

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

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

### **ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN PARA EL INGRESO DE LA MICRO CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN JOSÉ DE MINAS A LA RED DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO**

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

**DAVID PATRICIO JARAMILLO MEDINA**

david.jaramillo92@hotmail.com

**DIRECTOR: DR. ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI**

fabian.perez@epn.edu.ec

**Quito, diciembre 2018**

## **AVAL**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por David Patricio Jaramillo Medina bajo mi supervisión.

---

**Dr.- Ing. Fabián Ernesto Pérez Yauli**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, David Patricio Jaramillo Medina, declaro, bajo juramento, que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado 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.

---

DAVID PATRICIO JARAMILLO MEDINA

## DEDICATORIA

*A mis padres Patricio y Rocío, por darme la vida, brindarme su apoyo en todos los ámbitos, me han levantado en los momentos más difíciles, siempre han estado ahí para mí, por darme la educación, inculcarme principios y valores para ser un hombre de bien, por su paciencia, la dedicación hacia mí, por sus oraciones y por su amor incondicional. Son el mejor regalo que Dios me ha dado.*

*Mis hermanos y mi familia por su apoyo, comprensión y preocupación.*

*Mis amigos por sus palabras de aliento, el apoyo y la ayuda brindada durante esta etapa de mi vida.*

## AGRADECIMIENTO

*Agradezco primeramente a Dios por la vida, por darme las fuerzas necesarias para seguir adelante.*

*A mis padres, en especial a mi madre Rocío por todo su esfuerzo y ayuda, sin ella no habría sido posible cumplir esta meta.*

*Al Dr. Fabián Pérez por su ayuda, sus conocimientos, paciencia, direccionamiento en este proyecto y durante la carrera.*

*A los ingenieros de los departamentos de Planificación y Sistemas y Potencia de la Empresa Eléctrica Quito, por su direccionamiento, conocimientos, ayuda brindada durante la realización de este proyecto, en especial al Ing. Medardo Castillo, Ing. Oscar Proaño, Ing. Freddy Rivera y a la Ing. Edith Ocampo.*

*A los profesores y docentes de la Escuela Politécnica Nacional, por compartir sus conocimientos, experiencias, anécdotas durante mi formación profesional.*

*A mis amigos con quienes he compartido momentos de risas, divertidos buenos, siempre apoyándonos el uno al otro, compartiendo sus conocimientos entre todos, por las horas de estudio y deberes.*

# ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	II
DEDICATORIA .....	III
AGRADECIMIENTO .....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	VIII
ABSTRACT.....	X
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Objetivos.....	1
1.1.1. Objetivo General.....	1
1.1.2. Objetivo Específicos .....	2
1.2. Alcance .....	2
1.3. Justificación .....	3
2. MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 Sistemas de Distribución.....	4
2.1.1 Carga Eléctrica .....	6
2.1.2 Demanda.....	7
2.1.3 Topologías de la red.....	7
2.1.4 Conductores Eléctricos.....	8
2.1.5 Estructuras Eléctricas .....	10
2.2 Métodos de Proyección de la Demanda.....	10
2.2.1 Proyección de la Demanda.....	10
2.2.2 Método estadístico de proyección de la demanda .....	11
2.2.3 Método de proyección utilizando inteligencia artificial .....	12
2.2.4 Método de proyección utilizando Microáreas .....	12
2.3 Generación Distribuida.....	13
2.3.1 Ventajas .....	13
2.3.2 Energía Hidráulica .....	14
2.3.3 Impactos en la red de distribución .....	14
2.4 Calidad de Energía Eléctrica.....	17

2.4.1	Calidad de Servicio Técnico .....	17
2.4.2	Calidad de Producto Técnico.....	18
2.4.3	Calidad del Servicio Comercial .....	20
2.5	Sistema de Protecciones.....	21
2.5.1	Componentes de los sistemas de protecciones .....	21
2.5.2	Filosofía de Protecciones .....	23
2.5.3	Protecciones en Redes de distribución y con GD .....	23
2.5.4	Coordinación Elementos de Protección .....	28
3.	DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA Y PLANTEAMIENTO DE LAS ALTERNATIVAS .....	32
3.1	Descripción de la Central Hidroeléctrica San José de Minas.....	32
3.2	Alimentador 22 D perteneciente a la Subestación San Antonio.....	37
3.3	Análisis de la red con la demanda actual .....	38
3.4	Análisis de la red con la demanda proyectada .....	47
3.5	Alternativas de puntos de conexión.....	54
3.6	Selección de la ruta o trazado.....	58
3.6.1	Opciones de ruta .....	58
3.6.2	Análisis de las opciones de ruta .....	67
3.6.3	Distancias de seguridad .....	69
3.7	Selección del conductor .....	71
3.7.1	Corriente de fase que circula por el conductor.....	71
3.7.2	Pérdidas de potencia.....	72
3.8	Protección de la Línea .....	75
4.	ANÁLISIS ELÉCTRICO Y ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN.....	76
4.1	Estudios Eléctricos en Estado Estable .....	76
4.2	Estudio Económico .....	91
4.2.1	Evaluación Económica .....	96
4.3	Selección de la alternativa .....	98
4.4	Análisis de generación para el año 2019.....	100
4.5	Análisis para el funcionamiento sin la generación de Perlabí .....	105
4.6	Análisis para el funcionamiento incluyendo la carga de Jerusalén .....	108
5.	SISTEMA DE PROTECCIONES .....	113

5.1	Situación Actual .....	113
5.2	Estudio de Cortocircuitos .....	121
5.3	Zona de Influencia.....	122
5.4	Ajustes Relé de Sobrecorriente .....	124
5.5	Fusibles dentro de la zona de influencia .....	126
5.6	Coordinación de Protecciones.....	129
5.6.1	Coordinación Reconector - Relé de Sobrecorriente .....	129
5.6.2	Coordinación a lo largo del troncal principal .....	131
5.6.3	Coordinación de Protecciones en la línea hacia la HSJM .....	136
5.7	Verificación de los equipos de corte y seccionamiento dentro de la zona de influencia .....	139
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	144
6.1	Conclusiones .....	144
6.2	Recomendaciones .....	145
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	146
8.	ANEXOS .....	149
	ANEXO I. INSPECCIÓN DE CAMPO DE LA RUTA DE LA LÍNEA .....	149
	ANEXO II. TABLA DE CONDUCTORES ASCR.....	156
	ANEXO III. ESTRUCTURAS ELÉCTRICAS .....	158
	ANEXO IV. COSTOS DE MATERIALES ELÉCTRICOS .....	160
	ANEXO V. RESULTADOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA TRONCAL PRINCIPAL DEL ALIMENTADOR 22 D .....	168
9.	ORDEN DE EMPASTADO .....	231



## RESUMEN

La Central Hidroeléctrica San José de Minas es una fuente de generación distribuida, que se conectará a la red de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) en el alimentador 22 D.

En el presente trabajo de titulación se realizan estudios eléctricos de flujos de potencia en estado estable, cuyo objetivo es llevar a cabo un diagnóstico global del alimentador para las condiciones actuales de demanda (año 2017) y para las proyectadas al año 2019 donde empezará a generar la central. Este diagnóstico es realizado para los escenarios de demanda máxima y mínima de la red, considerando parámetros de calidad de energía como perfiles de voltaje, cargabilidad de equipos y pérdidas de potencia, para lo cual se hace uso del software Cyme.

Dentro del trabajo realizado se establecen tres alternativas de puntos de conexión de la central con el alimentador, y para cada punto de conexión se trazan tres posibles rutas de línea. El trazado de cada ruta considera parámetros ambientales, técnicos y sociales, definidos en un instructivo para la selección de rutas de líneas de transmisión que ha sido elaborado sobre la base de reglamentaciones existentes. Luego, para cada punto de conexión se determina la mejor ruta mediante un análisis cualitativo de satisfacción de los parámetros mencionados.

De esta manera, para las tres alternativas resultantes (una ruta de línea para cada punto de conexión), se realizan estudios eléctricos con el objetivo de obtener un diagnóstico de la red. Con la utilización de indicadores financieros, se realiza un estudio económico de cada alternativa de línea para determinar la viabilidad de cada una de ellas. En combinación de los resultados de los dos tipos de estudio, eléctricos y económicos, se determina la mejor alternativa de conexión.

Estos análisis son complementados con la ejecución de estudios de cortocircuito, cuyo objetivo es obtener las corrientes de falla en diferentes puntos de la red determinándose así la zona de influencia de la conexión de la central al alimentador. Dentro de dicha zona se verifica si las capacidades de los equipos de corte y seccionamiento satisfacen los requerimientos de las nuevas potencias de cortocircuito.

Finalmente, se realiza un estudio de coordinación de protecciones para la troncal de este alimentador, estableciendo los ajustes necesarios bajo esta nueva condición operativa.

**PALABRAS CLAVE:** Generación distribuida, alternativas de conexión, flujos de potencia, calidad de energía, zona de influencia, coordinación de protecciones.

## ABSTRACT

The San José de Minas Hydroelectric power plant is a distributed generation source, it will have connected to the Empresa Eléctrica Quito (EEQ) network in the feeder 22 D.

In the present degree work, electrical studies of flows of power in stable state will be realized, whose objective is to carry out a global diagnosis of the feeder for the current conditions of demand (year 2017) and for projected to the year 2019 where it will begin to generate the hydroelectric. This diagnosis is made for the maximum and minimum demand scenarios of the network, considering quality parameters such as voltage profiles, equipment chargeability and power losses, for do this Cyme software is used.

In this work, three alternatives of connection points of the hydroelectric with the feeder are established, and three possible line routes are drawn for each connection point. The route of each route considers environmental, technical and social parameters, defined in an instruction manual for the selection of routes of transmission lines that has been prepared on the basis of existing regulations. Then, for each connection point, the best route is determined through a qualitative analysis of satisfaction of the aforementioned parameters.

Thus, for the three resulting alternatives (a line route for each connection point), electrical studies are carried out in order to obtain a diagnosis of the network. With the use of financial indicators, an economic study of each line alternative is carried out to determine the viability of each of them. In combination of the results of the two types of study, electrical and economic, the best connection alternative is determined.

These analyzes are complemented with the execution of short-circuit studies, whose objective is to obtain the fault currents in different points of the network, thus determining the zone of influence of the connection of the plant to the feeder. Within this zone, it is verified whether the capacities of the cutting and sectioning equipment meet the requirements of the new short-circuit powers.

Finally, a coordination study of protections for the trunk of this feeder is made, establishing the necessary adjustments under this new operative condition.

**KEYWORDS:** Distributed generation, connection alternatives, power flows, energy quality, area of influence, coordination of protections.

# 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, a la red de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) está ingresando diversas fuentes de generación distribuida, ya sean centrales hidroeléctricas o de energías alternativas como paneles fotovoltaicos.

El ingreso de la generación distribuida a la red de la EEQ ha permitido obtener varios beneficios, como por ejemplo: mejora de los perfiles de voltaje, disminución de las pérdidas de potencia, aumento del nivel de confiabilidad de la red, mejora de la calidad del producto técnico y la continuidad de servicio de energía eléctrica a los usuarios.

La Central Hidroeléctrica San José de Minas de capacidad de 5,7 MW constituye una fuente de generación distribuida del sistema eléctrico de la EEQ y aprovecha las vertientes del río Perlabí y del río Cubi que desembocan en el río Guayllabamba. Esta central está ubicada en la parroquia del mismo nombre, fue constituida como sociedad anónima en el año 2004, y corresponde a una central de pasada, consta de una unidad generadora asociada a una turbina Pelton. Antes de que se lleve a cabo su energización, es necesario realizar un estudio eléctrico y económico que permita determinar la mejor alternativa para su conexión a la red.

Considerando la cercanía entre la central y el alimentador 22D, la EEQ pretende conectar dicha central a este alimentador, con el fin de que, de manera simultánea, se superen ciertos inconvenientes técnicos que han sido originados por el incremento de la demanda en el sector y la longitud del alimentador, como por ejemplo: bajos niveles de voltaje, aumento de las pérdidas de potencia, disminución de la confiabilidad de la red, aumento de la cargabilidad de los transformadores y aumento de cargabilidad de la subestación 22 San Antonio, que es el nodo principal que energiza el alimentador 22D. Por esta razón, es necesario realizar un análisis de alternativas de conexión eléctrica que permita establecer el punto más adecuado de conexión en el alimentador 22D, tomando en cuenta factores eléctricos y económicos, lo cual será desarrollado en el presente trabajo de titulación.

## 1.1. Objetivos

### 1.1.1. Objetivo General

- Analizar las alternativas de conexión eléctrica de la central San José de Minas a la red de la Empresa Eléctrica Quito, a través del desarrollo de estudios eléctricos y

económicos, además de las consideraciones ambientales del caso, para determinar el punto de conexión más adecuado a lo largo del alimentador 22D.

### **1.1.2. Objetivo Específicos**

- Analizar la demanda actual y proyectada hasta el año 2019 del alimentador 22D de la EEQ, con el fin de estimar el estado de la red previo al ingreso en operación de la central hidroeléctrica San José de Minas.
- Establecer alternativas de puntos de conexión de la central San José de Minas al alimentador 22D de la EEQ, considerando diferentes trazados y tipos de conductor de la línea de conexión. Para esto, se contemplarán cuestiones reglamentarias y ambientales para el trazado de la línea, además de diferentes consideraciones técnicas en cuanto al tipo de línea.
- Desarrollar estudios eléctricos en estado estable, en condiciones de demanda mínima y máxima de la red, para las diferentes alternativas planteadas con el fin de obtener los perfiles de voltaje y pérdidas de potencia a lo largo del alimentador 22D.
- Desarrollar un estudio económico para cada alternativa planteada de modo que en combinación con los resultados de los estudios eléctricos realizados, se pueda determinar la mejor opción y la viabilidad de la misma.
- Simular el funcionamiento del alimentador 22D con la alternativa seleccionada de modo que se pueda establecer el ajuste de las protecciones de la troncal y verificar si las capacidades operativas de los equipos de corte y seccionamiento instalados en el alimentador satisfacen los requerimientos de las nuevas potencias de cortocircuito.

## **1.2. Alcance**

En el presente trabajo de titulación se contempla en primera instancia analizar la demanda actual y la proyectada hasta el año 2019, año donde se prevé entrará en funcionamiento la central hidroeléctrica San José de Minas. Luego se realizará un estudio de conexión eléctrica para el ingreso de la central mencionada considerando su conexión al alimentador 22D de la Empresa Eléctrica Quito.

En este estudio se determinarán alternativas de puntos de conexión desde la central hasta la red de la EEQ, considerando el trazado de la línea a nivel de 22,8 kV y diferentes tipos de conductor, además de cuestiones ambientales y consideraciones técnicas en cuanto al tipo de línea.

Posteriormente se realizarán estudios eléctricos en estado estable y un estudio económico para cada alternativa planteada, con el fin de poder escoger la mejor alternativa con base en estos dos tipos de estudios.

Determinada la alternativa de conexión más adecuada, se procederá a realizar un estudio de cortocircuitos para poder presentar una propuesta de coordinación y calibración de protecciones para el alimentador 22D de la red de la EEQ, el cual contaría con dos fuentes de generación distribuida una vez que la central San José de Minas (además de Perlabí) ingrese en operación.

Finalmente, se simulará el funcionamiento del alimentador 22D y se verificará si las capacidades operativas de los equipos de corte y seccionamiento instalados en el alimentador satisfacen los requerimientos de las nuevas potencias de cortocircuito.

### **1.3. Justificación**

La Regulación de la ARCONEL No. 004-15 denominada “Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a Las Redes de Transmisión y Distribución”, establece los criterios y requisitos de la conexión de este tipo de generadores, con el objetivo de mantener la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico en la zonas de influencia del mismo. Según esta regulación, se debe realizar los estudios bajo los siguientes escenarios: La red sin la inclusión del generador, y la red con el generador. Además establece que se deben realizar los siguientes estudios: Flujo de Potencia, Cortocircuitos, Coordinación de Protecciones, Calidad del Producto y Estabilidad, tanto para demanda máxima y mínima.

Es necesario realizar un estudio de alternativas eléctricas de conexión para el ingreso de la central hidroeléctrica San José de Minas a la red de la EEQ, que permita determinar el impacto técnico, económico y ambiental de su conexión al sistema eléctrico, de modo que se pueda aplicar la mejor alternativa posible. Para los estudios de flujos de potencia y de calidad del producto se debe verificar que cumplan con los valores y normas establecidas en la Regulación No. 004-01 de la ARCONEL.

Estos estudios permitirán realizar un análisis del ingreso de fuentes de generación distribuida, en este caso de una central a la red de la EEQ. Esto representa un paso inicial para los proyectos de la EEQ, que en un futuro planea llevar a cabo el ingreso de un mayor número de fuentes de generación distribuida, entre las cuales se puede mencionar: centrales hidroeléctricas, fuentes de energía fotovoltaica y energía eólica.

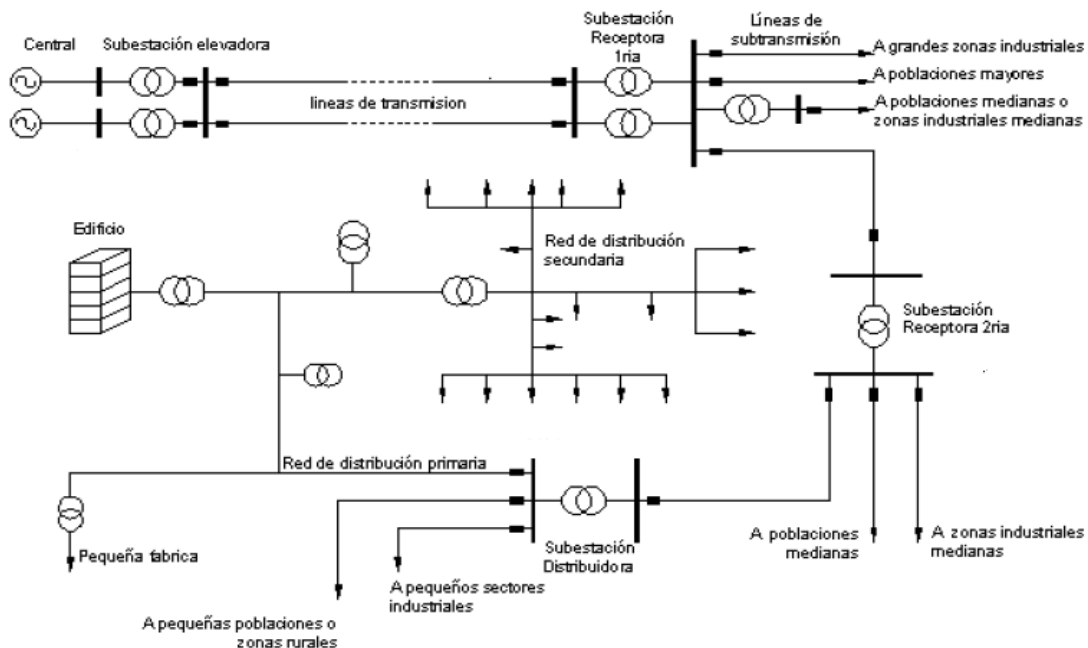
## 2. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se resumen los conceptos básicos de los sistemas de distribución, además de métodos de proyección de la demanda, necesarios para entender el estudio.

Se definen también algunos conceptos relacionados con Generación Distribuida, el impacto que produce ésta dentro de los sistemas de distribución, su clasificación, poniendo énfasis en la generación hidráulica, y las centrales mini o micro hidráulicas, que son el tipo a utilizar en este estudio. Se detallan conceptos acerca de la calidad de energía eléctrica, necesarios para entender los estudios eléctricos a realizarse para el análisis de la red, finalmente se conceptualizará acerca del sistema de protecciones para los sistemas de distribución y la coordinación de protecciones de los mismos.

### 2.1 Sistemas de Distribución

Para disponer de energía eléctrica en los hogares, empresas, universidades, escuelas, etcétera, se requiere de un largo proceso, que empieza desde la generación de energía eléctrica en las centrales, la transmisión de la misma pasando por subestaciones elevadoras y líneas de transmisión, hasta llegar a subestaciones reductoras, desde donde se distribuye a los centros de carga, concluyendo con la entrega al consumidor final, como se observa en la Figura 2.1.



**Figura 2.1** Sistema de distribución dentro del Sistema de Potencia [1].

Los sistemas de distribución representan entonces el conjunto de elementos y equipos eléctricos ubicados desde el nodo de entrega del transmisor hasta los puntos de suministro de energía a los consumidores [2]. Es decir, la red de distribución está conformada por elementos como: conductores, aisladores, estructuras de soporte, canalizaciones, equipos de protección, transformadores, etcétera.

Existen dos tipos de redes, la red primaria y secundaria [2]. La red primaria es aquella que opera a medio voltaje y la red secundaria opera a voltaje de utilización. En la Tabla 2.1 se observan algunos voltajes típicos utilizados en el Ecuador.

**Tabla 2.1** Voltajes típicos en el Ecuador

<b>Transmisión</b>	<b>Subtransmisión</b>	<b>Primarios</b>	<b>Secundarios</b>
500 kV	138 kV	22,8 kV	440 V
230 kV	69 kV	13,8 kV	220 V
138 kV	46 kV	13,2 kV	127 V
		7,7 kV	240 V
		6,9 kV	120 V
		6,3 kV	
		4,6 kV	

Dentro de un sistema de distribución, los componentes principales son:

- Las salidas de la subestación principal
- Sistema de subtransmisión
- Subestación de distribución
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Sistemas secundarios

La subestación (SE) principal recibe la potencia del sistema de transmisión y la reduce a un voltaje de subtransmisión.

El sistema de subtransmisión lo conforman todos los elementos que enlazan la SE principal con las SE de distribución.

La SE de distribución está conformada por las líneas de transmisión y subtransmisión, transformadores de reducción, los equipos asociados de protección, control y seccionamiento, esta SE es la encargada de recibir la potencia de los circuitos de subtransmisión y mediante un transformador reduce el voltaje a un voltaje de distribución. [3] [2].



Los alimentadores primarios que salen de la SE de distribución, dirigen el flujo de potencia hacia los transformadores de distribución.

Los transformadores de distribución se encargan de reducir el voltaje del alimentador primario a uno, para usuario o empresa. Los voltajes que generalmente utilizan las empresas son de 440 V y de 220 V entre fases, y los consumidores residenciales entre 220 V y 120 V. Los transformadores de distribución generalmente se encuentran en los postes o dentro de cabinas subterráneas [3].

Los sistemas secundarios son los encargados de distribuir la energía desde el terminal de bajo voltaje del transformador de distribución a los usuarios o servicios.

### **2.1.1 Carga Eléctrica**

La carga eléctrica es la magnitud física, la cual determina el consumo de potencia aparente del o los usuarios [3].

Las características de la carga expresan el comportamiento de los consumidores dentro del sistema de distribución, los cuales imponen sus exigencias de consumo sobre éste. Es por esta razón que los sistemas de distribución son muy dinámicos [1].

La carga eléctrica puede ser clasificada, considerando el servicio que presta en: residencial, comercial e industrial.

- Cargas residenciales, son las cargas de hogares, conjuntos residenciales, pueden ser de tipo urbana, rural, suburbana, turística. Se caracterizan por ser mayormente resistivas, y son de menor densidad de carga respecto a la comercial e industrial.
- Cargas comerciales, son las cargas de centros comerciales, edificios comerciales. Por lo general son resistivas y tienen un pequeño consumo de potencia reactiva, su densidad de carga es mayor que las residenciales.
- Cargas industriales, son las cargas de medianas y grandes industrias, se caracterizan por tener un alto consumo de potencia reactiva, un bajo factor de potencia, esto como consecuencia del uso de motores en las industrias. Para la corrección de este problema, por lo general, se suele instalar bancos de condensadores.

El valor de la densidad de carga se determina sumando las cargas comprendidas dentro del área servida y refiriendo a la unidad de área. La expresión matemática se detalla en la Ecuación 2.1 [3].

$$\text{Densidad de carga} = \frac{\text{Carga Instalada}}{\text{Área de la Zona}}$$

### **Ecuación 2.1.** Densidad de carga

#### **2.1.2 Demanda**

La demanda es el valor promedio de la carga eléctrica en los terminales de recepción durante un determinado periodo, este periodo por lo general es de 15 minutos. La variación de la demanda en el tiempo para una determinada carga, se llama el ciclo de carga, este se representa mediante una curva llamada *curva de carga*, que caracteriza el comportamiento de la demanda conforme a la variación del tiempo.

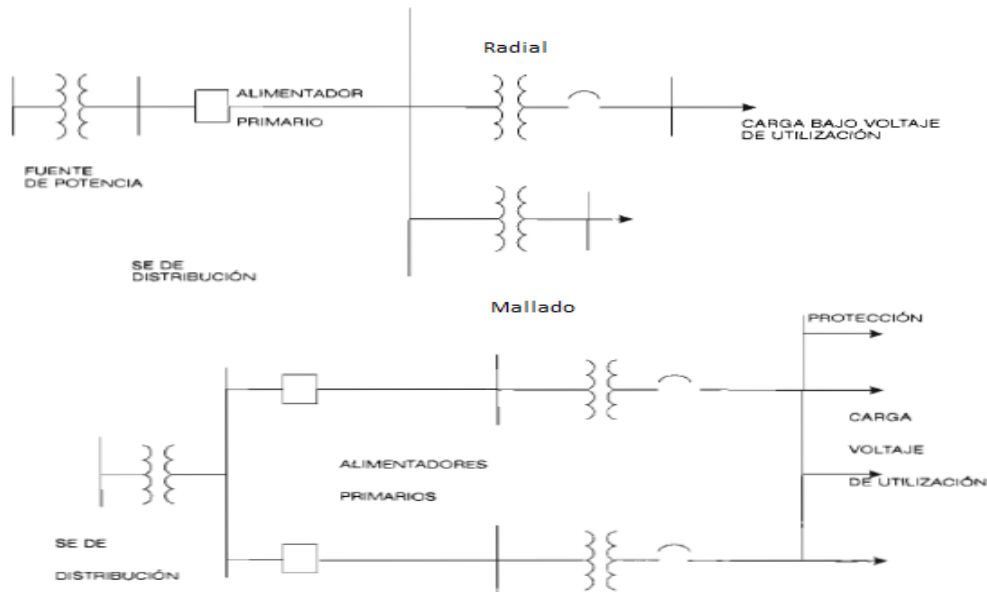
La demanda máxima es la mayor medición de potencia para una zona definida, dentro de un determinado intervalo de tiempo, por lo general un año; en este escenario se suelen presentar las caídas de voltaje más significativas y las mayores pérdidas eléctricas. Mientras que la demanda mínima es el menor valor de medición de potencia en ese mismo intervalo, este escenario se presenta cuando existe el menor consumo de energía eléctrica en una zona.

#### **2.1.3 Topologías de la red**

De manera general, la topología de los sistemas eléctricos (incluidos los sistemas de distribución) son de dos tipos: radial y mallada, como se puede observar en la Figura 2.2.

Un sistema radial es aquel que solo tiene un camino para el paso del flujo de la potencia desde la SE de distribución hacia la carga. Este sistema se caracteriza por ser económico, simple, fácil de proteger, tiene alta confiabilidad y baja calidad de producto, debido a que, en caso de que ocurra una falla o alguna perturbación, provoca el corte de servicio a todos aquellos usuarios conectados aguas abajo del equipo de protección [3].

Un sistema mallado, en cambio, es aquel que posee más de un camino simultáneo para el paso del flujo de potencia, tiene un alto nivel de confiabilidad, es de mayor costo, alta calidad de producto y de servicio, es utilizado por lo general en zonas urbanas con alta densidad de carga [1] [3].



**Figura 2.2** Sistemas de distribución con topología radial y mallada [3].

#### 2.1.4 Conductores Eléctricos

El conductor eléctrico tiene como función principal transportar la corriente bajo cualquier condición, sea normal, en sobrecarga o en cortocircuito. En los sistemas de distribución existen conductores eléctricos de medio y bajo voltaje.

##### Selección del conductor

Como primer paso para realizar la selección de los conductores dentro de una edificación eléctrica, se deben considerar las condiciones de la instalación; es decir, el lugar, la longitud, la disponibilidad de espacio, con lo cual se definirá una implementación tipo aérea, subterránea o sumergida, etcétera.

En el siguiente paso se toman en cuenta varios parámetros tanto técnicos como económicos, con el objetivo de garantizar una operación técnicamente confiable y económicamente eficaz.

Los parámetros necesarios para especificar los conductores son los siguientes:

- *Voltaje Nominal*, es el voltaje para el cual ha sido diseñado el conductor. Para sistemas trifásicos se cumple con la Ecuación 2.2.

$$V = \sqrt{3}V_0$$

### **Ecuación 2.2.** Voltaje entre fases en un sistema trifásico

Donde:  $V$  es el voltaje entre fases y  $V_o$  es el voltaje entre fase y neutro.

- *Corriente requerida por la carga*, la corriente que circula a través de un conductor es determinada con base en la potencia nominal  $P$ , voltaje de operación  $V$  y el factor de potencia  $\cos \theta$ , como se observa en la Ecuación 2.3 y Ecuación 2.4.

$$I_{\text{monofásica}} = \frac{P}{V_o \times \cos \theta}$$

### **Ecuación 2.3.** Corriente monofásica

$$I_{\text{trifásica}} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos \theta}$$

### **Ecuación 2.4.** Corriente trifásica

- Se debe cumplir con que la *capacidad de carga* debe ser mayor o igual a la corriente de carga. La capacidad de carga depende de la temperatura máxima admisible del conductor y las condiciones del ambiente para la disipación del calor emitido por el paso de la corriente [4].
- *Temperatura máxima* causada por la corriente de trabajo normal.
- *Temperatura máxima* causada por la corriente de corto circuito.
- Caída de voltaje en el conductor, la cual se obtiene a través de las siguientes expresiones:

$$\Delta V = 2IL \times (R_w \times \cos \phi + X_L \times \sin \phi)$$

### **Ecuación 2.5.** Caída de voltaje para sistemas monofásicos

$$\Delta V = \sqrt{3}IL \times (R_w \times \cos \phi + X_L \times \sin \phi)$$

### **Ecuación 2.6.** Caída de voltaje para sistemas trifásicos

Donde:  $R_w$  es la resistencia óhmica en  $\Omega/m$ ,  $X_L$  es la inductancia en  $\Omega/m$ ,  $L$  la longitud del conductor en metros,  $I$  la corriente que circula por el conductor,  $\Delta V$  la caída de voltaje y  $\phi$  el ángulo entre la corriente y el voltaje en el extremo del conductor.

- *Resistencia mecánica*, los cables y líneas aéreas deben ser estables con la carga mecánica correspondiente a su propio peso, tomando en cuenta factores como el viento, tensión de tendido, etcétera [3].

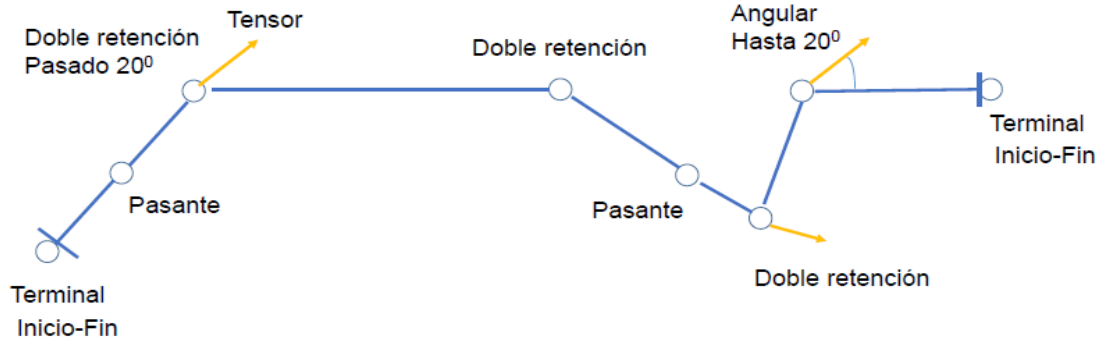
- *Efecto corona*, el cual depende del voltaje utilizado, de la sección del conductor y el medio ambiente [3].

### 2.1.5 Estructuras Eléctricas

El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) ha desarrollado un manual y un catálogo para establecer un sistema único para la identificación de las estructuras que conforman el sistema de distribución, y para estandarizar y homologar los materiales y equipos que conforman las unidades de construcción. En este catálogo se define a las estructuras eléctricas como el conjunto de unidades de propiedad y de construcción.

Las unidades de propiedad son el nombre con el cual se designa al tipo de estructura según su nivel de voltaje.

Las unidades de construcción son “*el conjunto de materiales dispuestos de una forma preestablecida que componen una unidad de montaje, que facilitan el diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas de distribución, de manera sencilla, ordenada y uniforme*”. [5] Un ejemplo de la disposición se puede observar en la Figura 2.3.



**Figura 2.3** Ejemplo de la disposición de las unidades de construcción.

## 2.2 Métodos de Proyección de la Demanda

### 2.2.1 Proyección de la Demanda

Para la realización de proyectos, es necesario que se realice una adecuada proyección de la demanda eléctrica, con el fin de obtener información cercana a la realidad.

La demanda de energía eléctrica crece o decrece, principalmente por dos razones:

- La primera, aumento del número de consumidores en determinada área.

- La segunda, nuevos usos de la energía eléctrica, debido a que los usuarios en una determinada área pueden reemplazar o adquirir nuevos electrodomésticos, o equipos que requieran una mayor cantidad de energía. [6]

La proyección de la demanda se la puede realizar mediante varios métodos, estos se pueden clasificar en tres categorías:

- El Tiempo: Corto, Mediano o Largo Plazo
- Demanda Eléctrica
- Técnicas Matemáticas [6]

Dentro de las técnicas matemáticas, se puede clasificar con base en sus modelos, existen tres métodos:

- Método estadístico de proyección de la demanda
- Método de proyección utilizando inteligencia artificial
- Método de proyección utilizando microáreas.

### **2.2.2 Método estadístico de proyección de la demanda**

Los métodos estadísticos son los más utilizados, debido a su buena predicción y facilidad. Estos métodos relacionan información entre variables que parten de lo conocido hacia lo desconocido, a las variables conocidas se las denomina regresiones independientes, mientras que a las variables desconocidas se las llama independientes. Estas variables están relacionadas mediante ecuaciones lineales simples o ecuaciones de mayor grado. [7]

#### *Método de regresión lineal*

En este método existen dos variables, la variable de regresión independiente X y la variable de regresión dependiente Y, para cada valor independiente existe un valor dependiente. Ambos relacionados en proporción directa y describirán una recta según la Ecuación 2.7. Método de regresión lineal. Ecuación 2.7. [7].

$$Y = \delta_1 x + \delta_0 + \varepsilon$$

**Ecuación 2.7.** Método de regresión lineal.

Donde:

$\delta_1$  Es la pendiente de la recta,  $\delta_0$  Punto de intercepción de la recta al eje Y cuando X=0

$\varepsilon$  Es el elemento representativo del error

#### *Método de regresión exponencial*

Este método describe la tendencia de la variable independiente X sobre la variable dependiente Y, mediante una curva descrita por la Ecuación 2.8.

$$Y = \delta_0 x \times \varepsilon^{\delta_1 x}$$

#### **Ecuación 2.8.** Método de regresión exponencial

Mediante la linealización, se transforma la curva exponencial en una ecuación lineal, según la Ecuación 2.9 [7].

$$\ln Y = \ln \delta_0 + \delta_1 x$$

#### **Ecuación 2.9** Método de regresión exponencial linealizada

#### **2.2.3 Método de proyección utilizando inteligencia artificial**

Son modelos matemáticos compuestos de elementos de procesos interconectados que desarrollan información como respuesta a entradas externas, se clasifican en cuatro métodos:

- Redes Neuronales
- Sistemas Expertos
- Lógica Difusa
- Redes Bayesianas

#### **2.2.4 Método de proyección utilizando Microáreas**

Este método tiene como objetivo localizar geográficamente la distribución de la demanda, para ello divide el área de estudio en cuadrículas llamadas micro áreas, estas denotan una fracción de la demanda total máxima. El procedimiento de aplicación de este método es el siguiente [6] [7]:

- Determinar el tamaño de las microáreas
- Obtener información de la zona
- Selección de elementos de estudio
- Definición de cargas y áreas
- Usos finales y sectores finales

## 2.3 Generación Distribuida

*Definición:* La Generación Distribuida (GD) no tiene una definición establecida, sin embargo, se la puede conceptualizar sobre la base de las siguientes características: ubicación de la red, generación de energía eléctrica mediante instalaciones más pequeñas que las normales, su localización es próxima o cercana a la carga, servir o almacenar energía eléctrica implementando estas tecnologías, necesariamente se conecta directamente a la red de distribución no a una red de transmisión de alto voltaje [8] [9].

Dentro de la GD se pueden identificar cuatro tipos de generaciones básicas:

- Generación para carga base: consta de un sistema de generación principal y continúa.
- Generación para carga en picos: es un sistema de respaldo utilizado cuando se necesite mayor cantidad de generación dependiendo del costo de la energía.
- Generación aislada: es un sistema de generación para sectores aislados del sistema de interconexión eléctrica.
- Generación para soporte de la red de distribución: es un sistema de respaldo dedicado exclusivamente a empresas de alto consumo energético en ciertos periodos del año [10].

### 2.3.1 Ventajas

Dentro de las ventajas de la GD, se puede destacar las siguientes ventajas:

- Disminución de las pérdidas de potencia por la transmisión y distribución de energía.
- Mejor calidad de la energía eléctrica en cuanto a niveles de voltaje, frecuencia, estabilidad de voltaje, suministro de potencia reactiva y factor de potencia.
- Disminución de las interrupciones, suministro en zonas aisladas
- Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente por la reducción de consumo de combustibles fósiles
- Aumento de la seguridad energética.
- Reducción del índice de fallas
- Mayor control de potencia activa y reactiva.
- Disminución del costo de energía eléctrica.



### 2.3.2 Energía Hidráulica

La Energía Hidráulica se basa en el aprovechamiento de la energía Potencial con la que cae el agua desde las vertientes, esta energía potencial se transforma en energía cinética, luego en energía mecánica, y finalmente en energía eléctrica. Este tipo de energía es confiable. La energía hidráulica a pequeña escala es un tipo de GD.



**Figura 2.4** Central hidráulica [10].

Se considera una central mini hidráulica cuando su potencia máxima instalada no es superior a los 10 MW, sus caudales pueden variar desde 0,4 hasta 200  $m^3/s$ , y saltos de agua de 3 a 250 m [11].

Una central Hidráulica está constituida por todos los elementos necesarios para transformar la energía cinética producida por la caída del recurso hídrico en energía eléctrica como se puede observar en la Figura 2.4, el paso del agua que puede ocurrir de dos formas; la primera de pasada, fluyente o derivación, en esta se obtiene el recurso mediante canales, cauces, caudales de ríos, y la segunda es la de embalse en este caso se recolecta el recurso en una presa, cuando se requiere la generación se abren las compuertas. [10].

### 2.3.3 Impactos en la red de distribución

#### *Flujos de Potencia*

Los sistemas de distribución por lo general reciben la energía eléctrica desde las subestaciones y la distribuyen a los consumidores. Por tanto, los flujos de potencia se dirigen desde los niveles de voltaje mayores hacia los menores. Sin embargo, con la entrada de GD en la red, pueden aparecer flujos de potencia inversos, pudiendo

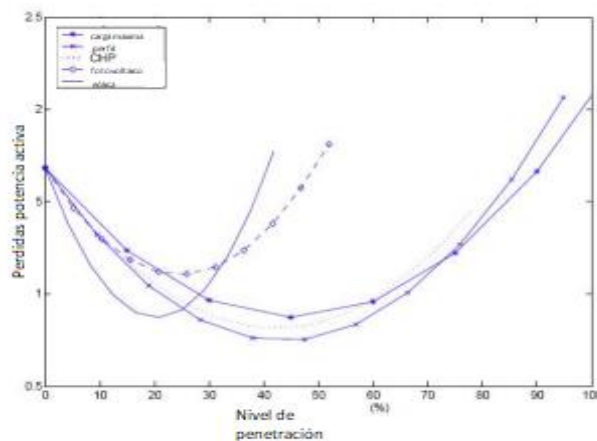
ocasionar el cambio de un sistema activo, donde los flujos de potencia y voltajes son determinados por la generación y cargas, a un sistema pasivo alimentando cargas. Cuando la potencia generada por la GD es mayor que la consumida por las cargas conectadas, la potencia en exceso es transferida a través de las subestaciones a la red [12].

Además, la presencia de flujos de potencia inversos, puede producir problemas en los transformadores con control automático, que son utilizados para regular el voltaje y en los sistemas de protecciones [12].

La inyección de potencia activa tiene un mayor impacto en los voltajes de la línea. Por tanto, si se inyecta potencia activa en la red, la caída de voltaje en el transformador no modificará considerablemente, sin embargo, los voltajes en la red si cambiarán considerablemente. Por otro lado, al introducir potencia reactiva en la red, la caída de voltaje a lo largo de la línea no variará considerablemente, no obstante, la caída de voltaje en el transformador variará, afectando a todos los nodos de la red de bajo voltaje conectados [12].

*Pérdidas de potencia*

Una localización adecuada de la GD puede favorecer a la reducción de las pérdidas en la red, además puede mejorar la capacidad de transmisión de potencia del sistema y reducir la carga de los equipos, mientras que si se lo hace de manera incorrecta, puede incrementarlas. La GD puede, al igual que los bancos de condensadores, reducir las pérdidas, con la diferencia que ésta afecta a los flujos de potencia activa y reactiva, mientras que los bancos de condensadores solo afectan al flujo de potencia reactiva [13].



**Figura 2.5** Curva Pérdidas de Potencia en GD [13].

De la Figura 2.5 se puede interpretar que, para niveles de penetración bajos de GD, las pérdidas en la red disminuyen considerablemente, pero a partir de cierto nivel, las pérdidas aumentan. La pendiente y el punto a partir del cual suben las pérdidas dependen de cada tipo de tecnología de generación. Estas curvas fueron obtenidas para redes de distribución radiales [13].

#### *Niveles de Voltaje*

El aporte de la GD dentro de la red, por lo general, tiende a elevar el nivel local de voltaje. Para redes que poseen una susceptancia mucho mayor que la reactancia, el voltaje del nodo se eleva en la misma magnitud que se incrementa la potencia reactiva. Si una carga adyacente absorbe energía, entonces el impacto sobre el voltaje de la red de distribución mejora. Sin embargo, cuando se transmite la potencia a través de la red, las variaciones de voltaje pueden llegar a ser muy altas. Siempre se debe tomar en cuenta que no sobrepase los límites admisibles establecidos por los entes reguladores [13].

Las pérdidas se reducen considerablemente, cuanto más cerca esté la generación de la carga [12].

La introducción de la GD puede causar la perturbación de los niveles de voltaje de la red, generalmente produciendo un sobre voltaje. Esto se debe a que, al generar energía eléctrica más cerca de los centros de carga, se alivia la red y con ello se reducen las caídas de voltaje. Esta situación es muy ventajosa especialmente en los grandes centros de carga que están en continuo crecimiento.

