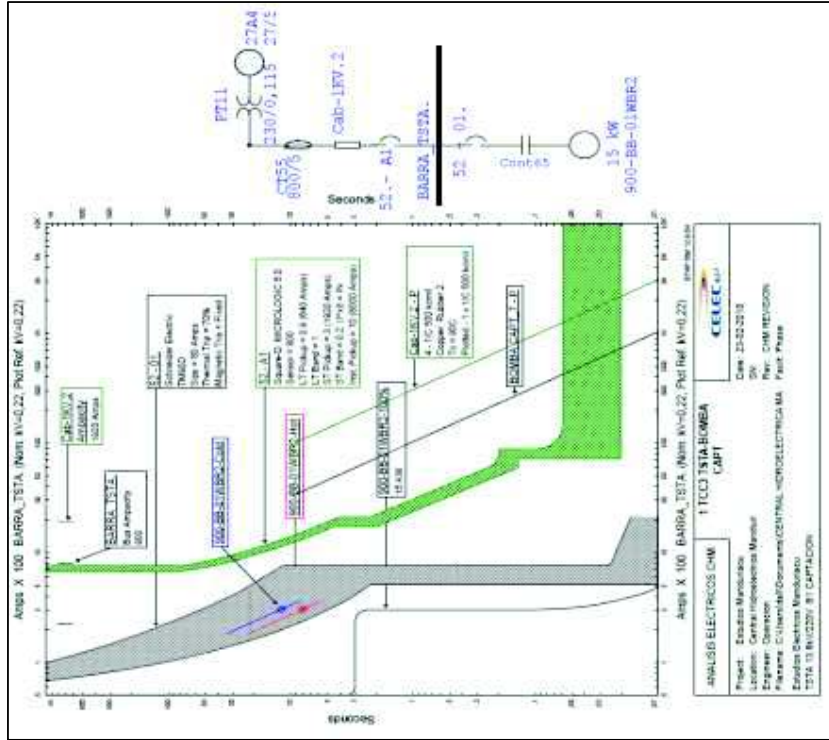
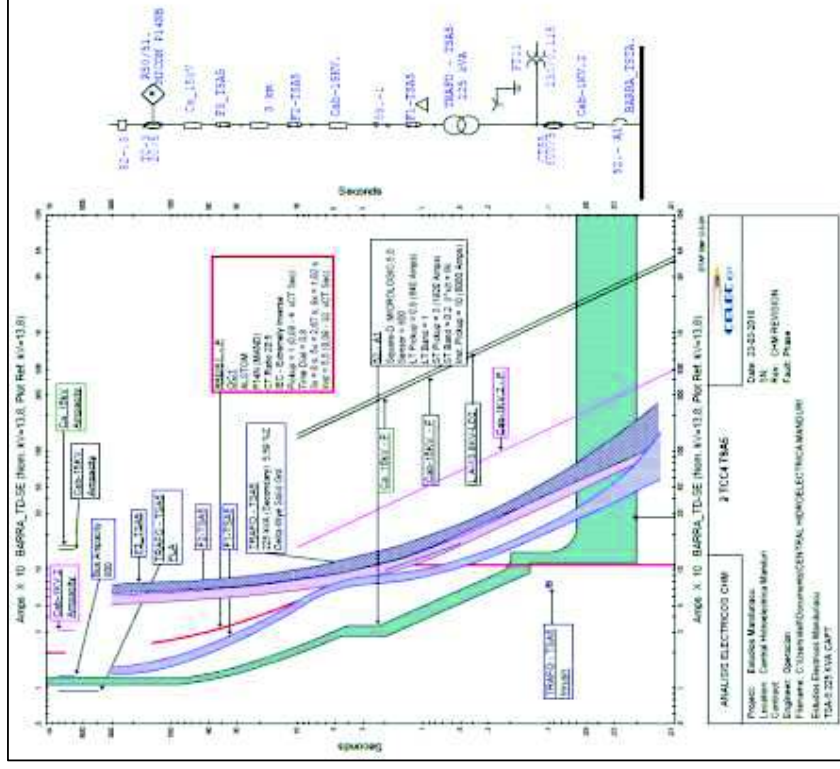


0,480	CCP	52-A1'	Schneider Electric	NSX630 - F(MAD)	Micrologic 5.3 A/E (NSX)	630	Phase	500,2	2,0	2501	0,2	IN	6930
0,480	CCP	52-A2'	Schneider Electric	NSX630 - F(MAD)	Micrologic 5.3 A/E (NSX)	630	Phase	500,2	2,0	2501	0,2	IN	6930
0,480	CCP	52_T	Schneider Electric	NSX630 - F(MAD)	Micrologic 5.3 A/E (NSX)	630	Phase	500,2	2,0	2501	0 OFF	OUT	2520
0,220	TSTA	52.-A1	Merlin Gerin	NT08 H1(MND)	MICROLOGIC 5.0	800	Phase	640	1	1920	0,2	IN	8000
0,220	TSTA	52-E1.	Merlin Gerin	NT06 H1(MND)	MICROLOGIC 5.0	630	Phase	378	0,5	1512	0,2	IN	2520
0,220	TSS	52_A1	Merlin Gerin	NT10 H1(MND)	MICROLOGIC 5.0	1000	Phase	1000	16	1500	0,2	IN	6000
0,220	TSS	53T.	Merlin Gerin	NT10 H1(MND)	MICROLOGIC 5.0	1000	Phase	900	8	1350	0,1	IN	3000
0,220	TSS	52_E1	Merlin Gerin	NT10 H1(MND)	MICROLOGIC 5.0	1000	Phase	1000	16	6000	0,4	IN	8000
0,220	CAMP.	52.A1	Merlin Gerin	NT06 H1(MND)	Micrologic 5.2 A/E (PP)	250	Phase	200	16,0	600	0,2	OUT	3000

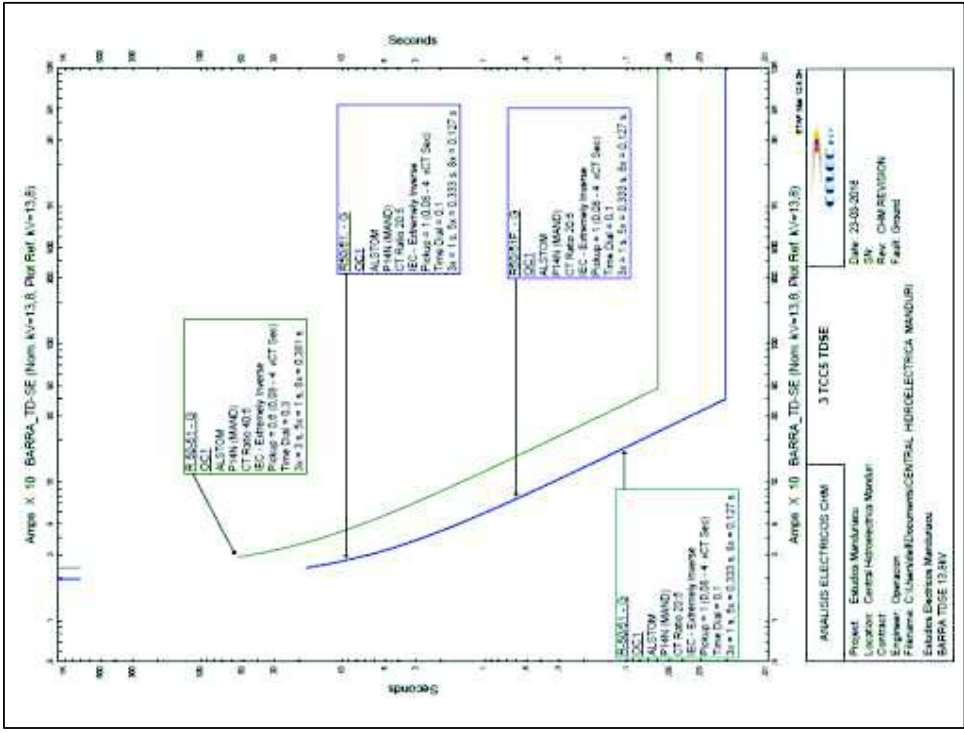
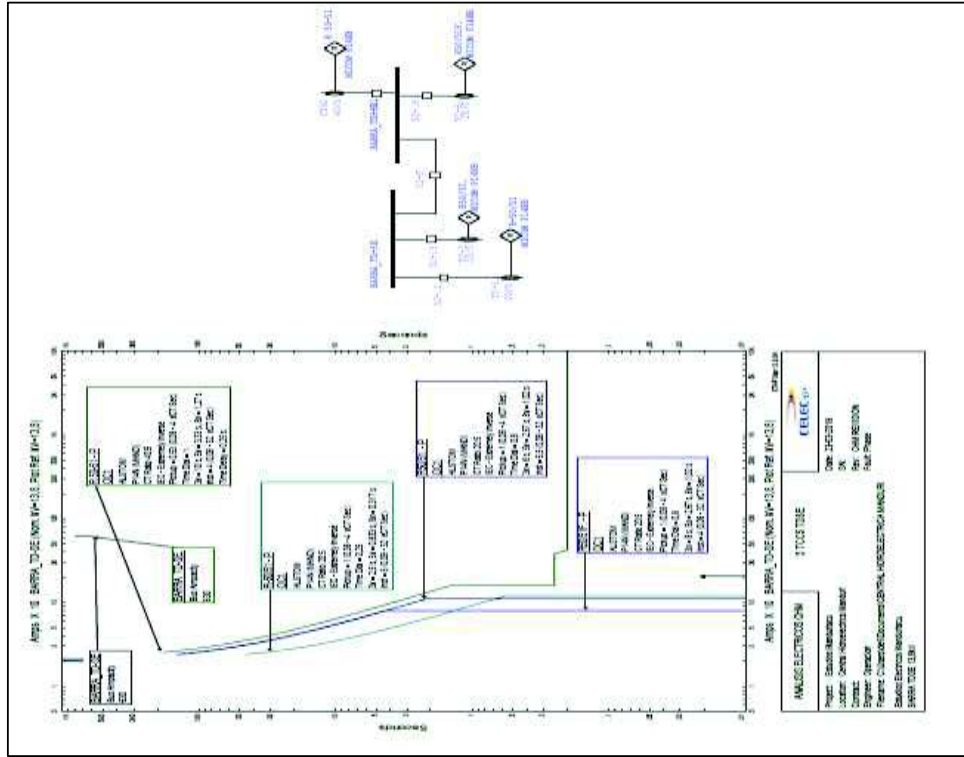
**ANEXO XXIII.**

<u>NIVEL DE VOLTAJE</u>	<u>LOCACION</u>	<u>TABLERO</u>	<u>EQUIPO PROTEGIDO</u>	<u>ID</u>	<u>Manufacturer</u>	<u>Model</u>	<u>Size</u>	<u>Amps</u>	<u>Setting</u>	<u>Trip (Amps)</u>	<u>Setting</u>	<u>Trip (Amps)</u>
480	CASA DE MAQUINAS	CCM-U1	MotoBomba 1 Circ. Aceit Cojinete Comb U1	52-01	Schneider Electric	NSX100 - H	100	32	100%	32,000	Fixed	400
480	CASA DE MAQUINAS	CCM-U2	MotoBomba 1 Circ. Aceit Cojinete Combi U2	52-01.	Schneider Electric	NSX100 - H	100	32	100%	32,000	Fixed	400
480	CASA DE MAQUINAS	TSG BNE	Bomba 2 Sistema de Vaciado	52_105	Schneider Electric	NSX250 - H	250	150	70%	175,000	5X	1250
480	CASA DE MAQUINAS	TSG BE	Bomba 1 Sistema de Enfriamiento	52_101	Schneider Electric	NSX100 - H	100	100	100%	100,000	Fixed	800
480	PRESA	CCP BNE	Monorriel de Izaje de las Compuertas	52_02.	Schneider Electric	NSX100 - F	100	100	70%	70,000	Fixed	800
480	PRESA	CCP BNE	Toma de Fuerza 460V/25KVA	52_04.	Schneider Electric	NSX100 - F	100	100	70%	35,000	Fixed	500
480	PRESA	CCP BE	Bomba1 Sistema Drenaje Galeria	52_51.	Schneider Electric	NSX100 - H	100	50	100%	50,000	Fixed	500
220	CAPTACION	TSTA	Bomba de Captacion 1	52 - 01.	Schneider Electric	NSX100 - H	100	100	70%	56,000	Fixed	640
220	S/E	TSS	Cargador de Baterias 1 125VCC	52-74.	Schneider Electric	NSX100 - B	100	80	100%	80,000	Fixed	640
220	S/E	TSS	Bomba Princp. 1 Agua de Nebulizacion	52-121	Schneider Electric	NSX400 - H	400	400	100%	400,000		
220	CAMP.	CAMP.	Campamento Breker Principal	52.-01	Merlin Gerin	C120H	100	100	Fixed	100,000		