El ingreso de GD, en conjunto con un regulador de voltaje, soluciona los problemas de grandes caídas que se producen cuando las redes son muy extensas y la subestación se encuentra muy lejos de las cargas [13].

#### *Contribución a nivel de fallos*

La entrada de GD en una red de distribución causa el incremento de los niveles de falla, debido a que puede sobrepasar el límite definido por el nivel de fallo de diseño. Otro efecto es el cambio de la relación susceptancia sobre reactancia ( $X/R$ ) del sistema visto desde el punto de fallo [12].

Al momento que ocurra una falla, el generador puede inyectar una corriente de gran magnitud, provocando dificultades en el funcionamiento de los sistemas de protección contra sobrecorriente. Por tanto, es necesario que se realice un estudio de coordinación

de protecciones bajo este nuevo escenario. Generalmente para neutralizar este efecto, la GD se conecta directamente a la red, otras soluciones son que se conecte a través de transformadores. Por lo general, la contribución de los generadores sincrónicos al nivel de fallo es alta, mientras que la de los generadores de inducción es baja [12].

## **2.4 Calidad de Energía Eléctrica**

La calidad de energía actualmente tiene gran importancia dentro de los sistemas de distribución debido a que las industrias, comercios y usuarios de residencias requieren continuidad de servicio de energía eléctrica. Además, las empresas distribuidoras deben brindar seguridad a los usuarios, los equipos y brindar eficiencia energética. Este concepto de calidad de energía eléctrica ha tomado importancia en los últimos años debido a varios factores como son: el ingreso de nuevo equipamiento eléctrico que contiene circuitos de electrónica de potencia, mayor eficiencia en los sistemas eléctricos, mejor información de los usuarios, mayor interconexión entre los sistemas eléctricos. Por estos motivos las instituciones relacionadas con el ámbito eléctrico, como la IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers), IEC (Internacional Electrotechnical Commission), etcétera, han propuesto estándares, métodos de medición y construcción de equipos de medición de calidad de energía. En el Ecuador existe la Regulación 004-01 creada por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), hoy la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), que regula a todas las Empresas de Distribución. Los problemas de calidad de energía pueden provocar desviación de voltaje, corriente o frecuencia, que resulta en una falla, salida de operación o disminución de la vida útil de un equipamiento eléctrico.

La calidad de energía abarca varios temas y condiciones, es por esta razón que se la ha dividido en tres principales ramas:

- Calidad de Servicio Técnico
- Calidad del Producto Técnico
- Calidad del Servicio Comercial

### **2.4.1 Calidad de Servicio Técnico**

La Calidad de Servicio Técnico, está relacionada con la confiabilidad del servicio y los índices de confiabilidad. Las Empresas Distribuidoras realizan la recopilación de información relacionada con el registro de las interrupciones del servicio y determinan los siguientes indicadores de continuidad del suministro de energía eléctrica:

- Frecuencia de Interrupciones
- Duración de Interrupciones

Para el registro de estas interrupciones se debe desarrollar una metodología que permita alcanzar los índices de calidad establecidos en las regulaciones pertinentes [14].

#### **2.4.2 Calidad de Producto Técnico**

La Calidad del producto técnico engloba los conceptos de condiciones de voltaje, corrientes, frecuencias, fenómenos, perturbaciones.

La calidad del producto técnico permite medir de forma general el desempeño de la red eléctrica, por tanto, toma relevancia al momento que se realizan los estudios eléctricos.

La calidad de energía es afectada por varios factores como cambios regulatorios, incremento de la generación distribuida, equipos de electrónica de potencias, etcétera. Por tanto, es necesario analizar la calidad de energía y verificar que cumplan con las regulaciones establecidas.

##### *Niveles de Voltaje*

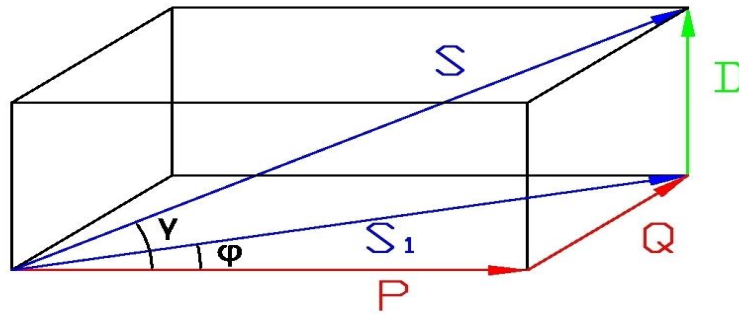
Los niveles de voltaje son todos los voltajes en los nodos de una red o un alimentador, se miden por lo general por unidad (p.u.). En el Ecuador la ARCONEL es la encargada de evaluar las variaciones de voltaje existentes en las redes de los distribuidores, efectúa pruebas mensuales de voltaje, por un período no menor de siete días continuos. En caso de que los valores de voltaje estén fuera de los límites permitidos, el Distribuidor deberá arreglar dichos problemas dentro de un plazo definido por el ente regulador, caso contrario será penalizado [14].

##### *Perturbaciones*

Las perturbaciones son las oscilaciones rápidas de voltaje también llamadas flicker, las distorsiones armónicas, entre otras. La empresa distribuidora es la encargada de efectuar las mediciones y estudios necesarios para determinar las magnitudes y origen de las perturbaciones; todos los procesos, metodología y límites permitidos son establecidos por el ente regulador. La distribuidora es capaz de suspender el servicio a aquellos usuarios que dentro de sus instalaciones produzcan perturbaciones dentro del sistema de distribución, fuera de los límites permitidos [14].

##### *Factor de Potencia*

El factor de potencia es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Para el caso que la onda no fuese perfecta, la potencia aparente no estaría únicamente compuesta por la parte activa y reactiva, existe una tercera componente llamada potencia de Distorsión (D), que es suma de todas las potencias que genera la distorsión. Como se observa en la Figura 2.6 [1] [15].



**Figura 2.6** Factor de Potencia [15].

La empresa distribuidora puede realizar mediciones del factor de potencia en períodos de tiempo. Para el caso que en más del 5% del período de evaluación el factor de potencia sea inferior a 0,92 en retraso o adelanto, e inferior a 0,6 cualquiera sea el tipo de consumidor, la empresa le notificará y concederá un plazo para que se corrija el factor. La empresa distribuidora está en la obligación de mantener en el punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado (SNI), el factor de potencia dentro de los límites determinados en el Reglamento de Despacho y Operación del SNI [14].

#### *Pérdidas de Energía Eléctrica*

Las pérdidas eléctricas son todas las pérdidas que se presentan dentro de un sistema debido a los fenómenos físicos que ocurren dentro del mismo, estos fenómenos se presentan por las condiciones propias de conducción, transporte y transformación de la energía eléctrica, además se pueden presentar por fallas de medición en los equipos. Las pérdidas se producen en las líneas de transmisión, circuitos de distribución primaria y secundaria por causa del efecto Joule y el efecto corona, mientras que en los transformadores de distribución se presentan debido a la circulación de corrientes parásitas. Todas estas pérdidas descritas son llamadas pérdidas técnicas además de estas existen otras pérdidas, llamadas no técnicas o comerciales, que dependen de los usuarios [16].

Las pérdidas técnicas pueden ser:

- Pérdidas Independientes de la carga: estas no dependen de la variación de la demanda, se consideran estables, se producen por el efecto corona y las corrientes parásitas que circulan a través de los transformadores.
- Pérdidas dependientes de la carga: se originan debido a la variación de la demanda y son causadas por el efecto Joule [16].

El nivel de pérdidas eléctricas refleja la calidad de servicio de energía eléctrica desde el punto de vista de diseño y operación. Las pérdidas se miden en nivel de porcentaje, según la Ecuación 2.10.

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{L}{E_s}$$

**Ecuación 2.10.** Porcentaje de pérdidas

Donde: *L*: Son las pérdidas por componentes, *E<sub>s</sub>*: Es la energía suministrada

Las pérdidas totales de energía abarcan las pérdidas técnicas mensuales en alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, alumbrado público, acometidas y medidores, y las pérdidas no técnicas.

**2.4.3 Calidad del Servicio Comercial**

La Calidad del Servicio Comercial se refiere a los aspectos relacionados con el usuario, como la atención al consumidor, tarifa comercial, tiempo de atención, etcétera.

Los servicios que una empresa distribuidora debe otorgar al Consumidor son los siguientes:

- Atención eficiente a consumidores existentes
- Atención a nuevas solicitudes de servicio provisional o definitivo
- Atención a solicitudes de servicios ocasionales
- Modificaciones de los datos o características de los servicios existentes
- La suspensión, reconexión y terminación del contrato
- Atención y solución de reclamos

Para todos los casos de servicio al cliente, la empresa distribuidora debe brindar las facilidades de información y de atención, creando suficientes puntos de atención para que el usuario pueda solicitar o pagar los servicios [14].

### *Cargabilidad de transformadores*

Las corrientes de carga en un transformador producen esfuerzos magnéticos en los devanados más el calentamiento producido por efecto Joule, todo este calor generado conjuntamente con el ciclo de carga del transformador determina la carga que puede operar un transformador sin dañar sus componentes [17].

Por lo general se utilizan métodos para mejorar la eficiencia en la disipación de calor, como: radiadores de enfriamiento, ventiladores cerca de los radiadores, la circulación de aceite forzado, entre otros.

La cargabilidad de los transformadores de distribución está relacionada principalmente bajo dos aspectos, el primero desde el punto de vista térmico y el segundo desde el económico. El primer criterio de cargabilidad térmica está ligado a las características dieléctricas de los aislantes, perdidas de vida útil tolerada; el segundo aspecto está asociado con parámetros económicos como inversión y pérdidas que inciden en la selección de transformadores, dependiendo de la carga a manejar [18].

Los límites de sobrecarga de transformadores vienen determinados por los fabricantes y están de acuerdo con los parámetros constructivos del transformador.

La sobrecarga del transformador produce:

- Factor de aceleración de envejecimiento
- Pérdida Porcentual de vida del aislamiento en transformadores

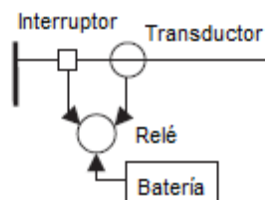
## **2.5 Sistema de Protecciones**

Para los usuarios el sistema eléctrico de potencia (SEP) parece estar en un estado estable. Sin embargo, está sujeto a perturbaciones constantes, estas pueden ocurrir por cambios drásticos de carga, fallas producidas por causas naturales, fallas del equipo o del operador. A pesar de estas perturbaciones, el sistema de potencia mantiene su estado casi estable debido a dos factores básicos: el primero el gran tamaño del sistema de potencia en relación con el tamaño de cargas individuales, es decir su robustez y el segundo la acción correctiva y rápida tomada por el sistema de protecciones instaladas [19].

### **2.5.1 Componentes de los sistemas de protecciones**

Un sistema básico de protección está formado por cuatro elementos básicos como se puede observar en la Figura 2.7.





**Figura 2.7** Elementos de un sistema de protección [19].

*Interruptor de potencia:*

Los interruptores de potencia están dispuestos en el sistema, de tal forma que todos los elementos puedan ser desconectados de manera rápida, estos deben ser capaces de conducir momentáneamente la corriente de cortocircuito [20].

*Transformador de Potencia:*

Existen dos tipos de transformadores de potencia:

- Los Transformadores de Corriente (TC) están diseñados para aislar al sistema de protección y al sistema de protecciones de altas corrientes que circulan por este.
- Los Transformadores de Voltaje (TP) al igual que en los TC, el bobinado primario se conecta al sistema de potencia y reduce el nivel de voltaje a magnitudes adecuadas para los equipos electrónicos del relé [20].

*Fuente DC:*

La batería es la encargada de la continuidad del abastecimiento de la energía eléctrica para la operación del dispositivo de protección, además alimenta a sistemas auxiliares, esta no se puede conectar directamente a la red [21].

*Relé:*

Es un dispositivo eléctrico que entrega una respuesta bajo condiciones de entrada establecidas, el relé entra en funcionamiento al producirse un contacto o un cambio significativo en los circuitos de control asociados, la principal función del relé es detectar condiciones fuera de lo normal o peligrosa en el SEP, así como en líneas o aparatos defectuosos y dar inicio a la acción de los circuitos de control [21].

El relé de protección desarrolla internamente tres fases fundamentales:

- Procesar señales
- Aplicación de funciones de protección
- Lógica de Disparo

### **2.5.2 Filosofía de Protecciones**

Con el objetivo de proteger al SEP, mantener la continuidad del servicio de energía eléctrica mediante las redes que se encuentren funcionando normalmente, se han determinado zonas de protección, las cuales son las siguientes:

#### *Protección Primaria*

Actúa como la primera línea de defensa inicial ante las perturbaciones en el sistema de potencia, se definen zonas de protección primaria alrededor de cada elemento importante e interruptor de potencia [21].

#### *Protección Respaldo*

Cuando la protección primaria no opera, los daños en los equipos que se producirían serían mayores y la falla se podría propagar por todo el sistema. Para prevenir esto se utiliza la protección de respaldo, esta es una protección adicional que deberá ser capaz de detectar la falla y aislarla, sin importar dejar fuera de servicio equipos o sectores en condiciones normales. Según la ubicación de la protección que da respaldo, esta puede ser local o remota. La protección local se ubica en la zona protegida y puede ser del tipo duplicación de la protección o parte de ella, también puede ser una adicional. La protección remota brinda una protección ubicada en otro punto del Sistema de potencia [22].

### **2.5.3 Protecciones en Redes de distribución y con GD**

La protección dentro de los sistemas de distribución ha tomado gran importancia debido al crecimiento de las redes eléctricas, y aumento de la importancia de la calidad de energía que brindan las empresas de distribución.

Dentro del sistema de distribución, dado el caso de estudio, se pueden conectar una o más fuentes de GD, el sistema de protecciones de esta red debe ser el adecuado y debe estar coordinado, ya que con la inyección de esta pueden existir flujos de potencia inversa, retroalimentación o activación accidental.

#### *Fusible*

Es el elemento más usado para protección en sistemas de distribución, las características de los fusibles varían de un fabricante a otro. Cada fusible tiene su curva característica de operación tiempo-corriente, estas dependen del fabricante. La corriente nominal del fusible es el valor indicado por el fabricante, esta corriente es la que el elemento puede soportar de manera continua sin sufrir una alteración. El fusible está formado por un elemento sensible a la corriente llamado elemento fusible y un mecanismo de soporte del mismo, cuando circula por este una corriente peligrosa durante un tiempo determinado, el elemento fusible se funde [19] [22].

Una adecuada coordinación del fusible con las demás protecciones permite la correcta operación y una apertura rápida.

Las características de un fusible cambian de acuerdo al material del elemento fusible. El tiempo y la corriente mínima de fusión del elemento dependen del ambiente y de la corriente en el instante anterior a la sobrecarga. Las curvas características de tiempo-corriente se dan para temperaturas ambientes de 20 a 25° C [22].

#### *Tipos de Fusibles*

Los fusibles tipo H son los fusibles de operación más lenta, tiene relaciones de velocidad de 4 a 6.

Los fusibles tipo T se utilizan para la protección de ramales, son más lentos, permiten mayores sobrecargas, son menos sensibles a las descargas atmosféricas y tienen una relación de velocidad de 6 a 8 [23].

Los fusibles tipo K tienen elemento rápido, y una relación de velocidad de 10 a 13.

Los fusibles tipo dual, son mucho más rápidos, tienen elemento rápido, tienen una relación de velocidad de 13 a 20, en general se los utiliza para la protección de transformadores.

#### *Reconectores*

Dentro del Sistema de Distribución, gran porcentaje de las fallas son temporales. Aunque estas son transitorias hacen operar fusibles e interruptores automáticos. Como consecuencia, la reposición del servicio es retardada especialmente en sectores rurales. El reconector es el dispositivo de protección que desconecta rápidamente antes de que actúen los elementos de protección y reconecta el sistema [22].

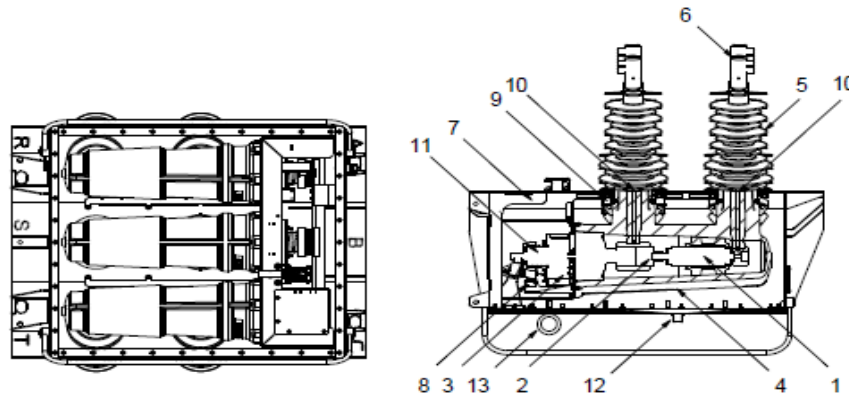
El reconectador es un interruptor con reconexión auto controlada, capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para re energizar la línea. Puede realizar varias reconexiones sucesivas, variando el intervalo y la secuencia de estas. Para cuando la falla es de carácter permanente, el reconectador se abre en forma terminante, después de un cierto número programado de operaciones determinado según sea el caso [22].

La tarea principal de un reconectador es diferenciar entre una falla temporal y una permanente. La característica más ventajosa, desde el punto de vista de la coordinación, es su flexibilidad. La mayoría de los reconectadores están diseñados para varias operaciones en una secuencia fija. Por lo tanto, para una falla temporal, mediante una o más operaciones rápidas, la falla se extingue y para cuando se produce un nuevo cierre se restablecerá el circuito a la normalidad sin interrupciones permanentes en las cargas servidas a lo largo del alimentador [22] [24].

#### *Clasificación de Reconectadores*

Los reconectadores pueden ser clasificados según su construcción, pueden ser electrónicos o electromecánicos, actualmente por lo general se utilizan electrónicos debido a que son modernos, tienen amplia flexibilidad, etcétera. Los reconectadores electromecánicos vienen con su curva definida, no se puede realizar cambios. En la Figura 2.8 se observa un reconectador electrónico trifásico y sus partes que lo constituyen.

1. Interruptor de Vacío
2. Varilla de accionamiento Aislada
3. Actuador Magnético
4. Cubierta de Resina Epoxi Aromática
5. Bushing con envoltorio de goma silicona
6. Conector
7. Tanque de Acero Inoxidable
8. Interruptores auxiliares
9. Transformador de Corriente
10. Sensor de Voltaje Acoplado Capacitivamente
11. Resorte de Apertura
12. Respirador Cerámico
13. Anillo de Disparo Mecánico



**Figura 2.8** Partes Reconector Trifásico [25].

Los reconectores tienen varias aplicaciones como:

- En subestaciones, permiten aislar el alimentador en caso de falla permanente.
- En líneas de distribución, para seccionar alimentadores de grandes distancias con el fin de prevenir salidas del todo del alimentador
- En ramales importantes, desde el alimentador principal, para proteger el alimentador principal de interrupciones y salidas debido a fallas en el ramal.
- En pequeños ramales monofásicos [22].

#### *Seccionalizadores*

De manera general se los utiliza en conjunto con los reconectores, permiten aislar automáticamente las fallas en las líneas de distribución, se instalan aguas abajo del reconector. Los seccionalizadores son esencialmente detectores de falla, contadores y switches. No tienen curvas características de operación y se coordinan en conjunto con los reconectores.

El seccionalizador es el encargado de contar las aperturas y cierres que realiza el reconector aguas arriba. Se abre en el momento que el reconector está abierto, cuenta los impulsos de corriente de falla que fluyen en el sistema, se lo ajusta para que abra después de un determinado número de pulsos, siempre debe ajustarse para un pulso menor que el número de operaciones del reconector aguas arriba. [22] [24].

### *Relé de Sobrecorriente*

Cuando existe una falla o alguna perturbación en el SEP, su respuesta natural es el incremento de la corriente, el relé de sobrecorriente es el encargado de diferenciar entre corrientes de demanda máxima y de cortocircuito, para el segundo caso se produce la operación de los relés. Este dispositivo mide constantemente la corriente que circula por las fases y los equipos, generalmente se lo coordina en conjunto con otros dispositivos de protección, tiene como función principal proteger las subestaciones dentro de los sistemas de distribución.

Según el tiempo de actuación y las normas ANSI, se lo puede clasificar en tres tipos:

- De Corriente Definida o Instantáneo (50 según ANSI), opera de manera instantánea, su tiempo de operación es de 10 a 60 milisegundo, por lo general cuando se lo utiliza para proteger líneas de transmisión, cubre el 80 por ciento de esta.
- De tiempo definido (51 según ANSI), opera de manera temporizada cuando supera un umbral establecido, utiliza la curva de tiempo definido.
- De tiempo inverso (51 según ANSI) su tiempo de corte responde a una función exponencial, la cual está dada según el tipo de curva, mientras mayor sea la corriente aplicada menor será su tiempo de operación.

### *Ajuste Protección Sobrecorriente*

La coordinación de protecciones se basa en organizar las curvas tiempo-corriente de cada uno de los elementos que se encuentran en serie entre el dispositivo que se desea proteger y la fuente. El objetivo de un estudio de coordinación, es por tanto, determinar las características, los rangos y los ajustes de los dispositivos de protección, con el fin de asegurar una selectividad adecuada donde quiera que se produzca una falla o una sobrecarga [22].

Para su coordinación, se deben tomar en consideración dos parámetros: el primero la corriente de pick up y el segundo el Tiempo de Operación.

La corriente de Pick up o de operación: se debe configurar para que el relé opere para todos los cortocircuitos en la línea que brinda protección primaria o respaldo. Esta corriente de pick up debe ser mayor que las corrientes de operación normales y menor que las corrientes de falla mínimas. Aproximadamente, la corriente de pick up es 1,3 veces mayor que la del tap [19].

Tap: Permite seleccionar la corriente de operación del relé. Representa el valor de corriente que haría operar al relé en un tiempo determinado [22].

Lever o Dial: Es el indicador de la posición del tope que determina la separación inicial de los contactos, permite variar las curvas de tiempo de operación del relé [22].

Tiempo de Operación: Esta función de retardo de tiempo es un parámetro independiente que se obtiene de diversas maneras, según el diseño del relé [19].

En la Figura 2.9 se puede observar un ejemplo de coordinación de protecciones de curvas tiempo corriente.

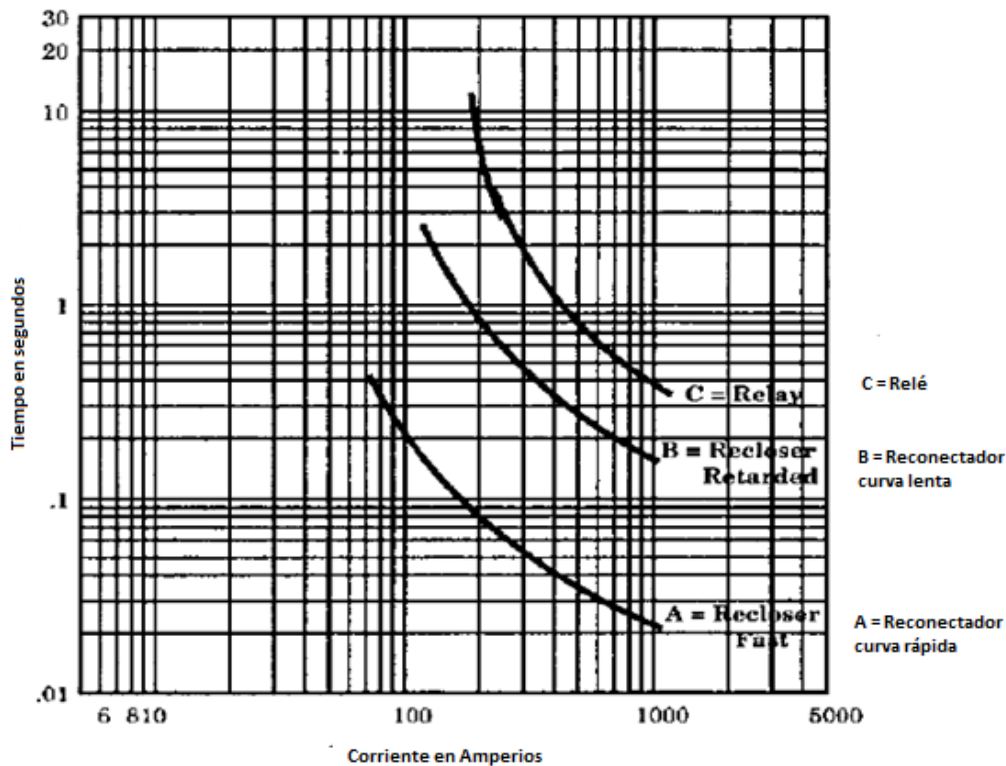


Figura 2.9 Coordinación curvas tiempo-corriente [24].

#### 2.5.4 Coordinación Elementos de Protección

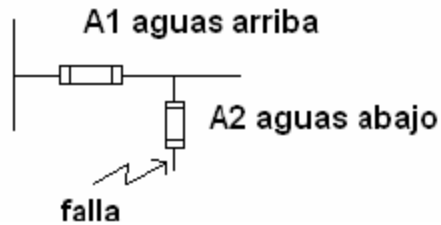
El Relé de sobrecorriente, el reconectador y el fusible son los principales elementos de protección dentro de un sistema de distribución, generalmente todas estas protecciones se utilizan para sistemas de distribución radial, es importante realizar una coordinación adecuada de estos. Cuando se produce una perturbación, la protección más cercana a la falla debe despejarla, antes que el dispositivo de respaldo entre en funcionamiento o antes de que termine las reconexiones, si es el caso [22].

##### *Coordinación entre fusibles*

Para coordinar fusibles entre sí, como se observa en la Figura 2.10, se utilizan las curvas de tiempo-corriente, también existen tablas que indican el valor máximo de la corriente de falla a la cual se coordinan los fusibles respectivos, para asegurar la coordinación para

cualquier rango de corriente de falla, el tiempo máximo de despeje del fusible protector debe ser menor a 0,75 veces el tiempo mínimo de fusión del fusible protegido [22] [23].

$$t_{max_{protector}} \leq t_{min_{protegido}}$$



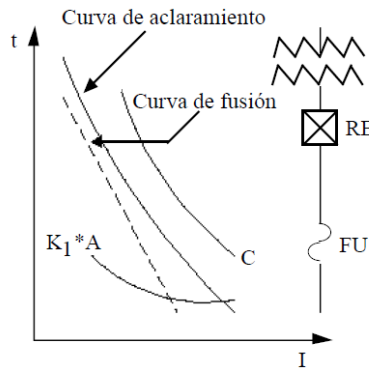
**Figura 2.10** Coordinación entre fusible [23].

#### Coordinación Reconectador Fusible

Para esta coordinación existen dos diferentes filosofías de protecciones, las cuales son: reconectador-fusible y fusible-reconectador. Para ambos se utiliza el método de trazado de curvas del reconectador y del fusible [22].

#### Reconectador–Fusible

En este caso el reconectador deberá detectar las fallas ocurridas en su zona y también las de la zona del fusible. Por tanto, el fusible debe operar después de la característica rápida y antes de la lenta del reconectador, como se muestra en la Figura 2.11.



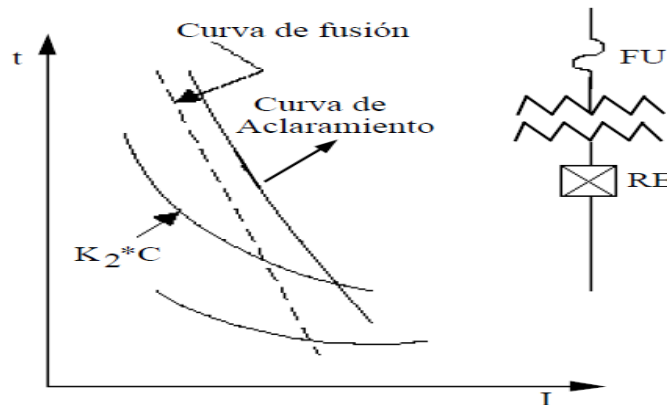
**Figura 2.11** Coordinación Reconectador – Fusible [22].

#### Fusible–Reconectador

En la Figura 2.12 se muestra un caso de coordinación entre fusible y reconectador. El fusible, en este caso, protege el sistema de fallas internas que no pueden ser detectadas por el reconectador.



Para la coordinación, en este caso, es necesario considerar las fallas en el lado carga del reconectador, para lo cual se deben referir las curvas de tiempo mínimo de fusión del fusible, al lado de bajo voltaje, donde está ubicado el reconectador. Para una adecuada coordinación, se debe cumplir que la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible debe estar por sobre la curva de operación lenta del reconectador en todo el rango de corriente de cortocircuito. En este caso no se protege al fusible.



**Figura 2.12** Coordinación Fusible – Reconectador [22].

#### *Coordinación entre reconectores*

El objetivo de la coordinación entre estos es lograr una operación adecuada de sus disparos, el reconectador más cercano al punto de falla debe disparar fallas permanentes o transitorias aguas abajo del mismo, sin que el reconectador de respaldo realice alguna operación.

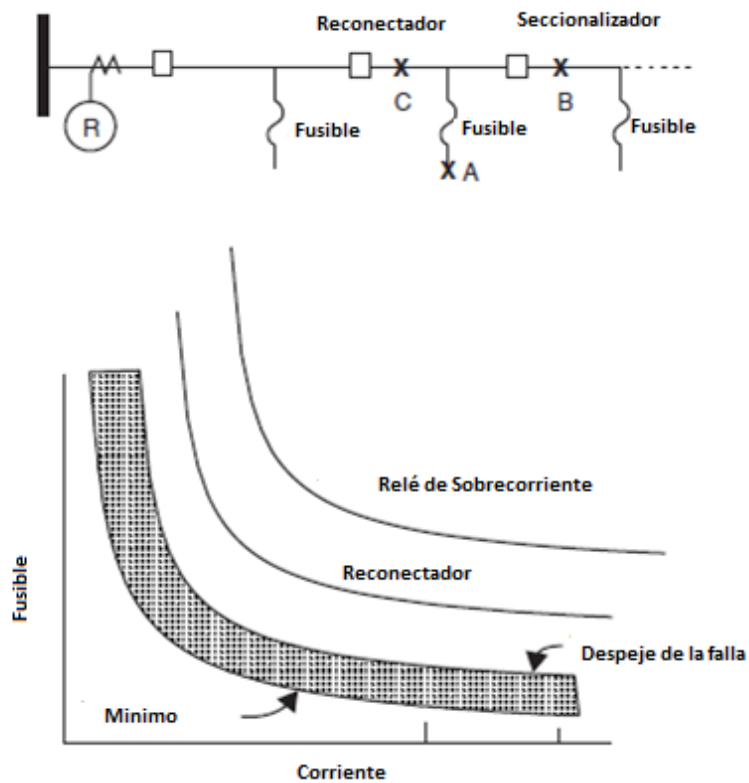
Para lograr una adecuada coordinación, el reconectador protector debe actuar en su curva lenta antes que el protegido para cualquier corriente de cortocircuito. La diferencia entre sus curvas lentas deberá ser mayor a tres ciclos [23].

#### *Coordinación Reconectores- Seccionalizadores – Fusibles*

Para realizar una adecuada coordinación entre estos tres elementos, se va a tomar como ejemplo la Figura 2.13, al ocurrir un fallo en A debe ser despejada por el fusible de la bifurcación, dejando el servicio a la línea principal y los demás ramales. El reconectador debe eliminar una falla en B, si la configuración del conteo o número de pulso en el seccionizador es uno, ahora se abrirá, permitiendo que el reconectador vuelva a cerrar y restablezca el servicio al resto del sistema. Si la configuración es más de uno, el seccionizador no se abrirá. En cambio, el reconectador vuelve a cerrar por segunda vez. Si la falla continúa activada, el seccionador verá un segundo conteo de corriente de falla,

el reconectador se disparará nuevamente, permitiendo que el seccionizador se abra ahora, eliminando la falla, y el reconectador se cerrará exitosamente, restaurando el servicio.

La Figura 2.13 muestra cómo se logra la coordinación entre los elementos de protección. La característica de operación del reconectador y del relé debe tener la misma forma con suficiente retraso de tiempo entre las curvas, a la misma magnitud de corriente, para permitir que cada dispositivo aguas abajo elimine la falla. Los tiempos más largos permiten que el dispositivo adyacente proporcione respaldo en caso de que la falla no se despeje en el tiempo de funcionamiento de dicho elemento de protección. [19].



**Figura 2.13** Coordinación Sobrecorriente [19].

### 3. DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA Y PLANTEAMIENTO DE LAS ALTERNATIVAS

En el presente capítulo se describe a la Central Hidroeléctrica San José de Minas, en cuanto a su ubicación geográfica, funcionamiento y características de los equipos electromecánicos. Luego de ello se presenta una breve descripción de las características eléctricas del alimentador 22 D de propiedad de la Empresa Eléctrica Quito, al cual se conectará con la central. Se analiza la demanda actual como la proyectada para el año en el cual entrará en funcionamiento la central (2019), así mismo se definen los puntos posibles de conexión, se determina la opción de ruta más adecuada para cada uno y finalmente se escoge el conductor para la misma.

#### 3.1 Descripción de la Central Hidroeléctrica San José de Minas

##### Ubicación

La central Hidroeléctrica San José de Minas (HSJM) se encuentra ubicada en la provincia de Pichincha, en la Parroquia San José de Minas perteneciente al cantón Quito, en el punto señalado en la Figura 3.1.



**Figura 3.1** Ubicación geográfica de la casa de máquinas de la central Hidroeléctrica San José de Minas (HSJM).

La HSJM toma las vertientes del Río Perlabí y del Río Cubi lleva el agua a través de un canal para cada vertiente hacia un tanque de presión, a partir del cual sale por una tubería de presión hacia la casa de máquinas, como se observa en la Figura 3.2. Dentro de la casa de máquinas se encuentran la turbina y el generador. La caída neta del caudal es de 280 m [26].

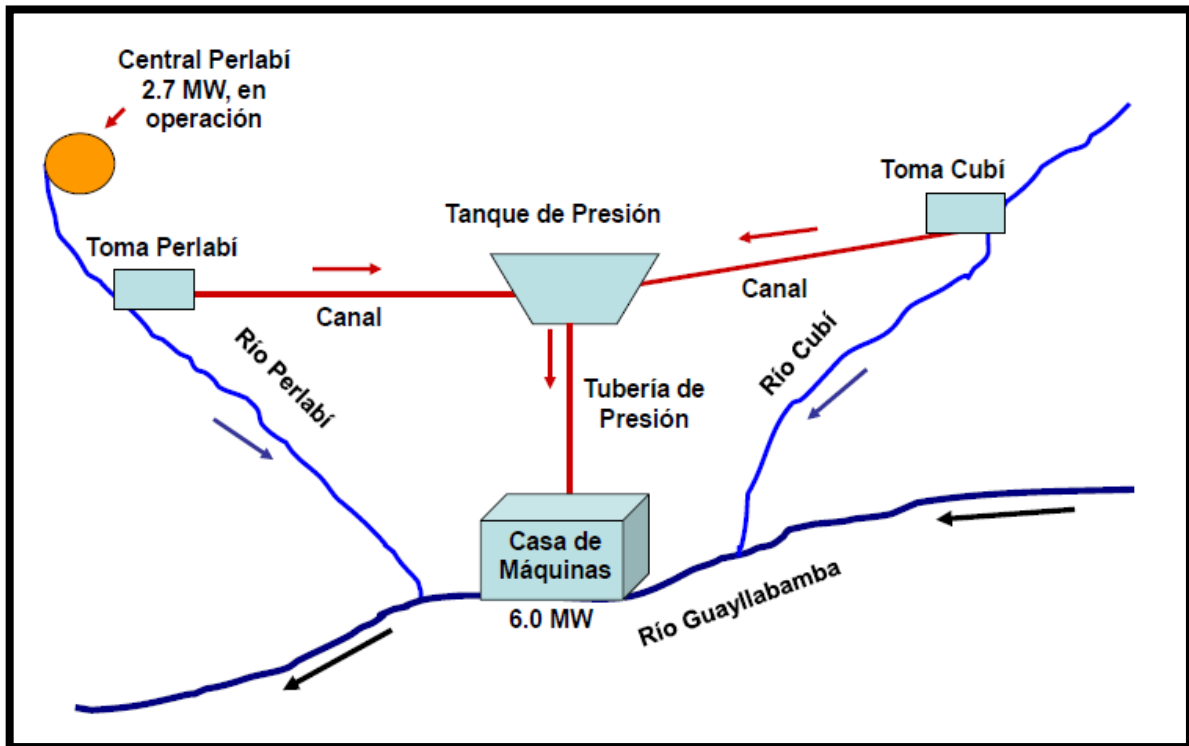


Figura 3.2 Diagrama del proyecto de la central HSJM [26].

### Generador

La HSJM contará con una unidad de generación cuya potencia aparente es de 6400 kVA, con potencia activa de 5760 kW, un factor de potencia de 0,9 y un voltaje nominal de 6600 V, sus características se observan en la Tabla 3.1.

El generador será un tipo brushless de polos salientes con excitatriz incorporada, de eje horizontal y regulador de voltaje electrónico, con posibilidad de ajuste del valor de voltaje objetivo, así como del factor de potencia objetivo. Este generador se lo modela mediante el software Cyme como se observa en la Figura 3.3.

**Tabla 3.1** Características del Generador [27].

<b>Potencia de salida</b>	<b>6400 kVA</b>
<b>Factor de potencia</b>	0,9 en atraso
<b>Potencia Activa</b>	5760 kW
<b>Voltaje Nominal</b>	6600 V
<b>Corriente nominal</b>	560 A
<b>Frecuencia</b>	60 Hz
<b>Velocidad Nominal</b>	514,29 rpm
<b>Número de Fases</b>	3
<b>Conexión del estator</b>	Estrella
<b>Número de Polos</b>	14
<b>Potencia Reactiva máxima</b>	50 kVAR

**Capacidad nominal**

Potencia nominal:  kVA

Tensión nominal:  kVLL

Potencia activa:  kW


Factor de potencia:  %

Número de polos:

Potencia reactiva máx.:  kvar

Potencia reactiva mín.:  kvar


**Configuración**



**Capacidad de potencia reactiva**

Límites Q fija

Q = f(Pgen)

 **Editar...**

**Impedancias del generador**

		R	X	
Régimen permanente	Z1:	<input type="text" value="0,017"/>	<input type="text" value="0,17"/>	<input type="button" value="Estimar..."/>
Transitorio	Z1':	<input type="text" value="0,01034"/>	<input type="text" value="0,31103"/>	
Subtransitorio	Z1":	<input type="text" value="0,00899"/>	<input type="text" value="0,27046"/>	<input type="radio"/> Ohmios <input checked="" type="radio"/> p.u.
Secuencia homopolar	Z0:	<input type="text" value="0,00297"/>	<input type="text" value="0,08925"/>	
Secuencia inversa	Z2:	<input type="text" value="0,00899"/>	<input type="text" value="0,27046"/>	<input type="button" value="Calcular Z2..."/>

**Figura 3.3** Modelación del Generador HSJM [Impresión Cyme].

## Turbina

La turbina será tipo Pelton de eje horizontal, con dos inyectores de válvula de aguja y deflectores de contrapesos. En la Tabla 3.2 se puede observar las características de esta turbina.

**Tabla 3.2** Características de la Turbina [27].

<b>Altura neta de diseño</b>	280,84 m
<b>Velocidad nominal de operación</b>	514,29 rpm
<b>Caudal Nominal</b>	2,40 m <sup>3</sup> /s
<b>Potencia de diseño</b>	5947,2 kW

## Transformadores

Se contará con dos transformadores en la central HSJM, uno de elevación y otro para los servicios auxiliares. El transformador de elevación es un trifásico para intemperie, sumergido en aceite. En la Tabla 3.3 se observan las características del transformador de elevación, en la Tabla 3.4 las de servicios auxiliares.

**Tabla 3.3** Características del transformador de elevación [27].

<b>Potencia de salida</b>	6,5 MVA
<b>Frecuencia nominal</b>	60 Hz
<b>Número de devanados</b>	2
<b>Número de fases</b>	3
<b>Voltaje en el primario</b>	6,6 kV
<b>Voltaje en el secundario</b>	22,86 kV
<b>Número de taps</b>	5
<b>Conexión</b>	YNd11
<b>Medio de aislamiento</b>	Aceite
<b>Máximo voltaje de impulso en el primario</b>	125 kV
<b>Máximo voltaje de impulso en el secundario</b>	50 kV

**Tabla 3.4** Características del Transformador de servicios auxiliares [27].

<b>Potencia de salida</b>	100 kVA
<b>Frecuencia nominal</b>	60 Hz
<b>Número de devanados</b>	2
<b>Número de fases</b>	3
<b>Voltaje en el primario</b>	22,86 kV
<b>Voltaje en el secundario</b>	220/127 V
<b>Número de taps</b>	5
<b>Conexión</b>	Dyn11
<b>Medio de aislamiento</b>	Aceite

El transformador de elevación se lo modeló mediante el software Cyme como se observa en la Figura 3.4.

Datos nominales

Tipo de transformador: Trifásico

Tipo de aislamiento: Inmerso en líquido

Tipo de devanado: Forma acorazada

Capacidad nominal: 6500,0 kVA

Tensión primaria: 22,8 kVLL

Tensión secundaria: 6,6 kVLL

Pérdidas en vacío: 0,0 kW

Reversible:

Configuración

Primario

Secundario

Desfase

YNd11

Impedancias de secuencia

Por omisión

Z1: 6,5 %

Z0: 6,5 %

X1/R1: 7,0

X0/R0: 7,0

**Figura 3.4** Modelación del transformador de elevación [Impresión Cyme].

### **3.2 Alimentador 22 D perteneciente a la Subestación San Antonio**

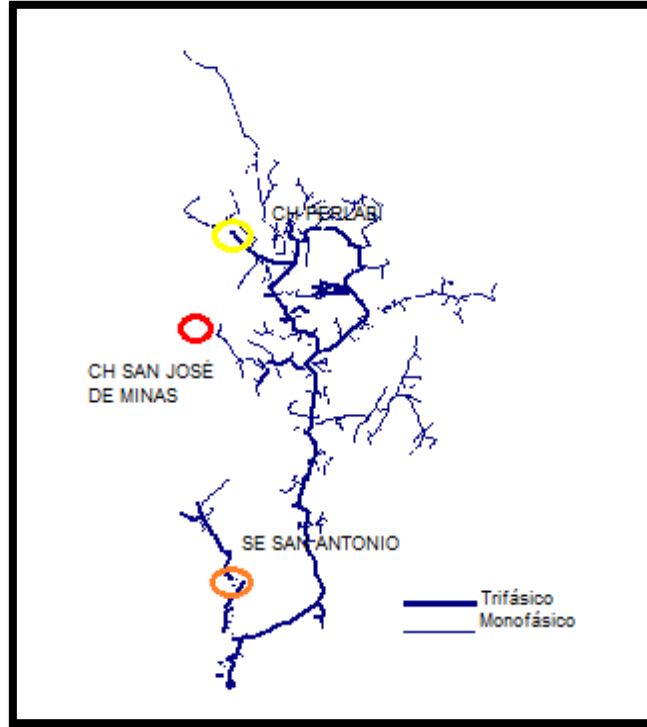
El alimentador 22 D sale desde la subestación 22 (San Antonio), es de topología radial, está formado principalmente por cargas residenciales y de pequeñas industrias, el nivel de voltaje es de 22,8 kV, la longitud de 43,8 Km.

Debido a la cercanía de la central Hidroeléctrica San José de Minas al alimentador 22 D perteneciente a la red de la EEQ, se ha establecido, por parte de esta empresa distribuidora, que este circuito será el elemento de conexión con la central.

Como se puede observar en la Figura 3.5, actualmente a este alimentador se encuentra conectada una fuente de generación distribuida, ésta es la central hidroeléctrica Perlabí cuya capacidad es de 2,7 MW. De esta manera, el alimentador 22 D tendrá tanto la central Perlabí como la HSJM de 5,9 MW como puntos de generación distribuida.

Sobre este alimentador se realizan estudios eléctricos de flujos de potencia, considerando tanto la demanda actual como la proyectada por la EEQ para el año 2019, de modo que se pueda analizar el comportamiento de la red eléctrica (alimentador 22 D), determinando los perfiles de voltaje y pérdidas de potencia. Estos análisis son realizados con y sin la conexión de la HSJM a la red.





**Figura 3.5** Alimentador 22 D

### **3.3 Análisis de la red con la demanda actual**

La información perteneciente al año 2017 corresponde a la demanda actual para el presente trabajo de titulación, año en el cual se empezó el mismo.

Según la información proporcionada por la EEQ, la demanda máxima en dicho año se presentó el 28 de diciembre con una potencia aparente de 3336,74 kVA y un factor de potencia de 0,98 en atraso; mientras que la demanda mínima se registró el 20 de agosto de 2017 con un valor de potencia aparente de 327,7184 kVA y un factor de potencia de 0,95 en atraso.

Con el objetivo de determinar la situación actual de la red, se realizan estudios eléctricos de flujos de potencia, a través de los cuales se obtiene información que permite analizar los siguientes parámetros de calidad de energía eléctrica: niveles de voltaje, cargabilidad de transformadores, cargabilidad de líneas y pérdidas de potencia en la cabecera del alimentador, parámetros que facilitan analizar globalmente al alimentador. Estos estudios se realizan bajo la condición de que la central Perlabí se encuentra en funcionamiento y entrega toda su potencia nominal, esto con el fin de analizar el escenario de mayor cargabilidad.







### ***Demanda Máxima***

Para la condición operativa de demanda máxima antes mencionada, se analizan los parámetros de calidad de energía, para el alimentador 22 D para la demanda actual.

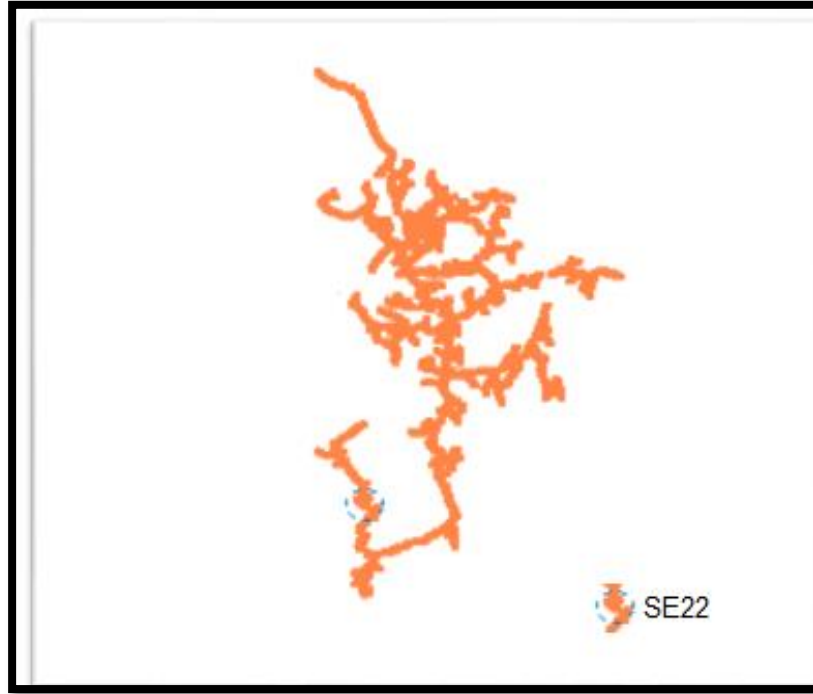
### ***Perfil de Voltaje***

En la Figura 3.6 se puede observar la gráfica del perfil de voltaje del alimentador, los valores de voltaje se encuentran entre 0,95 y 1,05 por unidad (p.u.) según la leyenda de colores para las gráficas de nivel de voltaje que se observa en la Tabla 3.5.

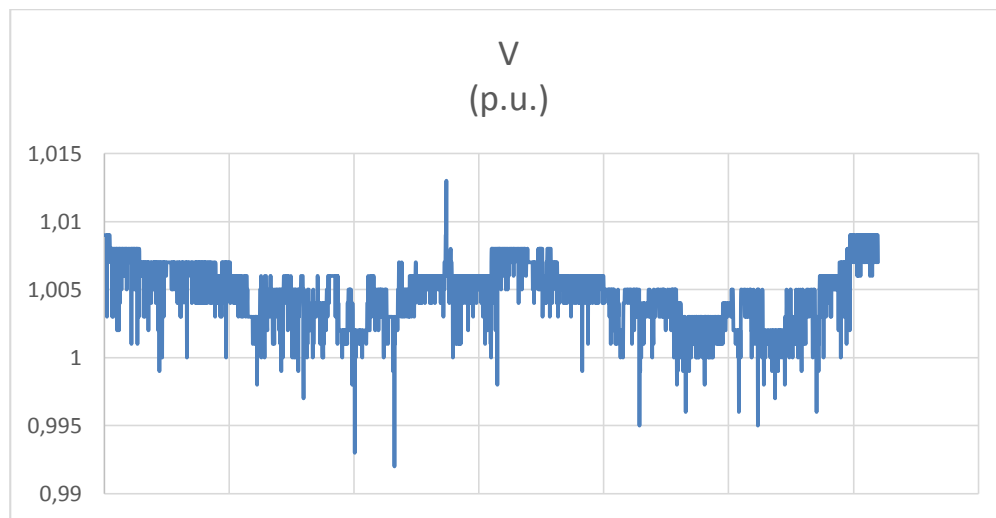
**Tabla 3.5** Leyenda de colores para las gráficas de nivel de voltaje.

<b>Mayor que (p.u.)</b>	<b>Menor o igual que (p.u.)</b>	<b>Color</b>
0	0,85	
0,85	0,9	
0,9	0,95	
0,95	1,05	
1,05	1,08	
1,1	9	

Según la Regulación de la ARCONEL 004-01, los niveles adecuados para Medio Voltaje (MV) en la subetapa 1 que dura 24 meses, pueden variar en un rango de más/menos 10 por ciento, mientras que en la subetapa 2, que es cuando finaliza la subetapa 1, puede variar el rango de más/menos 8 por ciento [28].

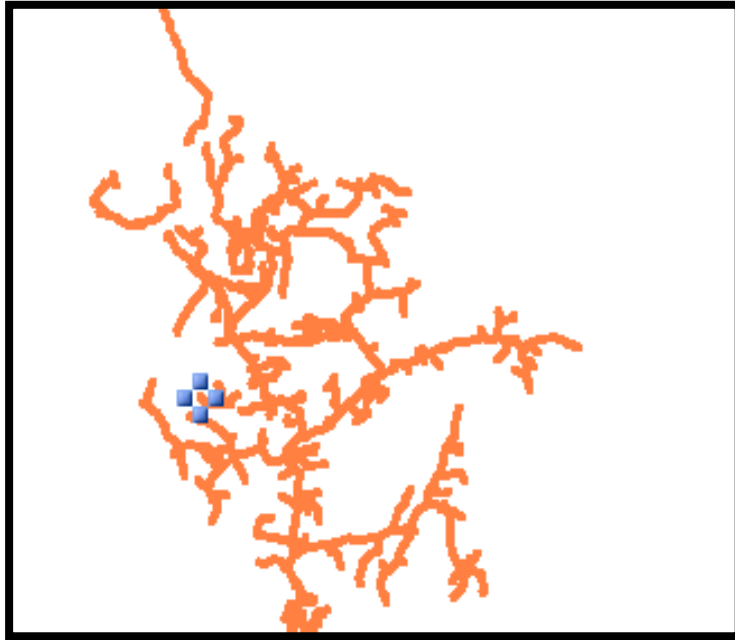


**Figura 3.6** Alimentador 22 D, según los niveles de voltaje para el año 2017, en demanda máxima.



**Figura 3.7** Perfil de voltaje del alimentador 22 D para el año 2017 en demanda máxima.

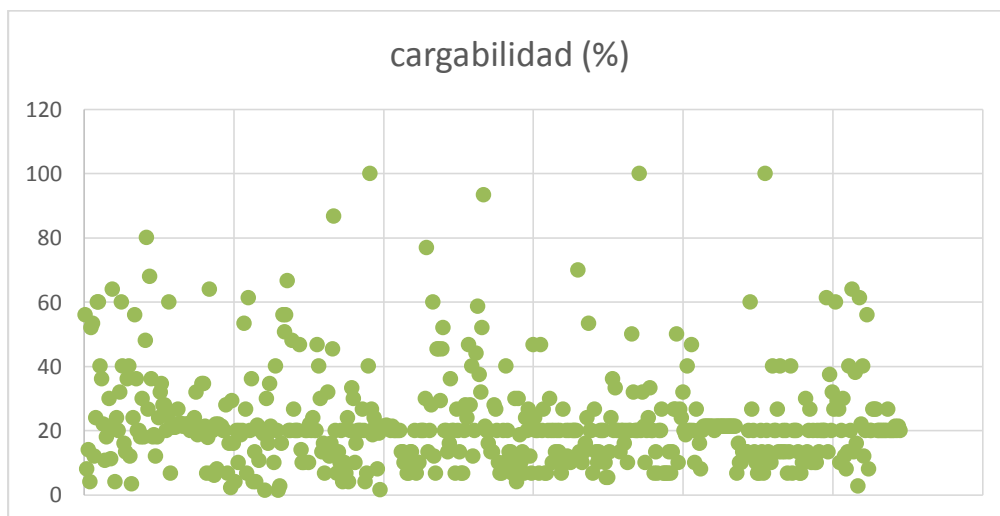
En la Figura 3.7 se observan los valores de voltaje en p.u. para todo el alimentador, el voltaje máximo es 1,013 p.u. en el nodo de Perlabí, mientras que el menor valor es de 0,992 en el nodo 38495MA ubicado donde indica la Figura 3.8. Los valores de voltaje cumplen con la Regulación 004-01.



**Figura 3.8** Ubicación del nodo de menor voltaje en demanda máxima.

*Cargabilidad de transformadores*

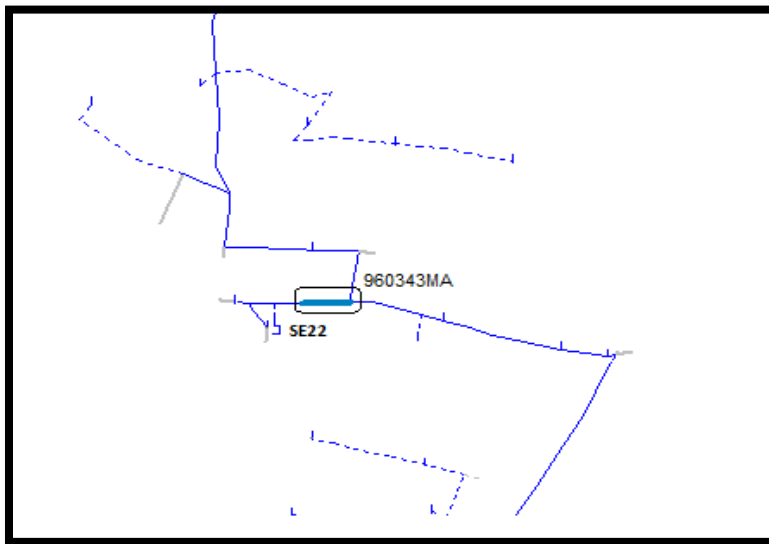
En la Figura 3.9 se observa la cargabilidad de los transformadores pertenecientes al alimentador 22 D, existen tres transformadores con carga del 100%, mientras que hay dos con el valor de 1,7 % de carga.



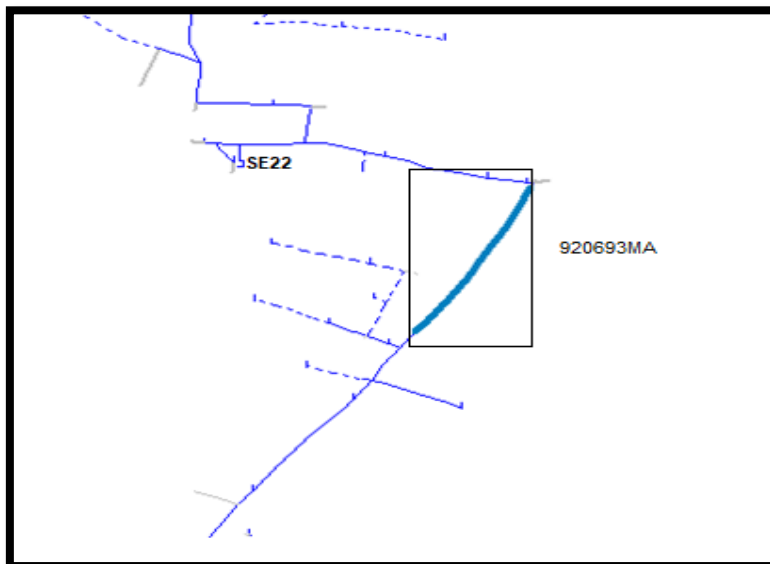
**Figura 3.9** Cargabilidad de transformadores en el alimentador 22 D en demanda máxima para el año 2017.

### *Cargabilidad de tramos del alimentador*

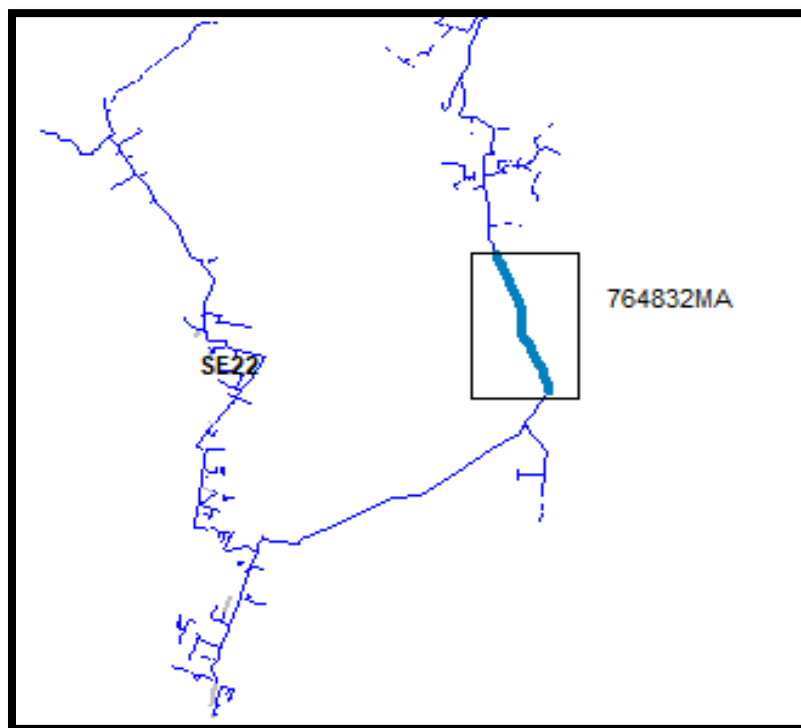
Para analizar este parámetro, se toma una muestra de cinco tramos importantes dentro del alimentador, dos tramos cercanos a la subestación 22, estos son 960343MA (Figura 3.10) y 920693MA (Figura 3.11), otro en un tramo medio del alimentador es el 764832MA (Figura 3.12), otro cercano a la ubicación geográfica de la central HSJM 894420MA (Figura 3.13) y el otro cercano a Perlabí 361305MA (Figura 3.14). La cargabilidad de estos tramos se observa en la Tabla 3.6.



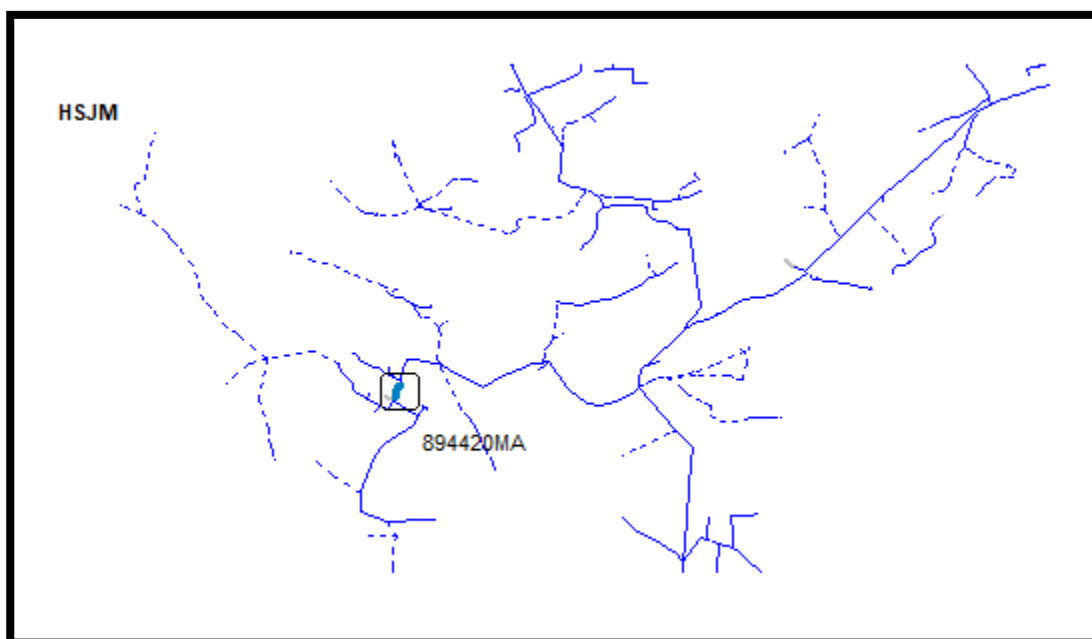
**Figura 3.10** Ubicación tramo 960343MA.



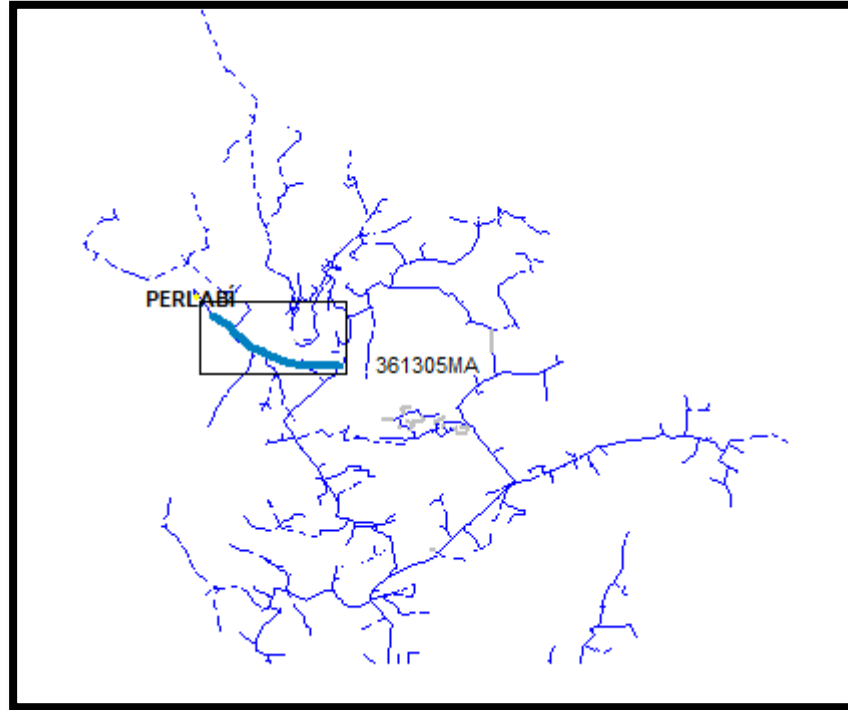
**Figura 3.11** Ubicación tramo 920693MA.



**Figura 3.12** Ubicación tramo 764832MA.



**Figura 3.13** Ubicación tramo 894420MA.



**Figura 3.14** Ubicación tramo 361305MA.

**Tabla 3.6** Cargabilidad de los tramos para el año 2017 en demanda máxima.

Nodo	Longitud (m)	Potencia total de paso (kVA)	Corriente I (A)	Cargabilidad (%)
960343MA	98	1410	35,3	8,9
920693MA	513	1309	32,8	8,1
764832MA	2150,4	278	7	4
894420MA	106,7	66	1,7	1,4
361305MA	2944,5	2414	60,6	16,6

*Pérdidas en la cabecera del alimentador*

Se analizan las pérdidas en la cabecera del alimentador en demanda máxima, y para este caso, tal como se observa en la Tabla 3.7, el total pérdidas medidas en este punto es 106,52 kW; las mayores pérdidas se presentan en la fase A.

**Tabla 3.7** Pérdidas en la cabecera del alimentador 22 D.

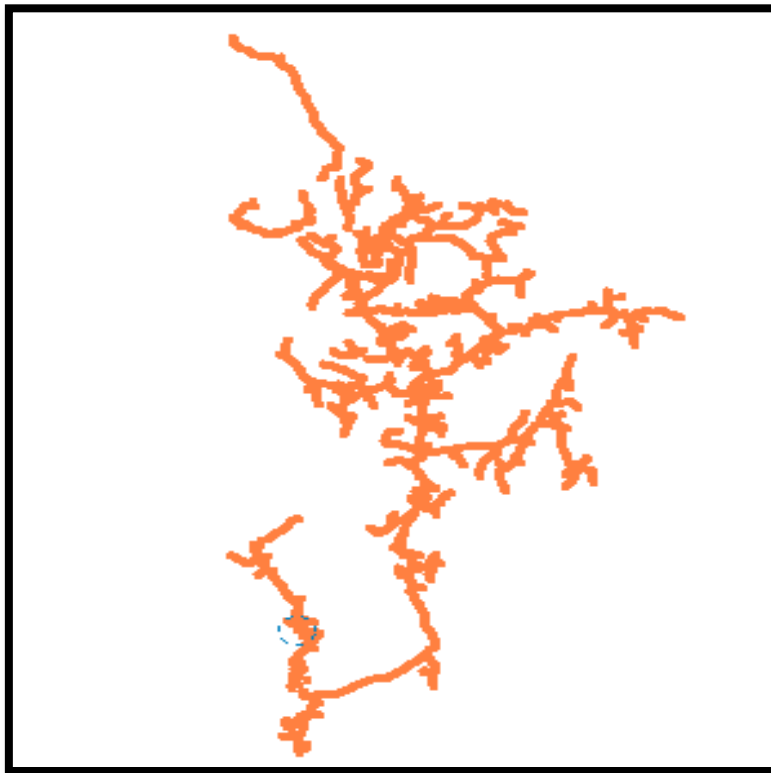
<b>Nom</b>	<b>V (kV)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Pc (kW)</b>	<b>Pf (kW)</b>	<b>PA (kW)</b>	<b>PB (kW)</b>	<b>PC (kW)</b>	<b>Total P (kW)</b>
<b>22D</b>	23,1	35,8	17,73	63,17	81,18	49,34	24,01	106,52

Nom: Nombre de la Red; V: Voltaje; I: Corriente; Pc: Pérdidas conductor aguas abajo; Pf: Pérdidas fijas aguas abajo; PA: Pérdidas en la fase A aguas abajo; PB: Pérdidas en la fase B aguas abajo; PC: Pérdidas en la fase C aguas abajo; Total P: total pérdidas aguas abajo.

### ***Demanda Mínima***

#### *Perfil de Voltaje*

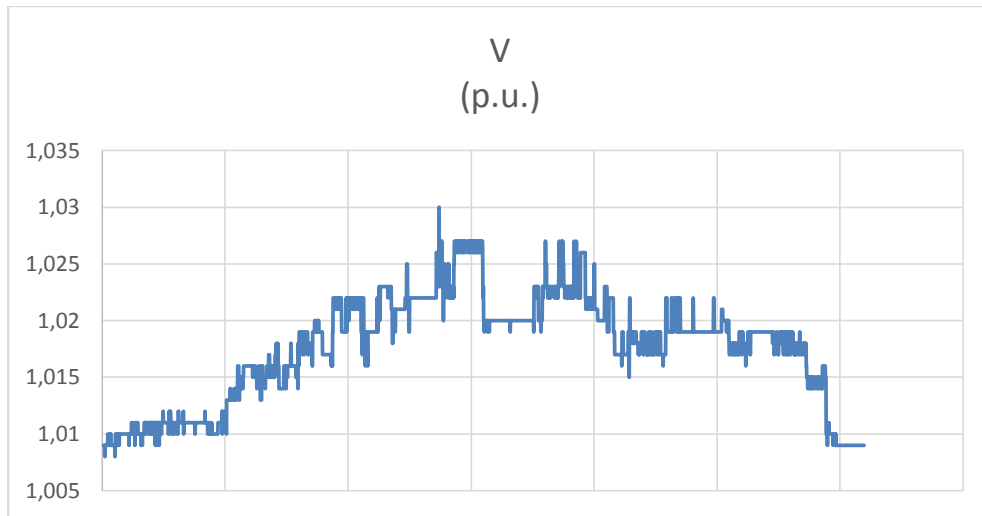
En la Figura 3.15 se observa el alimentador 22 D según su perfil de voltaje en demanda mínima, los valores de voltaje se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u. Los valores de voltaje cumplen con la Regulación 004-01.



**Figura 3.15** Alimentador 22 D según el perfil de voltaje para el año 2017 en demanda mínima.



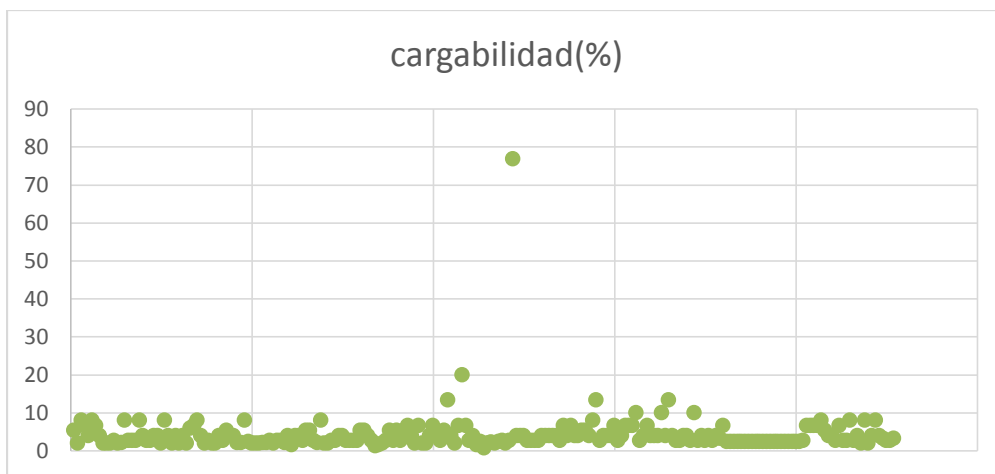
La gráfica de perfil de voltaje para este caso se observa en la Figura 3.16, el voltaje máximo es 1,03 p.u. en el nodo donde está conectado el generador Perlabí, y el valor de voltaje mínimo es 1,007 p.u. en dos nodos de carga.



**Figura 3.16** Perfil de voltaje del alimentador para el año 2017 en demanda mínima.

#### *Cargabilidad de transformadores*

En la Figura 3.17 se observan los valores de cargabilidad de los transformadores, el transformador más cargado es el de Perlabí, que posee el valor de 76,8 %, mientras que el menos cargado es el transformador denominado 164069 con el valor de 0,8 % de carga, ubicado vía a San José de Minas.



**Figura 3.17** Perfil de cargabilidad de transformadores en el alimentador 22 D para el año 2017 en demanda mínima.

### *Cargabilidad de tramos del alimentador*

Para los cinco tramos importantes definidos previamente, para esta condición operativa de demanda mínima, se obtuvieron los resultados que se observan en la Tabla 3.8.

**Tabla 3.8** Cargabilidad de los tramos para el año 2017 en demanda mínima.

<b>Nodo</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Potencia total de paso (kVA)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>
<b>960343MA</b>	98	1966	49,2	11,9
<b>920693MA</b>	513	1979	49,5	11,9
<b>764832MA</b>	2150,4	2103	52,4	18,8
<b>894420MA</b>	106,7	9	0,2	0,2
<b>361305MA</b>	2944,5	2414	59,6	15,9

### *Pérdidas en la cabecera del alimentador*

En la Tabla 3.9 se observan las pérdidas de potencia para este caso, el total de pérdidas en la cabecera del alimentador es 127,47 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase B.

**Tabla 3.9** Pérdidas en la cabecera del alimentador para el año 2017 en demanda mínima.

<b>Nom</b>	<b>V (kV)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Pc (kW)</b>	<b>Pf (kW)</b>	<b>PA (kW)</b>	<b>PB (kW)</b>	<b>PC (kW)</b>	<b>Total P (kW)</b>
22D	23,1	49,1	49,53	64,7	50,08	65,77	11,62	127,47

## **3.4 Análisis de la red con la demanda proyectada**

La HSJM tiene planificado entrar en funcionamiento en el año 2019. Por tanto, es necesario realizar un análisis de la red, bajo la condición del crecimiento de la demanda para la subestación hasta dicho año.

En la Tabla 3.10 se puede observar el valor actual (año 2017) y proyectado de la demanda de la subestación 22 para los años 2018 y 2019. Esta proyección la realizó la EEQ mediante el método de regresión lineal, sobre la base del parámetro de las tasas de crecimiento de la demanda en los últimos años. Con base en estos valores, se determina la tasa de crecimiento por año que se observa en la Tabla 3.11.

**Tabla 3.10** Potencia Aparente proyectada por la EEQ para la subestación 22.

S/E	Nombre	Relación de Voltaje	AÑO					
			2017		2018		2019	
			Cap Ins [MVA]	Demanda [MVA]	Cap Ins [MVA]	Demanda [MVA]	Cap Ins [MVA]	Demanda [MVA]
22	San Antonio	138/23 kV	33,0	19,0	33,0	19,6	33,0	20,1

S/E: Subestación; Cap Ins: Capacidad Instalada

**Tabla 3.11** Tasas de crecimiento de la carga por año.

Año	Tasa de crecimiento de carga (%)
2018	3,178
2019	2,6

Con base en estas tasas, se aplica el crecimiento de la demanda mediante el software de simulación CYME. De esta forma se determina la demanda máxima para el alimentador 22 D es de 3532,3 kVA y la demanda mínima es de 346,92 kVA, en el año 2019.

A continuación se realiza un análisis para condiciones operativas proyectadas de demanda máxima y mínima para el año 2019, con el objetivo de determinar la situación de la red, previo al ingreso de la central HSJM.

### **DEMANDA MÁXIMA**

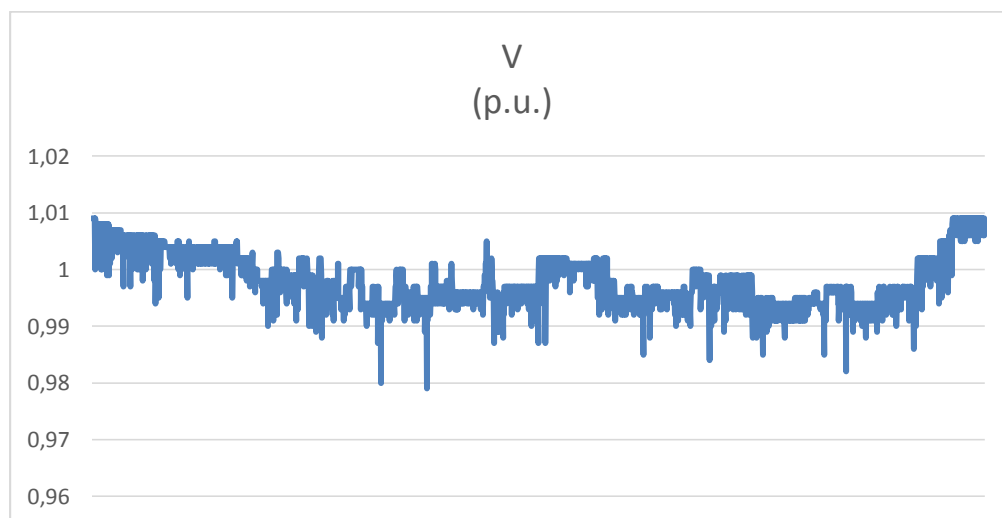
#### *Perfil de Voltaje*

En la Figura 3.18 se observa al alimentador con su perfil de voltaje utilizando colores que diferencian los niveles de voltaje del alimentador. Como se puede observar, los voltajes se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u., cumpliendo con la Regulación de la ARCONEL para niveles de voltaje.



**Figura 3.18** Alimentador 22 D según el perfil de voltaje para el año 2019 en demanda máxima.

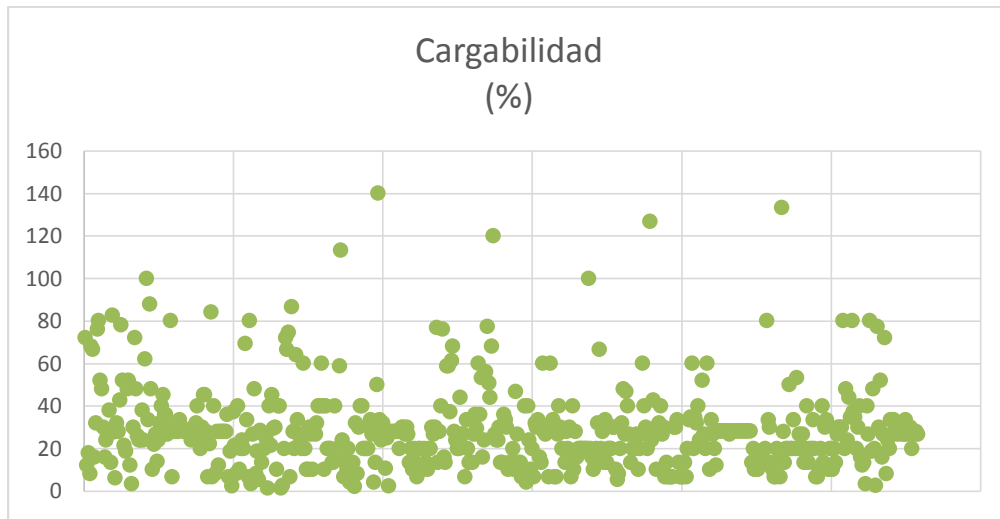
La grafica de perfil de voltaje para demanda máxima en el año 2019 se observa en la Figura 3.19, el voltaje máximo es 1,009 p.u. en los nodos cercanos a la subestación, y el valor de voltaje mínimo es 0,979 p.u. en el nodo 38495MA, cuya ubicación se ilustra en la Figura 3.8.



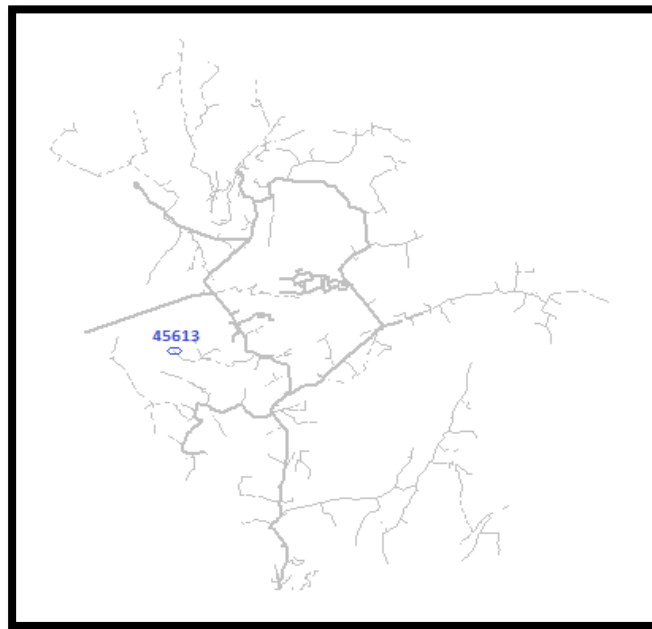
**Figura 3.19** Perfil de voltaje del alimentador 22 D para el año 2019 en demanda máxima.

### *Cargabilidad de transformadores*

En la Figura 3.20 se observa la cargabilidad de los transformadores de distribución del alimentador 22 D, el transformador más cargado es el 45613, ubicado en la zona que indicada la Figura 3.21, con el valor de 140 %, mientras que hay dos transformadores menos cargados con el valor de 1,33 %.



**Figura 3.20** Cargabilidad de transformadores en el alimentador 22 D para el año 2019 en demanda máxima.



**Figura 3.21** Ubicación transformador 45613.

### *Cargabilidad de tramos del alimentador*

Para los cinco tramos del alimentador definidos previamente, para la condición operativa de demanda máxima en este año, se obtuvieron los resultados que se observan en la Tabla 3.12.

**Tabla 3.12** Cargabilidad de tramos del alimentador para el año 2019 en demanda máxima.

<b>Nodo</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Potencia total de paso (kVA)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>
<b>960343MA</b>	98	2575	64,5	15,8
<b>920693MA</b>	513	2442	61,2	14,8
<b>764832MA</b>	2150,4	1061	26,8	11,9
<b>894420MA</b>	106,7	86	2,2	1,8
<b>361305MA</b>	2944,5	2414	61,1	16,8

### *Pérdidas de potencia en la cabecera del alimentador*

El total de pérdidas en la cabecera del alimentador es 182,27 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase A, como se observa en la Tabla 3.13.

**Tabla 3.13** Pérdidas en la cabecera del alimentador 22 D para el año 2019 en demanda máxima.

<b>Nom</b>	<b>V (kV)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Pc (kW)</b>	<b>Pf (kW)</b>	<b>PA (kW)</b>	<b>PB (kW)</b>	<b>PC (kW)</b>	<b>Total P (kW)</b>
22D	23,1	65,2	27,71	62,39	97,24	56,38	28,65	182,27

## **DEMANDA MÍNIMA**

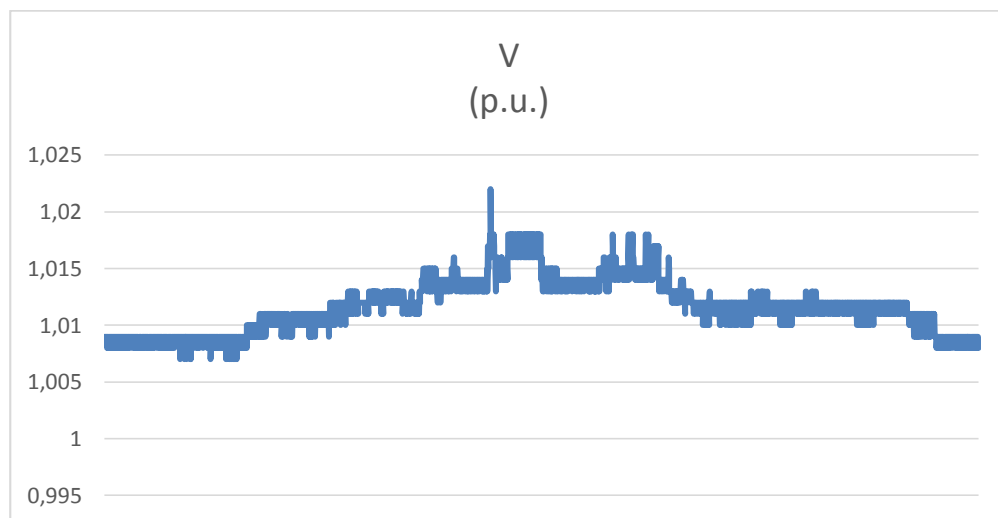
### *Perfil de Voltaje*

En la Figura 3.22 se observa el alimentador 22 D según los niveles de voltaje en los nodos para el año 2019 en demanda mínima, para este caso los valores de voltaje se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u.



**Figura 3.22** Alimentador 22 D según los niveles de voltaje en los nodos para el año 2019 en demanda mínima.

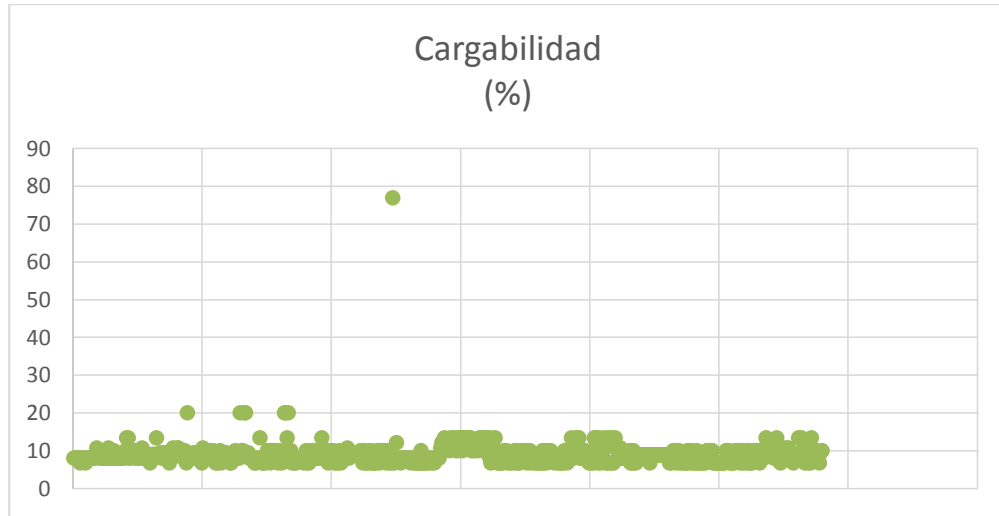
En la Figura 3.23, se observan los niveles de voltaje en todos los nodos, el nivel máximo de voltaje es 1,022 p.u. en el nodo al cual se conecta el generador de Perlabí, y el valor de voltaje mínimo es 1,007 p.u. en varios nodos del alimentador. Los valores de voltaje cumplen con la Regulación de voltaje de la ARCONEL.