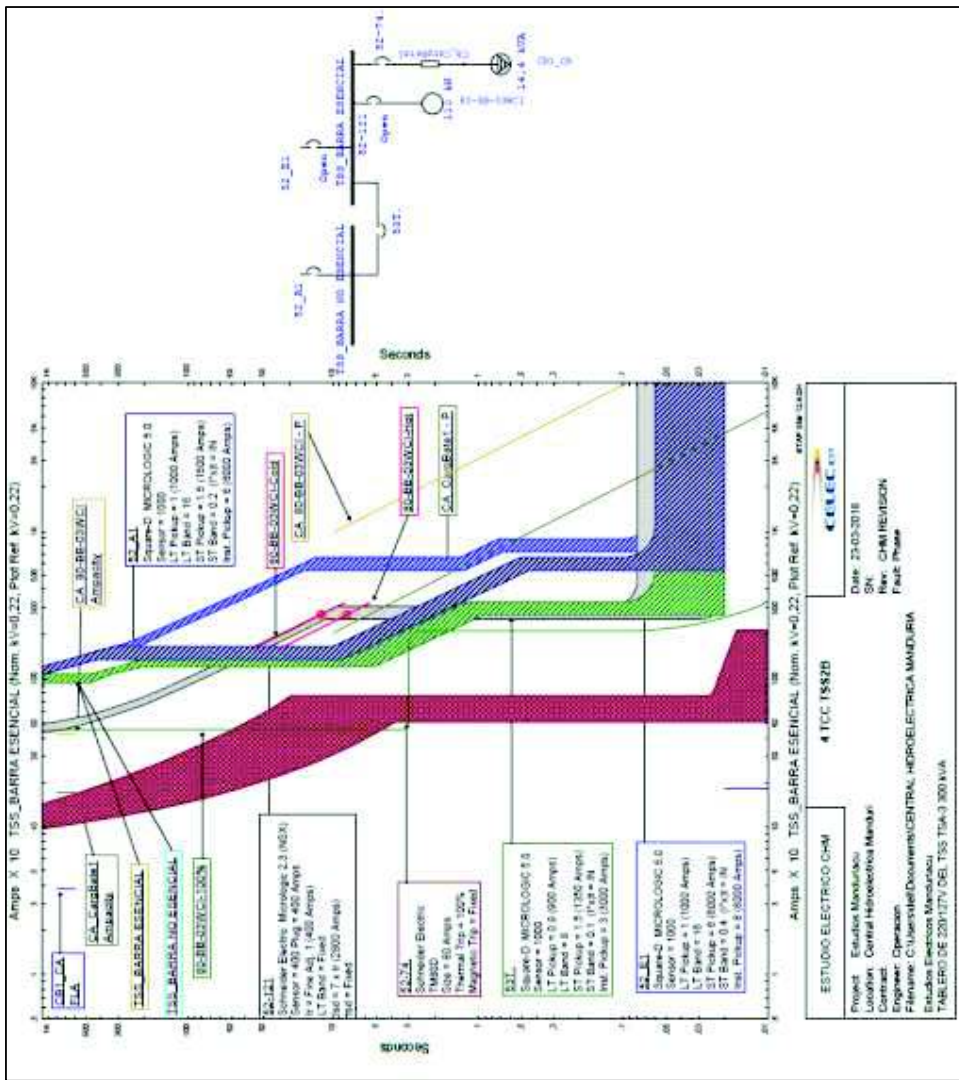
# ANEXO XXIV.



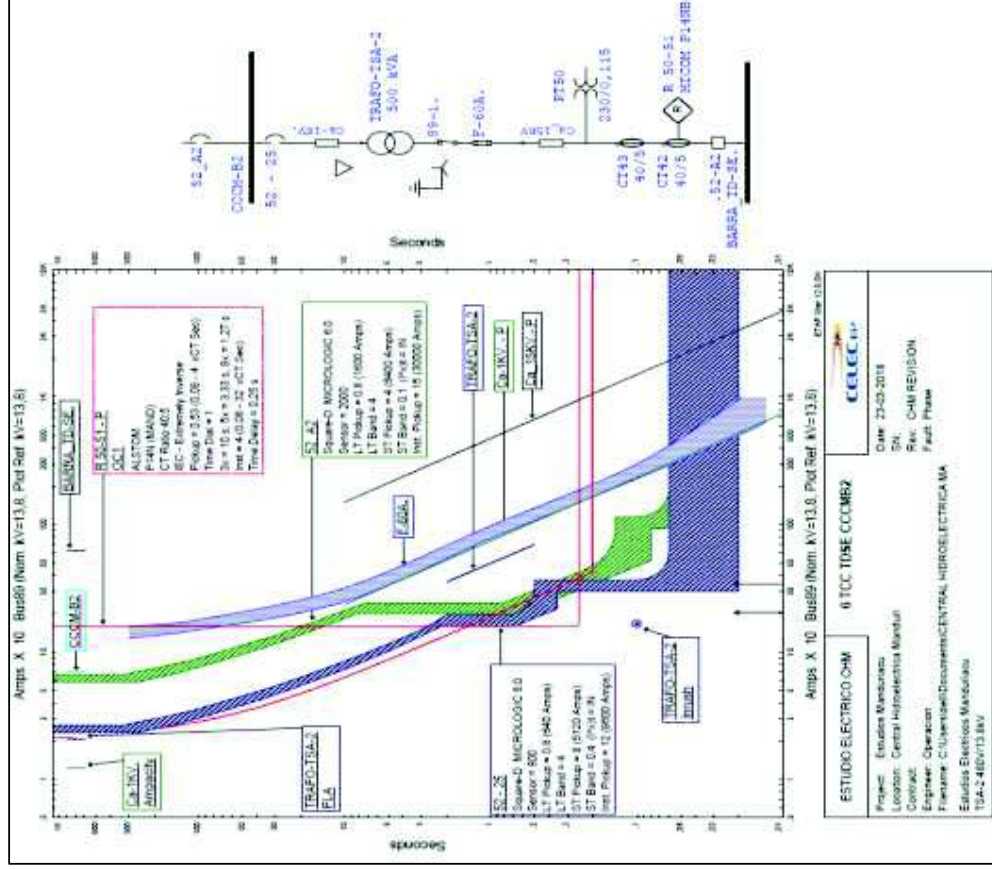
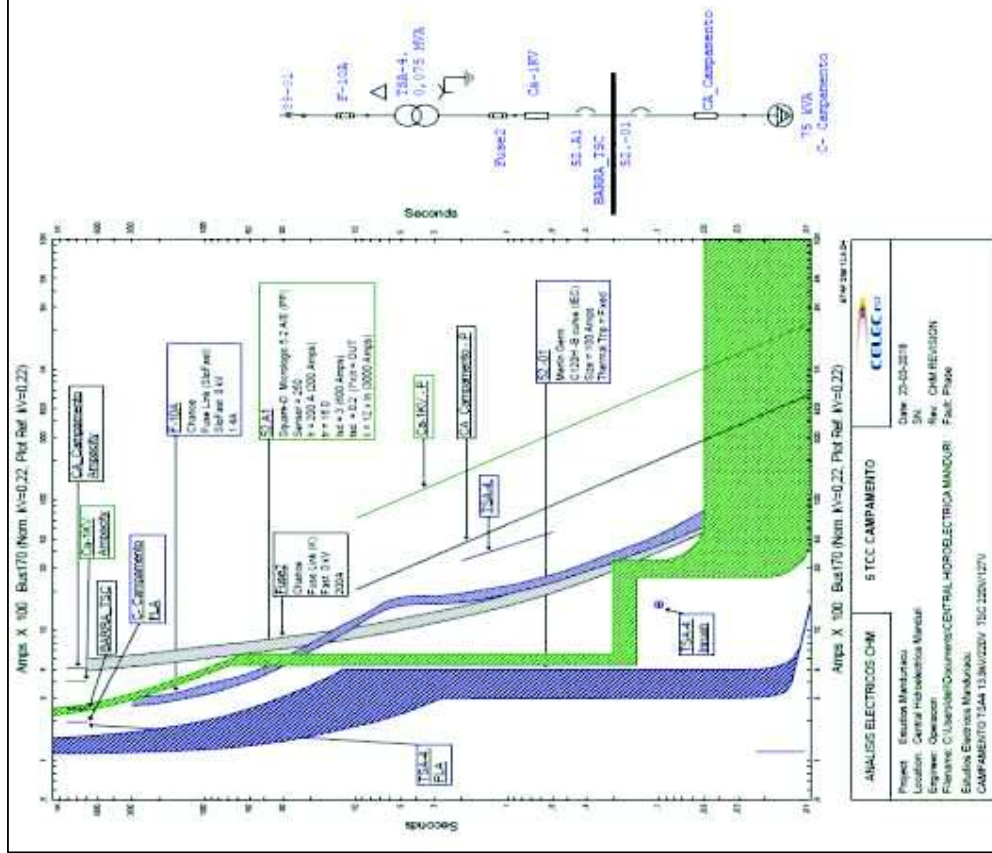
# ANEXO XXV.



# ANEXO XXVI.

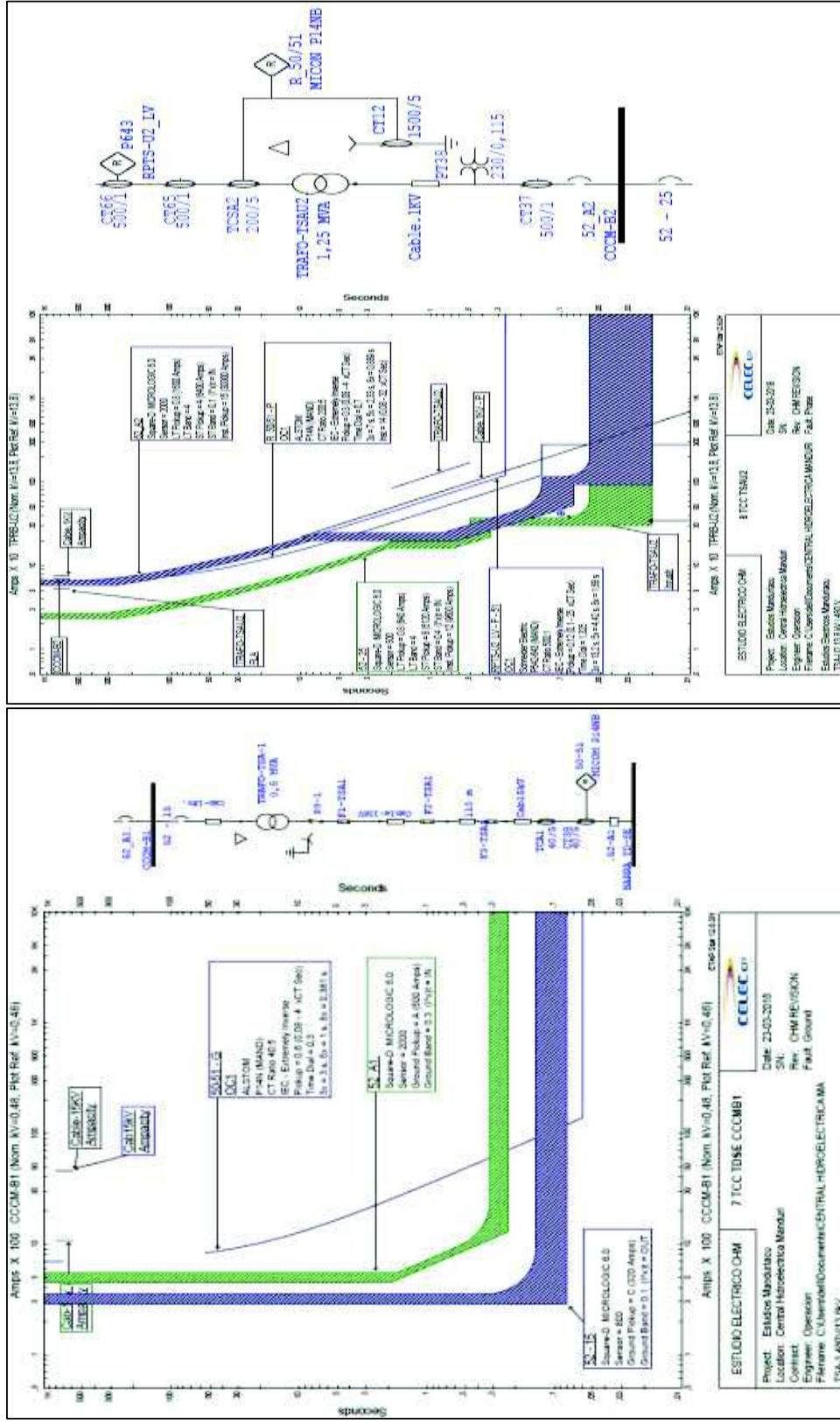


# ANEXO XXVII.



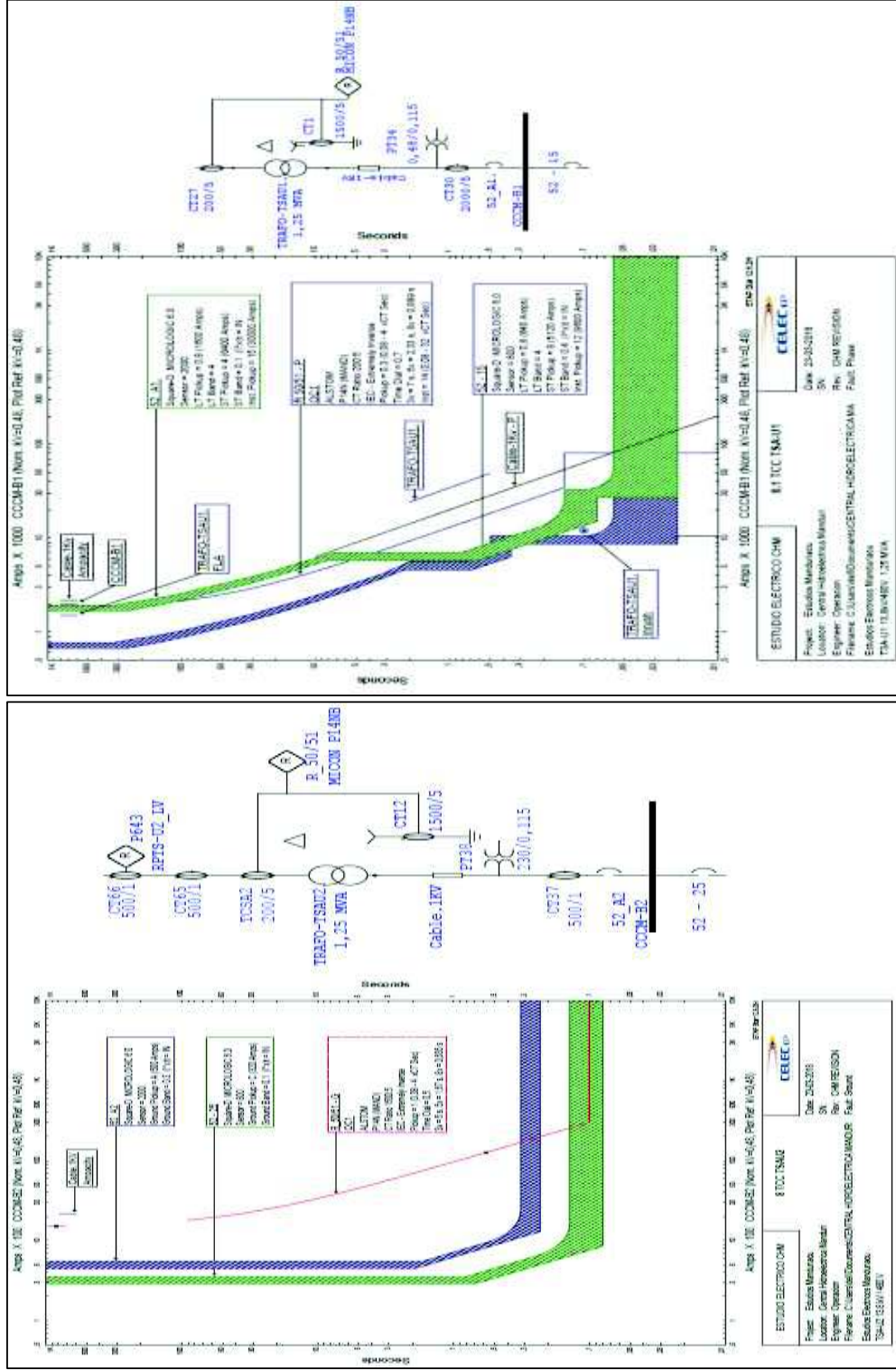


# ANEXO XXIX.

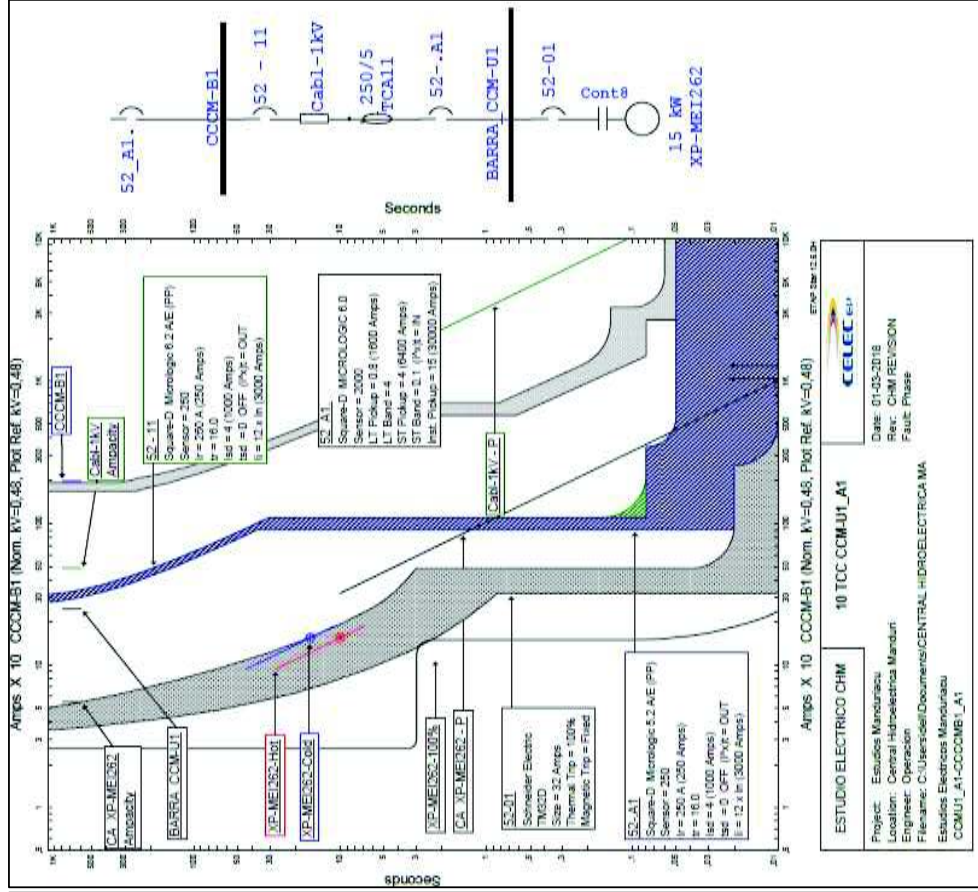
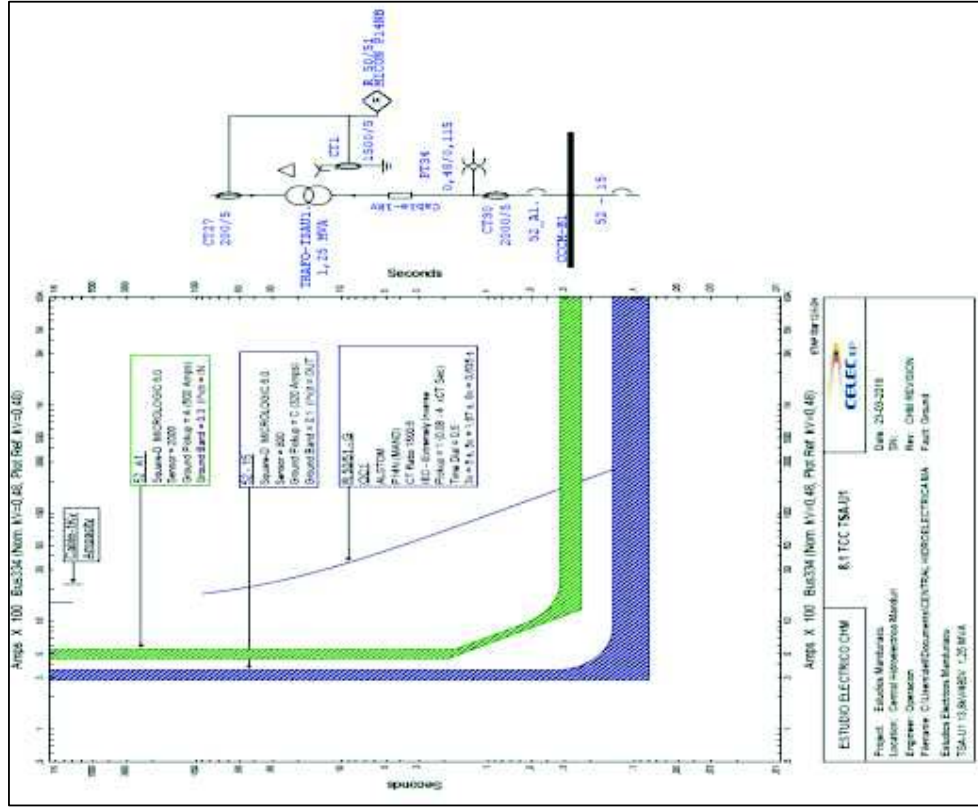




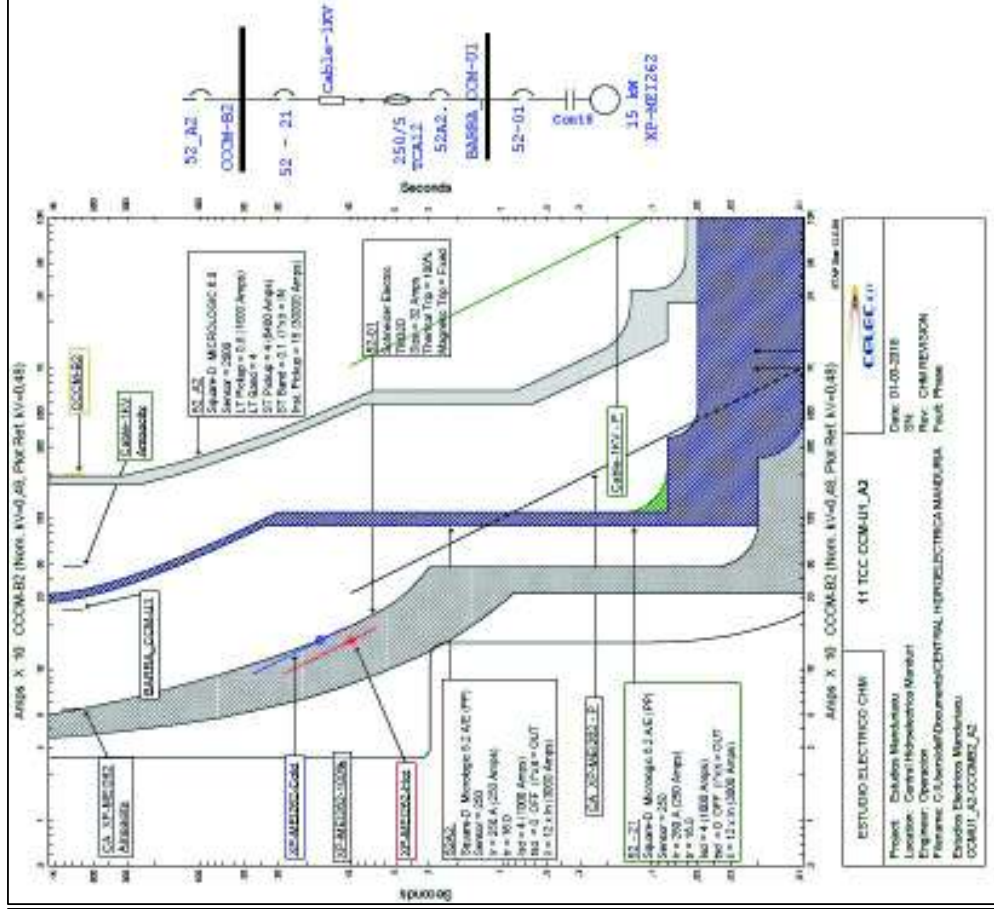
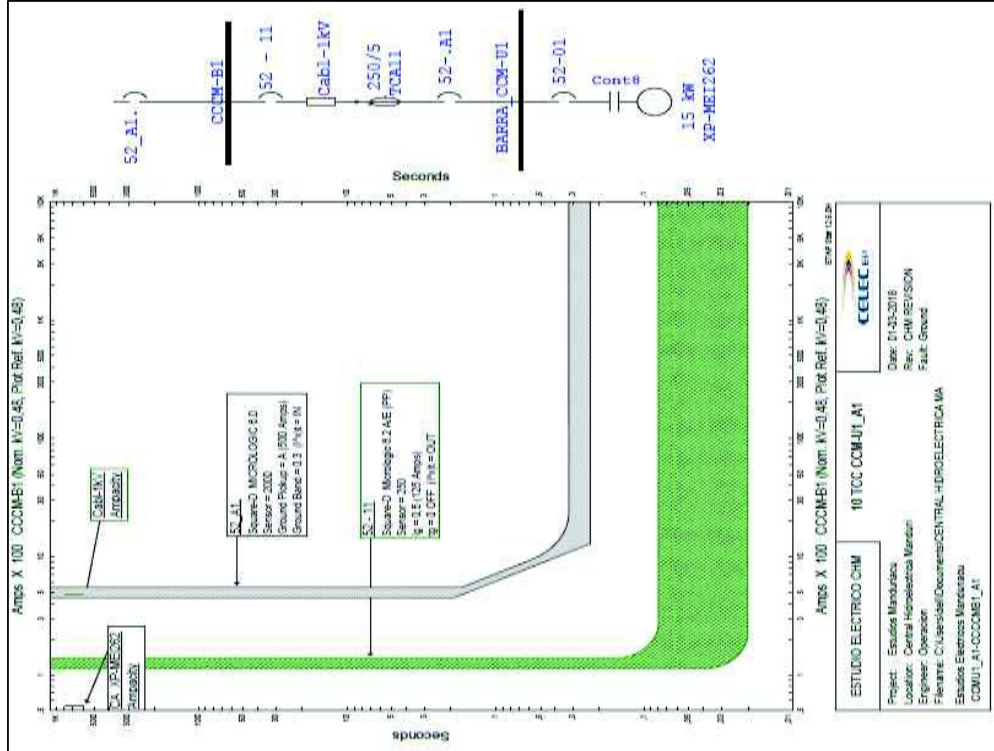
# ANEXO XXX.