**Figura 3.23** Perfil de voltaje del alimentador 22 D para el año 2019 en demanda mínima.

### *Cargabilidad de transformadores*

En la Figura 3.24 se observa la cargabilidad de los transformadores de distribución, el más cargado es el de Perlabí con el valor de 76,8%, el valor mínimo es de 6,66 % de carga en varios transformadores.



**Figura 3.24** Cargabilidad de transformadores en el alimentador 22 D para el año 2019 en demanda mínima.

### *Cargabilidad de tramos del alimentador*

Para los cinco tramos de relevancia definidos previamente, para el año 2019 en demanda mínima se obtuvieron los resultados que se observan en la Tabla 3.14.

**Tabla 3.14** Cargabilidad de tramos del alimentador en demanda mínima para el año 2019.

<b>Nodo</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Potencia total de paso (kVA)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>
<b>960343MA</b>	98	897	22,4	5,7
<b>920693MA</b>	513	933	23,4	5,8
<b>764832MA</b>	2150,4	1287	32,2	12,2
<b>894420MA</b>	106,7	39	1	0,9
<b>361305MA</b>	2944,5	2414	60	15,9

### *Pérdidas de potencia en la cabecera del alimentador*

En Tabla 3.15 se observan las pérdidas de potencia, el total de pérdidas en la cabecera del alimentador es 115,43 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase B.



**Tabla 3.15** Pérdidas en la cabecera del alimentador 22 D para el año 2019 en demanda.

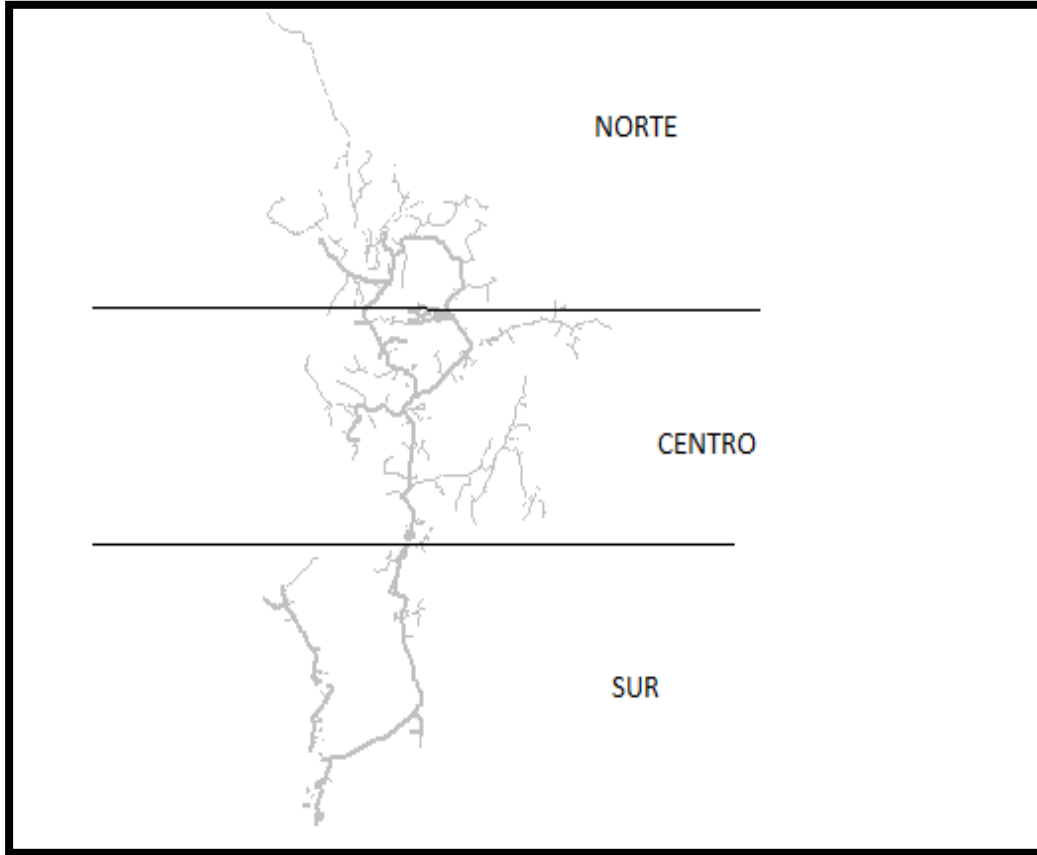
Mínima

<b>Nom</b>	<b>V (kV)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Pc (kW)</b>	<b>Pf (kW)</b>	<b>PA (kW)</b>	<b>PB (kW)</b>	<b>PC (kW)</b>	<b>Total P (kW)</b>
<b>22D</b>	23,1	22,2	28,65	64,01	43,17	68,26	4	115,43

Del análisis realizado en esta sección se concluye que el alimentador 22 D de propiedad de la EEQ, no presentará inconvenientes operativos para el año 2019 pues: el perfil de voltaje tanto en demanda mínima como máxima estará dentro de lo establecido en la Regulación ARCONEL 004-01, y las pérdidas de potencia y la cargabilidad de sus elementos (excepto el transformador 45613 en demanda máxima) se encontrarán dentro de valores aceptables de funcionamiento.

### **3.5 Alternativas de puntos de conexión**

En el presente trabajo se definen y analizan posibles puntos de conexión desde la HSJM hasta la red de la EEQ, con el fin de encontrar la mejor alternativa tanto técnica como económica. Para definir estas alternativas, primeramente se divide el alimentador en tres zonas de igual distancia como se observa en la Figura 3.25, cada zona tiene una longitud de aproximada de 10 Km, luego se establece el nodo trifásico más cercano a la HSJM de cada zona, finalmente se considera el menor número de cambios en las protecciones. Mediante este procedimiento se obtuvieron los tres posibles puntos de conexión, la ubicación de estas tres alternativas se detalla en la Tabla 3.16.



**Figura 3.25** Alimentador 22 D seccionado gráficamente con el fin de determinar posibles puntos de conexión de la HSJM.

**Tabla 3.16** Ubicación en coordenadas geográficas de las alternativas determinadas en el estudio.

	Ubicación Coordenadas		ALTITUD (msnm)
	UTM (GPS 84)		
	ZONA 17 M		
	ESTE (m)	NORTE (m)	
Casa de máquinas HSJM	784300	14676	1647
Alternativa de punto de conexión 1	786753	15367	1903
Alternativa de punto de conexión 2	784369	4765	2262
Alternativa de punto de conexión 3	787224	12384	2077

### *Alternativa de punto de conexión 1*

Mediante el software Google Earth, se puede visualizar los mapas, cartografía, relieve, altura, con base en coordenadas geográficas, por medio de éste se ubica a la central y a los puntos de conexión. La ubicación del primer punto de conexión que se encuentra a 2,97 Km de la HSJM se puede observar en la Figura 3.26.



**Figura 3.26** Ubicación punto de conexión 1.

### *Alternativa de punto de conexión 2*

El segundo posible punto de conexión está ubicado a 8,8 Km de la HSJM, a 5 Km de la comunidad de Puéllaro, su ubicación se puede observar en la Figura 3.27.



**Figura 3.27** Ubicación punto de conexión 2.

*Alternativa de punto de conexión 3*

La tercera alternativa de punto de conexión se encuentra ubicada a 3,6 Km de la HSJM, en la comunidad de Perucho, su ubicación se puede observar en la Figura 3.28.



**Figura 3.28** Ubicación punto de conexión 3.

### **3.6 Selección de la ruta o trazado**

El nivel de voltaje del alimentador 22 D es de 23 kV, el tramo que conectará la HSJM con la red de la EEQ es del mismo voltaje, por tanto este tramo corresponde a una línea trifásica de distribución. En la actualidad no existen normativas para sistemas de distribución en cuanto a la definición de selección de la ruta de la línea, sin embargo, en este trabajo se tomará como referencia el instructivo para selección de rutas de líneas de transmisión de CELEC EP [29] donde, sobre la base de reglamentaciones existentes, se establecen los criterios técnicos y pasos a seguir para determinar el trayecto más adecuado para líneas de voltajes mayores o iguales a 40 kV, desde un punto *ambiental, social y técnico*.

Para el trazado de las opciones de ruta, se toman en cuenta los siguientes criterios: evitar el cruce por ríos, poblaciones, plantaciones, volcanes, evitar zonas protegidas, pasar por centros poblados, zonas boscosas, no causar daños a propiedades, establos, mantener al menos una distancia de 3 Km para aeropuertos, el ancho máximo de derecho de vía es de 8 m, atravesar terrenos de textura dura para evitar deslizamientos, entre otros.

#### **3.6.1 Opciones de ruta**

Como primer paso se debe definir al menos tres opciones de ruta (trazados) para cada punto de conexión identificado. Para esto se utiliza el software Google Earth a través del cual se puede observar el nivel de elevación, detectar poblaciones, zonas protegidas, etcétera. El perfil de elevación es importante, ya que se puede observar las pendientes, elevaciones de las opciones de ruta y así definir los vanos de la misma.

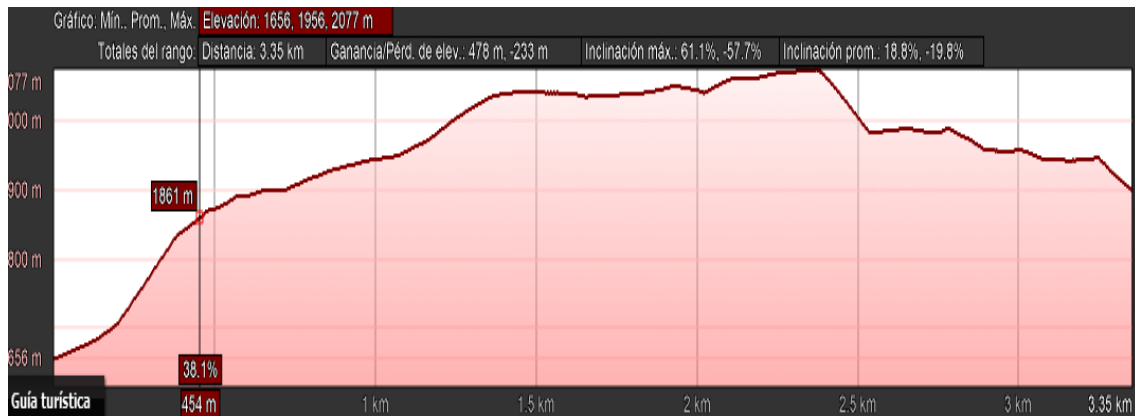
##### *Trazados para el punto de conexión 1*

En la Figura 3.29 se define la primera opción de ruta o trazado de la línea que enlaza la HSJM y con el punto de conexión 1 del alimentador 22 D. En la Figura 3.31 y Figura 3.33 se definen la segunda y tercera opción respectivamente. Mientras que en la Figura 3.30 se puede observar el perfil de elevación de la primera opción, y de forma similar en la Figura 3.32 y Figura 3.34 se pueden observar los perfiles de elevación del segundo y tercer trazado.



**Figura 3.29** Primera opción de ruta para la alternativa 1.

La longitud de la línea para la primera opción de ruta es de 3,22 Km.



**Figura 3.30** Perfil de elevación de la primera opción de ruta para la alternativa 1.



**Figura 3.31** Segunda opción de ruta para la alternativa 1.

La longitud de la línea para la segunda opción de ruta es de 3,34 Km.

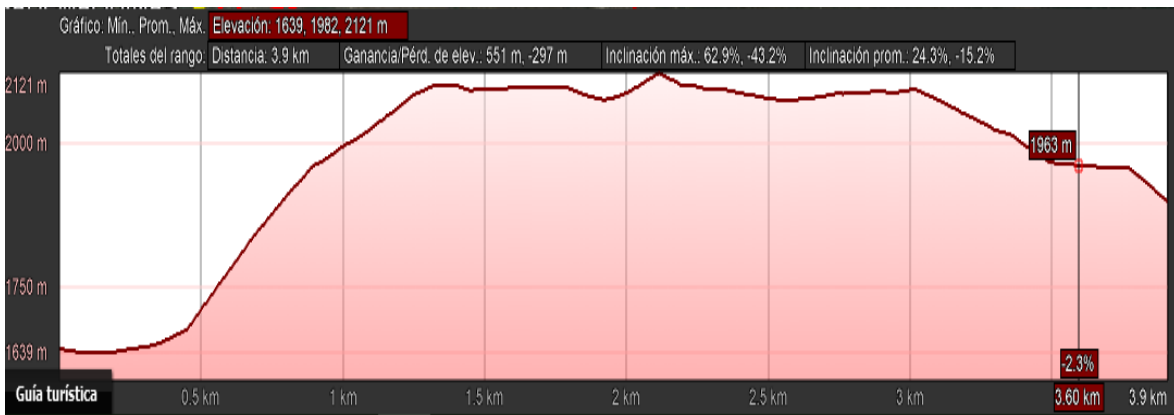


**Figura 3.32** Perfil de elevación de la segunda opción de ruta para la alternativa 1.



**Figura 3.33** Tercera opción de ruta para la alternativa 1.

La longitud de la línea para la tercera opción de ruta es de 3,74 Km.

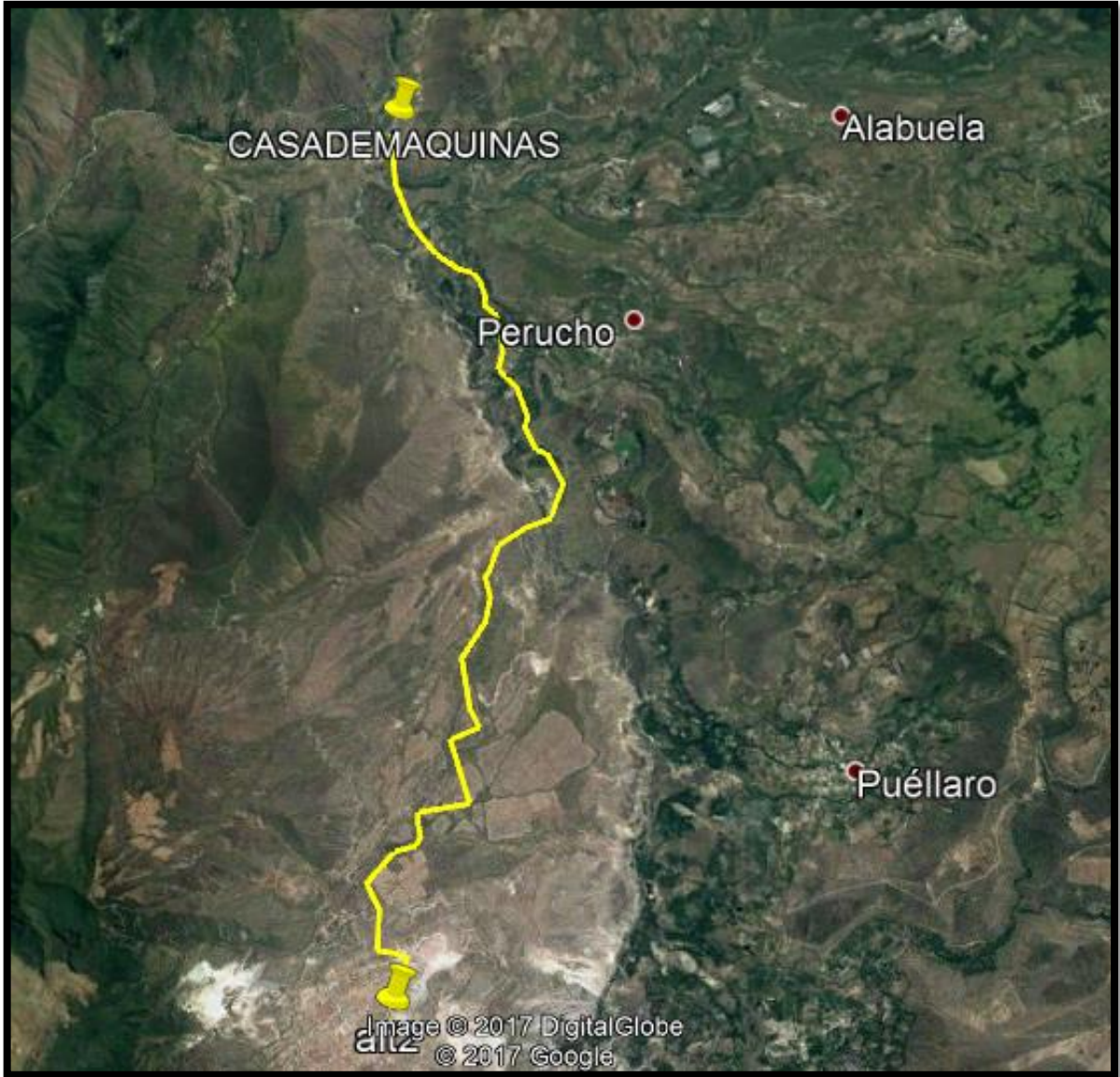


**Figura 3.34** Perfil de elevación de la tercera opción de ruta para la alternativa 1.

*Trazados para el punto de conexión 2*

En la Figura 3.35 se define la primera opción de ruta para el enlace de la HSJM y el punto de conexión 2, mientras que en la Figura 3.37 y Figura 3.39 se definen la segunda y la tercera opción respectivamente. Por otro lado, los perfiles de elevación de las rutas definidas se muestran en Figura 3.36, Figura 3.38 y Figura 3.40.





**Figura 3.35** Primera opción de ruta para la alternativa 2.

La longitud de la línea para la primera opción de ruta para la alternativa 2 es de 12,5 Km.



**Figura 3.36** Perfil de elevación de la primera opción de ruta para la alternativa 2.



**Figura 3.37** Segunda opción de ruta para la alternativa 2.

La longitud de la línea para la segunda opción de ruta es de 13,9 Km.

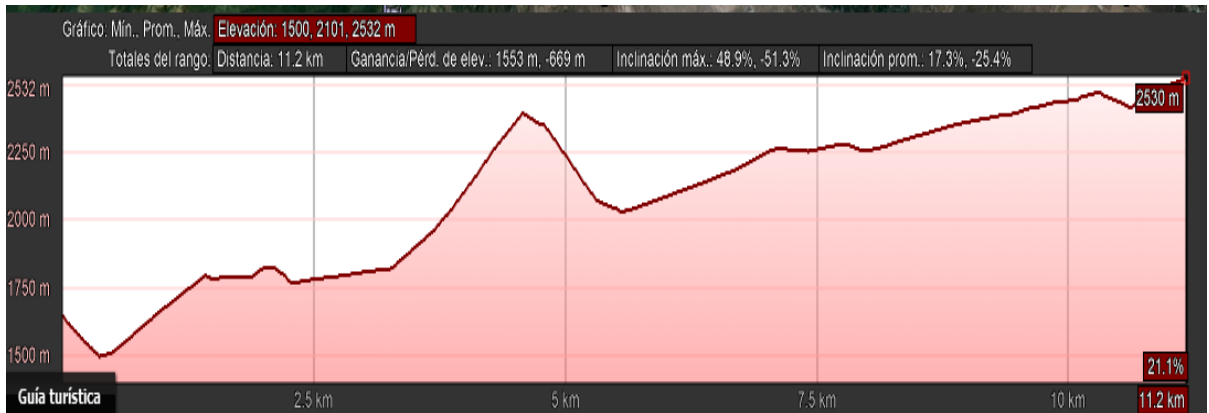


**Figura 3.38** Perfil de elevación de la segunda opción de ruta para la alternativa 2.



**Figura 3.39** Tercera opción de ruta para la alternativa 2.

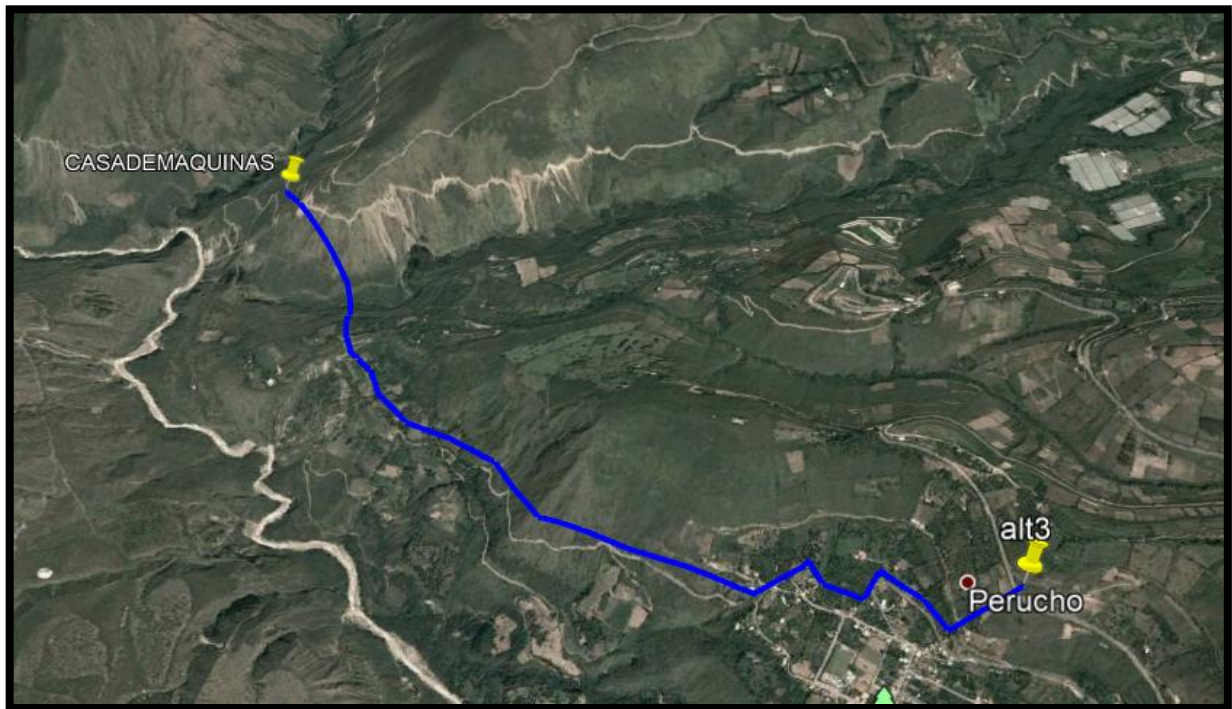
La longitud de la línea para la tercera opción de ruta es de 10,8 Km.



**Figura 3.40** Perfil de elevación de la tercera opción de ruta para la alternativa 2.

*Trazados para el punto de conexión 3*

Las posibles rutas o trazados de la línea que une la HSJM y el punto de conexión 3 del alimentador 22 D, se definen en la Figura 3.41, Figura 3.43 y Figura 3.45. En la Figura 3.42, Figura 3.44 y Figura 3.46 se puede observar el perfil de elevación de estos trazados.



**Figura 3.41** Primera opción de ruta para la alternativa 3.

La longitud de la línea para la primera opción de ruta para la alternativa 3 es de 4,33 Km.



Figura 3.42 Perfil de elevación de la primera opción de ruta para la alternativa 3.

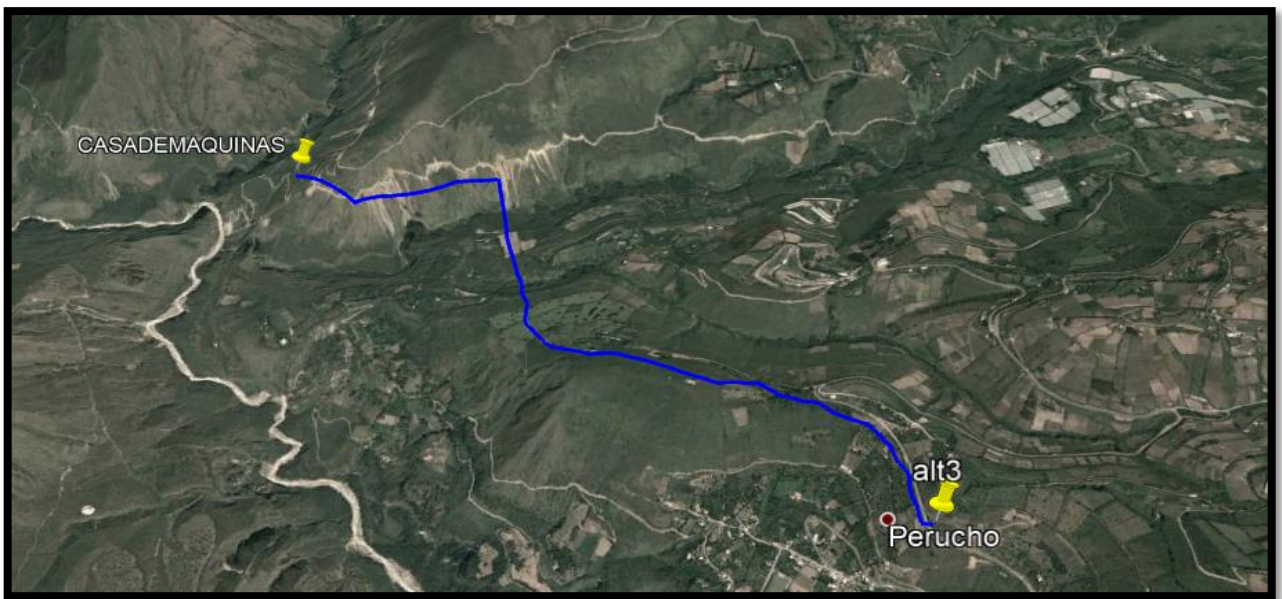


Figura 3.43 Segunda opción de ruta para la alternativa 3.

La longitud de la línea para la segunda opción de ruta es de 4,43 Km.



**Figura 3.44** Perfil de elevación de la segunda opción de ruta para la alternativa 3.



**Figura 3.45** Tercera opción de ruta para la alternativa 3.

La longitud de la línea para la tercera opción de ruta es de 4,22 Km.



**Figura 3.46** Perfil de elevación de la tercera opción de ruta para la alternativa 3.

### 3.6.2 Análisis de las opciones de ruta

Para este análisis se toma en cuenta los parámetros técnicos, económicos y ambientales, y con base a los mismos se selecciona la mejor opción.

- Técnicos, toman en cuenta los siguientes aspectos: el perfil de elevación, las pendientes existentes en la ruta, posibilidad de acceso a la construcción, evitar daños a las propiedades.
- Económico, se considera principalmente la longitud de la línea ya que mientras mayor longitud sea ésta, mayor será el costo, además aumentarán los costos de operación y mantenimiento.
- Ambiental, se consideran los siguientes aspectos: evitar pasar por las zonas protegidas, evitar pasar por ríos, volcanes, evitar el daño a plantaciones y ganadería.

Tomando en cuenta todos estos aspectos se realiza un análisis, para éste se tendrá en cuenta la opción que mejor cumple con los parámetros mencionados anteriormente.

Se evalúa cada aspecto y se le asigna un valor de acuerdo con la Tabla 3.17, según sea el cumplimiento de los aspectos mencionados, la opción que mayor puntaje obtenga será la más adecuada.

**Tabla 3.17** Valoración o calificación de aspectos conforme el grado de cumplimiento.

<b>Valor</b>	<b>Grado de cumplimiento</b>
<b>1</b>	Menor
<b>2</b>	Medio
<b>3</b>	Mayor

#### *Análisis de las opciones de la Alternativa 1*

Según el análisis realizado en la Tabla 3.18, tomando en cuenta todos los criterios mencionados anteriormente, la mejor opción de ruta es la primera.

**Tabla 3.18** Análisis de las opciones de ruta para la alternativa 1.

<b>Alternativa de ruta</b>	<b>Longitud (Km )</b>	<b>Ambiental</b>	<b>Técnico</b>	<b>Social</b>	<b>Económico</b>	<b>Total</b>
<b>Opción 1</b>	3,22	3	2	3	3	11
<b>Opción 2</b>	3,34	2	3	2	2	9
<b>Opción 3</b>	3,74	1	1	1	1	4

### *Análisis de las opciones de la Alternativa 2*

Según el análisis realizado en la Tabla 3.19, la mejor opción de ruta es la primera.

**Tabla 3.19** Análisis de las opciones de ruta para la alternativa 2.

<b>Alternativa de ruta</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Ambiental</b>	<b>Técnico</b>	<b>Social</b>	<b>Económico</b>	<b>Total</b>
<b>Opción 1</b>	12,5	2	2	3	2	9
<b>Opción 2</b>	13,9	3	1	2	1	7
<b>Opción 3</b>	10,8	1	3	1	3	8

### *Análisis de las opciones de la Alternativa 3*

Según el análisis realizado en la Tabla 3.20, la mejor opción de ruta es la tercera.

**Tabla 3.20** Análisis de las opciones de ruta para la alternativa 3.

<b>Alternativa de ruta</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Ambiental</b>	<b>Técnico</b>	<b>Social</b>	<b>Económico</b>	<b>Total</b>
<b>Opción 1</b>	4,33	1	3	1	2	7
<b>Opción 2</b>	4,43	3	1	3	1	8
<b>Opción 3</b>	4,22	2	2	2	3	9

### **3.6.3 Distancias de seguridad**

Al momento de la selección de la ruta, es importante aplicar las distancias de seguridad, éstas están normadas por la Regulación de la ARCONEL 002-10 [30], las mismas toman en cuenta las distancias entre edificaciones y anuncios, chimeneas según se observa en la Tabla 3.21.

**Tabla 3.21** Distancias de seguridad [30].

<b>Distancias mínimas de seguridad</b>	<b>Conductores 750 V a 22 kV</b>	<b>Partes rígidas energizadas no protegidas de 750 V a 22 kV</b>
<b>Edificios</b>	<b>(m)</b>	<b>(m)</b>



Horizontal a paredes, ventanas y áreas accesibles	2,3	2
Vertical arriba o debajo de techos y áreas no accesibles a personas	3,8	3,6
Vertical arriba o debajo de techos y áreas accesibles a personas y vehículos, además de vehículos pesados	4,1	4
Vertical arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados	5,6	5,5
<b>Anuncios, chimeneas</b>		
HORIZONTAL	2,3	2
Vertical arriba o debajo de comisas y otras superficies sobre las cuales pueden caminar personas	4,1	4
Vertical arriba o debajo de otras partes de tales instalaciones	2,3	2,45

Para voltajes superiores a 22 kV hasta 470 kV, la distancia de los conductores de la Tabla 3.21, deberá incrementarse 0,01 m por cada kV en exceso de los 22 kV [30].

Como para el caso que se está tratando, el voltaje de la línea es de 22,86 kV, se aplicarán las distancias de seguridad especificadas en la Tabla 3.21.

Al ser un sector rural, no cuenta con grandes edificios, mallas, ni anuncios publicitarios. Las tres alternativas de conexión, pasan en su mayoría por terrenos montañosos, esto es bastante ventajoso porque cumplen con las distancias de seguridad mínimas, el terreno es apto para la instalación de líneas de transmisión, subtransmisión y distribución. En el ANEXO II. TABLA DE CONDUCTORES ASCRse observan imágenes del terreno.

Por otro lado, en la Tabla 3.22 se detallan las alturas recomendadas de los conductores aéreos de un línea de medio voltaje (MV) para zona rural, estas alturas están especificadas en las normas para sistemas de distribución parte B de la EEQ [31].

**Tabla 3.22** Altura recomendada de conductores aéreos [31].

<b>Tipo de Vía</b>	<b>Zonas</b>	<b>A lo largo sobre aceras MV</b>	<b>Cruces MV</b>
Calles y caminos	RURAL	5,6 m	10 m
Espacios abiertos solo tránsito peatonal	RURAL	4 m	10 m

### **3.7 Selección del conductor**

Para realizar la selección del conductor, se consideraron los tipos de conductores que utiliza la EEQ y después de realizar un análisis, se llegó a la conclusión de usar el Conductor de Aluminio Reforzado de Acero (ASCR), debido a que en este caso las longitudes de las líneas son mayores a 3 Km, por las características del terreno y para evitar roturas en la línea. Las ventajas que brinda este tipo de conductor ASCR son las siguientes: alta resistencia al voltaje debido a su núcleo galvanizado, alta capacidad de corriente, se lo suele utilizar para altos voltajes y grandes distancias.

Este tipo de conductor cuenta con varios calibres. La selección del calibre se escoge con base en la corriente de fase que circulará por la línea y las tablas de los fabricantes del conductor (Ver ANEXO II. TABLA DE CONDUCTORES ASCR)

#### **3.7.1 Corriente de fase que circula por el conductor**

La corriente de fase que circula a través del conductor que conforma un circuito trifásico, se calcula según la Ecuación 2.4. Donde la potencia nominal P de la HSJM es 5760 kW como se menciona en la Tabla 3.1. Por tanto, la corriente que circula en condiciones normales es:

$$I = \frac{5760}{\sqrt{3} \times 22.87 \times 0.9} = 161.5671 A$$

Esta es la corriente mínima que debe soportar el conductor de la línea a construirse. Según la tabla de fabricantes de conductores ASCR (Ver ANEXO II. TABLA DE CONDUCTORES ASCR), y con base en los conductores utilizados por la EEQ, se seleccionan tres posibles diámetros los cuales son: 2/0,3/0 y 4/0. Para el conductor del neutro se seleccionó el 1/0 ASCR ya que según las normas de la EEQ la capacidad de conducción del neutro en redes trifásicas debe ser mayor al 50% de la capacidad de conducción de la corriente de fase [31].

Para la selección del calibre de conductor ASCR más adecuado, se analizan criterios económicos, en cuanto a costo de pérdidas de energía y costo del conductor.

### 3.7.2 Pérdidas de potencia

Las pérdidas eléctricas a lo largo del conductor se producen por el efecto Joule, al circular la corriente a través de un conductor, estas pérdidas a lo largo del conductor se las puede calcular según la Ecuación 3.1 [1].

$$PP = \frac{3 \times I^2 \times r_a \times l}{1000}$$

**Ecuación 3.1** Pérdidas de potencia a lo largo de un conductor trifásico [1].

Dónde:  $r_a$  es la resistividad del conductor en ohmios por Km (Ver ANEXO II. TABLA DE CONDUCTORES ASCR)

$l$  es la longitud del conductor.

$I$  es la corriente por fase del conductor.

#### *Pérdidas de potencia para la Alternativa 1*

Para la alternativa 1, considerando los resultados indicados en la Tabla 3.18, la longitud de la línea es de 3,22 Km, se calculan las pérdidas de potencia para los tres posibles calibres de conductor ASCR.

ASCR 2/0

$$PP = \frac{3 \times 161.5671^2 \times 0.4242 \times 3.22}{1000} = 106,96 \text{ kW}$$

ASCR 3/0

$$PP = \frac{3 \times 161.5671^2 \times 0.3364 \times 3.22}{1000} = 84,82kW$$

ASCR 4/0

$$PP = \frac{3 \times 161.5671^2 \times 0.2667 \times 3.22}{1000} = 67,25 kW$$

**Tabla 3.23** Costo por pérdidas eléctricas en la línea para la alternativa 1.

<b>Conductor ASCR</b>	<b>Pérdidas de potencia (kW)</b>	<b>Energía al año (kWh)</b>	<b>Costo Pérdidas al año (\$)</b>
<b>2/0</b>	106,96	924134,4	73930,752
<b>3/0</b>	84,22	732844,8	58627,584
<b>4/0</b>	67,25	581299,2	46503,936

§: Dólares de los Estados Unidos de Norteamérica

Actualmente, el costo de energía es 0,08 centavos por kWh, como se observa en la Tabla 3.23, para el conductor 4/0 el costo de las pérdidas son menores en comparación con los demás conductores. Cabe indicar que el cálculo realizado en la Tabla 3.23, se asumió una corriente constante para todo el año.

En la Tabla 3.24 se detallan los costos de los conductores por calibre, la diferencia entre el 4/0 y el 2/0 no es muy significativa, sin embargo en cuanto al costo de pérdidas sí representa una diferencia considerable, por tanto en este análisis económico el conductor más adecuado es el conductor ASCR 4/0.

**Tabla 3.24** Costo de metro por conductor ASCR.

<b>Conductor</b>	<b>Costo por metro en \$</b>
<b>2/0</b>	4,85
<b>3/0</b>	6,28
<b>4/0</b>	7,93

#### *Pérdidas de potencia para la Alternativa 2*

Para la alternativa 2, la longitud de la línea es de 12,5 Km conforme los resultados de la Tabla 3.19, se calculan las pérdidas de la línea.

ASCR 2/0

$$PP = \frac{3 \times 161.5671^2 \times 0.4242 \times 12.5}{1000} = 415,2482 \text{ kW}$$

ASCR 3/0

$$PP = \frac{3 \times 161.5671^2 \times 0.3364 \times 12.5}{1000} = 329,301 \text{ kW}$$

ASCR 4/0

$$PP = \frac{3 \times 161.5671^2 \times 0.2667 \times 12.5}{1000} = 261,0719 \text{ kW}$$

Como se observa en la Tabla 3.25 el costo de pérdidas representa una diferencia considerable, por tanto en este análisis económico el conductor más adecuado es el conductor ASCR 4/0.

**Tabla 3.25** Costo por pérdidas eléctricas en la línea para la alternativa 2.

<b>Conductor ASCR</b>	<b>Pérdidas de potencia [kW]</b>	<b>Energía al año [kWh]</b>	<b>Costo Perdidas al año [\$]</b>
<b>2/0</b>	415,2842	3587744,448	287019,556
<b>3/0</b>	329,301	2845160,64	227612,851
<b>4/0</b>	261,0719	2255661,216	180452,897

*Pérdidas de potencia para la Alternativa 3*

Para la alternativa 3 la longitud de la línea es de 4,22 Km (esto según los resultados de la Tabla 3.20), se calculan las pérdidas a lo largo de la línea para cada posible calibre de conductor ASCR.

ASCR 2/0

$$PP = \frac{3 \times 161.5671^2 \times 0.4242 \times 4.22}{1000} = 140,1878 \text{ kW}$$

ASCR 3/0

$$PP = \frac{3 \times 161.5671^2 \times 0.3364 \times 4.22}{1000} = 111,172 \text{ kW}$$

ASCR 4/0

$$PP = \frac{3 \times 161.5671^2 \times 0.2667 \times 4.22}{1000} = 88,1378 \text{ kW}$$

**Tabla 3.26** Costo por pérdidas en la línea alternativa 3.

<b>Conductor ASCR</b>	<b>Perdidas de potencia [kW]</b>	<b>Energía al año [kWh]</b>	<b>Costo Perdidas al año [\$]</b>
<b>2/0</b>	140,1878	1211222,592	96897,8074
<b>3/0</b>	111,172	960526,08	76842,0864
<b>4/0</b>	88,1378	761510,592	60920,8474

Haciendo una comparación económica entre el costo por pérdidas eléctricas que se observa en la Tabla 3.26 y con el costo por calibre de conductor en la línea, el calibre más recomendable es el 4/0.

### **3.8 Protección de la Línea**

La línea que conectará la HSJM con el alimentador 22 D debe estar correctamente protegida, ya que en caso de que ocurra una falla, el sistema de protecciones brinde seguridad la red de la EEQ y a la central, a los equipos y a las personas. Para la protección de esta línea es recomendable instalar un relé de sobrecorriente 50/51 para fase y 50/51 N para neutro a la salida de la central y en el nodo de interconexión debe instalarse seccionadores de barras y pararrayos por cada fase.

Los ajustes de estas protecciones en la central deben ser definidos por los funcionarios de la HSJM tomando en cuenta las recomendaciones de los fabricantes de los equipos que la conforman, por lo cual, estos ajustes no forman parte del presente trabajo de titulación. Sin embargo, las posibles afectaciones en los equipos y protecciones instaladas en el alimentador 22 D debidas a la conexión de la HSJM a la red de la EEQ, son analizadas en el Capítulo 5 del presente documento.

## 4. ANÁLISIS ELÉCTRICO Y ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN

En el presente capítulo se realiza un estudio eléctrico en estado estable mediante el software CYMDIST, para las alternativas de conexión de la HSJM con la red de la EEQ establecidas en el capítulo anterior, luego de ello se realiza un estudio económico para la implementación de la línea en cada una de las alternativas, esto con el objetivo de determinar la mejor alternativa en base a la combinación de estos dos estudios.

### 4.1 Estudios Eléctricos en Estado Estable

Una vez que la central HSJM se encuentre en funcionamiento en el año 2019, será necesario analizar el alimentador 22 D bajo esta nueva condición operativa con el fin de determinar si se cumplen con las regulaciones establecidas por la ARCONEL. Según la Regulación 004-15 se deben realizar bajo escenarios operativos de demanda máxima y mínima. Se analizan principalmente tres parámetros de la calidad del producto técnico: perfiles de voltaje, cargabilidad de transformadores, cargabilidad de líneas y pérdidas de potencia en la cabecera del alimentador.

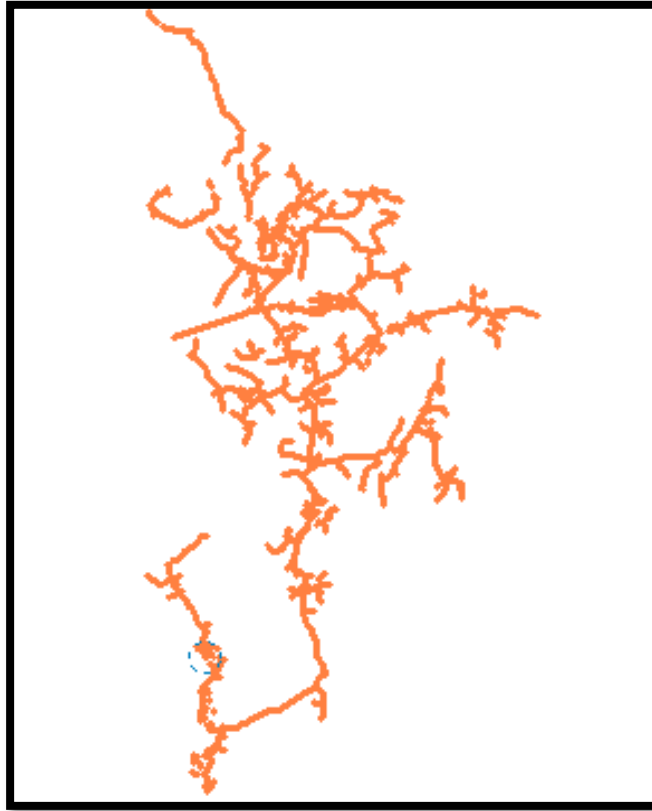
Para analizar el escenario de mayor cargabilidad, estos estudios se realizan bajo la condición de que la central Perlabí y la HSJM se encuentran en funcionamiento y entregan su potencia nominal.