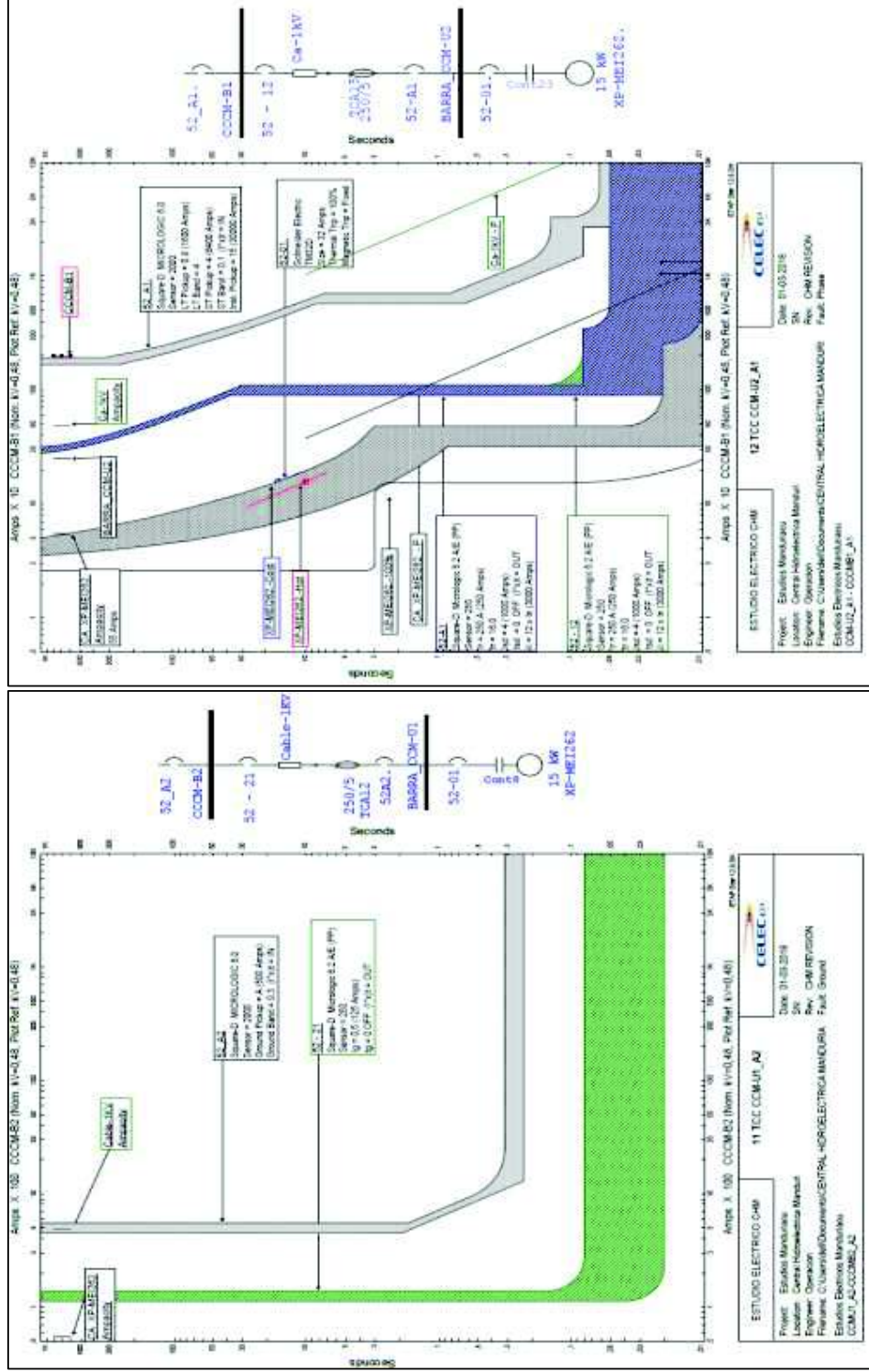
# ANEXO XXXI.



# ANEXO XXXII.



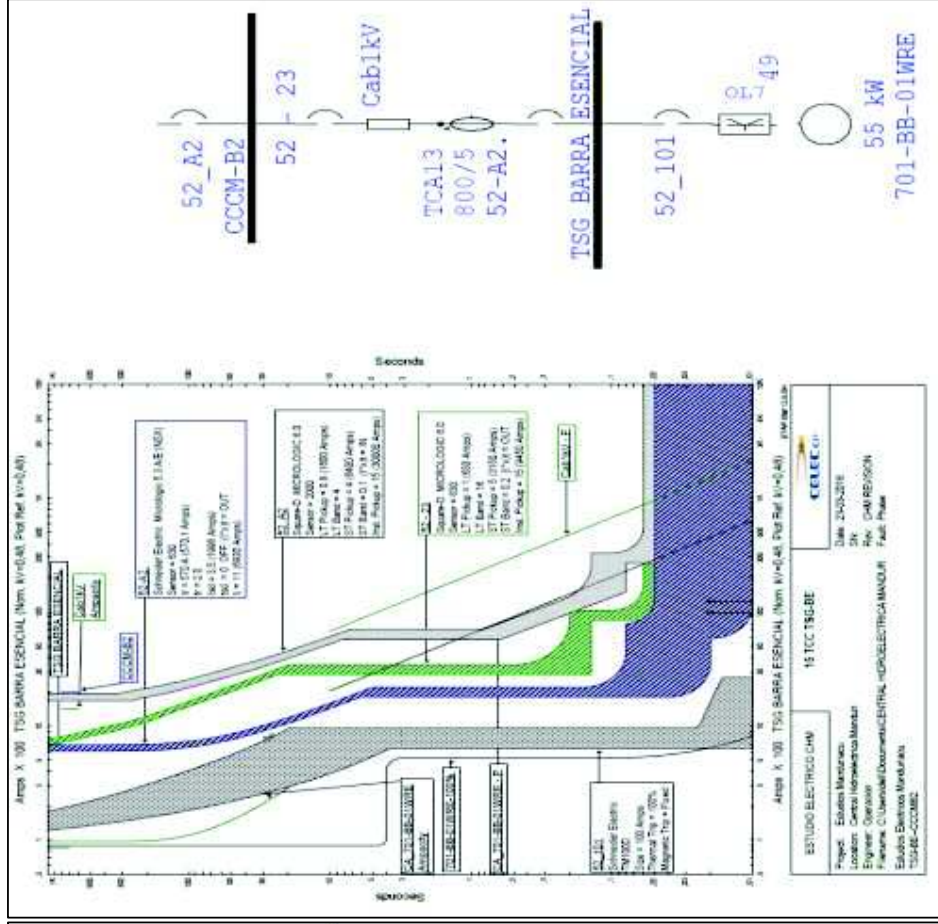
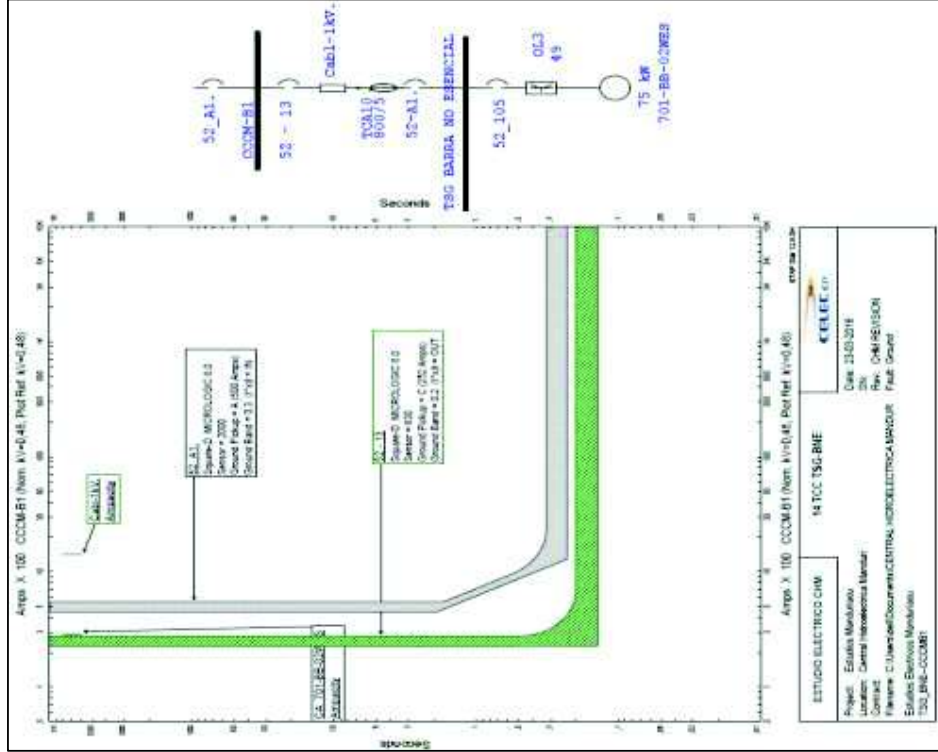
### ANEXO XXXIII.



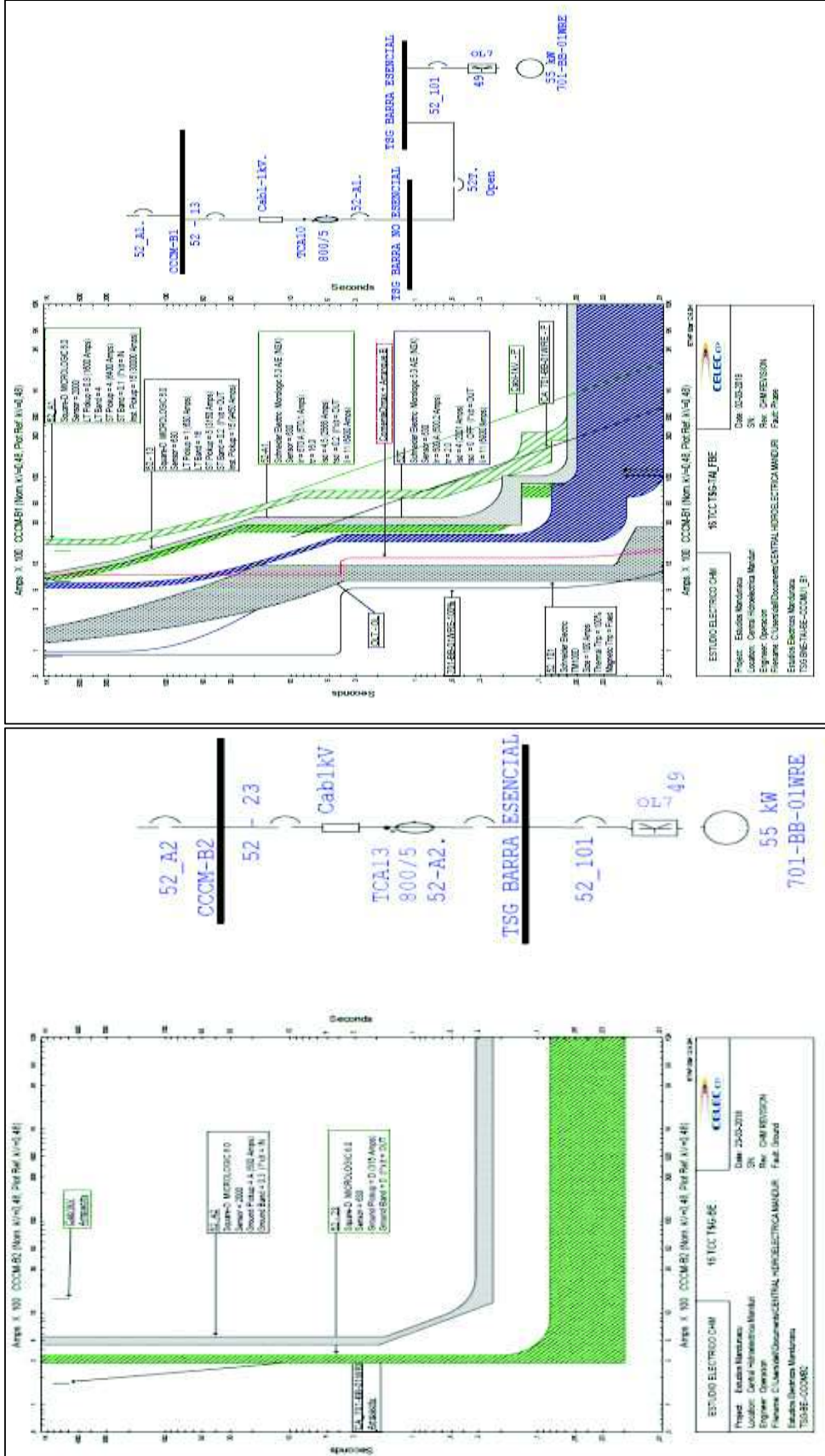




# ANEXO XXXVI.

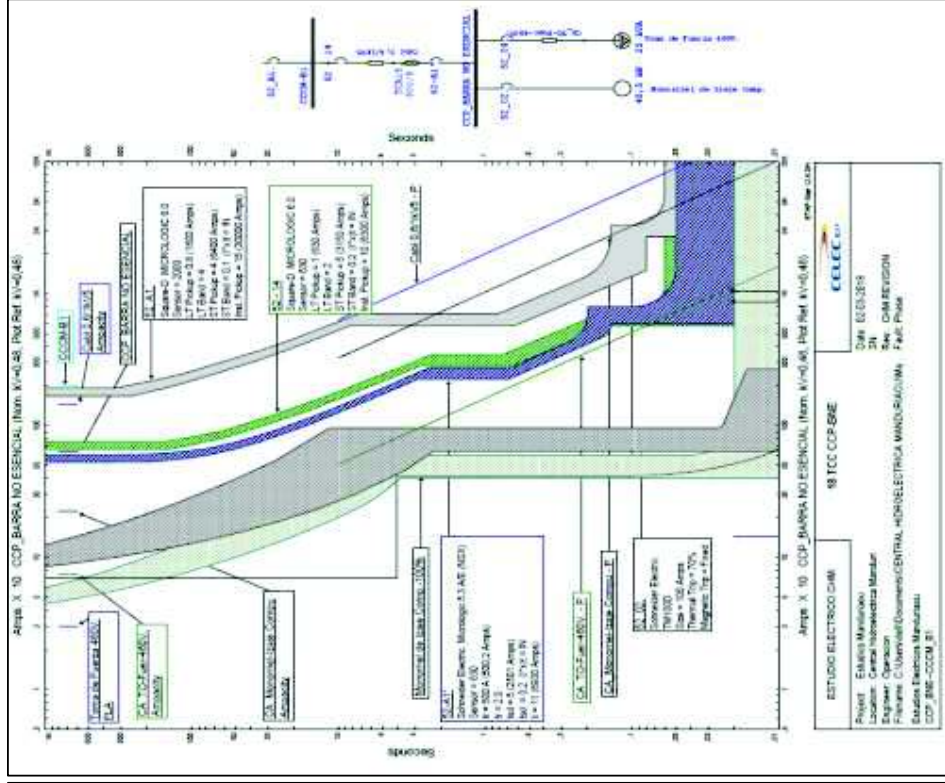
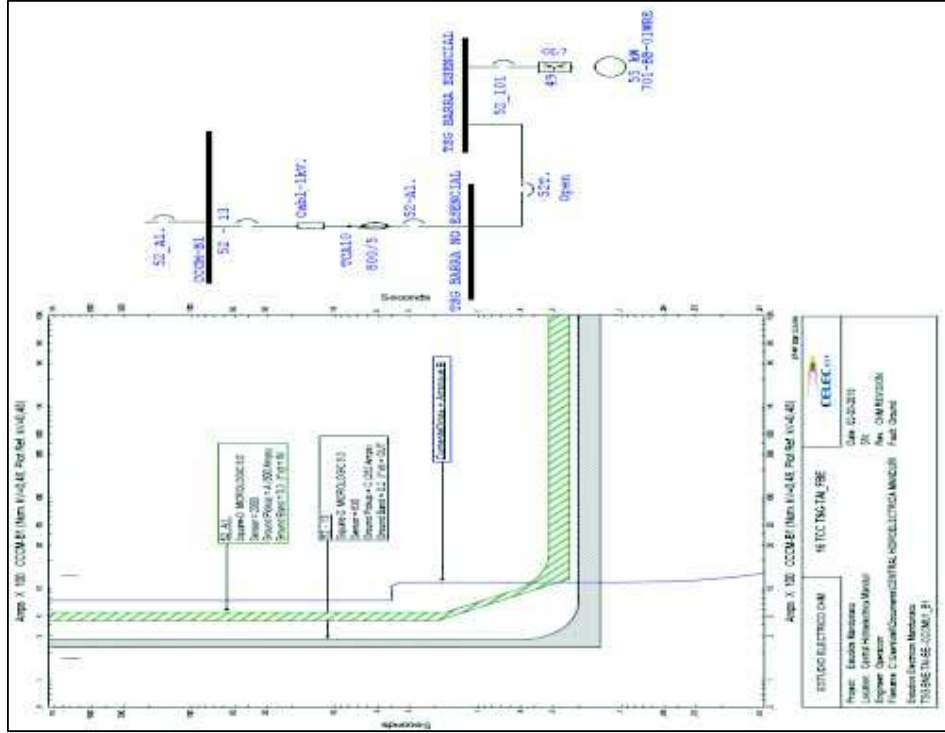


# ANEXO XXXVII.

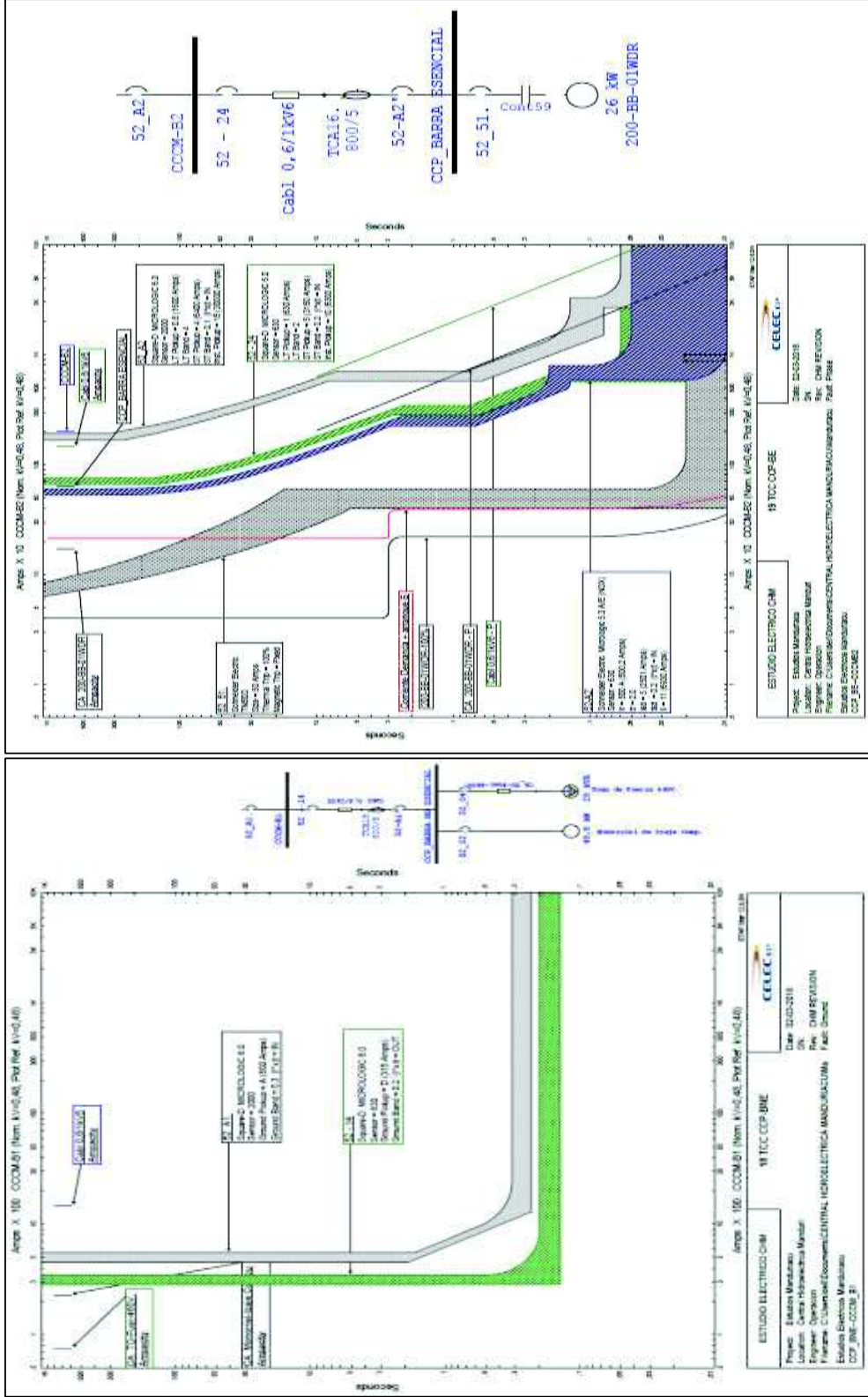




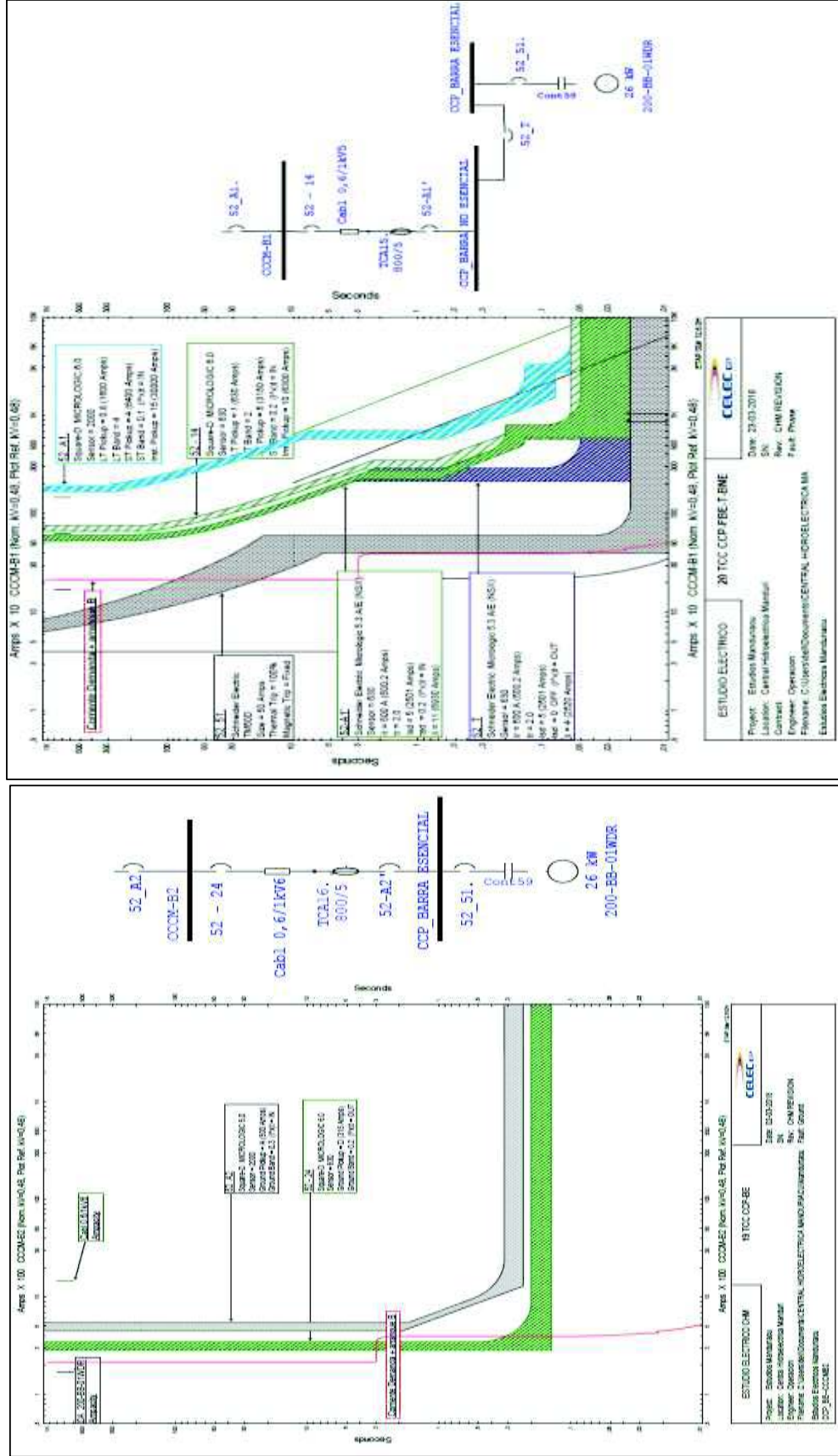
# ANEXO XXXVIII.