#### ***Análisis eléctrico en estado estable de la Alternativa 1 – Demanda Máxima***

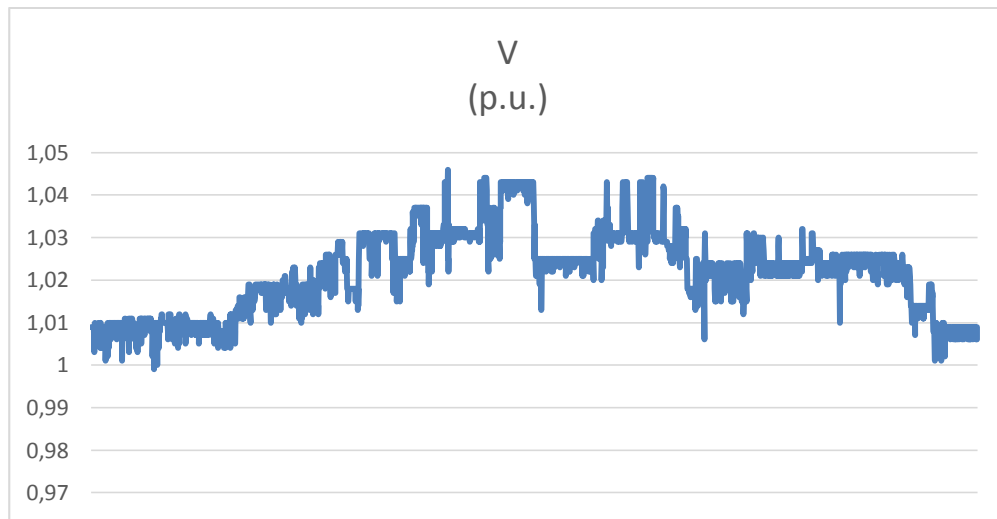
##### *Perfil de Voltaje*

En la Figura 4.1 se puede observar el alimentador según los niveles de voltaje, los cuales se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u., según la Tabla 3.5 que muestra en la leyenda de colores para las figuras de nivel de voltaje.

Los valores de voltaje de cada nodo se encuentran en la Figura 4.2, el valor máximo es 1,046 p.u. en el nodo al cual se conecta la HSJM, mientras que el mínimo voltaje tiene el valor de 0,999 p.u. en el nodo 134707MA cercano a la subestación 22.



**Figura 4.1** Alimentador 22 D según los niveles de voltaje para la alternativa 1 en demanda máxima.

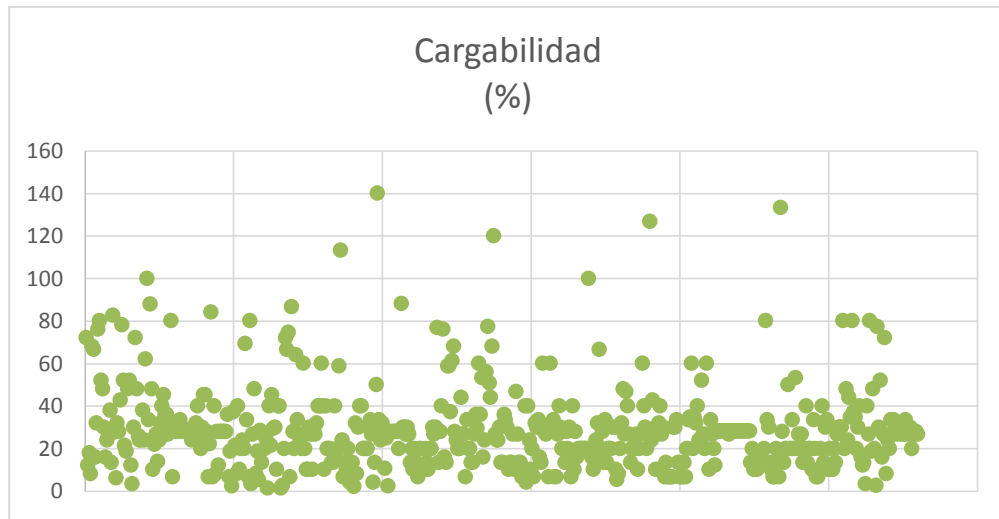


**Figura 4.2** Perfil de voltaje para la alternativa 1 en demanda máxima.



### Cargabilidad de transformadores

En la Figura 4.3 se observa la cargabilidad de los transformadores de distribución del alimentador 22 D, el más cargado es el 45613 (cuya ubicación se muestra en la Figura 3.21) con el valor de 140 % de su capacidad, mientras que hay dos transformadores con cargados al 1,33 %.



**Figura 4.3** Cargabilidad de transformadores para la alternativa 1 en demanda máxima.

### Cargabilidad de tramos del alimentador

Para los cinco tramos del alimentador definidos previamente, para la condición operativa de demanda máxima para la alternativa 1 en el año 2019, se obtuvieron los resultados que se observan en la Tabla 4.1 .

**Tabla 4.1** Cargabilidad de tramos del alimentador para la alternativa 1 en demanda máxima.

Nodo	Longitud (m)	Potencia total de paso (kVA)	I (A)	Cargabilidad (%)
960343MA	98	3080	77,1	19,5
920693MA	513	3206	80,2	19,9
764832MA	2150,4	4571	113,9	43,2
894420MA	106,7	86	2,1	1,7
361305MA	2944,5	2415	59	15,9

### *Pérdidas en la cabecera del alimentador*

En la Tabla 4.2 se observan las pérdidas de potencia para este caso, el total de pérdidas en la cabecera del alimentador son 405,77 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase C.

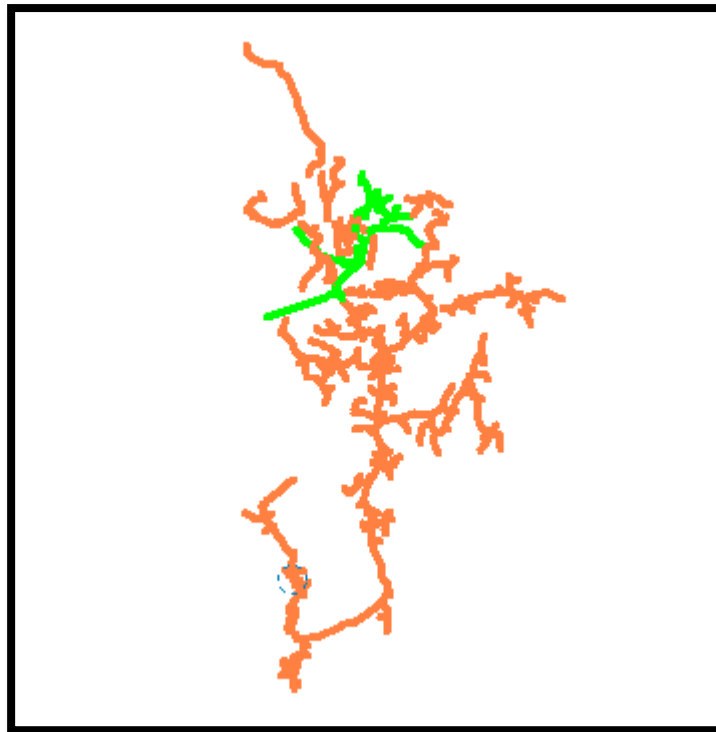
**Tabla 4.2** Pérdidas en la cabecera del alimentador 22 D para la alternativa 1 en demanda máxima.

Nom	V (kV)	I (A)	Pc (kW)	Pf (kW)	PA (kW)	PB (kW)	PC (kW)	Total P (kW)
22D	23,1	76,4	264,86	65,27	147,11	112,69	145,97	405,77

### **Análisis eléctrico en estado estable de la Alternativa 1 – Demanda Mínima**

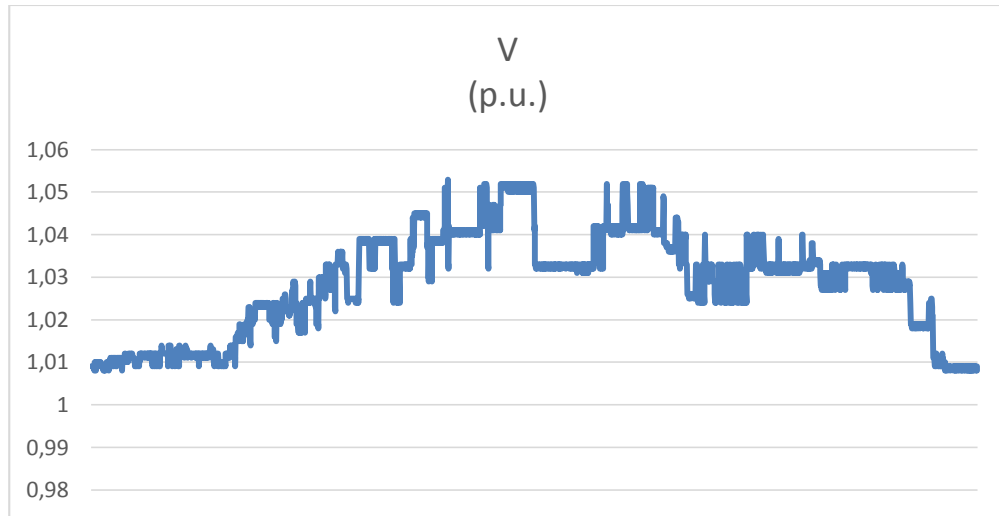
#### *Perfil de Voltaje*

En la Figura 4.4 se puede observar el alimentador en base a sus niveles de voltaje para este el escenario de demanda mínima, la mayoría de los niveles de voltaje se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u., mientras que los niveles de voltaje cercanos a las centrales (en verde) tienen el valor entre 1,05 y 1,08, estos valores se encuentran dentro del rango adecuado según la Regulación 004-01.



**Figura 4.4** Alimentador 22 D según los niveles de voltaje para la alternativa 1 en demanda mínima.

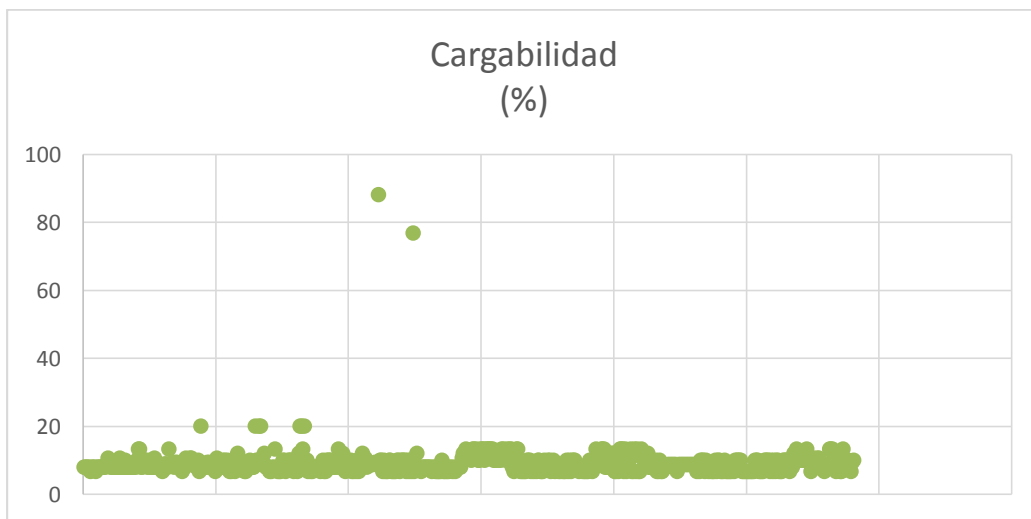
En la Figura 4.5 se observan los valores de voltaje en los nodos en p.u., el valor máximo es 1,053 p.u. en el nodo al cual se conecta la HSJM, mientras que el voltaje más bajo tiene el valor de 1,008 en varios nodos.



**Figura 4.5** Perfil de voltaje para la alternativa 1 en demanda mínima.

#### *Cargabilidad de transformadores*

En la Figura 4.6 se observa la cargabilidad de los transformadores en demanda mínima. El transformador más cargado tiene un valor de 88,08%, éste es el de la HSJM, mientras que hay varios transformadores de distribución con una cargabilidad mínima de 6,66 %.



**Figura 4.6** Cargabilidad de transformadores para la alternativa 1 en demanda mínima.

### *Cargabilidad de tramos del alimentador*

Para estos tramos del alimentador, para la condición operativa de demanda mínima para la alternativa 1 en el año 2019, se obtuvieron los resultados que se observan en la Tabla 4.3 .

**Tabla 4.3** Cargabilidad de tramos del alimentador para la alternativa 1 en demanda mínima.

<b>Nodo</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Potencia total de paso (kVA)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>
<b>960343MA</b>	98	6363	159,2	37,5
<b>920693MA</b>	513	6404	160,2	37,7
<b>764832MA</b>	2150,4	6811	169,2	61,1
<b>894420MA</b>	106,7	39	1	0,8
<b>361305MA</b>	2944,5	2415	58,8	15,6

### *Perdidas en la cabecera del alimentador*

El total de pérdidas en la cabecera del alimentador son 578,24 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase B, según la información detallada en la Tabla 4.4. Las pérdidas de potencia en demanda mínima aumentan en comparación a demanda máxima, debido a que circula una corriente mayor a través de los conductores; por tanto, bajo este parámetro no es necesario que las centrales HSJM y Perlabí se encuentren generando al cien por ciento de su capacidad en las horas donde la demanda sea baja.

**Tabla 4.4** Pérdidas en la cabecera del alimentador 22 D para la alternativa 1 en demanda mínima.

<b>Nom</b>	<b>V (kV)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Pc (kW)</b>	<b>Pf (kW)</b>	<b>PA (kW)</b>	<b>PB (kW)</b>	<b>PC (kW)</b>	<b>Total P (kW)</b>
22D	23,1	159	456,06	66,06	219,89	199,81	158,55	578,24

### ***Análisis eléctrico en estado estable de la Alternativa 2 – Demanda Máxima***

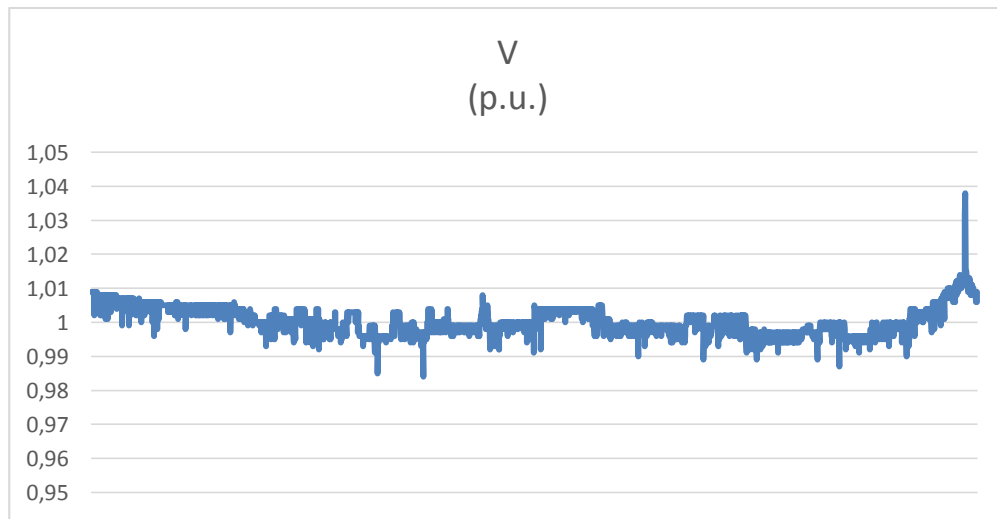
#### *Perfil de Voltaje*

En la Figura 4.7 se puede observar el alimentador 22 D para este caso, los valores de voltaje se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u., según la leyenda de colores establecida.



**Figura 4.7** Alimentador 22 D según los niveles de voltaje para la alternativa 2 en demanda máxima.

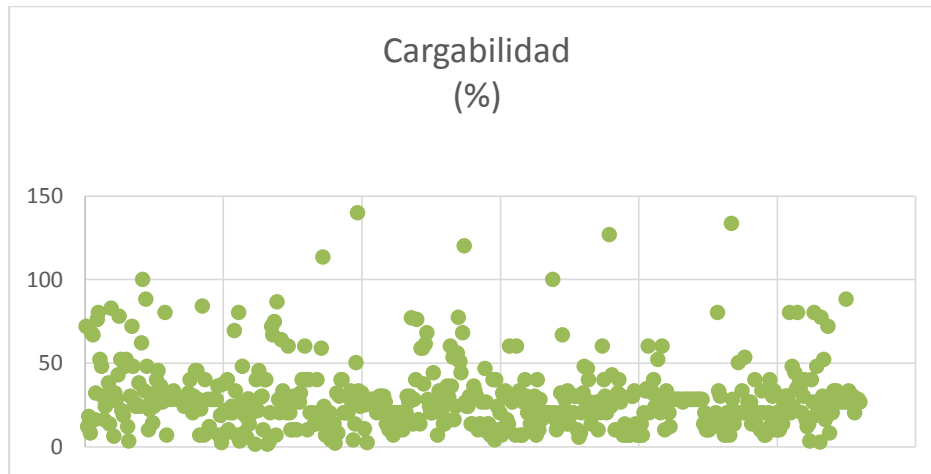
Los valores de voltaje de todos los nodos del alimentador se observan en la Figura 4.8, el valor máximo es 1,038 p.u. en el nodo al que se conecta la HSJM, mientras que el mínimo tiene el valor de 0,984 p.u. en el nodo 138495MA ubicado como se observan en la Figura 3.6.



**Figura 4.8** Perfil de voltaje para la alternativa 2 en demanda máxima.

*Cargabilidad de transformadores*

Se observa la cargabilidad de transformadores del alimentador en la Figura 4.9, el valor mayor es de 140 % en el transformador 45613 ubicado en el punto señalado en la Figura 3.21, mientras que hay dos transformadores con el valor de 1,33% de carga.



**Figura 4.9** Cargabilidad de transformadores para la alternativa 2 en demanda máxima.

*Cargabilidad de tramos del alimentador*

Para los cinco tramos del alimentador definidos previamente, para la condición operativa de demanda máxima para la alternativa 2 en el año 2019, se obtuvieron los resultados que se observan en la Tabla 4.5.

**Tabla 4.5** Cargabilidad de tramos del alimentador para la alternativa 2 en demanda máxima.

Nodo	Longitud (m)	Potencia total de paso (kVA)	I (A)	Cargabilidad (%)
960343MA	98	3117	78	19,2
920693MA	513	2428	60,8	14,7
764832MA	2150,4	1041	26,2	11,7
894420MA	106,7	86	2,2	1,8
361305MA	2944,5	2414	60,9	16,8

*Pérdidas de potencia a la cabecera del alimentador*

En la Tabla 4.6 se observan las pérdidas para este caso, el total de pérdidas medidas a la cabecera del alimentador es 339,86 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase A.

**Tabla 4.6** Pérdidas a la cabecera del alimentador 22 D para la alternativa 2 en demanda máxima.

Nom	V (kV)	I (A)	Pc (kW)	Pf (kW)	PA (kW)	PB (kW)	PC (kW)	Total P (kW)
22D	23,1	77,3	199,14	62,67	187,69	113,66	38,51	339,86

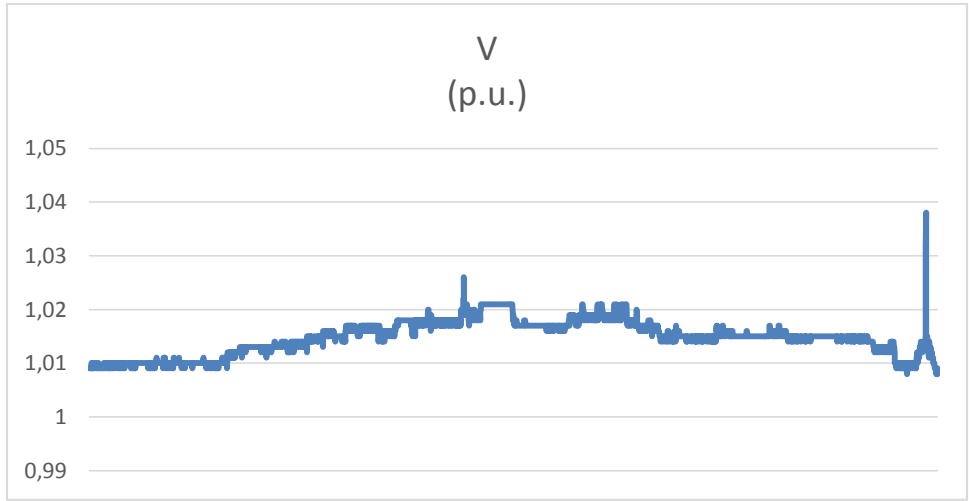
**Análisis eléctrico en estado estable de la Alternativa 2 – Demanda Mínima**

En la Figura 4.10 se puede observar el alimentador con base en sus valores de voltaje en los nodos, considerando la alternativa 2 en demanda mínima. Los valores de voltaje se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u.



**Figura 4.10** Alimentador 22 D según los niveles de voltaje para la alternativa 2 en demanda mínima.

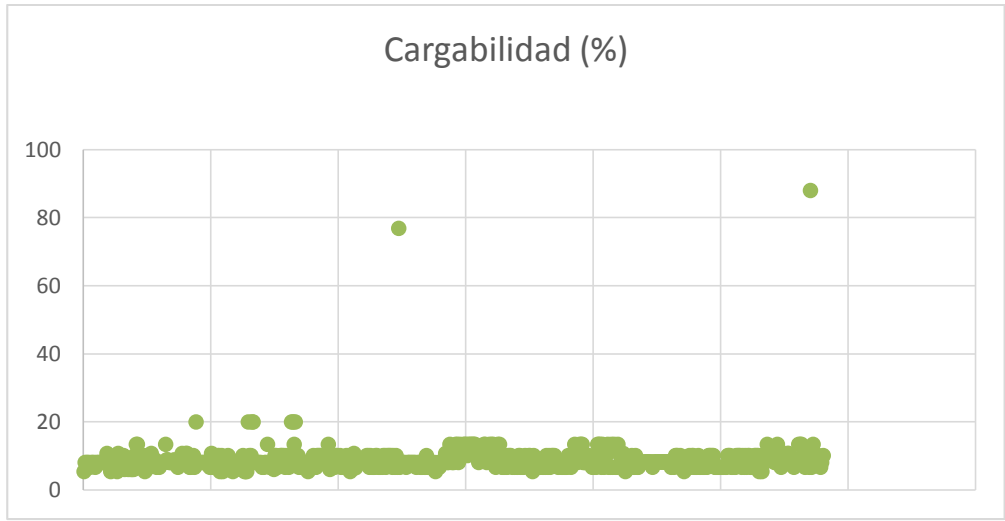
En la Figura 4.11 se observan los valores de voltaje en los nodos del alimentador, el valor máximo es 1,038 p.u. en el nodo al que se conecta la HSJM, mientras que el mínimo tiene el valor de 1,008 p.u. en varios nodos.



**Figura 4.11** Perfil de voltaje para la alternativa 2 en demanda mínima.

*Cargabilidad de transformadores*

En la Figura 4.12 se observa la cargabilidad de los transformadores bajo esta condición operativa. El transformador más cargado tiene un valor de 88,03 % de carga, éste es el transformador de la HSJM, mientras que hay varios transformadores con el valor de 5,3 % de carga.



**Figura 4.12** Cargabilidad de transformadores para la alternativa 2 en demanda mínima.

*Cargabilidad de tramos del alimentador*

Para estos tramos del alimentador, para la condición operativa de demanda mínima para la alternativa 2 en el año 2019, se obtuvieron los resultados que se observan en la Tabla 4.7.



**Tabla 4.7** Cargabilidad de tramos del alimentador para la alternativa 2 en demanda mínima.

<b>Nodo</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Potencia total de paso (kVA)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>
<b>960343MA</b>	98	6555	164	38,7
<b>920693MA</b>	513	995	24,9	6,3
<b>764832MA</b>	2150,4	1348	33,7	12,2
<b>894420MA</b>	106,7	33	0,8	0,7
<b>361305MA</b>	2944,5	2414	59,8	15,9

*Pérdidas de potencia a la cabecera del alimentador*

El total de pérdidas a la cabecera del alimentador es 326,74 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase A como se observa en la Tabla 4.8. Al ser demanda mínima se tiene un exceso de generación, por tanto circula una corriente mayor a la que exige la carga y existe un flujo de potencia que se inyecta al sistema de la EEQ desde el alimentador 22 D, provocando mayores pérdidas bajo este escenario operativo.

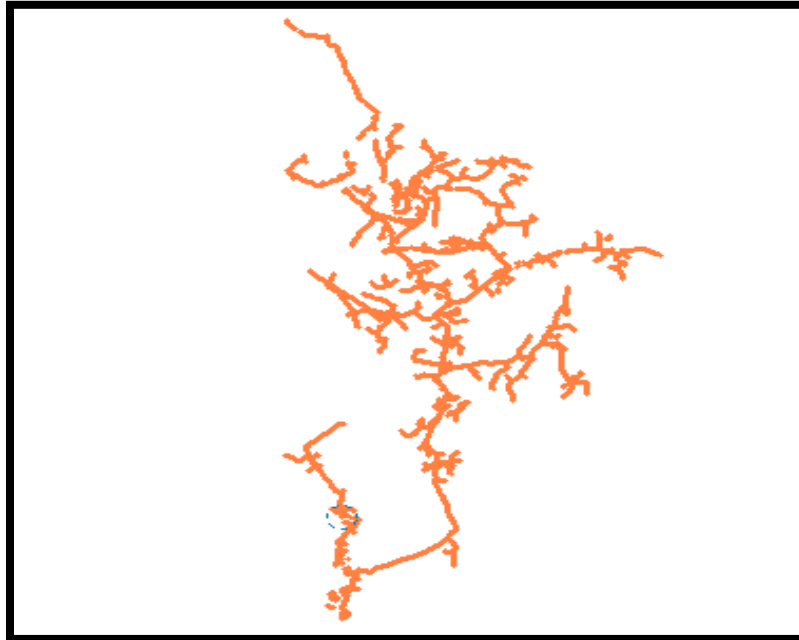
**Tabla 4.8** Pérdidas en la cabecera del alimentador 22 D para la alternativa 2 en demanda mínima.

<b>Nom</b>	<b>V (kV)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Pc (kW)</b>	<b>Pf (kW)</b>	<b>PA (kW)</b>	<b>PB (kW)</b>	<b>PC (kW)</b>	<b>Total P (kW)</b>
22D	23,1	163,8	204,67	64,36	182,53	81,57	62,62	326,74

**Análisis eléctrico en estado estable de la Alternativa 3 – Demanda Máxima**

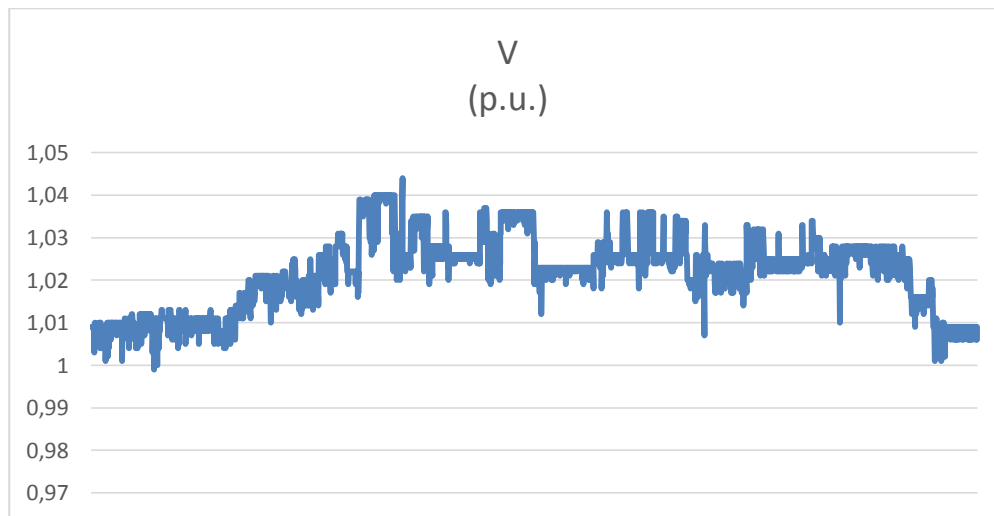
*Perfil de Voltaje*

En la Figura 4.13 se puede observar el alimentador con los valores de voltaje en sus nodos, los valores se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u., según la leyenda de colores para las figuras de nivel de voltaje que se observa en la Tabla 3.5.



**Figura 4.13** Alimentador 22 D según los niveles de voltaje para la alternativa 3 en demanda máxima.

En la Figura 4.14 se puede observar los valores de voltaje en cada nodo en p.u., el valor máximo es 1,044 p.u. en el nodo al cual se conecta la HSJM, mientras que el mínimo tiene el valor de 0,99 p.u. en el nodo 134707MA, ubicado cerca de la subestación.

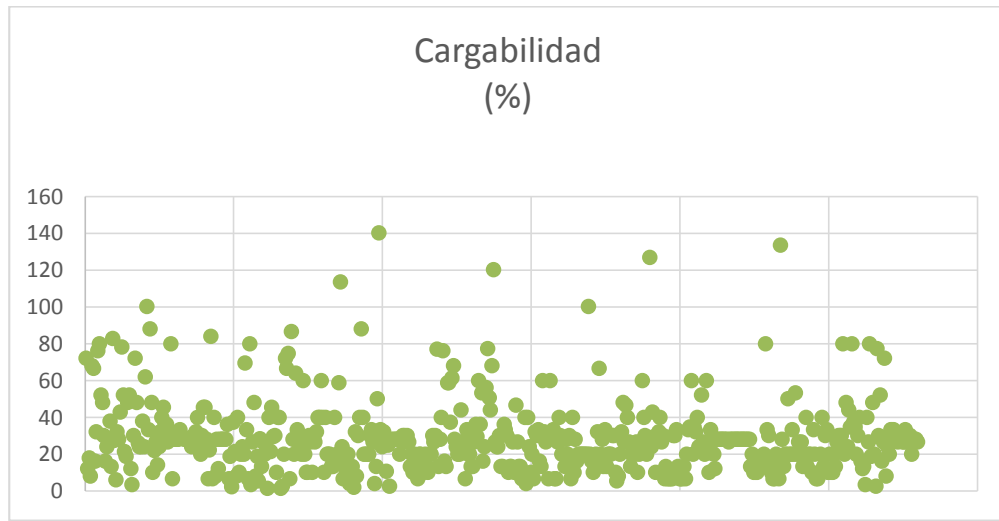


**Figura 4.14** Perfil de voltaje para la alternativa 3 en demanda máxima.

#### *Cargabilidad de transformadores*

La cargabilidad de todos los transformadores del alimentador se observa en la Figura 4.15, para este escenario de demanda. El transformador más cargado es el 45613,

ubicado en el punto señalado en la Figura 3.21, con el valor de 140% de su capacidad, mientras que hay dos transformadores con el 1,33% de cargabilidad.



**Figura 4.15** Cargabilidad de transformadores para la alternativa 3 en demanda máxima.

*Cargabilidad de tramos del alimentador*

Para los cinco tramos del alimentador definidos previamente, para la condición operativa de demanda máxima para la alternativa 3 en el año 2019, se obtuvieron los resultados que se observan en la Tabla 4.9.

**Tabla 4.9** Cargabilidad de tramos del alimentador para la alternativa 3 en demanda máxima.

<b>Nodo</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Potencia total de paso (kVA)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>
<b>960343MA</b>	98	2854	25,1	18,2
<b>920693MA</b>	513	2981	21,8	18,6
<b>764832MA</b>	2150,4	4355	13,4	41,2
<b>894420MA</b>	106,7	5598	42,6	58,1
<b>361305MA</b>	2944,5	2187	54,6	14,4

*Pérdidas de potencia a la cabecera del alimentador*

En la Tabla 4.10 se observan las pérdidas para este escenario de demanda, el total de pérdidas medidas a la cabecera del alimentador es 325,25 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase A.

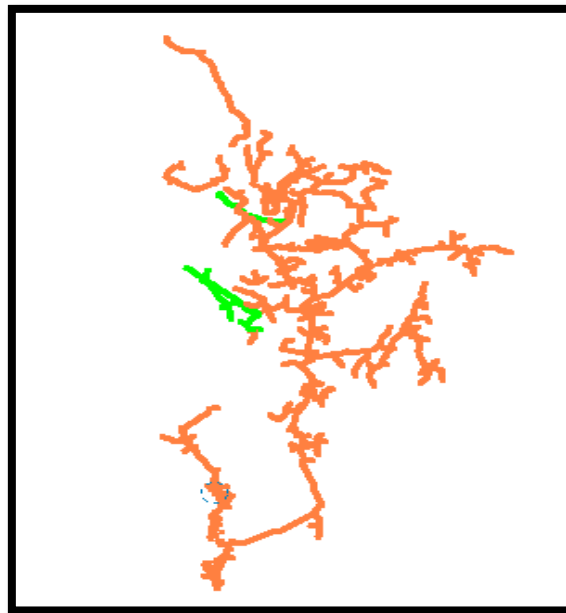
**Tabla 4.10** Pérdidas a la cabecera del alimentador 22 D para la alternativa 3 en demanda máxima.

Nom	V (kV)	I (A)	Pc (kW)	Pf (kW)	PA (kW)	PB (kW)	PC (kW)	Total P (kW)
22D	23,1	70,7	213,32	65,18	116,27	122,22	113,77	325,25

### **Análisis eléctrico en estado estable de la Alternativa 3 – Demanda Mínima**

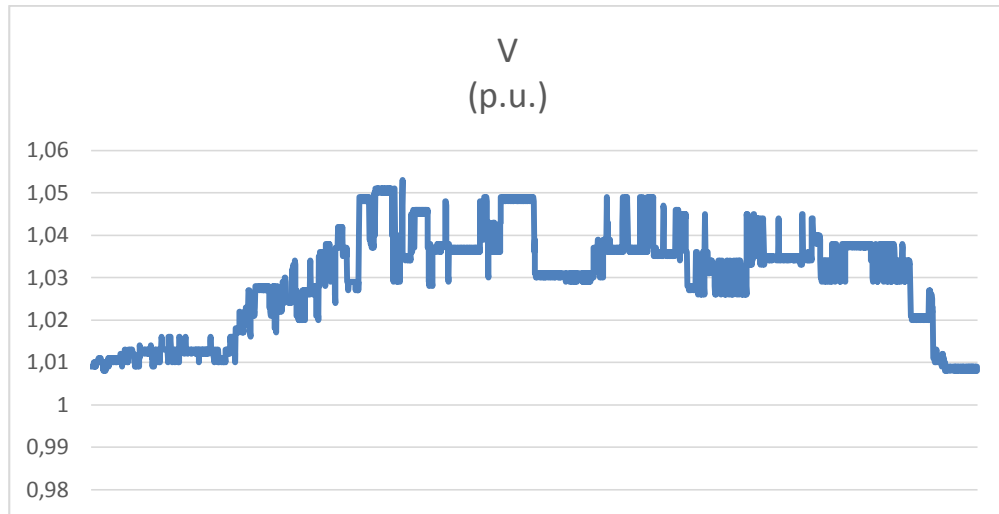
#### *Perfil de voltaje*

En la Figura 4.16 se puede observar el alimentador representado conforme al código de colores señalado anteriormente, con los voltajes en sus nodos. La mayoría de voltajes se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u., mientras que los niveles de voltaje cercanos a las centrales HSJM son mayores a 1,05 (en color verde que indica un rango entre 1,05 y 1,08), y cumplen con la Regulación 004-15.



**Figura 4.16** Alimentador 22 D según los niveles de voltaje para la alternativa 3 en demanda mínima.

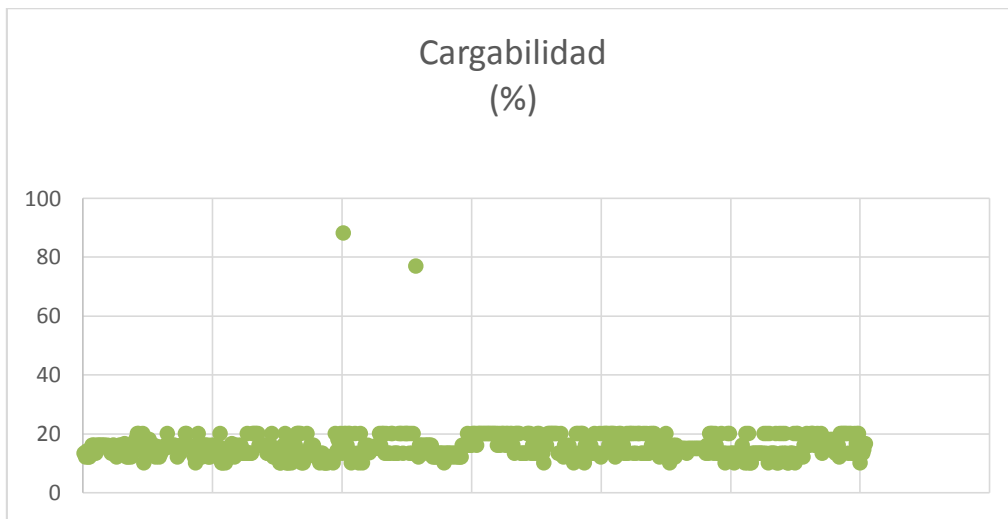
Los valores de voltaje en p.u. en todos los nodos del alimentador se observan en la Figura 4.17, el valor máximo es 1,053 p.u. en el nodo al cual se conecta la HSJM, mientras que el mínimo tiene el valor de 1,008 p.u. en varios nodos.



**Figura 4.17** Perfil de voltaje para la alternativa 3 en demanda mínima.

*Cargabilidad de transformadores*

En la Figura 4.18 se observa la cargabilidad de todos los transformadores del alimentador para esta demanda. El transformador más cargado tiene un valor de 88,03 % de su capacidad, éste es el transformador de la HSJM, mientras que hay varios transformadores cargados al 5,1 %.



**Figura 4.18** Cargabilidad de transformadores para la alternativa 3 en demanda mínima.

*Cargabilidad de tramos del alimentador*

Para estos tramos del alimentador, para la condición operativa de demanda mínima para la alternativa 3 en el año 2019, se obtuvieron los resultados que se observan en la Tabla 4.11.

**Tabla 4.11** Cargabilidad de tramos del alimentador para la alternativa 3 en demanda mínima.

Nodo	Longitud (m)	Potencia total de paso (kVA)	I (A)	Cargabilidad (%)
960343MA	98	4985	124,7	29,8
920693MA	513	5057	126,5	30,1
764832MA	2150,4	5760	142,8	51,7
894420MA	106,7	5618	136,6	57,2
361305MA	2944,5	2187	53,2	14,3

*Pérdidas a la cabecera del alimentador*

El total de pérdidas a la cabecera del alimentador es 432,94 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase C, como se observa en la Tabla 4.12. De igual manera que en las alternativas anteriores, al circular una corriente con exceso de generación en la red, se producen mayores pérdidas por el efecto Joule.

**Tabla 4.12** Pérdidas a la cabecera del alimentador 22 D para la alternativa 3 en demanda mínima.

Nom	V (kV)	I (A)	Pc (kW)	Pf (kW)	PA (kW)	PB (kW)	PC (kW)	Total P (kW)
22D	23,1	124,3	309,85	66,15	123,64	163,25	146,05	432,94

## 4.2 Estudio Económico

En este estudio económico se analizan los costos de la inversión inicial para la construcción de la línea, considerando: el costo de la mano de obra, costo del conductor por metro, costo de la fiscalización y supervisión de la obra, costo de las estructuras con todos los componentes que las constituyen como herrajes, postes, aisladores, grapas, crucetas, etcétera, estos costos son los precios promedio que maneja la EEQ en el Plan Anual de Adquisiciones (PAC), son valores reales y existentes en el mercado. Este análisis se realiza con el conductor ASCR 4/0 para las fases y con el ASCR 1/0 para el neutro, seleccionados en el capítulo anterior.

Este análisis se desarrolla con todo lo mencionado anteriormente para cada línea aérea en cada alternativa de conexión.

### **Costo de la implementación de la Alternativa 1**

En la Tabla 4.13 se observa un cuadro resumen en cuanto a longitud de la línea, número de postes, topología de la red y tipos de conductor para la alternativa 1.

**Tabla 4.13** Consideraciones para la construcción de la línea para la alternativa 1

<b>RED DE MEDIO VOLTAJE TRIFÁSICO 22.8 kV</b>	
<b>Longitud (m)</b>	3220
<b>Numero de Postes</b>	81
<b>Trifásica</b>	SI
<b>Tipo de conductor Fase</b>	ASCR 4/0
<b>Tipo de conductor Neutro</b>	ACSR 1/0

El número de postes se calcula según los parámetros establecidos por la EEQ, que considera que la distancia entre ellos debe ser de al menos 40 metros en zonas rurales como es este caso. La distancia mínima entre los conductores de fase y el suelo debe ser de 6 m, ésta es una exigencia de seguridad.

Para satisfacer lo mencionado en el párrafo anterior, se determinaron las estructuras necesarias que permitirían construir la línea de la alternativa 1. Esto se resume en la Tabla 4.14. Los significados de las siglas de los tipos de estructuras se encuentran en el ANEXO III. ESTRUCTURAS ELÉCTRICAS

**Tabla 4.14** Estructuras para la alternativa 1.

<b>ESTRUCTURA</b>	<b>ANGULAR</b>	<b>PASANTE</b>	<b>TERMINAL</b>	<b>DOBLE RETENCIÓN</b>
	ESV-3CA	ESV-3CP	ESV-3CD	ESV-3CR
<b>Cantidad</b>	32	42	3	3

En la Tabla 4.15 se observa el detalle de costo de los postes, de cada estructura, del conductor tanto para fase y para neutro, y el subtotal sin incluir mano de obra. El detalle de los materiales y costos de los mismos que conforman las estructuras, se encuentra en el ANEXO IV. COSTOS DE MATERIALES ELÉCTRICOS

**Tabla 4.15** Detalle de costo de cada estructura.

<b>Postes</b>	PO0-0H12_500	\$	22 301,06
<b>Estructuras</b>	ESV-3CA	\$	9 853,73
	ESV-3CP	\$	6 148,91
	ESV-3CD	\$	1 562,50

	ESV-3CR	\$ 891,48
<b>Conductor (Fase)</b>	ASCR 4/0	\$ 25 526,28
<b>Conductor (Neutro)</b>	ASCR 1/0	\$ 4 234,12
<b>Subtotal</b>		\$ 70 518,09

Para obtener el costo total es necesario incluir la mano de obra. Para ello, la EEQ ha establecido un valor fijo que corresponde al 40% del costo del material de un proyecto. Además, se considera un *factor de distancia*, que en este caso es 1,2 debido a que esta zona es rural y se encuentra lejos de la ciudad, lo que implica que el traslado del material y la mano de obra tiene un costo adicional. Para el valor de fiscalización y superación la EEQ considera un porcentaje de 2,96 % del costo del material. De esta manera, incluyendo la mano de obra, se tiene el costo total de construir la línea con la alternativa 1, como se observa en la Tabla 4.16.

**Tabla 4.16** Costos de la Alternativa 1

<b>Ítem</b>	<b>Costo (\$)</b>
Costo de material	70 518,09
Mano de Obra	28 207,23
Mano de Obra + Factor de Distancia	33 848,68
Fiscalización y supervisión	2 087,33
<b>TOTAL Proyecto</b>	<b>106 454,10</b>

#### **Costo de la implementación de la Alternativa 2**

En la Tabla 4.17 se observa un cuadro resumen de las consideraciones tomadas en cuenta para la construcción de la línea para la alternativa 2.