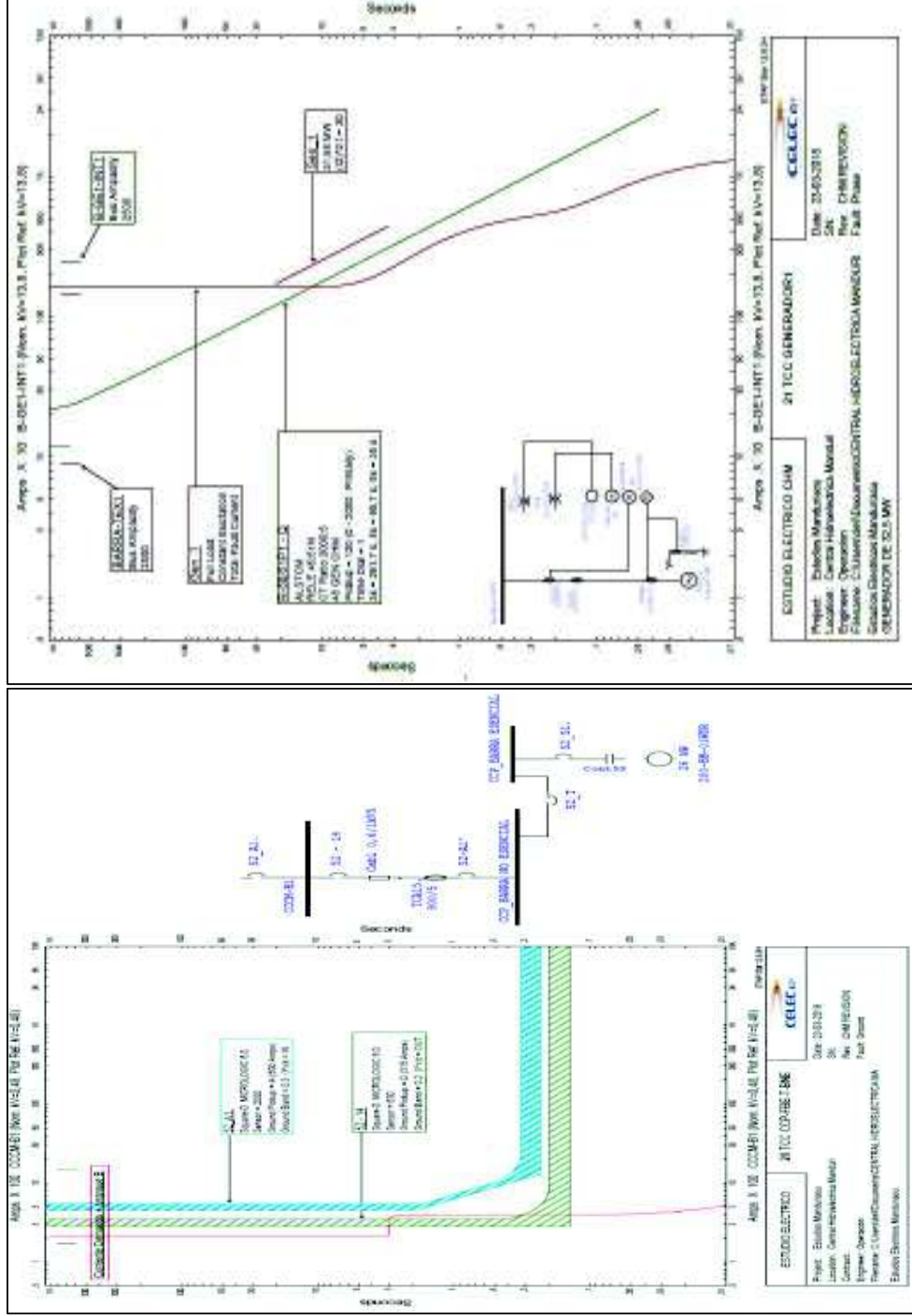
# ANEXO XXXIX.



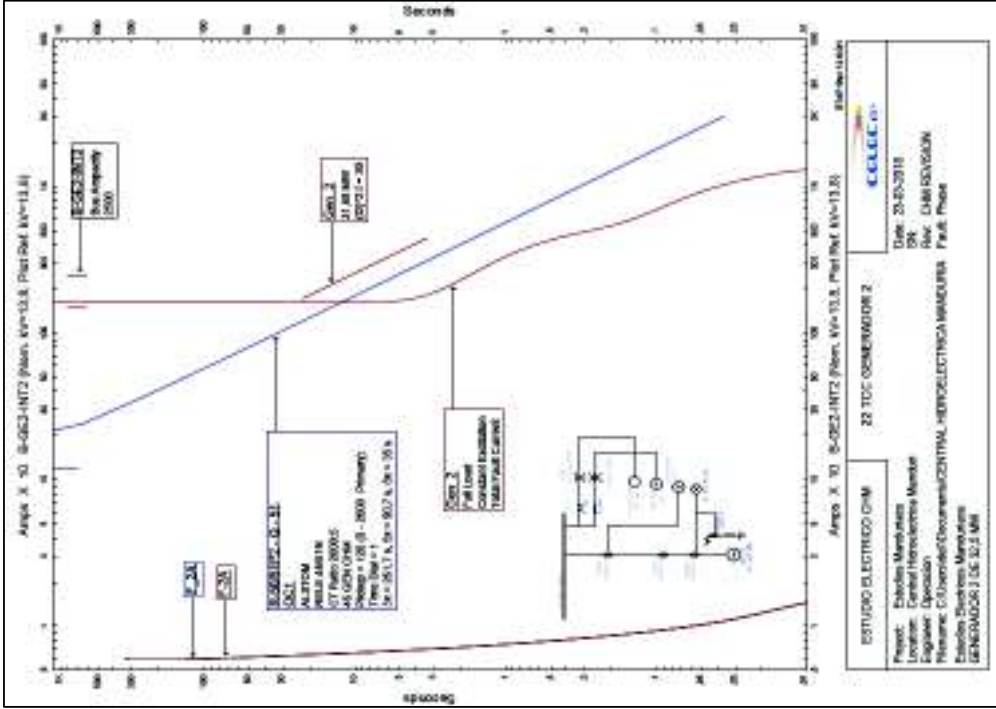
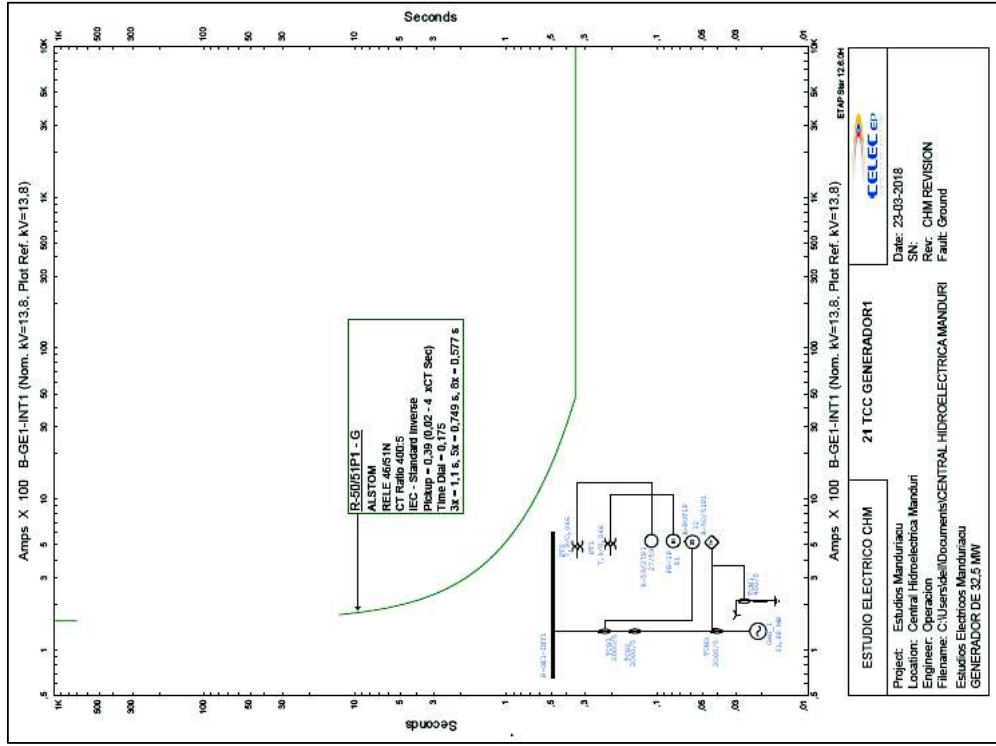
# ANEXO XL.



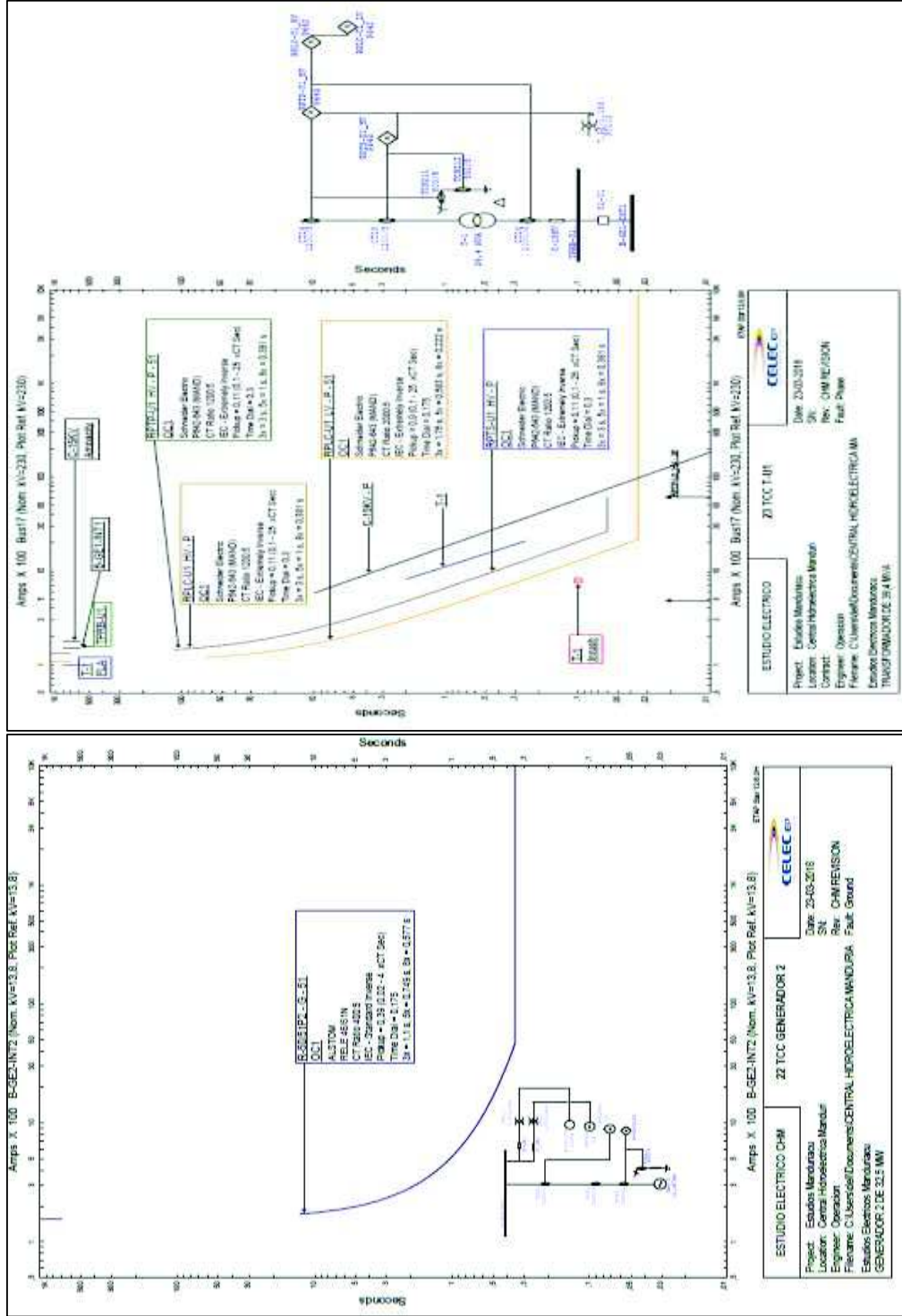
# ANEXO XLI.



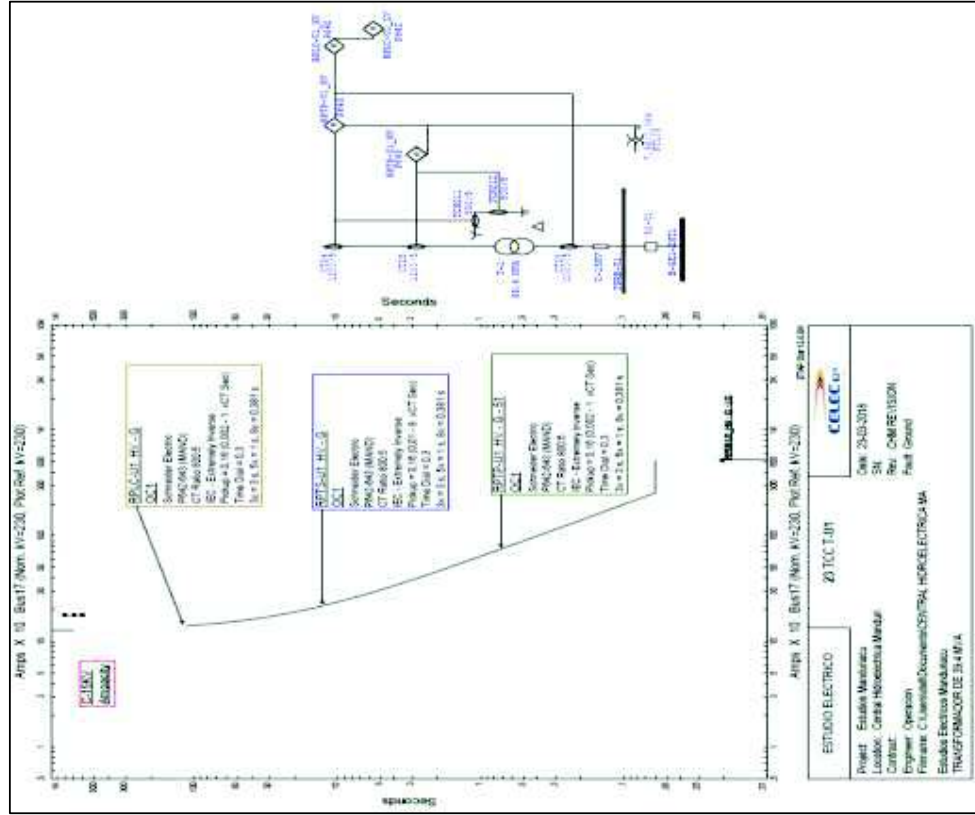
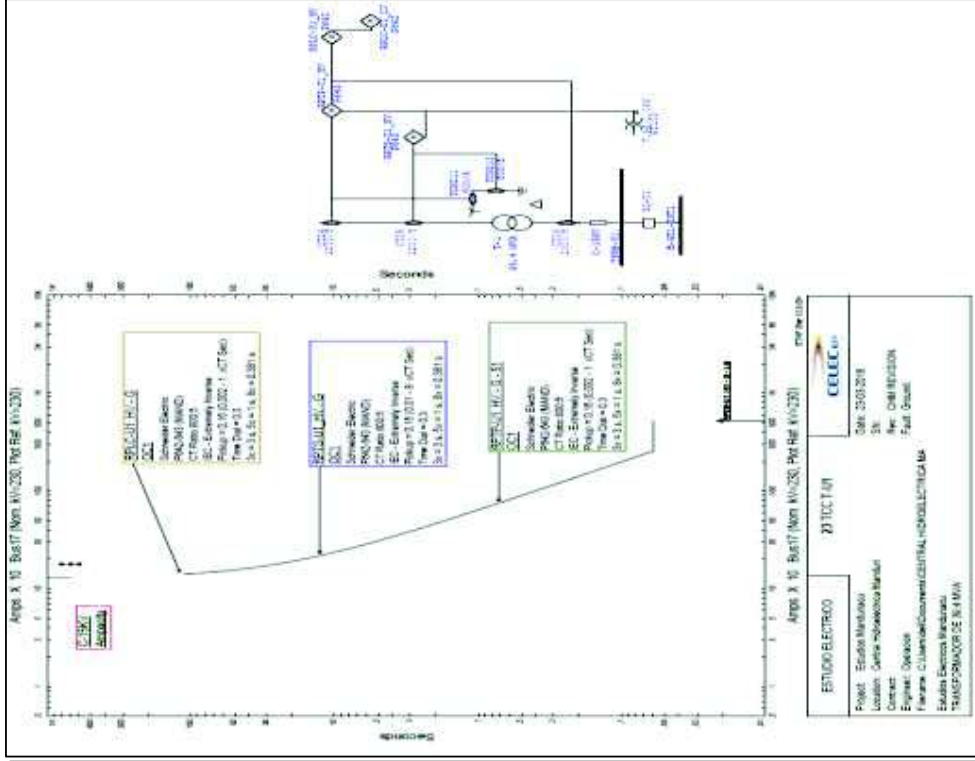
# ANEXO XLII.



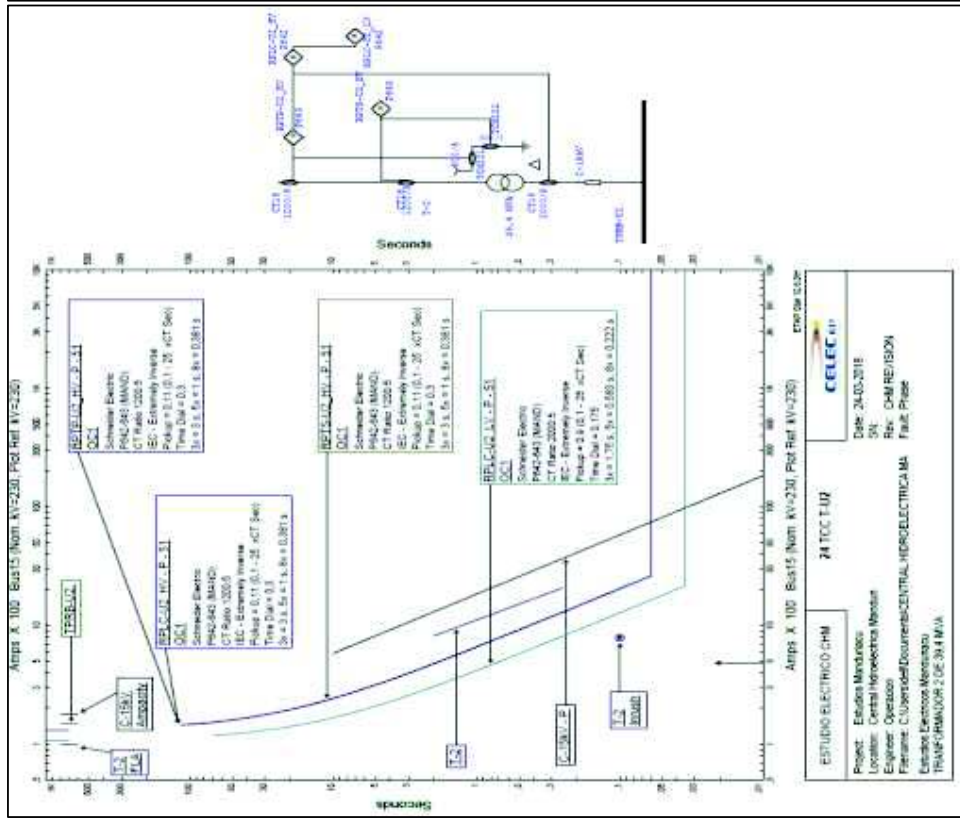
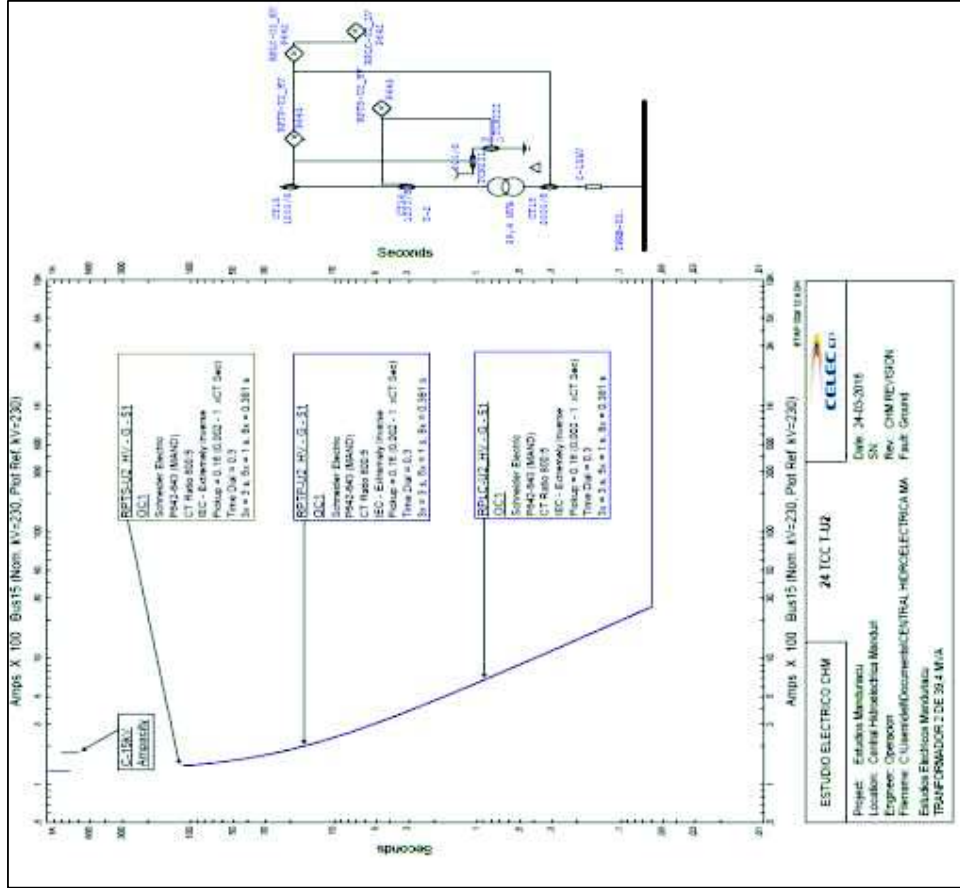
# ANEXO XLIII.