**Tabla 4.17** Consideraciones para la construcción de la línea para la alternativa 2

<b>RED DE MEDIO VOLTAJE TRIFÁSICO</b>	
<b>Numero de Postes</b>	313
<b>Longitud (m)</b>	12500
<b>Trifásica</b>	SI
<b>Tipo de conductor Fase</b>	ASCR 4/0
<b>Tipo de conductor Neutro</b>	ACSR 1/0



En la Tabla 4.18 se describe el tipo de estructuras y la cantidad necesaria de ellas para la alternativa 2.

**Tabla 4.18** Estructuras para la alternativa 2

<b>ESTRUCTURA</b>	<b>ANGULAR</b>	<b>PASANTE</b>	<b>TERMINAL</b>	<b>DOBLE RETENCIÓN</b>
	ESV-3CA	ESV-3CP	ESV-3CD	ESV-3CR
<b>Cantidad</b>	125	162	12	12

En la Tabla 4.19 se observa el detalle del costo de las estructuras, el conductor tanto para fase y neutro, finalmente el subtotal sin incluir mano de obra. El detalle de los materiales y costos de los mismos que conforman las estructuras, se encuentran en el ANEXO IV.  
COSTOS DE MATERIALES ELÉCTRICOS

**Tabla 4.19** Detalle de costo de las estructuras.

<b>Postes</b>	PO0-0H12_500	\$ 86 175,71
<b>Estructuras</b>	ESV-3CA	\$ 38 491,14
	ESV-3CP	\$ 23 717,24
	ESV-3CD	\$ 6 250,00
	ESV-3CR	\$ 3 565,90
<b>Conductor (Fase)</b>	ASCR 4/0	\$ 99 092,70
<b>Conductor (Neutro)</b>	ASCR 1/0	\$ 16 436,81
<b>Subtotal</b>		\$ 273 729,50

En la Tabla 4.20 se observa el costo de mano de obra para la alternativa 2, tomando en cuenta el factor de distancia y las consideraciones anteriormente descritas. Finalmente el costo total para esta alternativa.

**Tabla 4.20** Costos Alternativa 2.

<b>Ítem</b>	<b>Costo (\$)</b>
Costo de material	273 729,50
Mano de Obra	109 491,80
Mano de Obra + Factor de Distancia	131 390,16
Fiscalización y supervisión	8 102,4
<b>TOTAL Proyecto</b>	<b>413 222,06</b>

**Costo de la implementación de la Alternativa 3**

En la Tabla 4.21 se observa un cuadro resumen de todo lo considerado para la alternativa 3 en cuanto a longitud, números de postes, topología de la red y tipos de conductor.

**Tabla 4.21** Consideraciones para la construcción de la línea para la alternativa 3.

<b>RED DE MEDIO VOLTAJE TRIFÁSICO</b>	
<b>Numero de Postes</b>	106
<b>Longitud (m)</b>	4220
<b>Trifásica</b>	SI
<b>Tipo de conductor Fase</b>	ASCR 4/0
<b>Tipo de conductor Neutro</b>	ACSR 1/0

En la Tabla 4.22 se detalla el tipo de estructuras y la cantidad necesaria para la alternativa 3.

**Tabla 4.22** Estructuras para la alternativa 3

<b>ESTRUCTURA</b>	<b>ANGULAR</b>	<b>PASANTE</b>	<b>TERMINAL</b>	<b>DOBLE RETENCIÓN</b>
	ESV-3CA	ESV-3CP	ESV-3CD	ESV-3CR
<b>Cantidad</b>	42	55	4	4

En la Tabla 4.23 se observa el detalle de costo de las estructura, el conductor tanto para fase y neutro. Finalmente, el subtotal sin incluir mano de obra.

**Tabla 4.23** Detalle de costo las estructuras.

<b>Postes</b>	PO0-0H12_500	\$ 29 184,11
<b>Estructuras</b>	ESV-3CA	\$ 12 933,02
	ESV-3CP	\$ 8 052,15
	ESV-3CD	\$ 2 083,33
	ESV-3CR	\$ 1 188,63
<b>Conductor (Fase)</b>	ASCR 4/0	\$ 33 453,70
<b>Conductor (Neutro)</b>	ASCR 1/0	\$ 5 549,07
<b>Subtotal</b>		\$ 92 444,01

En la Tabla 4.24 se observa el costo de mano de obra para la alternativa 3, tomando en cuenta todas las consideraciones anteriormente descritas. Finalmente, el costo total para esta alternativa.

**Tabla 4.24** Costos Alternativa 3.

<b>Ítem</b>	<b>Costo (\$)</b>
Costo de material	92 444,01
Mano de Obra	36 977,60
Mano de Obra + Factor de Distancia	44 733,12
Fiscalización y supervisión	2 743,5426
<b>TOTAL Proyecto</b>	<b>139 920,7</b>

#### 4.2.1 Evaluación Económica

La evaluación económica se la realiza mediante indicadores financieros, estos son principalmente tres:

- Valor Actual Neto (VAN), este indicador representa el equivalente financiero del flujo neto en el presente; es el resultado de la suma de los flujos menos la inversión inicial, se determina en base al tiempo. Si el VAN es positivo el proyecto es económicamente viable [32].
- Tasa Interna de Retorno (TIR), este indicador permite medir la rentabilidad de un proyecto, se basa en determinar la tasa que iguala a la sumatoria de los flujos restados de la inversión inicial [32].
- Costo/Beneficio: Esta relación representa la cuantificación económica, con base en la inversión inicial, ingresos y egresos. El proyecto es viable si esta relación es mayor o igual a uno [32].

Existen dos tipos de costos, los directos e indirectos. Los costos directos corresponden a rubros de equipos, mano de obra, materiales; mientras que los indirectos están relacionados con costos de supervisión, mantenimiento, seguros, consultorías externas, etcétera.

Para determinar la viabilidad del proyecto, en este caso de la línea de conexión de la HSJM con el alimentador 22 D, se analizarán estos índices financieros, para lo cual se utilizan los siguientes criterios:

- El periodo de evaluación del alimentador primario es de 35 años, los cuales corresponden a la vida útil del mismo. Este periodo es establecido por la ARCONEL según la etapa funcional [33].
- Los costos de operación y mantenimiento se establecen en un 0,35 % del costo de la línea y representan un costo fijo anual.
- Se considera una tasa de descuento del 12 % correspondiente a la depreciación anual [34].
- Se realiza un análisis hasta el año 2030, debido que hasta ese año se establece el precio de venta, estos términos están estipulados en el título habilitante, el precio de venta de energía es 0,0781 \$ por kWh [34].
- Para el análisis de la línea se considera un costo aproximado de \$200 000, el costo total del proyecto es \$11 186 705,5 [26]. el costo del alimentador es aproximadamente 1,8 % del proyecto total, entonces este factor se utiliza para los ingresos mediante el flujo de fondos como se observa en la Tabla 4.25.

**Tabla 4.25** Análisis comparativo de la inversión inicial.

Detalle	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
<b>Mano de Obra total (\$)</b>	33 848,66	131 390,16	44 733,12
<b>Materiales (\$)</b>	70 518,09	273 729,50	92 444,01
<b>Fiscalización y supervisión (\$)</b>	2 087,33	8 102,393	2 743,5426
<b>Total (\$)</b>	106 454,1054	413 222,0532	139 920,6726

El VAN se calcula según la Ecuación 4.1:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

**Ecuación 4.1** Ecuación del VAN [32].

Donde  $F_n$  representa el flujo de efectivo neto para el año  $n$ , obtenido de la diferencia del flujo de efectivo de ingresos menos el flujo de egresos.  $F_n$  se obtiene según la Ecuación 4.2.

$$F_n = F \text{ ingresos }_n - F \text{ egresos }_n$$

**Ecuación 4.2** Ecuación del Flujo Neto para el año  $n$  [32].

Donde  $F_{ingresos_n}$  representa el flujo de ingresos, en este caso es el beneficio por venta de energía. Para la evaluación económica, con el fin de obtener los beneficios de venta de energía, se realiza una aproximación de venta de energía de la central HSJM, se considera que inicialmente venderá 5 MW durante tres horas, 2 MW durante 11 horas, 1 MW durante 4 horas, el crecimiento será 2% anual. Cabe resaltar que ésta es una aproximación, al ser una central de pasada, no es posible conocer con exactitud sus ingresos por venta de energía [26].

El cálculo de la TIR se calcula cuando el VAN es igual a cero, según la Ecuación 4.3. En la Tabla 4.26 se puede observar el resultado del análisis de la evaluación económica realizada para las tres alternativas.

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

**Ecuación 4.3** Calculo de la TIR [32].

La relación costo beneficio se calcula en base al cociente del flujo de ingresos y egresos totales en tiempo presente [32].

**Tabla 4.26** Resultados de la evaluación económica.

Indicador	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
<b>VAN (\$)</b>	860 733,84	616 180,29	834 054,48
<b>Costo / Beneficio</b>	10,91	2,86	8,34
<b>TIR (%)</b>	189,738	47,41	143,71
<b>CONDICIÓN</b>	VIABLE	VIABLE	VIABLE

### 4.3 Selección de la alternativa

Para la selección de la alternativa más adecuada para la conexión de la central HSJM a la red de la EEQ, se toman en cuenta los dos estudios realizados anteriormente, tanto el eléctrico como el económico, de tal forma que en combinación de ambos, se pueda escoger la mejor alternativa.

En la Tabla 4.27 se puede observar un resumen de la inversión inicial, y en la Tabla 4.20 los indicadores financieros para cada alternativa.

**Tabla 4.27** Inversión inicial para cada alternativa.

	<b>Alternativa 1</b>	<b>Alternativa 2</b>	<b>Alternativa 3</b>
<b>Costo (\$)</b>	106 454,1	413 222,1	139 920, 7

Se puede observar que la alternativa 2 es la que requiere mayor inversión inicial, la que menos inversión requiere es la alternativa 1, y la alternativa 3 demanda una inversión inicial cercana a la primera. Es importante mencionar que la inversión inicial de la alternativa 2 es superior inclusive al valor de la inversión de la alternativa 1 multiplicado por 3, mientras que entre la primera y la tercera no existe gran diferencia. Si bien todas las alternativas son viables según los indicadores financieros, la segunda alternativa presenta la TIR, el VAN, la relación costo/beneficio más bajo y la inversión inicial más alta.

En la Tabla 4.28 se puede observar un resumen de los estudios eléctricos en demanda máxima para el año 2019 con la central HSJM en funcionamiento, en donde se toman en cuenta los parámetros de: nivel de voltaje, cargabilidad de transformadores y pérdidas de potencia en la cabecera del alimentador.

**Tabla 4.28** Resumen de los estudios eléctricos en demanda máxima

<b>Parámetro</b>		<b>2019</b>	<b>ALTERNATIVA 1</b>	<b>ALTERNATIVA 2</b>	<b>ALTERNATIVA 3</b>
<b>PERFIL VOLTAJE (p.u.)</b>	<b>VOL MÁX</b>	1,009	1,046	1,038	1,044
	<b>VOL MÍN</b>	0,979	0,999	0,984	0,999
<b>PERDIDAS (kW)</b>		182,27	405,77	339,86	325,25
<b>CARGABILIDAD TRANSF (%)</b>	<b>VALOR MÁX</b>	140	140	140	140
	<b>VALOR MÍN</b>	1,33	1,33	1,33	1,33
<b>VOL MÁX: Voltaje máximo, VOL MÍN: Voltaje mínimo</b>					

Se puede observar que todas las alternativas cumplen con la Regulación dada por la ARCONEL para niveles de voltaje. Considerando un perfil de voltaje más uniforme a lo largo del alimentador, es decir, un perfil donde no existan mayores diferencias entre los nodos del primario, se concluye que la mejor alternativa es la primera, siguiéndole la tercera y finalmente la segunda.

En cuanto a las pérdidas por efecto Joule, la alternativa que menos pérdidas de potencia produce es la tercera, seguida por la segunda y por último la primera alternativa. En

cargabilidad de transformadores, se mantienen igual las tres alternativas, en razón de que este parámetro depende principalmente de la carga y capacidad de los transformadores de distribución instalados, las cuales no varían con el ingreso de una nueva central de generación distribuida.

En la Tabla 4.29 se puede observar un resumen del estudio eléctrico para el año 2019 con la central HSJM conectada, y entregando toda su capacidad en demanda mínima.

**Tabla 4.29** Resumen estudio eléctrico para demanda mínima.

Parámetro		2019	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
<b>PERFIL VOLTAJE (p.u.)</b>	VOL MÁX	1,022	1,053	1,038	1,053
	VOL MÍN	1,007	1,008	1,008	1,008
<b>PERDIDAS (kW)</b>		115,43	578,24	326,74	432,94
<b>CARGABILIDAD TRANSFORMADO RES (%)</b>	VALOR MÁX	78,82	88,07	88,03	88,07
	VALOR MÍN	6,667	6,667	5,33	10

Del análisis realizado en demanda mínima, se puede observar que todas las alternativas cumplen con la Regulación dada por la ARCONEL para perfiles de voltaje. Además, considerando que entre los voltajes de los nodos no exista diferencias sustanciales, se concluye que la mejor alternativa es la tercera, siguiéndole la primera y luego la segunda.

En cuanto a las pérdidas de potencia, la alternativa que menos pérdidas produce es la segunda, le sigue la tercera y por último la primera. La cargabilidad de transformadores se mantiene igual en las tres alternativas, por las razones descritas anteriormente.

Sobre la base de estos resultados, se ha determinado que la mejor alternativa de conexión es la tercera, debido a que muestra buenos índices económicos y en el estudio eléctrico, tanto en demanda máxima como mínima, presenta buenos perfiles de voltaje, pérdidas de potencia aceptables y cargabilidad de los transformadores tolerable.

#### **4.4 Análisis de generación para el año 2019**

De los resultados obtenidos, es decir, con la alternativa 3 seleccionada y modelada, se puede concluir que para el año 2019 no es necesario que la central HSJM genere a su máxima capacidad, debido a que existe un exceso de generación, de tal manera que si

esta central generase a su valor nominal, la potencia fluiría hasta la subestación 22 (nodo principal), lo que produciría el aumento de las pérdidas a largo del alimentador. Sin embargo, considerando el crecimiento de la demanda del sector y el aumento de cargas importantes, como es el caso de la carga del parque Jerusalén, esta energía en exceso será de utilidad en los próximos años. Es decir, al momento del ingreso en funcionamiento de la HSJM no es necesario que ésta genere a su capacidad nominal. Conforme aumente la demanda y se conecte dicha carga importante, la central deberá generar mayor cantidad de energía.

En este análisis se establecerá la cantidad de potencia que debería generar la HSJM para el año 2019, tanto en demanda máxima como mínima, de tal manera que se reduzcan las pérdidas de potencia. Cabe mencionar que este análisis deja de lado los intereses económicos de los propietarios de la central, a quienes les interesaría que la central genere siempre a su máxima potencia lo que representaría mayores ingresos económicos.

#### **Generación en Demanda Máxima**

En la Tabla 4.30 se observan las pérdidas de potencia, conforme a la generación de la central HSJM conectada a la red de la EEQ a través de la alternativa seleccionada, en el escenario de demanda máxima.

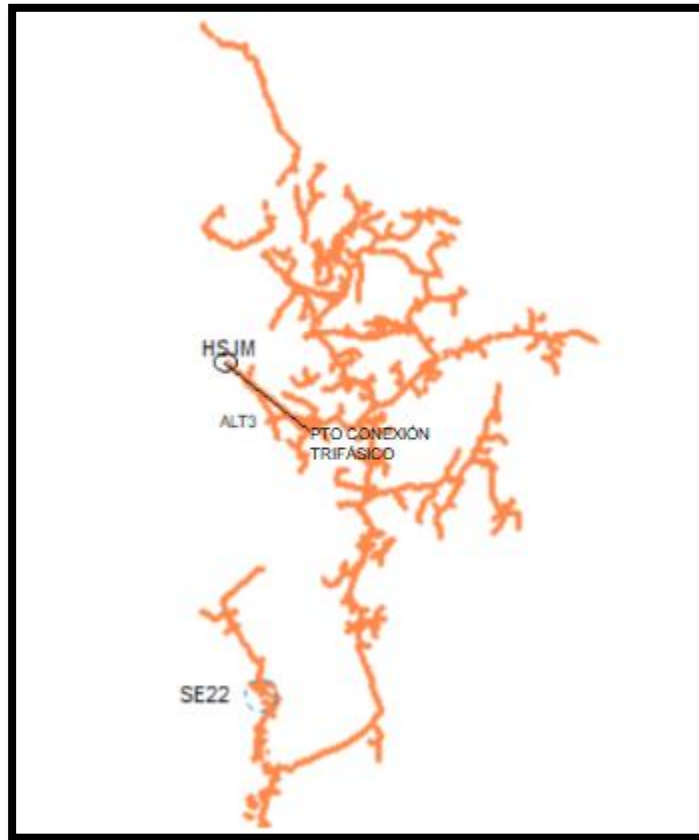
**Tabla 4.30** Pérdidas de potencia conforme a la generación

<b>Generación HSJM (MW)</b>	<b>Pérdidas en la cabecera (kW)</b>
<b>5,76</b>	325,25
<b>5</b>	285,30
<b>4</b>	213,64
<b>3</b>	161,04
<b>2,5</b>	142,09
<b>2</b>	128,05
<b>1,8</b>	123,81
<b>SIN GENERACIÓN</b>	124,97

Por tanto se concluye que, para el año 2019, es recomendable que la central HSJM genere 1,8 MW en este escenario operativo, esa potencia es el punto de inflexión donde las pérdidas se reducen. Para esta generación se comprueba que cumpla con las regulaciones establecidas.

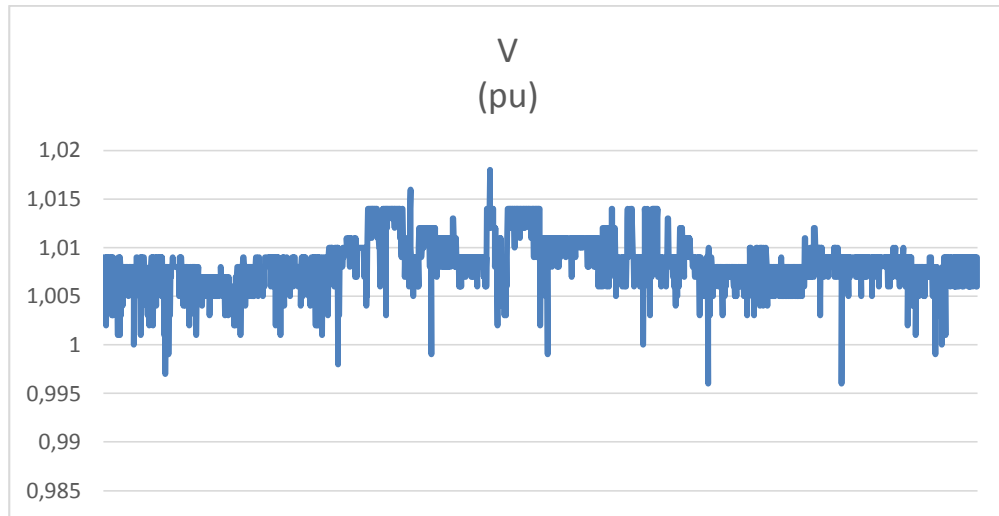


En la Figura 4.19 se puede observar el alimentador representado con base a sus valores de voltaje en los nodos, los valores se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u. según la leyenda de colores que se observa en la Tabla 3.5. Por tanto, cumple con la Regulación 004-15 del ARCONEL.



**Figura 4.19** Alimentador 22 D según el voltaje en los nodos del alimentador en demanda máxima con la alternativa seleccionada.

En la Figura 4.20 se pueden observar los valores de voltaje en cada nodo en p.u., el valor máximo es 1,018 p.u. en el nodo que se conecta a la HSJM, mientras que el mínimo tiene el valor de 0,996 p.u. en dos nodos del alimentador.



**Figura 4.20** Perfil de voltaje para la red en demanda máxima con la alternativa seleccionada.

### **Generación en Demanda Mínima**

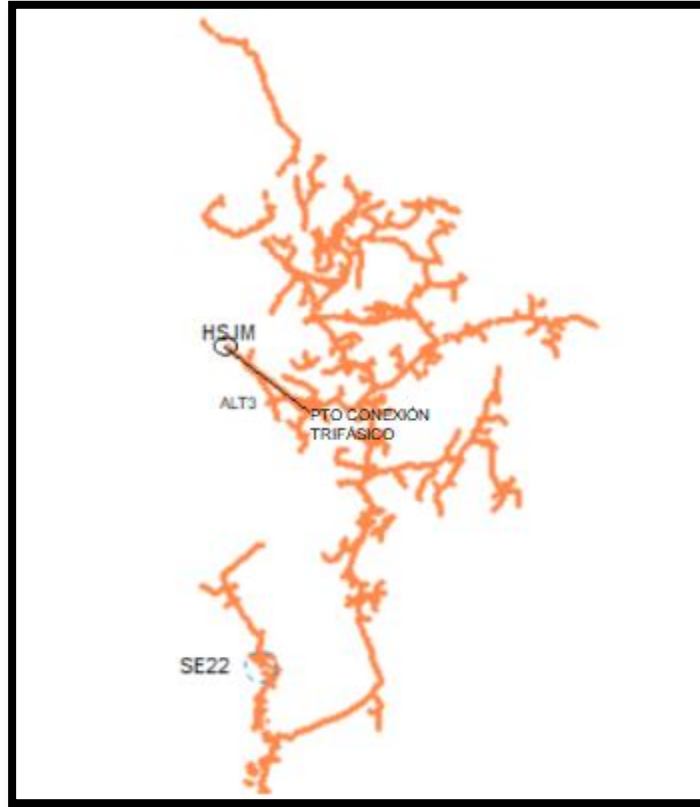
En la Tabla 4.31 se observan las pérdidas de potencia conforme a la generación de la central HSJM conectada a la red a través de la alternativa seleccionada, para el escenario operativo de demanda mínima.

**Tabla 4.31** Pérdidas de potencia conforme a la generación en demanda mínima.

<b>Generación HSJM (MW)</b>	<b>Pérdidas en la cabecera (kW)</b>
<b>5,76</b>	432,94
<b>5</b>	352,54
<b>4</b>	262,78
<b>3</b>	191,53
<b>2</b>	139,05
<b>1,5</b>	120,02
<b>1</b>	105,9
<b>SIN GENERACIÓN</b>	107,43

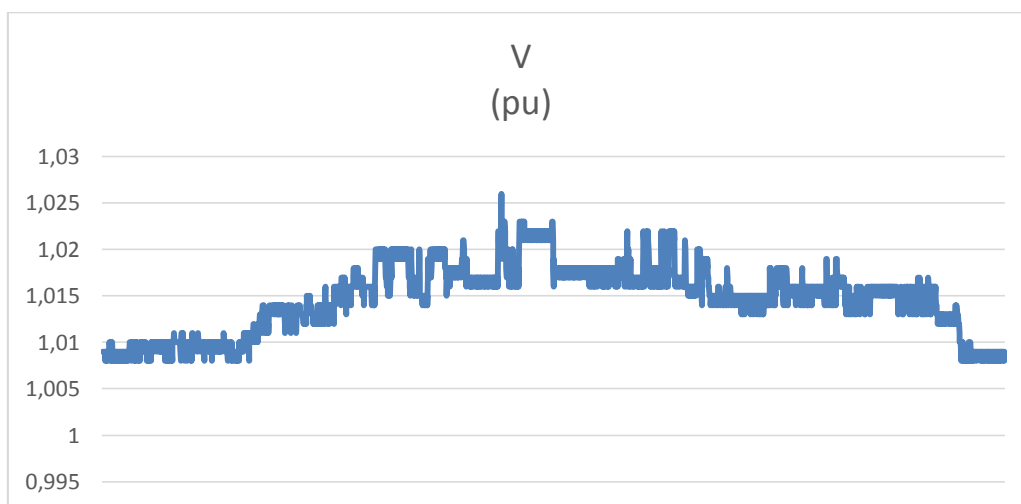
Por tanto se concluye que, bajo esta condición de demanda, es recomendable que la central HSJM genere 1 MW, para el año 2019. Con esta generación se comprueban los perfiles de voltaje.

En la Figura 4.21 se puede observar el alimentador ilustrado conforme al código de colores establecido con base en sus valores de voltaje en los nodos, los valores se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u y por ende se cumple con la Regulación de la ARCONEL.



**Figura 4.21** Alimentador 22 D según el voltaje en los nodos en demanda mínima con la alternativa seleccionada.

En la Figura 4.22 se pueden observar los valores de voltaje en cada nodo en p.u., el valor máximo es 1,026 p.u. en el nodo que se conecta la HSJM, mientras que el mínimo tiene el valor de 1,008 p.u. en dos nodos del alimentador.



**Figura 4.22** Perfil de voltaje del alimentador en demanda mínima con la alternativa seleccionada.

## 4.5 Análisis para el funcionamiento sin la generación de Perlabí

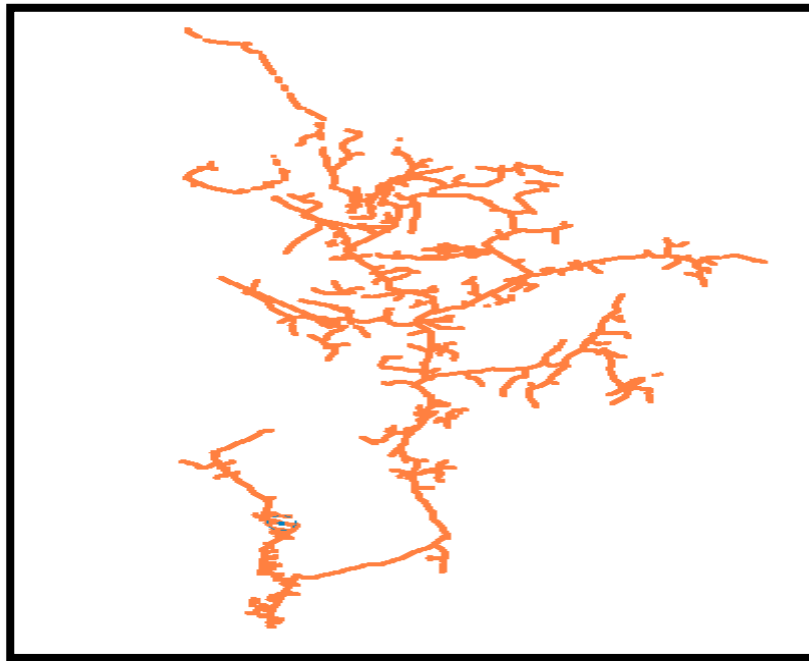
Para la alternativa seleccionada, se analiza el caso cuando la central Perlabí no se encuentre produciendo energía, esta situación puede ocurrir por mantenimiento de la central o algún daño dentro de la misma. Se examina el sistema para los dos escenarios operativos tanto en demanda máxima como mínima, con base en los parámetros de: nivel de voltaje y pérdidas de potencia. En este caso no se toma en cuenta la cargabilidad de transformadores, debido a que sus valores no cambian, ya que este parámetro depende de los consumidores o usuarios y la capacidad de potencia de este equipamiento.

El análisis se realiza tomando en cuenta que la central HSJM genere toda su capacidad nominal, con el fin de considerar el escenario de mayor cargabilidad.

### **Análisis en Demanda Máxima**

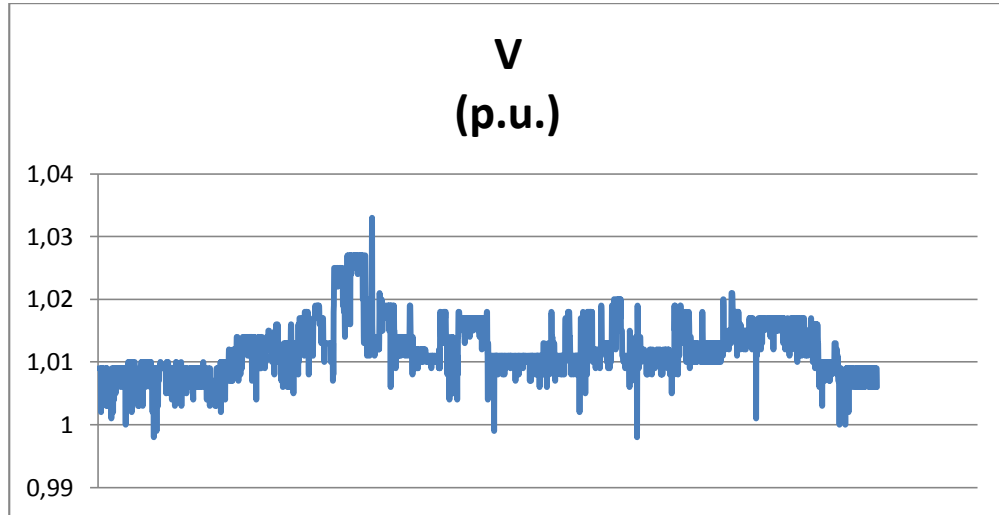
#### *Perfil de Voltaje*

En la Figura 4.23 se puede observar el alimentador, según sus valores de voltaje en los nodos, valores que se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u., cumpliendo con la Regulación de niveles de voltaje de la ARCONEL.



**Figura 4.23** Alimentador 22 D según el voltaje en los nodos en demanda máxima sin la generación de Perlabí.

En la Figura 4.24 se puede observar los valores de voltaje en cada nodo en p.u., el valor máximo es 1,033 p.u. en el nodo que se conecta la HSJM, mientras que el mínimo tiene el valor de 0,998 p.u. en varios nodos del alimentador.



**Figura 4.24** Perfil de voltaje en demanda máxima sin la generación de Perlabí.

*Pérdidas de potencia a la cabecera del alimentador*

El total de pérdidas medidas en la cabecera del alimentador es 241,34 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase B, como se observa en Tabla 4.32.

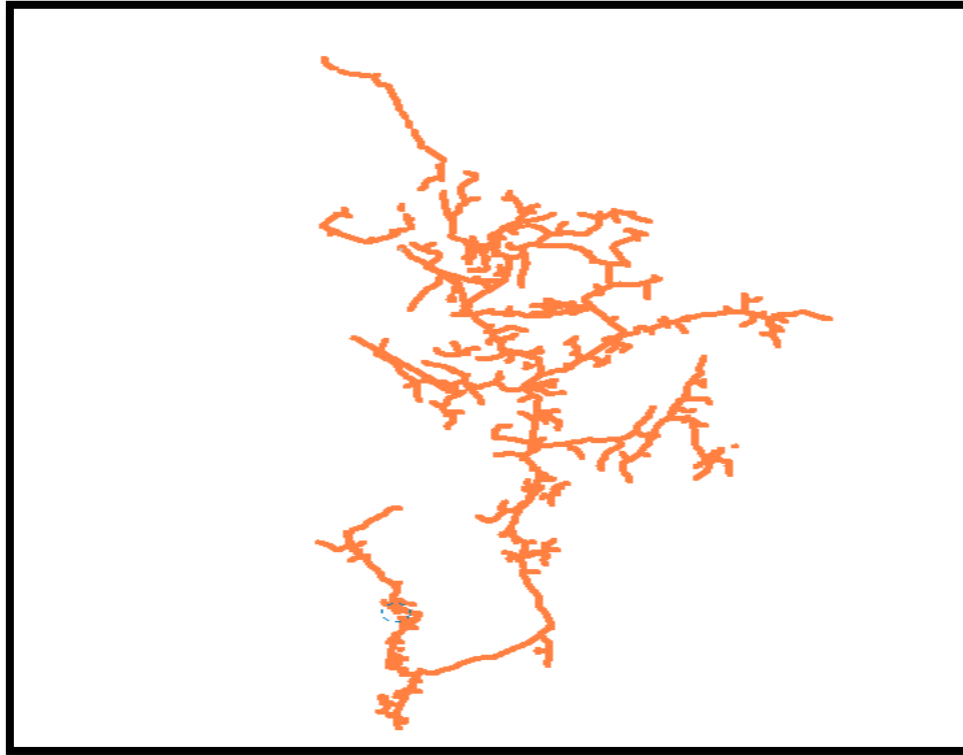
**Tabla 4.32** Pérdidas a la cabecera del alimentador 22 D sin la generación de Perlabí.

Nom	V (kV)	I (A)	Pc (kW)	Pf (kW)	PA (kW)	PB (kW)	PC (kW)	Total P (kW)
22D	23,1	19,3	113,12	64,1	77,44	83,07	80,82	241,34

**Análisis en Demanda Mínima**

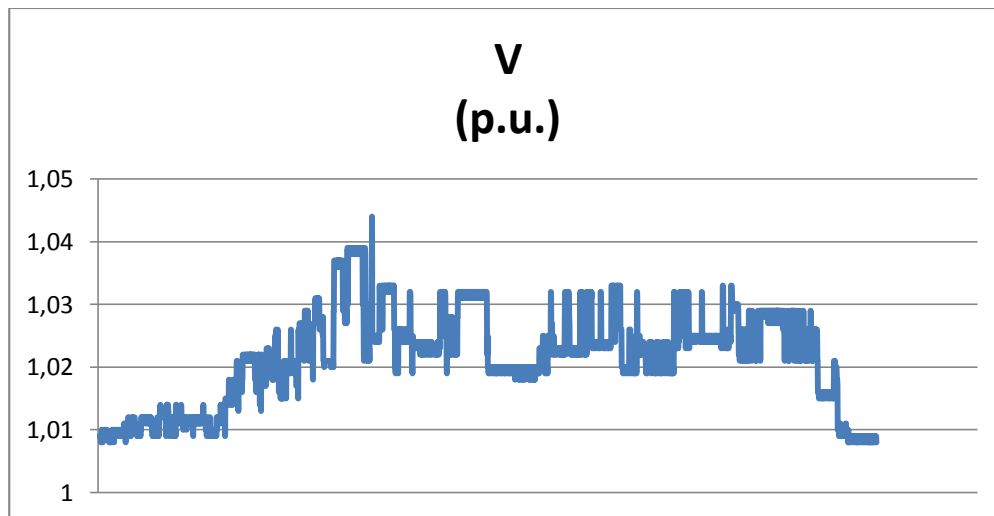
*Perfil de Voltaje*

En la Figura 4.25 se puede observar el alimentador con base en sus valores de voltaje en los nodos. Los voltajes se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u., por tanto cumplen con la Regulación.



**Figura 4.25** Alimentador 22 D según el nivel de voltaje con la alternativa seleccionada, sin la generación de Perlábí, en demanda mínima.

En la Figura 4.26 se observan los valores de voltaje en cada nodo en p.u., el valor máximo es 1,044 p.u. en el nodo el que se conecta la HSJM, mientras que el mínimo tiene el valor de 1,008 p.u. en varios nodos del primario.



**Figura 4.26** Perfil de voltaje del alimentador sin la generación de Perlábí, en demanda mínima.

#### *Pérdidas de potencia a la cabecera del alimentador*

El total de pérdidas medidas en la cabecera del alimentador son 275,93 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase B, como se observa en la Tabla 4.33.

**Tabla 4.33** Pérdidas a la cabecera del alimentador 22 D con la alternativa seleccionada, en demanda máxima.

<b>Nom</b>	<b>V (kV)</b>	<b>I (A)</b>	<b>Pc (kW)</b>	<b>Pf (kW)</b>	<b>PA (kW)</b>	<b>PB (kW)</b>	<b>PC (kW)</b>	<b>Total P (kW)</b>
22D	23,1	71,9	163,49	65,2	70,41	114,72	90,8	275,93

## **4.6 Análisis para el funcionamiento incluyendo la carga de Jerusalén**

El municipio de Quito ha planificado la entrada de una carga importante en el parque industrial ecológico Jerusalén, se ha proyectado su desarrollo en dos etapas, la primera que corresponde a los tres primeros años requiere una carga de 2 MW; la segunda, para los siguientes tres años, necesita 2 MW adicionales; la carga total sería de 4 MW, se estima que la alimentación eléctrica para este proyecto será proporcionada desde el nodo R000394 del primario 22D, por tanto se realiza un estudio eléctrico bajo esta nueva condición operativa en los escenarios de demanda máxima y demanda mínima con la alternativa seleccionada.

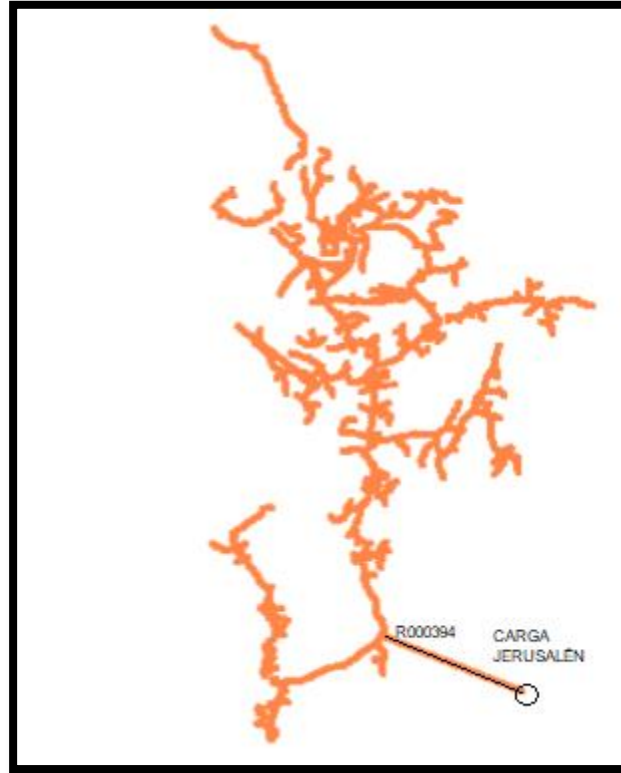
Este análisis se lo realiza para el año 2019, cuando la carga sea de 2 MW, considerando los siguientes parámetros: pérdidas de potencia a la cabecera, cargabilidad de transformadores y niveles de voltaje, tomando en cuenta que las dos centrales de generación distribuida estarían generando a su máxima capacidad.

### ***Análisis en Demanda Máxima***

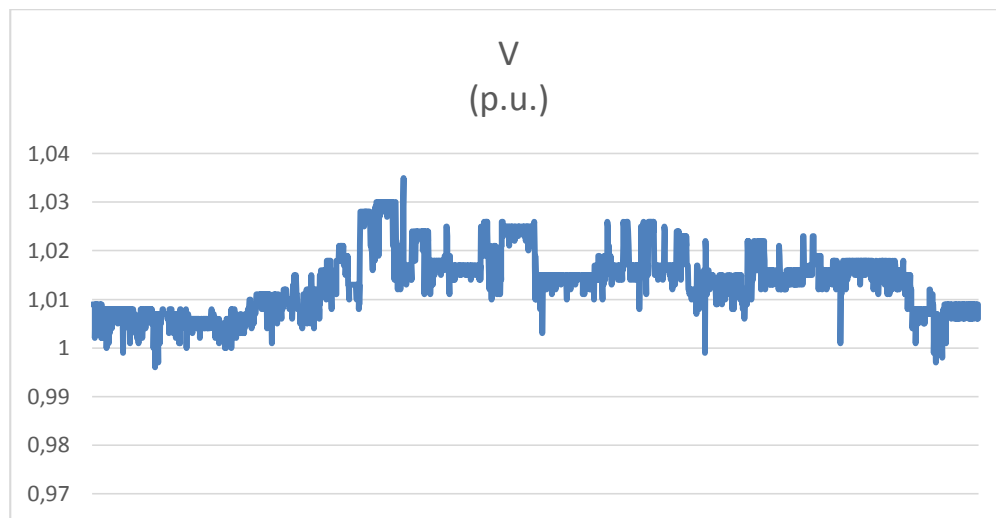
#### *Perfil de Voltaje*

En la Figura 4.27 se observa al alimentador según los voltajes en los nodos, los valores de voltaje se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u. y cumplen con la Regulación.

Los niveles de voltaje en los nodos del alimentador se pueden observar en la Figura 4.28, el valor máximo es 1,035 p.u. en el nodo que se conecta la HSJM, mientras que el mínimo tiene el valor de 0,996 p.u. en el nodo 134707MA, ubicado cerca de la subestación 22. El voltaje en el nodo R000394 es 0,998 p.u. para la fase A, 1 p.u para las fases B y C.



**Figura 4.27** Alimentador 22 D según el voltaje en los nodos, incluyendo la carga de Jerusalén en demanda máxima.

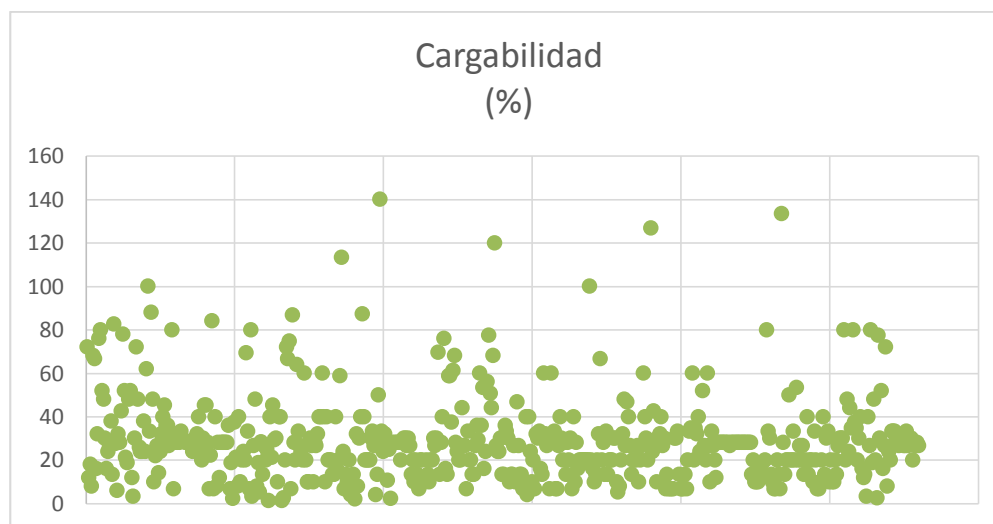


**Figura 4.28** Perfil de voltaje incluyendo la carga de Jerusalén en demanda máxima.

*Cargabilidad de transformadores*



La cargabilidad de los transformadores de distribución se observa en la Figura 4.29, el equipo más cargado es el 45613 ubicado en el punto señalado en la Figura 3.21 Ubicación transformador 45613.con el valor de 140 %, mientras que hay dos transformadores con el valor de 1,33 % de carga respecto a su capacidad nominal.



**Figura 4.29** Cargabilidad de transformadores incluyendo la carga de Jerusalén en demanda máxima.

#### *Pérdidas de potencia a la cabecera del alimentador*

En la Tabla 4.34 se observan las pérdidas de potencia. El total de pérdidas medidas en la cabecera del alimentador es 330,42 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase A.