# ANEXO XLIV.

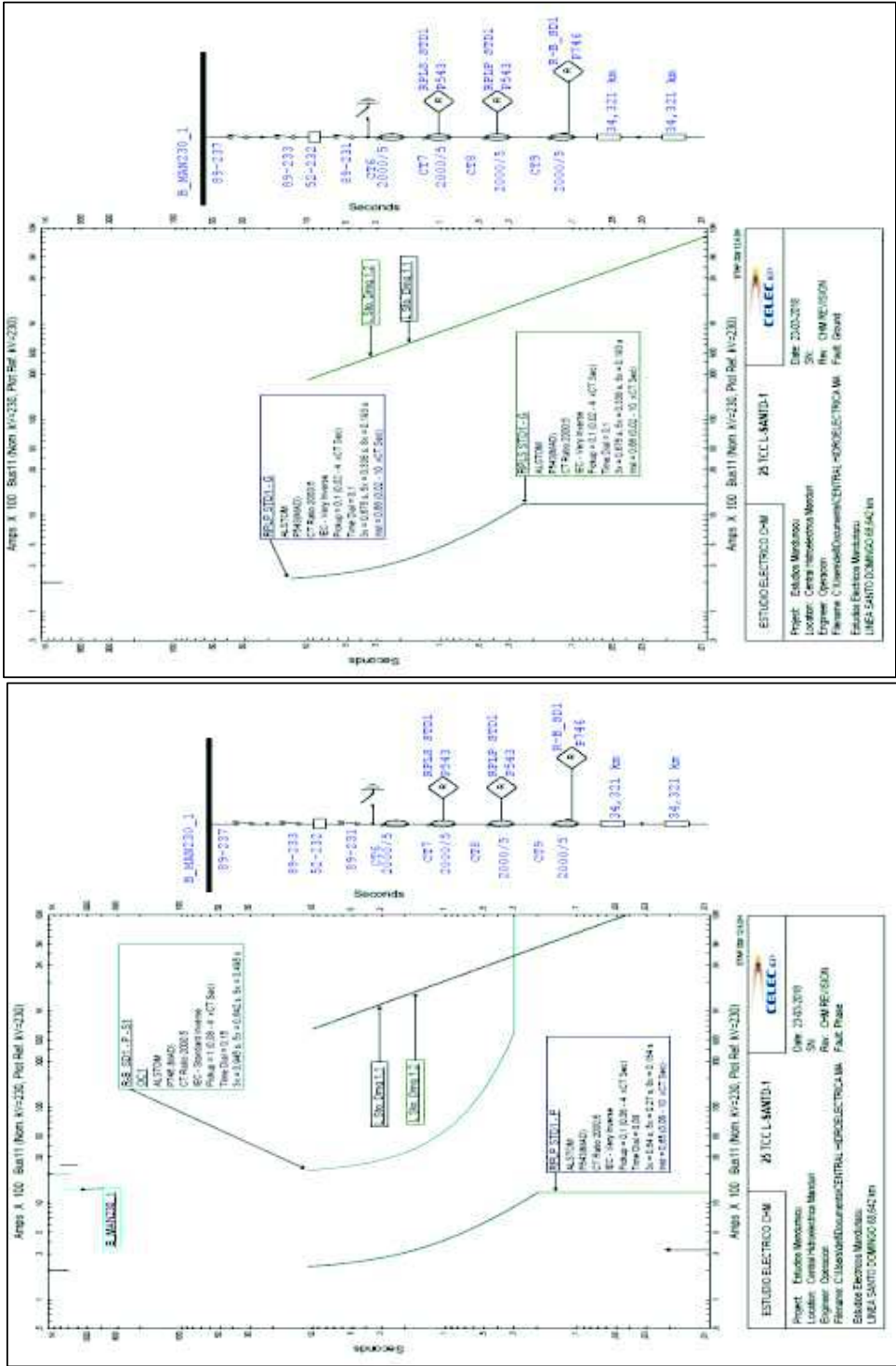


# ANEXO XLV.

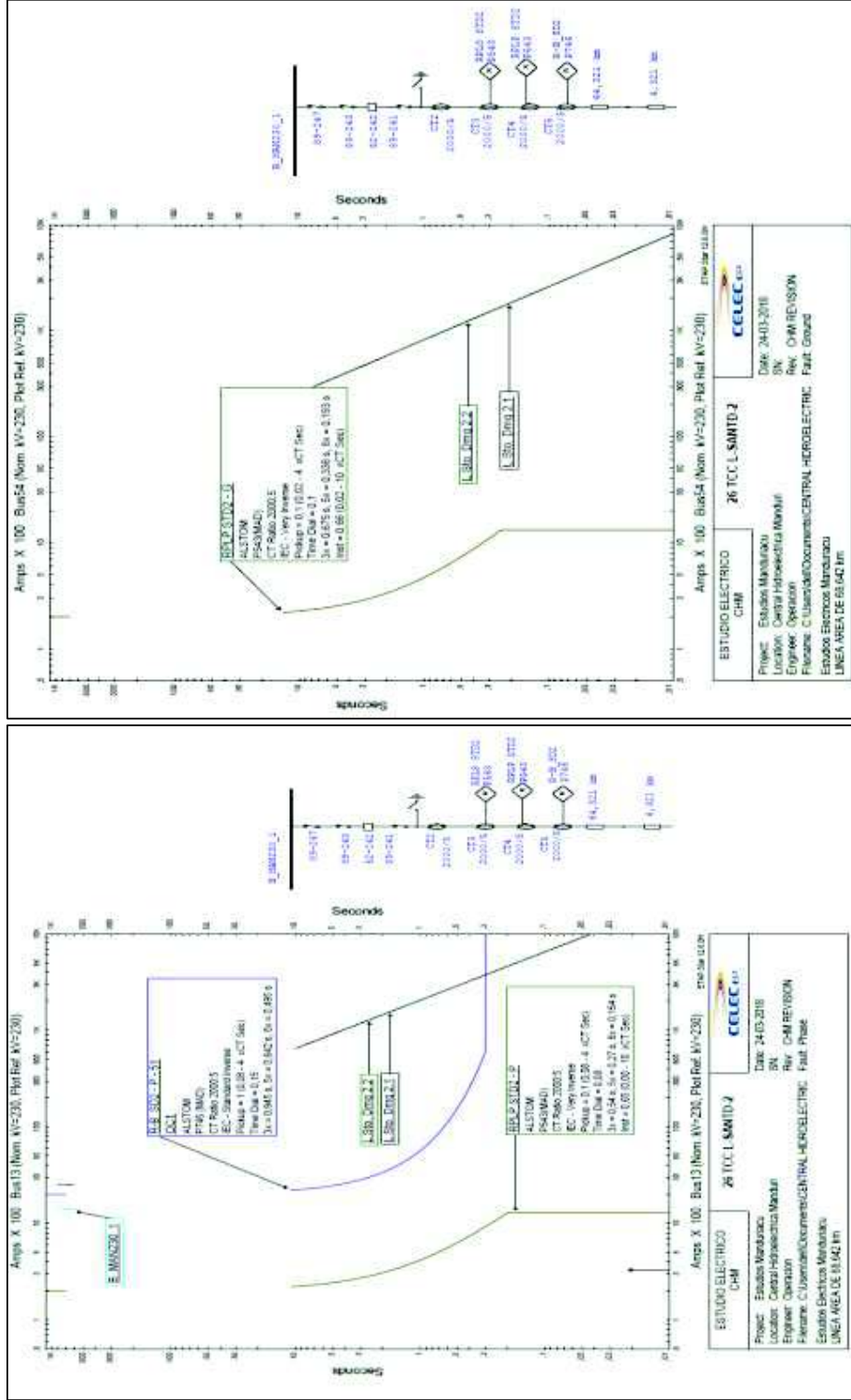




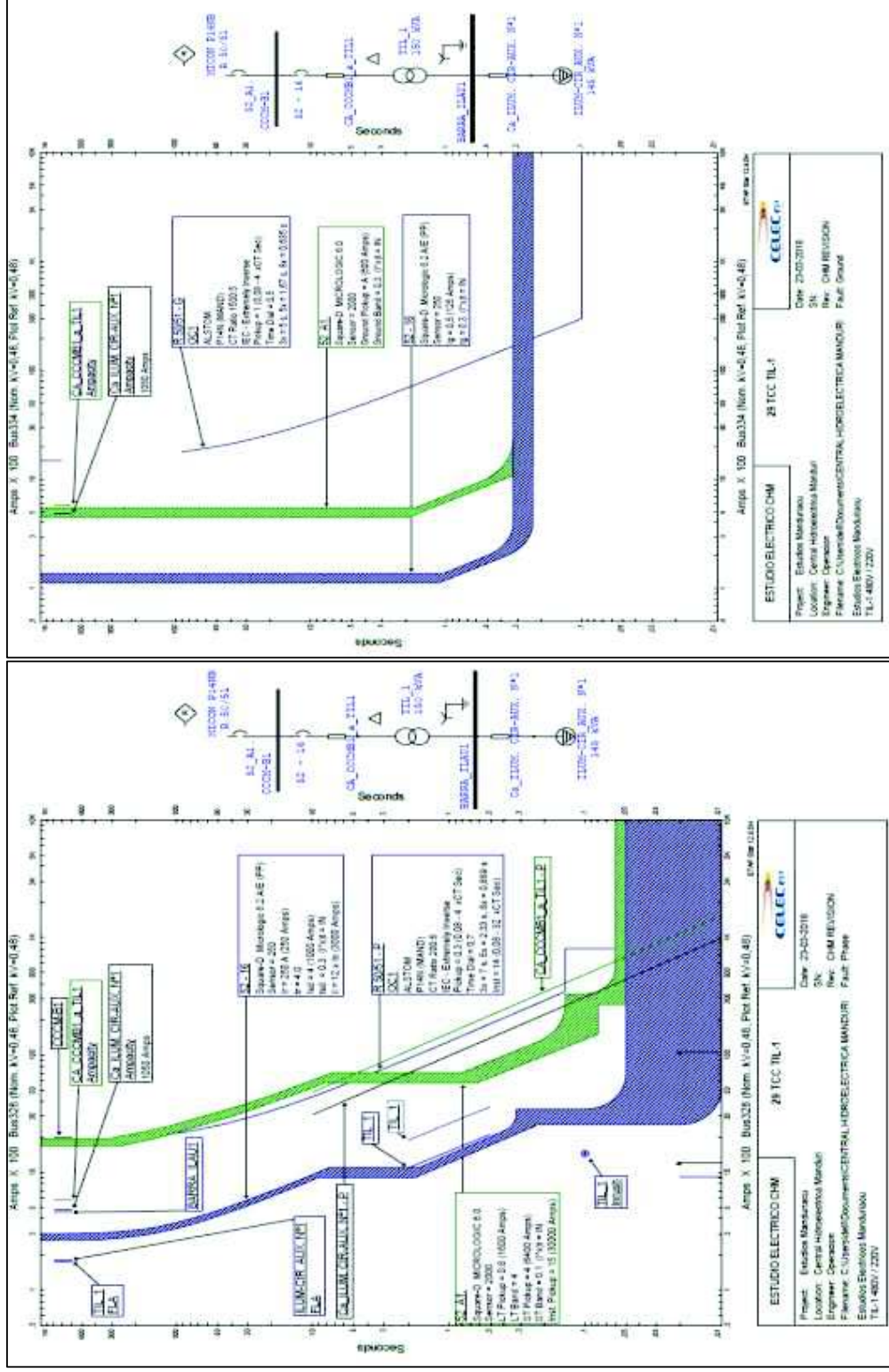
# ANEXO XLVI.



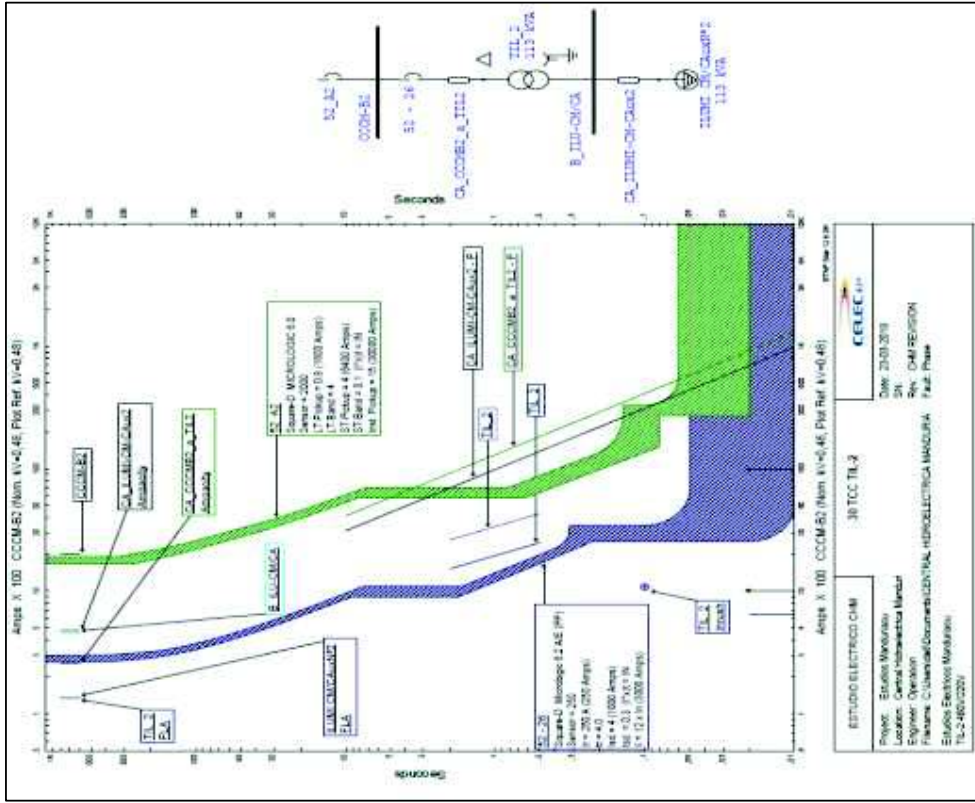
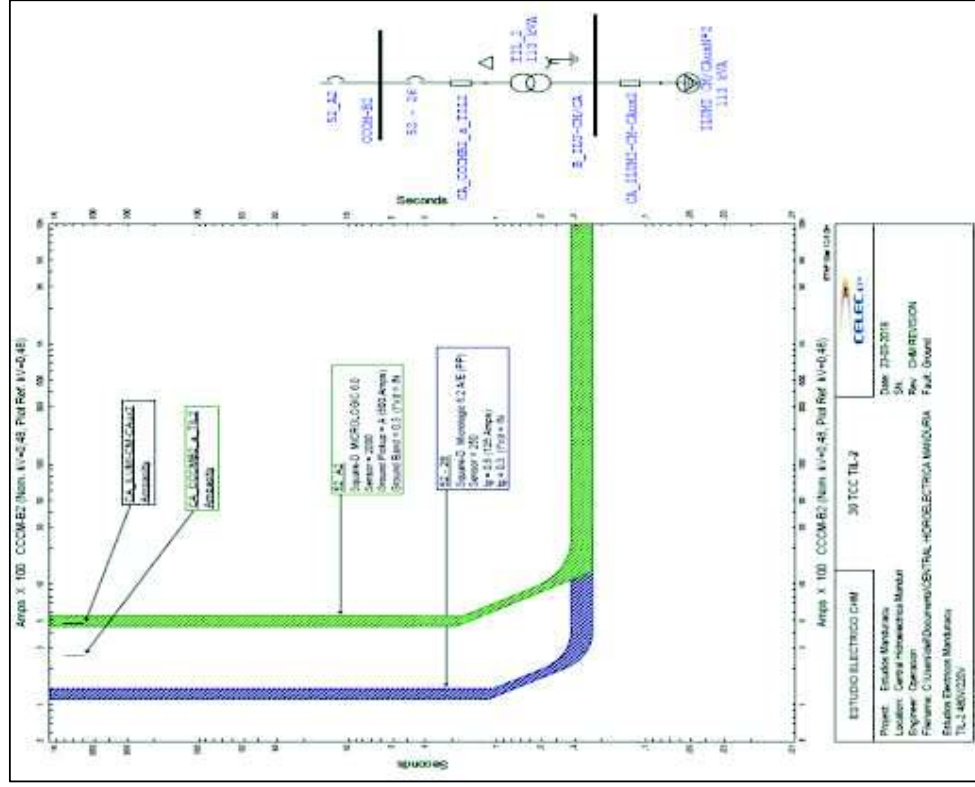
# ANEXO XLVII.



# ANEXO XLVIII.



# ANEXO XLIX.



## **ORDEN DE EMPASTADO**