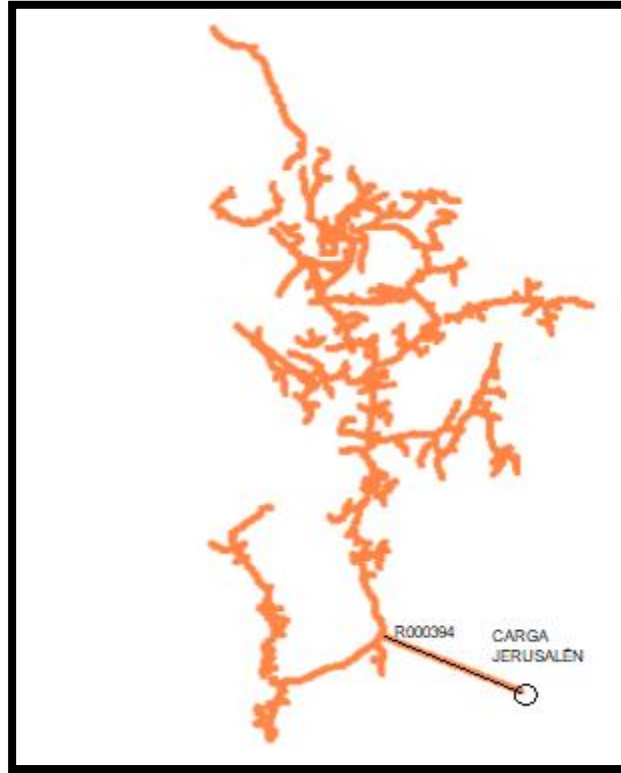
**Tabla 4.34** Pérdidas en la cabecera del alimentador 22 D, incluyendo la carga de Jerusalén en demanda máxima.

Nom	V (kV)	I (A)	Pc (kW)	Pf (kW)	PA (kW)	PB (kW)	PC (kW)	Total P (kW)
22D	23,1	31	192,28	64,27	111,78	108,72	109,91	330,42

#### **Análisis en Demanda Mínima**

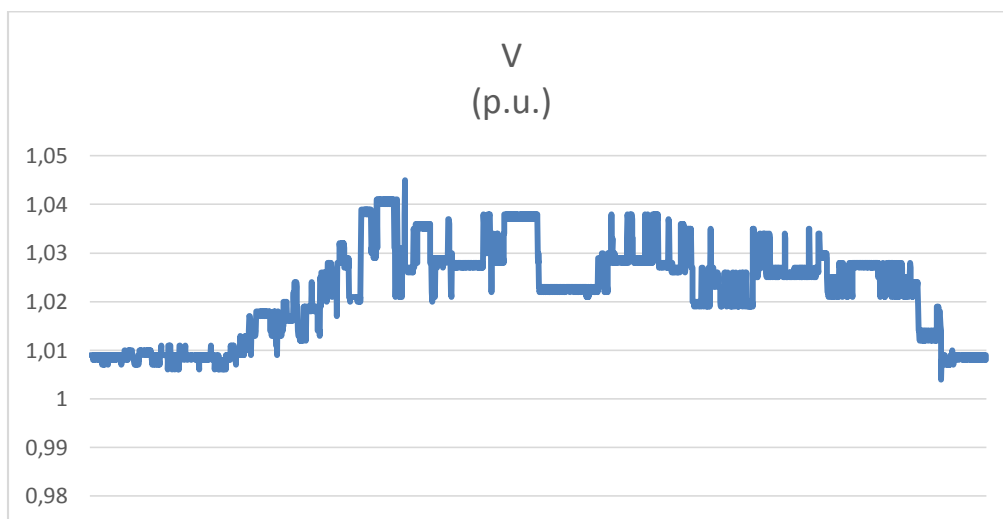
##### *Perfil de voltaje*

En la Figura 4.30 se puede observar al alimentador según sus niveles de voltaje, estos niveles se encuentran entre 0,95 y 1,05 p.u. cumpliendo la Regulación de la ARCONEL.



**Figura 4.30** Alimentador 22 D según el voltaje en los nodos, incluyendo la carga de Jerusalén en demanda mínima.

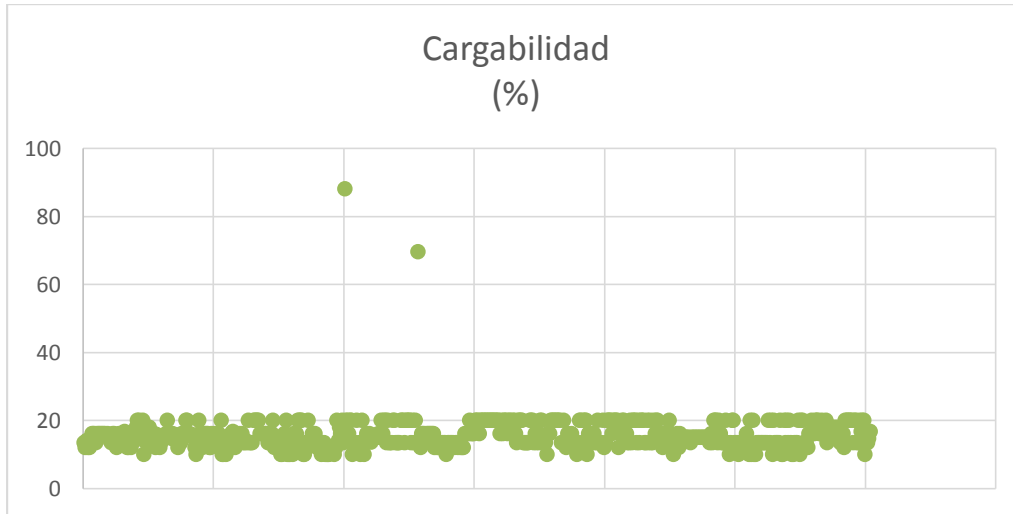
En la Figura 4.31 se observan los valores de voltaje en cada nodo en p.u., el valor máximo es 1,045 p.u. en el nodo que se conecta la HSJM, mientras que el mínimo tiene el valor de 1,004 en el nodo al cual se conecta la carga de Jerusalén.



**Figura 4.31** Perfil de voltaje, incluyendo la carga de Jerusalén en demanda mínima.

### Cargabilidad de transformadores

La cargabilidad de todos los transformadores del alimentador se muestra en la Figura 4.32. El transformador más cargado tiene un valor de 88,076% de su capacidad nominal, éste es el de la HSJM, mientras que hay varios transformadores cargados al 10 %.



**Figura 4.32** Cargabilidad de transformadores incluyendo la carga de Jerusalén en demanda mínima.

### Perdidas de potencia a la cabecera del alimentador

La Tabla 4.35 muestra las pérdidas de potencia para este caso, el total de pérdidas medidas en la cabecera del alimentador son 396,43 kW, las mayores pérdidas se presentan en la fase B.

**Tabla 4.35** Pérdidas en la cabecera del alimentador 22 D, incluyendo la carga de Jerusalén en demanda mínima.

Nom	V (kV)	I (A)	Pc (kW)	Pf (kW)	PA (kW)	PB (kW)	PC (kW)	Total P (kW)
22D	23,1	78,5	273,34	65,28	107,63	152,1	136,69	396,43

Según los resultados obtenidos se observa que el alimentador 22 D conectado a la central HSJM a través de la línea seleccionada, presenta un funcionamiento adecuado con perfiles de voltaje que están dentro de lo establecido en la Regulación de la ARCONEL y cargabilidad de transformadores de distribución y pérdidas de potencia aceptables.

## 5. SISTEMA DE PROTECCIONES

En el presente capítulo se analiza la situación actual del sistema de protecciones del alimentador 22 D, se establece un ajuste de protecciones y coordinación a lo largo de la troncal principal, con la inclusión de la central Hidroeléctrica San José de Minas conectada a la red de la EEQ, la coordinación se realiza mediante el software CYMTCC de Cymdist. Además, se verifica si las capacidades operativas de los equipos de corte y seccionamiento instalados dentro de la zona de influencia del alimentador son adecuadas bajo las nuevas condiciones operativas de la red.

### 5.1 Situación Actual

Con la central HSJM en funcionamiento y entregando energía al alimentador mediante la alternativa de conexión seleccionada previamente en el capítulo anterior, bajo esta nueva condición operativa se realiza un análisis, un estudio de corrientes de cortocircuitos. Actualmente, este alimentador también se encuentra conectado a otra fuente de GD, la cual es la central Hidroeléctrica Perlabí.

En cuanto a equipos de protección, actualmente se encuentran instalados fusibles, interruptores, seccionadores, un reconectador y un relé de sobre corriente 50/51 en la cabecera de la subestación.

#### *Reconectador*

Dentro del alimentador se encuentra instalado un reconectador electrónico de marca NOJA OSM, este recibe el nombre de R000394. En la Figura 5.1 se puede observar su ubicación dentro de la red, y en la Figura 5.2 se lo observa in situ, se encuentra ubicado en el sector La Josefina.

En la Tabla 5.1 se observan los ajustes con los cuales el reconectador está configurado actualmente, el mismo que está programado para tener únicamente curvas temporizadas o lentas, tanto para fase y para neutro o tierra, no está configurado con una curva instantánea o rápida, por tanto la filosofía de protecciones en este caso para la coordinación, es de fusible – reconectador, es decir el reconectador actúa como respaldo, al no tener una curva rápida no brinda protección al fusible. En la Figura 5.3 se observan las curvas tiempo- corriente de este reconectador.



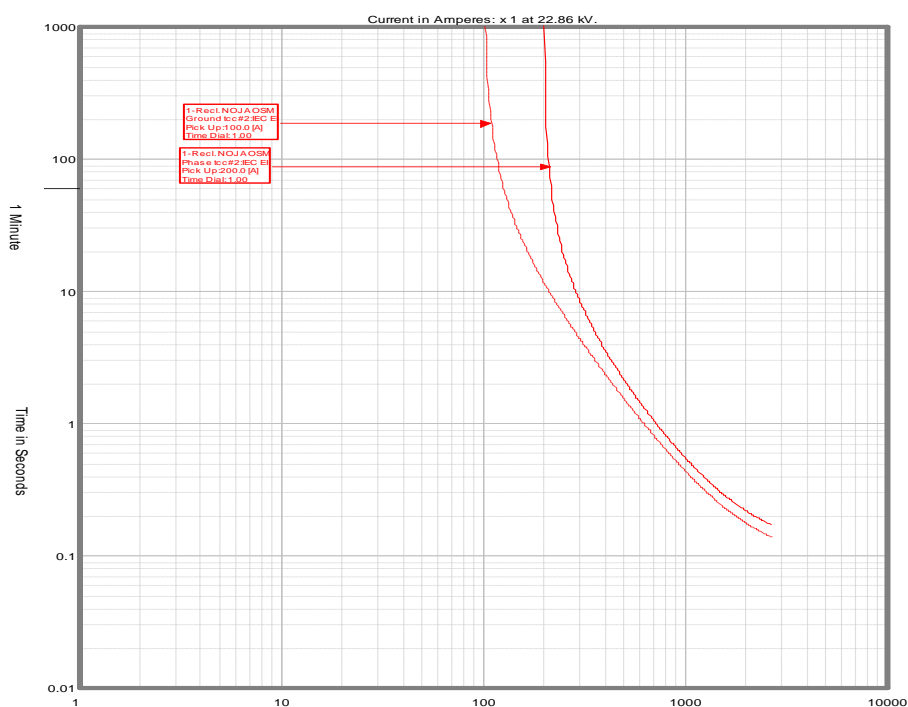
**Figura 5.1** Ubicación de reconector dentro del alimentador 22 D.



**Figura 5.2** Reconector R000394 ubicado en el sector La Josefina

**Tabla 5.1** Ajustes Reconector R000394.

TIPO	FASE LENTA		TIERRA LENTA	
	CURVA	IEC-EI	CURVA	IEC-EI
OSM NOJA	CORRIENTE PICK UP	200 A	CORRIENTE PICK UP	100 A
	CORRIENTE INSTANTÁNEA	2000 A	CORRIENTE INSTANTÁNEA	1600 A
	MULTIPLICADOR	0,13	MULTIPLICADOR	0,42
	ADICIONADOR	0,11	ADICIONADOR	0,09

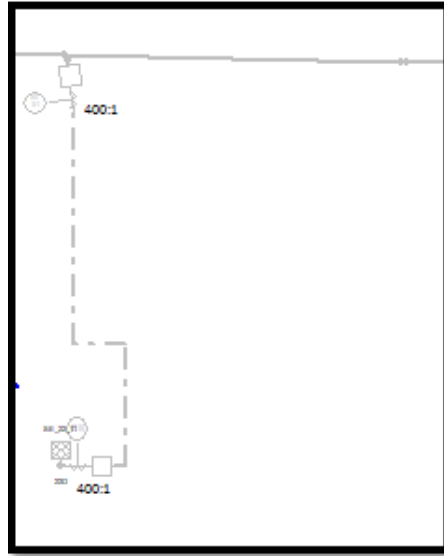


**Figura 5.3** Curvas tiempo – corriente Reconector R000394.

*Relé de sobrecorriente*

El alimentador actualmente cuenta con un relé de sobrecorriente de marca Siemens, tanto para fase 50/51 y 50/51 N para neutro o tierra, se encuentra ubicado a la salida de la cabecera del alimentador como se observa en la Figura 5.4.

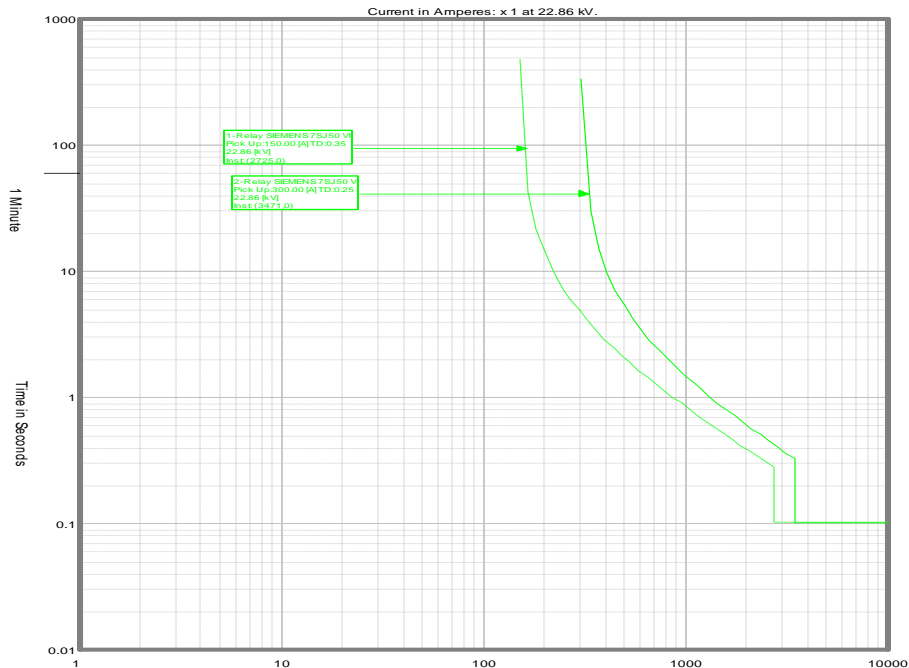
Ambos relés cuentan con un TC de 400:1. En la Tabla 5.2 se observan los ajustes con el cual el relé se encuentra actualmente configurado. En la Figura 5.5 Curvas tiempo – corriente del Relé de Fase y Neutro. se observa las curvas tiempo- corriente de este relé de sobrecorriente.



**Figura 5.4** Ubicación Relé Sobrecorriente 50/51 y 50/51 N [Impresión Cyme]

**Tabla 5.2** Ajustes del Relé Sobrecorriente 50/51.

<b>TIPO</b>	<b>RELÉ DE FASE</b>			
<b>SIEMENS</b>	TAP	LEVER	CURVA	INSTANTÁNEO
	300 A	0,210	VI-IEC	3471 A
<b>TIPO</b>	<b>RELÉ DE TIERRA</b>			
<b>SIEMENS</b>	TAP	LEVER	CURVA	INSTANTÁNEO
	150 A	0,34	VI-IEC	2725 A



**Figura 5.5** Curvas tiempo – corriente del Relé de Fase y Neutro.

### *Fusibles*

Dentro del alimentador se encuentran instalados dos tipos de fusibles: los que se instalan en las derivaciones y los que brindan protección a los transformadores.

Los fusibles que se instalan en las derivaciones de la troncal, aíslan las fallas seccionando esa línea del resto de la red, poseen las curvas características tiempo-corriente, estas curvas varían dependiendo del tipo, dentro de este alimentador se encuentran instalados fusibles tipo K de marca Lufhser, la capacidad nominal de estos varía conforme sea necesaria la capacidad de corriente. Se encuentran instalados fusibles de varias capacidades, desde tipo 2K hasta 65 K, la diferencia entre estos es la capacidad de corriente, como se puede observar en la Figura 5.6. En la Tabla 5.3 se encuentran las capacidades de los fusibles instalados dentro de este alimentador.

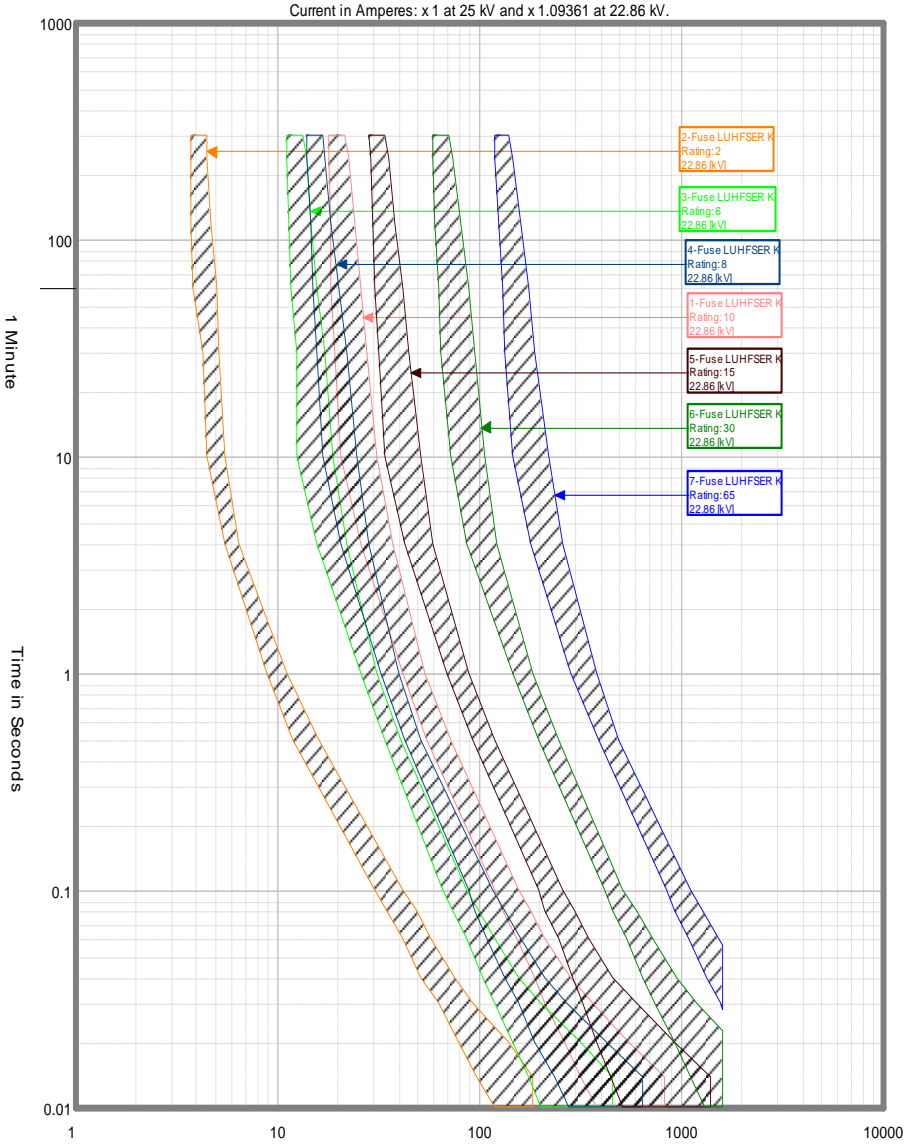
Para una correcta coordinación, los fusibles instalados en las derivaciones secundarias deben ser de menor capacidad que los que se encuentran en la derivación principal. Los fusibles poseen dos curvas, una máxima y mínima, para la coordinación de tiempos entre curvas, se usa la máxima curva.



El otro tipo de fusibles instalados, se utilizan para la protección de los transformadores estos son de tipo Dual o Slow Fast, su valor depende de la capacidad y tipo del transformador.

**Tabla 5.3** Tipos de fusibles tipo K LUFHSER.

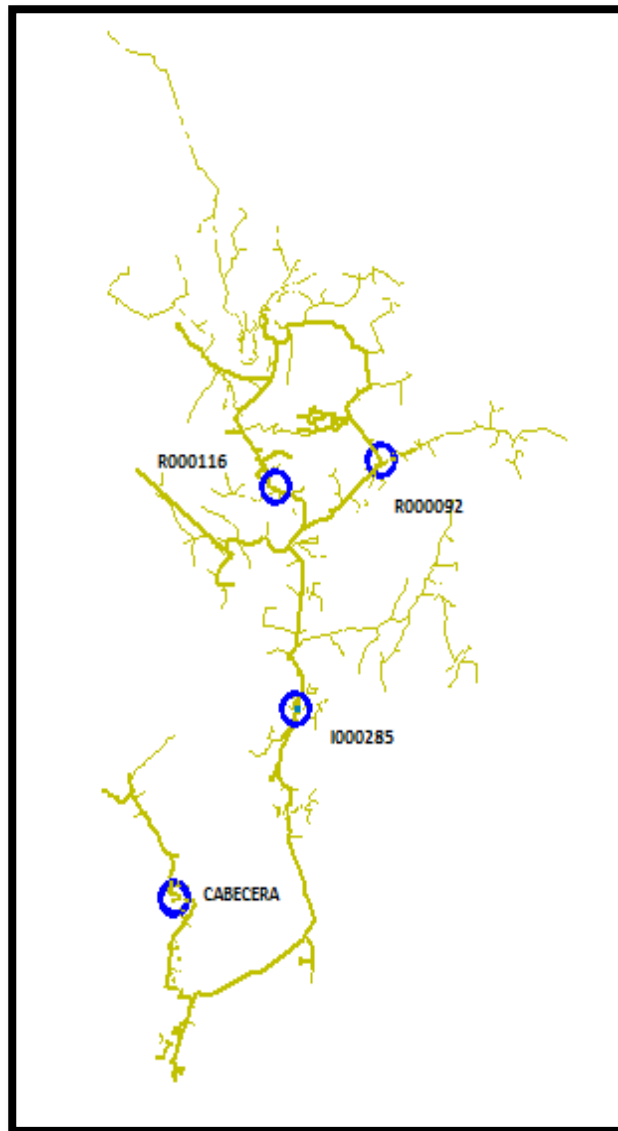
TIPO K						
2	5	8	10	15	30	65



**Figura 5.6** Curvas de fusibles tipo K LUFHSER.

### *Interruptores*

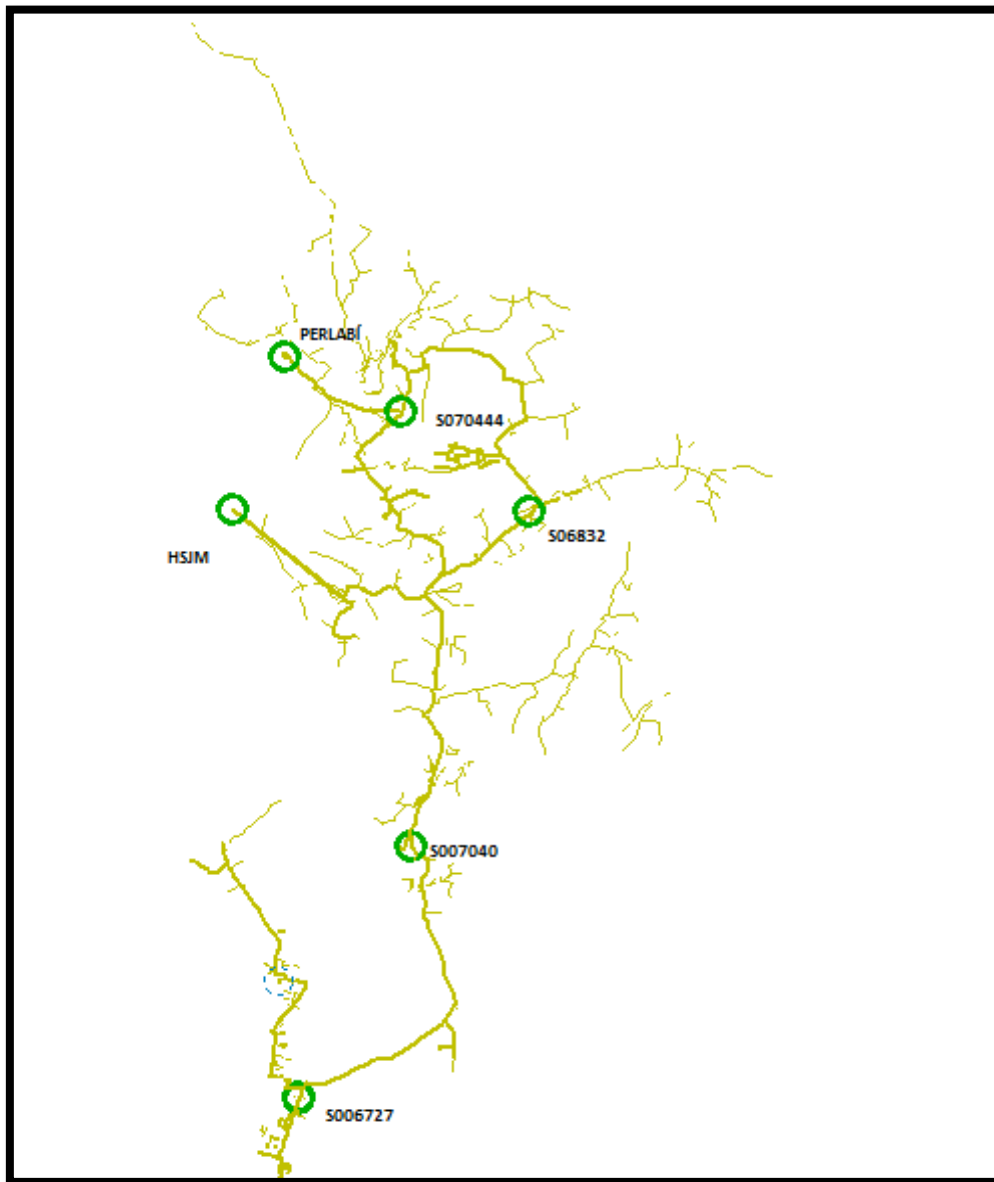
Actualmente, en el alimentador se encuentran instalados cuatro interruptores, su ubicación se observa en la Figura 5.7. Dos de ellos son reconectores electromecánicos de marca MCGRAW EDISON, que son el R000092 y el R000116, actualmente están configurados como interruptores, ya que solo tienen una operación de apertura, por tanto, dentro del sistema se modela como tal. También se encuentran los interruptores controlados por Relé que se ubican a la salida de la cabecera de la subestación, finalmente el interruptor I000285 que se ubica aguas arriba del reconector R000394.



**Figura 5.7** Interruptores instalados en el alimentador.

### Seccionadores

Actualmente, en el alimentador 22 D se encuentran instalados seis seccionadores, como se observa en la Figura 5.8, estos corresponden a los que se encuentran ubicados a la salida de las centrales Perlabí y San José de Minas, el S006727 se encuentra ubicado en la salida de la cabecera de la subestación, el S07044 ubicado en la derivación hacia Perlabí, S06832 ubicado en el sector de Atahualpa y S007040 ubicado en el sector de Puéllaro.



**Figura 5.8** Seccionadores instalados en el alimentador.

## 5.2 Estudio de Cortocircuitos

Debido a la entrada del generador de la central Hidroeléctrica San José de Minas, las corrientes de cortocircuito aumentan por el aporte de este, por tanto es necesario conocer las máximas y mínimas corrientes de falla, mediante un estudio de corrientes de cortocircuito para las condiciones actuales y bajo la nueva condición operativa. El estudio se desarrolla tanto para condiciones de demanda máxima y mínima, se ha considerado los siguientes tipos de fallas: falla trifásica (LLL) monofásica (LL), bifásica aislada (LG) y bifásica a tierra (LLG). Según la Regulación 004-15 se debe indicar el incremento de la potencia de cortocircuito debida a la introducción del generador y verificar que no se superen los niveles de potencia de cortocircuito que pueden soportar los equipos existentes.

Para cortocircuitos trifásicos en la subestación 22 San Antonio de nivel 28,8 kV, los parámetros se observan en la Tabla 5.4 Parámetros cortocircuitos trifásicos. y para cortocircuitos monofásicos en la Tabla 5.5 El cálculo de las corrientes se lo simula bajo la norma IEC 60909.

**Tabla 5.4** Parámetros cortocircuitos trifásicos.

Subestación	Ikss [kA]	Skss[kVA]	Equivalente de Thevenin		
			R [ohmios]	X [ohmios]	X/R
<b>San Antonio 22</b>	5,42	215,83	0,11	2,69	23,84

**Tabla 5.5** Parámetros cortocircuitos trifásicos.

Subestación	Ikss [kA]	Skss[kVA]	Equivalente de Thevenin				
			R1 [ohmios]	X1 [ohmios]	R0 [ohmios]	X0 [ohmios]	X/R
<b>San Antonio 22</b>	5,42	220,24	0,11	2,69	0,07	2,46	26,08

**Tabla 5.6** Corrientes de cortocircuitos en la subestación.

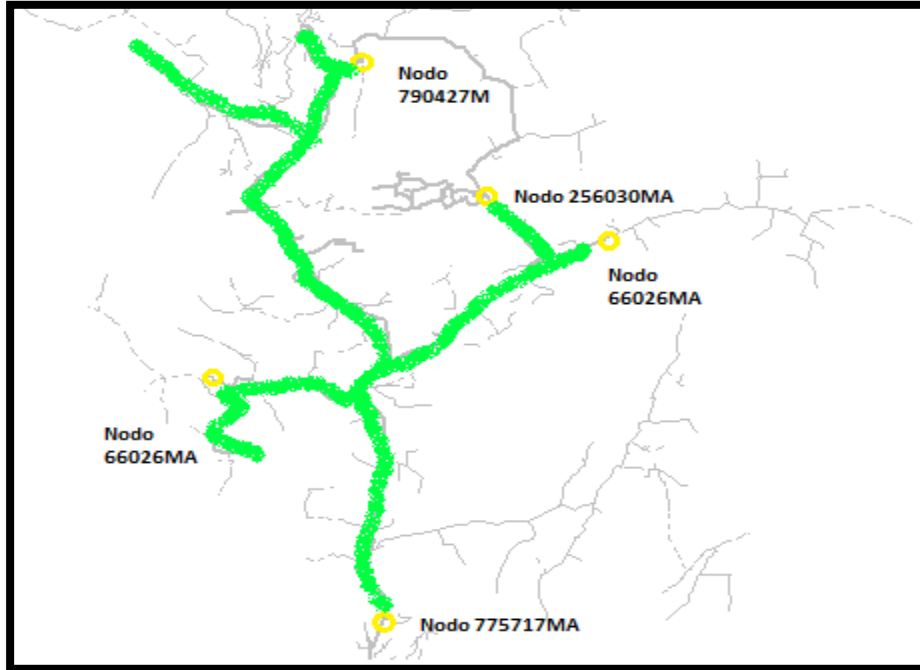
<b>SIN LA INCLUSIÓN DEL GENERADOR SAN JOSÉ DE MINAS EN DEMANDA MÁXIMA</b>				
<b>Subestación</b>	<b>LLL (kA)</b>	<b>LG (kA)</b>	<b>LL (kA)</b>	<b>LLG (kA)</b>
<b>22</b>	6,002	6,06	5,19	6,14
<b>CON INCLUSIÓN DEL GENERADOR SAN JOSÉ DE MINAS EN DEMANDA MÍNIMA</b>				
<b>Subestación</b>	<b>LLL (kA)</b>	<b>LG (kA)</b>	<b>LL (kA)</b>	<b>LLG (kA)</b>
<b>22</b>	6,002	6,09	5,19	6,15
<b>SIN LA INCLUSIÓN DEL GENERADOR SAN JOSÉ DE MINAS EN DEMANDA MÍNIMA</b>				
<b>Subestación</b>	<b>LLL (kA)</b>	<b>LG (kA)</b>	<b>LL (kA)</b>	<b>LLG (kA)</b>
<b>22</b>	5,75	5,85	4,98	5,91
<b>CON INCLUSIÓN DEL GENERADOR SAN JOSÉ DE MINAS EN DEMANDA MÍNIMA</b>				
<b>Subestación</b>	<b>LLL (kA)</b>	<b>LG (kA)</b>	<b>LL (kA)</b>	<b>LLG (kA)</b>
<b>22</b>	5,75	5,85	4,98	5,91

Mediante los resultados obtenidos en la Tabla 5.6, con la inclusión de generación distribuida de San José de Minas, las corrientes de cortocircuito en la subestación aumentan aproximadamente a 250 Amperios, es decir incrementan un 4,27 %, este valor no es considerable, debido a que la fuente de GD se encuentra lejos de la misma, por tanto es necesario delimitar una zona de influencia en los nodos donde el incremento sea considerable.

### **5.3 Zona de Influencia**

Una vez realizado el estudio de cortocircuitos, es necesario delimitar una zona de influencia. Esta zona se la delimita con base en el porcentaje de incremento de las corrientes en los nodos del alimentador y los valores máximos, con el objetivo de establecer las protecciones instaladas que necesitan ser reajustadas o cambiadas.

Se determinó que la zona de influencia delimita desde el nodo 299562MA al Norte hasta el nodo 775717MA al Sur, hacia el Este hasta el nodo 66026MA, hacia el Oeste hasta los nodos 256030MA y 790427MA, como se observa en la Figura 5.9 Zona de Influencia. Las corrientes de cortocircuitos en demanda máxima para estos nodos se encuentran en la Tabla 5.7 y en la Tabla 5.8, para demanda mínima.



**Figura 5.9** Zona de Influencia

**Tabla 5.7** Corrientes de cortocircuito en los nodos seleccionados para demanda máxima.

<b>SIN LA INCLUSIÓN DEL GENERADOR SAN JOSÉ DE MINAS</b>				
<b>Nodo</b>	<b>LLL (kA)</b>	<b>LG (kA)</b>	<b>LL (kA)</b>	<b>LLG (kA)</b>
299562MA	1,36	1,13	1,15	1,28
775717MA	1,77	1,45	1,50	1,65
66026MA	1,25	1,02	1,06	1,17
256030MA	1,23	1,002	1,04	1,15
790427MA	1,26	1,17	1,07	1,24
<b>CON INCLUSIÓN DEL GENERADOR SAN JOSÉ DE MINAS</b>				
<b>Nodo</b>	<b>LLL (kA)</b>	<b>LG (kA)</b>	<b>LL (kA)</b>	<b>LLG (kA)</b>
299562MA	1,87	2,07	1,60	2,03
775717MA	2,18	1,98	1,86	2,09
66026MA	1,55	1,41	1,32	1,49
256030MA	1,52	1,36	1,29	1,44
790427MA	1,51	1,46	1,29	1,50

**Tabla 5.8** Corrientes de cortocircuito en los nodos seleccionados para demanda mínima.

<b>SIN LA INCLUSIÓN DEL GENERADOR SAN JOSÉ DE MINAS</b>				
<b>Nodo</b>	<b>LLL (kA)</b>	<b>LG (kA)</b>	<b>LL (kA)</b>	<b>LLG (kA)</b>
299562MA	1,29	1,06	1,09	1,21
775717MA	1,68	1,37	1,43	1,56
66026MA	1,18	0,96	1,008	1,11
256030MA	1,16	0,94	0,98	1,08
790427MA	1,20	1,13	1,02	1,19

CON INCLUSIÓN DEL GENERADOR SAN JOSÉ DE MINAS				
Nodo	LLL (kA)	LG (kA)	LL (kA)	LLG (kA)
299562MA	1,87	2,07	1,60	2,03
775717MA	2,18	1,98	1,86	2,09
66026MA	1,55	1,41	1,32	1,49
256030MA	1,52	1,36	1,29	1,44
790427MA	1,51	1,46	1,29	1,50

## 5.4 Ajustes Relé de Sobrecorriente

Como se recomendó en el Capítulo Cuatro, es necesario instalar un relé de sobrecorriente para la protección de la línea que conecta la central con el alimentador 22 D, para lo cual se establecerán los ajustes para este relé, según los siguientes criterios:

Tipo de curva: Esta viene dada por el fabricante, existen diferentes tipos de curvas: inversa, muy inversa y extremadamente inversa.

Corriente de Tap: Para este valor de ajuste se considera el calibre del conductor de menor capacidad en la derivación de la troncal, la corriente nominal que circula a través de este, se toma el 80 % de dicho valor. Para Neutro se toma el 50 % del mismo valor. La EEQ ha establecido que, para el nivel de voltaje de 22,8 kV, los valores son de 300 A para fase y 150 A para neutro.

Instantáneo: Para este valor de ajuste se considera el 80% del valor de la corriente de falla de fase hasta el primer reconectador en la troncal, y de la misma manera para el de tierra pero con la falla a tierra, en este caso el reconectador.

Dial: Permite determinar el retardo de tiempo para la operación del relé, este se ajusta con base en los tiempos mínimos y máximos de operación entre los dispositivos de protección, los tiempos mínimos se observan en la Tabla 5.11, mientras que el tiempo máximo debe ser un segundo.

TC: Para establecer el valor de este, se determina la corriente pico máxima ( $i_p \max$ ), y se lo divide para el factor límite de precisión, obteniéndose así la corriente nominal del primario del transformador ( $I_{TC}$ ). Para asegurar que la relación de TC sea adecuada, se debe verificar que la  $I_{TC}$  normalizada sea mayor que la corriente en demanda máxima ( $I_{Dmax}$ ).

El valor nominal de los relés de protección en este estudio es de 5 A, este valor determina la corriente nominal del secundario del TC.

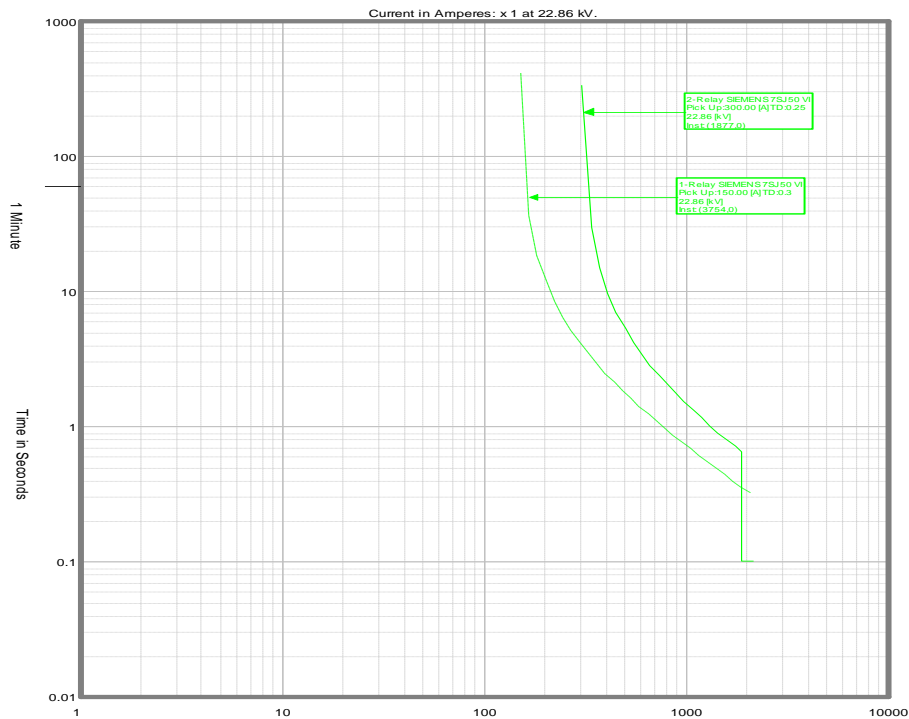
$$i_p \text{ máx} = 12,5418 \text{ [kA]}$$

$$I_{TC} = \frac{12,5418}{20} \times 1000 = 627,09 \text{ [A prim]}$$

$I_{TC}$  normalizada 800:5

$$I_{Dmax} = 142 \text{ A} , I_{TC} \text{ normalizada} > I_{Dmax}$$

En la Tabla 5.9 se observa los ajustes para el relé de sobrecorriente; con base en estos, se analizarán los tiempos de coordinación. En la Figura 5.8 se observa la curva del relé.



**Figura 5.10** Relé de Sobrecorriente en la LT hacia la HSJM.

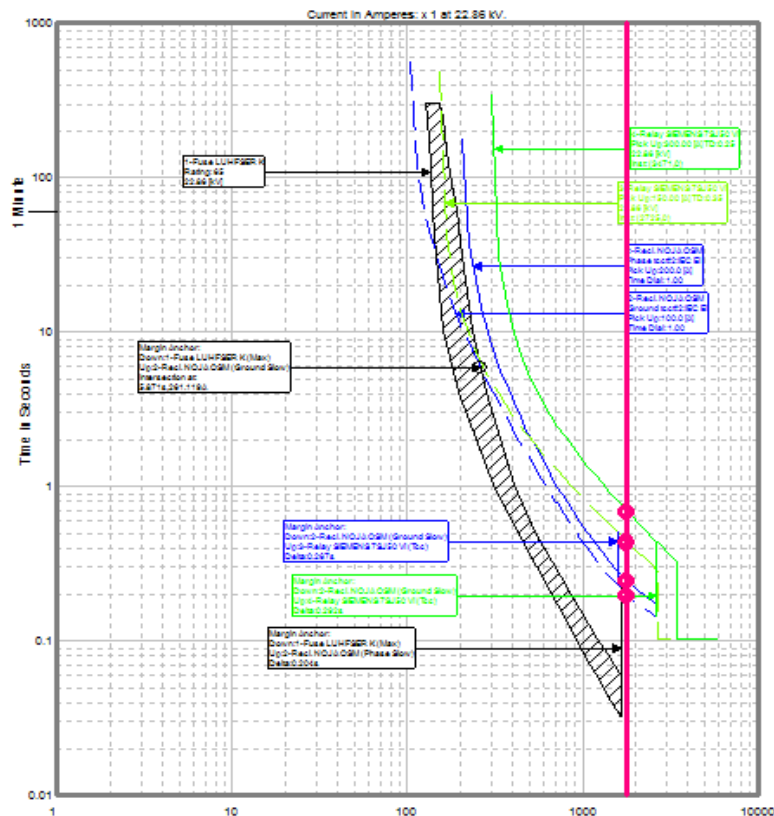
**Tabla 5.9** Ajustes de Relé Sobrecorriente 50/51 para la LÍNEA.

TIPO	RELÉ DE FASE			
SIEMENS	TAP	LEVER	CURVA	INSTANTÁNEO
	300 A	0,2	VI-IEC	1877 A
TIPO	RELÉ DE TIERRA			
SIEMENS	TAP	LEVER	CURVA	INSTANTÁNEO
	150 A	0,15	VI-IEC	2815 A



## 5.5 Fusibles dentro de la zona de influencia

Debido al ingreso de este nuevo generador aumenta la corriente de cortocircuito, la coordinación de los fusibles no es adecuada y necesitan ser cambiados. Para que exista coordinación, se tomará como ejemplo un fusible S06862, cuya capacidad actual es de 65 K, En la Figura 5.11 se puede observar los tiempos de coordinación vistos desde el fusible, aguas abajo existe una intersección entre la curva del fusible y el reconectador, no existe coordinación entre los elementos.



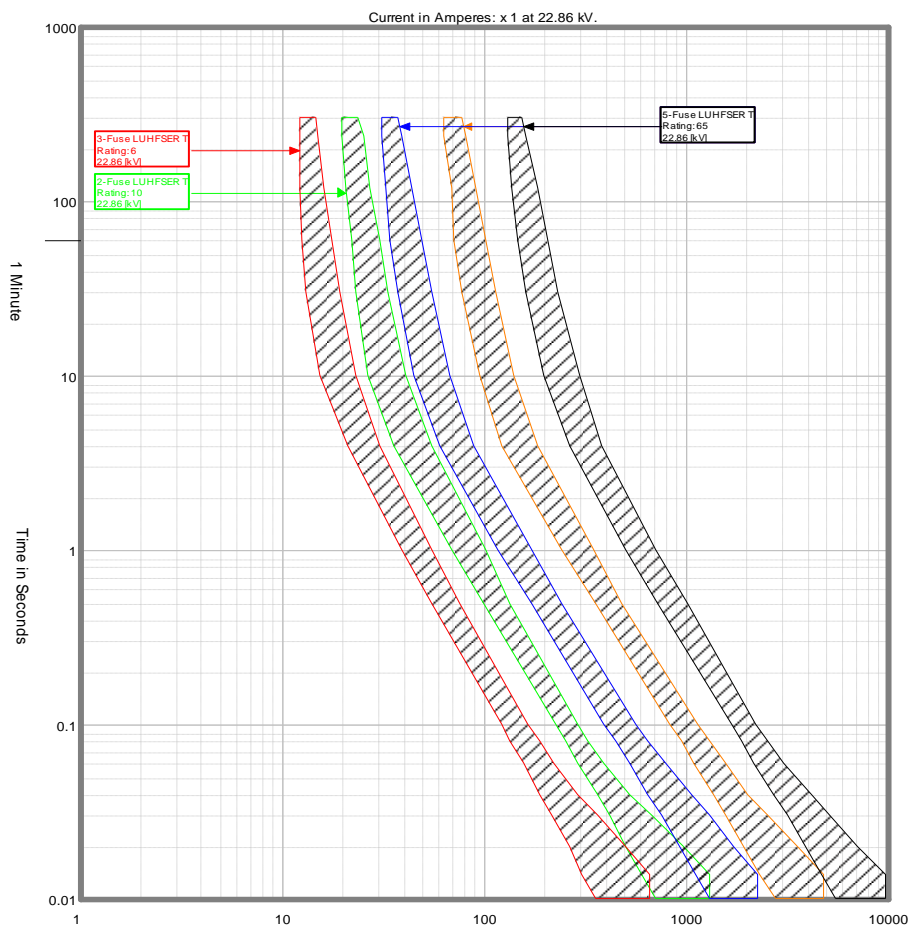
**Figura 5.11** Coordinación de elementos vistos desde el fusible S06862 aguas abajo.

La corriente de cortocircuito máxima es de 1788,9 Amperios, los tiempos de despeje de los dispositivos de protección se observan en la Figura 5.12.

Device	Curve	Seconds
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.1956
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.2418
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.4325
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.6802

**Figura 5.12** Tiempos de operación de los equipos para el R000394 para la máxima corriente de cc.

La EEQ, con el fin de homologar los fusibles, ha establecido la utilización de fusibles tipo T, determinados, mediante un estudio, como los más adecuados para instalarse en las derivaciones debido a su tiempo de operación, los valores estándar de los fusibles tipo T Lufhser se observan en la Figura 5.13. Las capacidades nominales de corriente son de 65, 30, 15, 10 y 65 A. Con base en estos valores se determinará los nuevos fusibles a instalarse bajo esta nueva condición operativa. En la Tabla 5.10 se observan los fusibles instalados dentro de la zona de influencia, el valor actual y el tipo a instalarse.



**Figura 5.13** Valores Nominales de Fusibles tipo T.

**Tabla 5.10** Fusibles dentro de la zona de influencia.

Nombre	Capacidad Actual	Capacidad Nueva
S011764	15K	30T
S006815	15K	30T
S006821	30K	30T
S006834	15K	30T
S003540	15K	30T
S06836	30K	30T
S06899	5K	15T
S003373	2K	15T
S06838	30K	15T
S006835	30K	30T
S006859	5K	30T
S006858	15K	30T
S06862	65K	30T
S004612	30K	30T

<b>S06867</b>	30K	30T
<b>S06868</b>	30K	30T
<b>S006872</b>	30K	30T
<b>S006874</b>	5K	15T
<b>S06843</b>	15K	30T
<b>S06887</b>	15K	15T
<b>S06845</b>	5K	15T
<b>S06849</b>	5K	15T
<b>S06847</b>	2K	15T
<b>S006854</b>	10K	15T

## 5.6 Coordinación de Protecciones

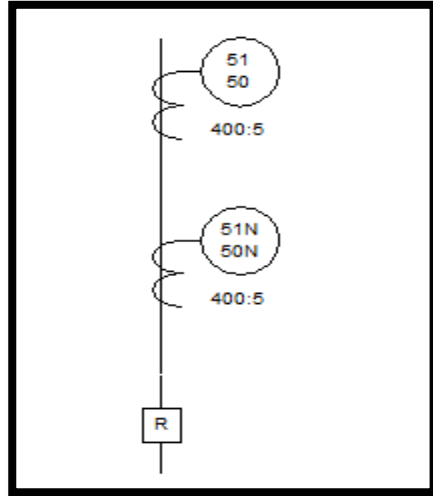
Mediante una coordinación adecuada, se puede conseguir un despeje oportuno cuando ocurra alguna falla ya sea temporal o permanente, asegurando así la protección de los equipos y personas. Para la coordinación de los elementos de protección dentro de los sistemas de distribución, la EEQ maneja ciertos tiempos mínimos entre estos, como se observa en la Tabla 5.11. Se debe asegurar la coordinación de las distintas protecciones para cualquier situación de operación del generador y del sistema.

**Tabla 5.11** Tiempos coordinación de protecciones.

<b>Coordinación</b>	<b>Tiempo mínimo (ms)</b>	<b>Tiempo recomendado (ms)</b>
<b>Relé – Relé</b>	200	250
<b>Reconectador – Relé</b>	200	250
<b>Fusible - Relé</b>	120	150
<b>Fusible – Reconectador</b>	120	150

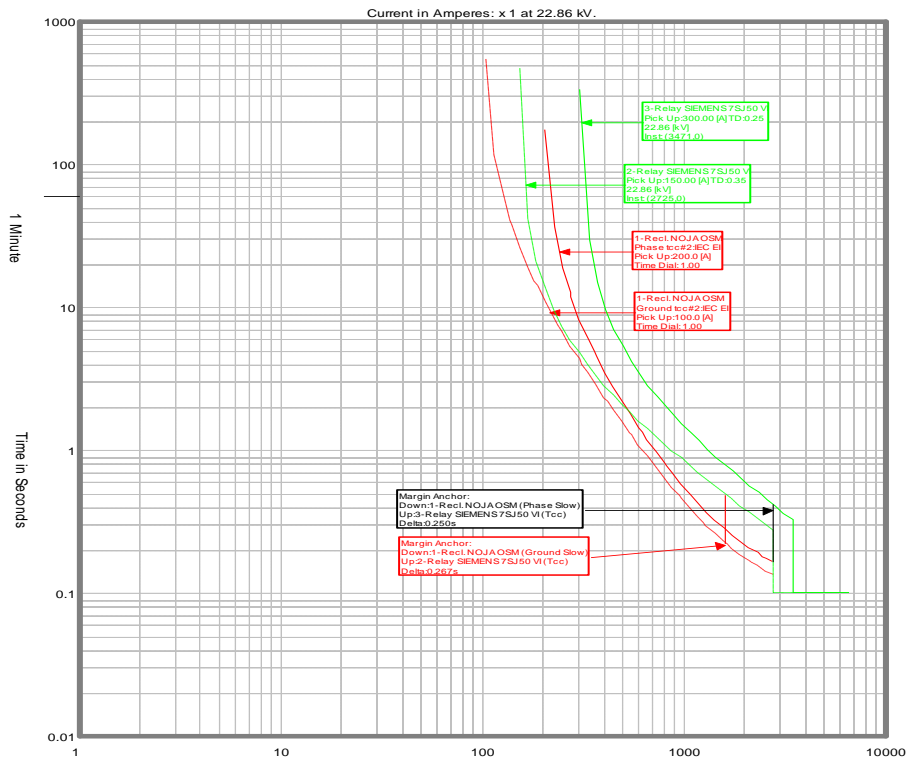
### 5.6.1 Coordinación Reconectador - Relé de Sobrecorriente

El único reconectador es el R00394, ubicado como se observa en la Figura 5.1, los dispositivos de protección en el análisis de coordinación se muestran en la Figura 5.14.



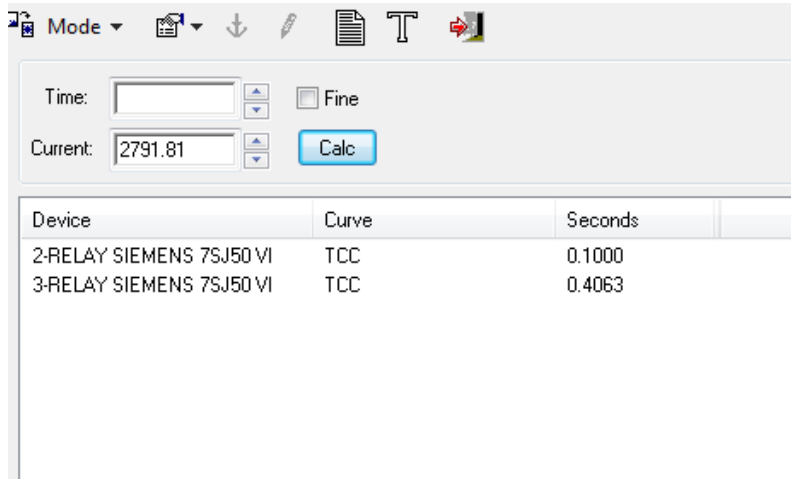
**Figura 5.14** Elementos a coordinar desde el reconfigurador R000394.

Se obtuvieron los resultados del análisis de coordinación de tiempos como se observa en la Figura 5.15, el tiempo entre el relé de fase y la fase lenta del reconfigurador es 0,25 segundos y entre el relé de tierra y la curva tierra lenta del reconfigurador es 0,267 segundos, estos tiempos se encuentran dentro de los rangos adecuados.

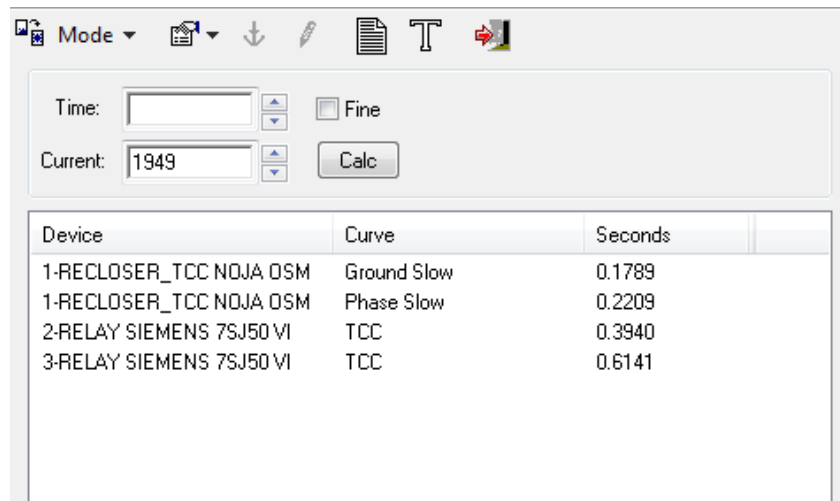


**Figura 5.15** Coordinación Relé de sobrecorriente – Reconfigurador.

La corriente de cortocircuito (cc) máxima para este fusible es de 2791,81 A y la mínima es de 1949 A, Los tiempos de despeje de la falla de los equipos para la corriente máxima se observan en la Figura 5.16 y para la mínima en la Figura 5.17.



**Figura 5.16** Tiempos de operación de los equipos para el R000394 para la máxima corriente de cc.



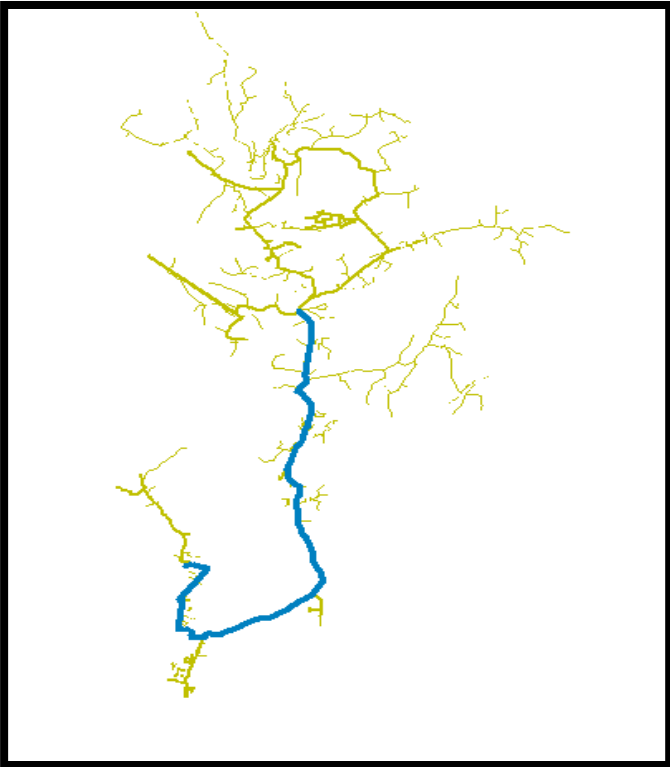
**Figura 5.17** Tiempos de operación de los equipos para para el R000394 para la mínima corriente de cc.

### 5.6.2 Coordinación a lo largo del troncal principal

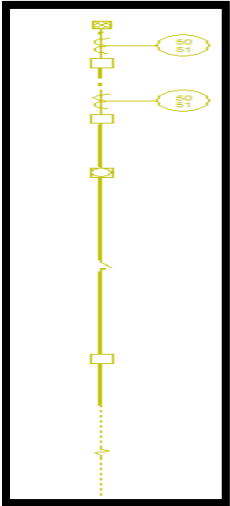
La coordinación se realiza a lo largo del troncal principal del alimentador 22 D en el escenario operativo de demanda máxima, dentro de la zona de influencia, incluyendo los nuevos dispositivos y equipos a instalarse. El análisis de los tiempos de coordinación se lo realiza de forma bidireccional, aguas arriba del elemento y aguas abajo del mismo. En este capítulo se toma como ejemplo un fusible, el resto del análisis de coordinación se

encuentra en el ANEXO V. RESULTADOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA TRONCAL PRINCIPAL DEL ALIMENTADOR 22 D, el fusible de ejemplo es el S06835 de 30T, ubicado como se observa en la Figura 5.18.

Aguas abajo, los dispositivos a coordinar aguas abajo, se observan en la Figura 5.19.

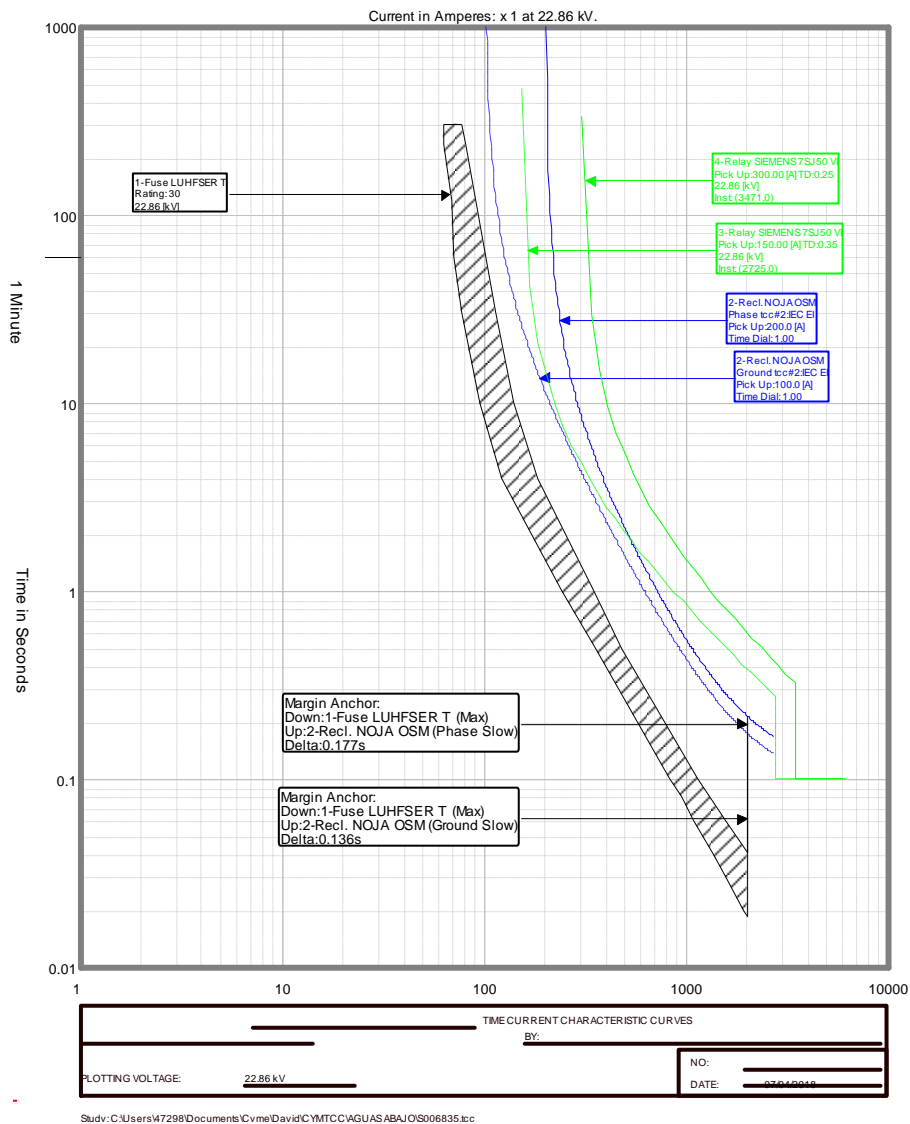


**Figura 5.18** Ubicación fusible S006835.



**Figura 5.19** Elementos a coordinar aguas abajo desde el fusible S06835.

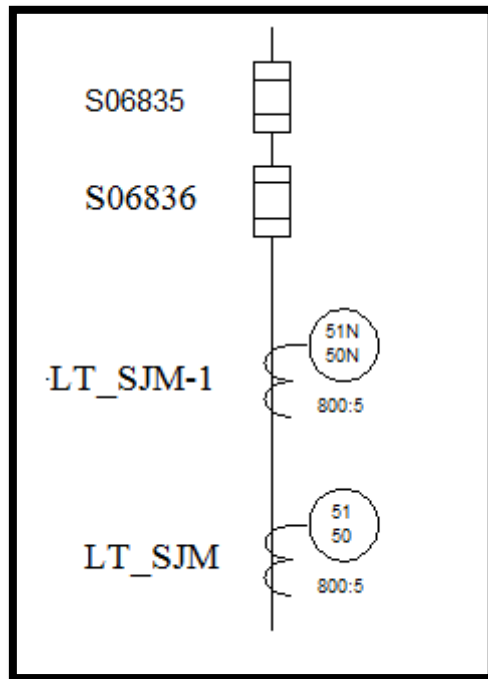
Se obtuvieron los siguientes resultados de coordinación que se observa en la Figura 5.20, los tiempos de coordinación entre la curva de fase lenta del reconectador y la máxima curva del fusible es 0,177 s, entre la curva de tierra lenta del reconectador y la máxima curva del fusible es 0,136 s. Los tiempos están dentro de los rangos establecidos y son adecuados, los tiempos de despeje entre relé y reconectador son mayores que entre reconectador y fusible, por tanto la coordinación es adecuada.



**Figura 5.20** Coordinación desde el fusible S06835 aguas abajo.

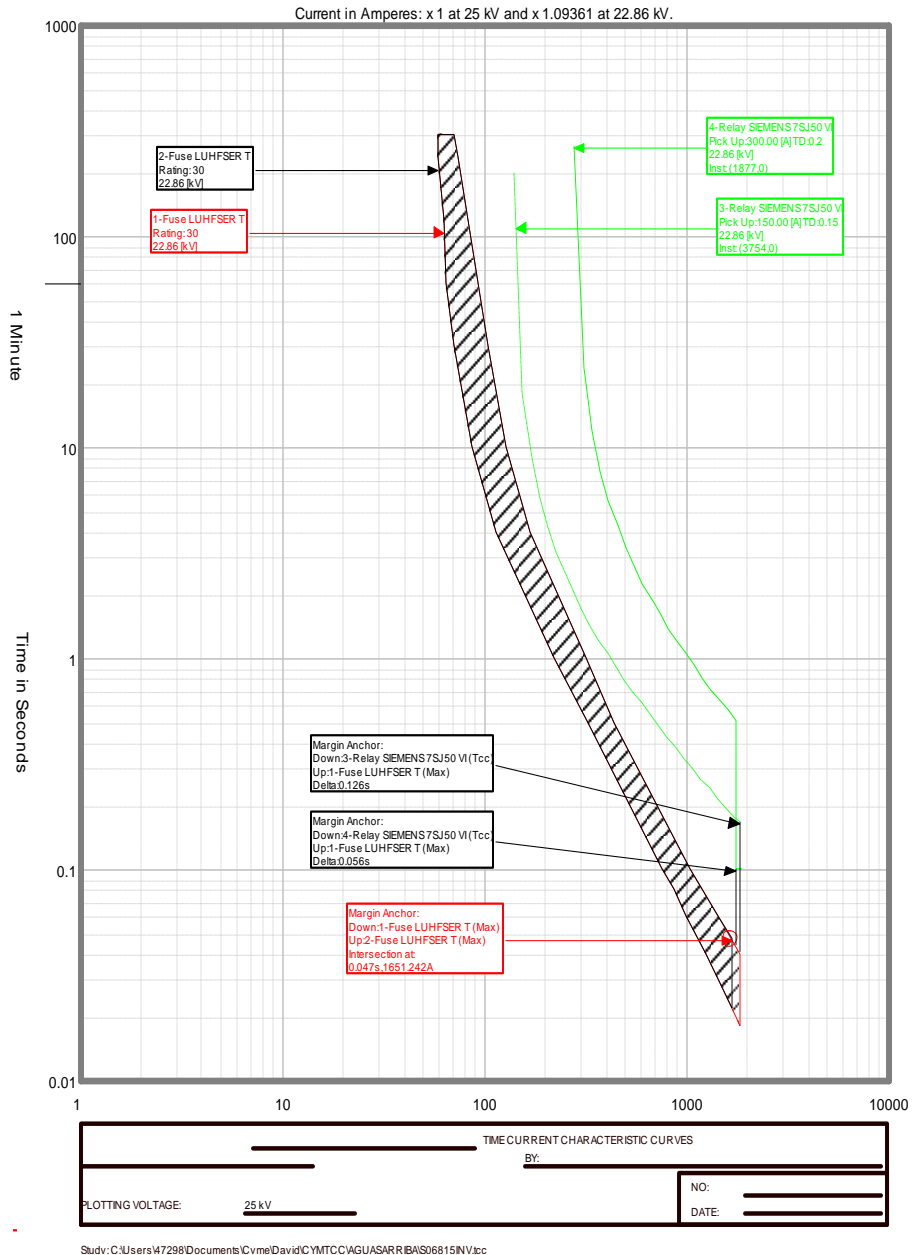


Aguas Arriba, los dispositivos a coordinar aguas abajo, se observan en la Figura 5.21.



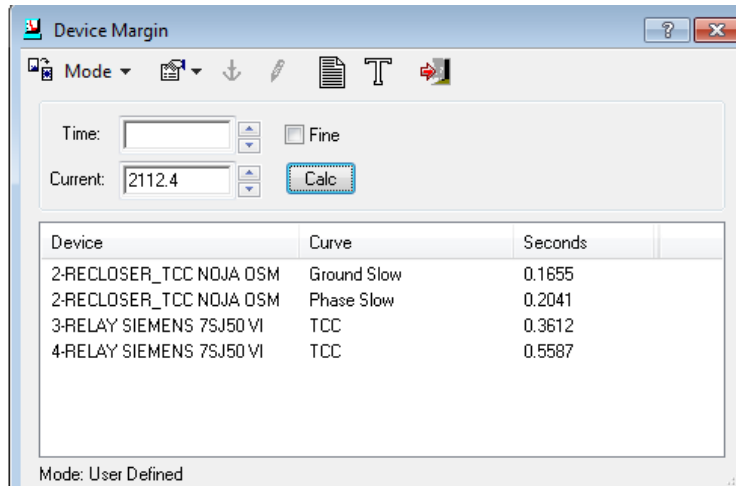
**Figura 5.21** Elementos a coordinar aguas arriba desde el fusible S06835.

Se obtuvieron los siguientes resultados de coordinación que se observan la Figura 5.22, los tiempos de coordinación entre la curva temporizada de tierra del relé y la máxima curva del fusible es 0,126 s, entre la curva temporizada de fase del relé y la máxima curva del fusible es 0,056 s. Los tiempos están dentro de los rangos establecidos.

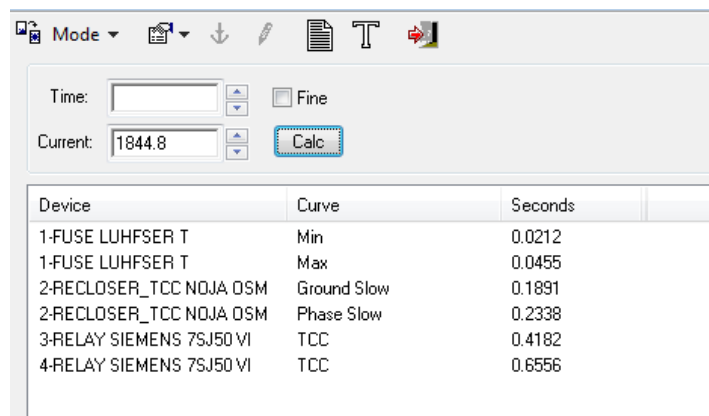


**Figura 5.22** Coordinación desde el fusible S06835 aguas arriba.

La corriente de corto circuito máxima para este fusible es de 2212,4 A y la mínima es de 1844,8 A, Los tiempos de despeje de la falla de los equipos para la corriente máxima se observan en la Figura 5.23 y para la mínima en la Figura 5.24.



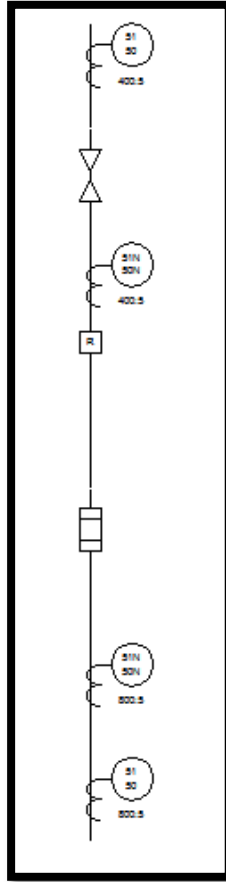
**Figura 5.23** Tiempos de operación de los equipos para el fusible S004612 para la máxima corriente de cortocircuito.



**Figura 5.24** Tiempos de operación de los equipos para el fusible S004612 para la mínima corriente de cortocircuito.

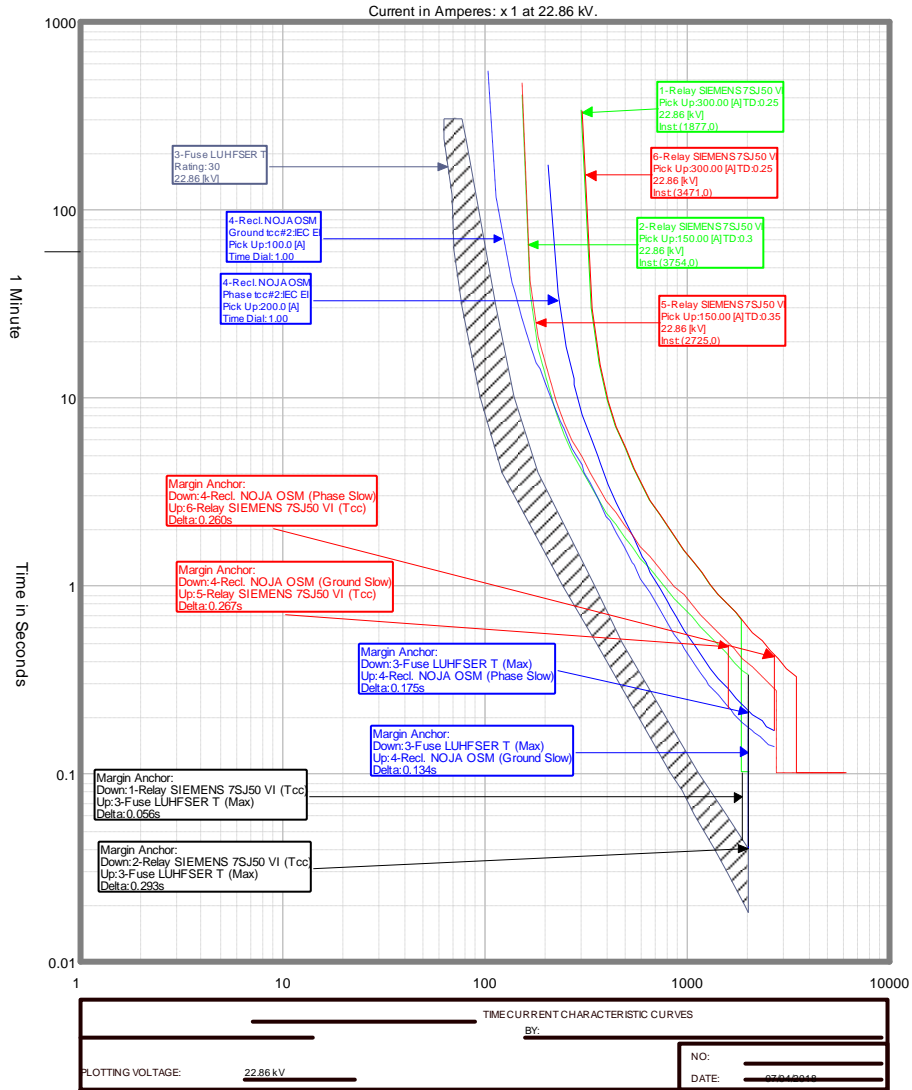
### 5.6.3 Coordinación de Protecciones en la línea hacia la HSJM

Para la coordinación vista desde el Relé 50/51 que se recomienda instalar, se analizan los tiempos de coordinación entre los equipos aguas abajo dentro de la troncal, los dispositivos a coordinar se observan en la Figura 5.25.



**Figura 5.25** Elementos a coordinar desde el fusible de la Línea hacia la HSJM.

Se obtuvieron los resultados de tiempos de coordinación como se observa en la Figura 5.26, , entre el relé de fase y la curva de fase lenta del reconectador 0,26 s, entre el relé de tierra y la curva de tierra lenta del reconectador 0,267 s, entre la curva temporizada de fase del reconectador y la curva máxima del fusible es 0,175 s, entre la curva temporizada de tierra del reconectador y la curva máxima del fusible es 0,134 s, entre la curva máxima del fusible y el relé temporizado de fase de la línea es 0,056 s y entre la curva máxima del fusible y el relé temporizado de tierra de la línea es 0,293s . Analizando estos tiempos, se determina que la coordinación es adecuada, ya que el orden de los tiempos de despeje de la falla es correcto.



**Figura 5.26** Coordinación fusible Línea hacia la HSJM.

La corriente de cortocircuito máxima para este fusible es de 2079,2 A y la mínima es de 1493,5 A, Los tiempos de despeje de la falla de los equipos para la corriente máxima se observan en la Figura 5.27 y para la mínima en la Figura 5.28.

Device	Curve	Seconds
4-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.1679
4-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.2071
5-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.3674
6-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5691

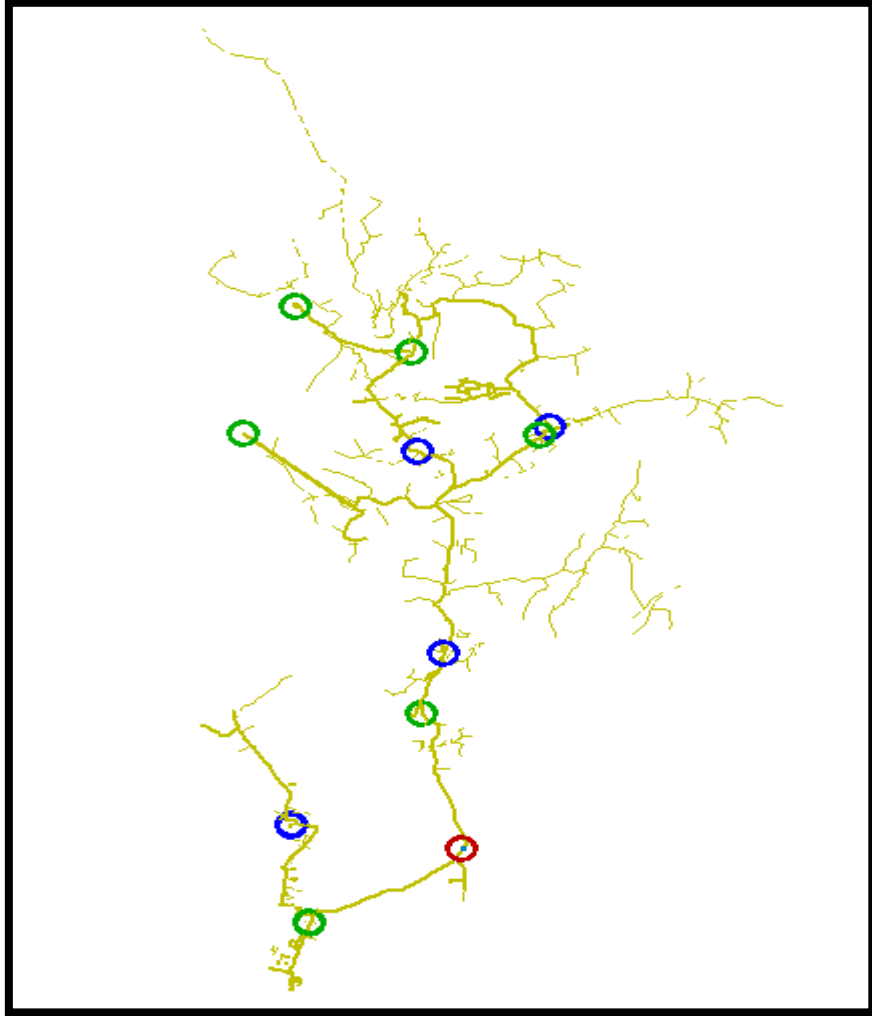
**Figura 5.27** Tiempos de operación de los equipos para para la LT hacia la HSJM para la máxima corriente de cortocircuito.

Device	Curve	Seconds
3-FUSE LUHFSE T	Min	0.0321
3-FUSE LUHFSE T	Max	0.0638
4-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.2413
4-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.2999
2-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.4522
5-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5276
6-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.8487
1-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.8487

**Figura 5.28** Tiempos de operación de los equipos para la LT hacia la HSJM para la mínima corriente de cortocircuito.

## 5.7 Verificación de los equipos de corte y seccionamiento dentro de la zona de influencia

Dentro del alimentador 22 D, los equipos de corte y seccionamiento se observan en la Figura 5.29, donde se encuentran: Reconectador (rojo), Interruptor (azul) y seccionadores (verde). En la Tabla 5.12 se detallan los equipos instalados dentro de la zona de influencia. Debido al ingreso de la GD a la red, se debe verificar el funcionamiento de estos equipos y si cumplen con los requerimientos de las nuevas corrientes de cortocircuito, para verificar se compara el valor de la corriente nominal y la corriente de cortocircuitos obtenida del estudio de cortocircuitos.



**Figura 5.29** Equipos de corte y seccionamiento en el alimentador 22 D.

Se recomienda que para las centrales hidroeléctricas San José de Minas y Perlabí, los seccionadores deben ser para el nivel de voltaje de al menos 25 kV, corriente 630 A y un BIL de 150 kV, ya que están diseñados para tolerar las corrientes nominales y las corrientes de cortocircuito que circulan los nodos a los cuales se conecta la generación, estas se observan en la Tabla 5.12 Los equipos a instalarse deben estar diseñados para estas condiciones.

**Tabla 5.12** Corrientes nominales y de cortocircuito que circulan por los nodos que se conectan a las centrales de GD.

San José de Minas			Perlabí		
<b>Corriente Nominal (A)</b>	Fase A	137,8	<b>Corriente Nominal (A)</b>	Fase A	58,5
	Fase B	140		Fase B	58,1
	Fase C	136,6		Fase C	59,4
<b>Corriente cortocircuito (kA)</b>	LLL	1,76	<b>Corriente cortocircuito (kA)</b>	LLL	1,50
	LG	2,12		LG	1,59
	LL	1,50		LL	1,28
	LLG	2,08		LLG	1,59

**Tabla 5.13** Equipos de corte y seccionamiento dentro de la zona de influencia.

Equipo	Nivel de Voltaje	Corriente	BIL	Ubicación	MARCA
Seccionador S07044	23 kV	100 A	150 kV	CHIRIMOYO	ABB MAURICIO
Seccionador S006832	23 kV	100 A	150 kV	ATAHUALPA SECTOR SAN FRANCISCO	ABB MAURICIO
INTERRUPTOR R000116	27 kV	630 A	150 kV	PILGARÁN	EDISON MCGRAW
INTERRUPTOR R000092	27 kV	630 A	150 kV	ATAHUALPA EN LA DERIVACIÓN A PIGANTA	EDISON MCGRAW

Los seccionadores instalados son de marca ABB, las especificaciones técnicas de los mismos se encuentran en la Tabla 5.14.

**Tabla 5.14** Datos técnicos seccionadores ABB [35].

Descripción	Mauricio ABB
Voltaje Nominal (kV)	25
Corriente Nominal (A)	200
BIL (kV)	150
Corriente de cortocircuito (kA)	25
Frecuencia (Hz)	50/60

Realizando un análisis en demanda mínima, se presentan mayores corrientes, la corriente equivalente de la red para esta demanda tiene el valor 129,8 A, las corrientes nominales y las corrientes de cortocircuito que circulan por el Seccionador S07044 y S006832 se observan en la Tabla 5.15.



**Tabla 5.15** Corrientes nominales y de cortocircuito que circulan por los Reconectores.

S07044			S006832		
<b>Corriente Nominal (A)</b>	Fase A	58,5	<b>Corriente Nominal (A)</b>	Fase A	14,6
	Fase B	58,1		Fase B	16,7
	Fase C	59,4		Fase C	18,3
<b>Corriente cortocircuito (kA)</b>	LLL	1,6443	<b>Corriente cortocircuito (kA)</b>	LLL	1,6857
	LG	1,6637		LG	1,5833
	LL	1,4017		LL	1,4342
	LLG	1,669		LLG	1,6385

Como se puede observar, las corrientes nominales y la corriente equivalente, son menores que la del equipo, en cuanto a corrientes de cortocircuito, la máxima no supera la establecida por placa del equipo; en conclusión, no es necesario realizar cambios de estos reconectores, funcionan de manera adecuada bajo esta nueva condición operativa.

Los reconectores electromecánicos de control hidráulico de marca Edison MCGRAWHILL, son configurados como interruptores. Los datos técnicos se observan en la Tabla 5.16.

**Tabla 5.16** Datos técnicos reconectores Edison MCGRAWHILL [36].

Descripción	Reconector Edison MCGRAWHILL
<b>Voltaje Nominal (kV)</b>	27
<b>Corriente Nominal (A)</b>	630
<b>BIL (kV)</b>	150
<b>Corriente de cortocircuito (kA)</b>	12,5
<b>Tiempo de cierre (ms)</b>	45
<b>Tiempo de apertura (ms)</b>	35

Las corrientes nominales y las corrientes de cortocircuito que circulan por el Reconector R000116 y R000092 se observan en la Tabla 5.17.

**Tabla 5.17** Corrientes nominales y de cortocircuito que circulan por los Reconectores.

R000116			R000092		
<b>Corriente Nominal (A)</b>	Fase A	45,4	<b>Corriente Nominal (A)</b>	Fase A	13,6
	Fase B	38,6		Fase B	12,5
	Fase C	43,3		Fase C	13,1
<b>Corriente cortocircuito (kA)</b>	LLL	1,8602	<b>Corriente cortocircuito (kA)</b>	LLL	1,6491
	LG	1,8784		LG	1,5326
	LL	1,5859		LL	1,4026
	LLG	1,8716		LLG	1,5947

Como se puede observar, las corrientes nominales y las corriente equivalentes son menores que la del equipo, en cuanto a corrientes de cortocircuito, la máxima no supera la establecida por placa del equipo; en conclusión, no es necesario realizar cambios de estos reconectores, funcionan de manera adecuada bajo esta nueva condición operativa.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1 Conclusiones

- La Central Hidroeléctrica San José de Minas de potencia nominal 5,7 MW, es una central de pequeña capacidad, posee una unidad de generación, se conectará directamente a la red de la Empresa Eléctrica Quito, para la cual se debe establecer alternativas de conexión considerando aspectos técnicos, ambientales, sociales y económicos. La alternativa más adecuada debe cumplir con las regulaciones existentes, ser económicamente viable y presentar buenas características eléctricas.
- Para analizar eléctricamente a una red, se toma criterios de calidad del producto técnico. En este estudio se analizaron: perfiles de voltaje, cargabilidad de los transformadores de distribución, cargabilidad de líneas y pérdidas de potencia medidas a la cabecera del alimentador, mediante estos parámetros se puede realizar un diagnóstico general de la red.
- Con los resultados obtenidos para el año 2019, se determinó que con el ingreso de la Central Hidroeléctrica San José de Minas a la red de la EEQ, los niveles de voltaje a lo largo del alimentador 22 D, mejoran y se encuentran dentro de lo establecido en la Regulación de la ARCONEL 004-01.
- Para los transformadores que presentan una cargabilidad mayor del 100 %, es necesario reemplazarlos por unos de mayor capacidad. La entrada de generación distribuida no afecta este parámetro, ya que éste solo depende de la demanda.
- La EEQ ha planificado el ingreso de un transformador adicional en la subestación (22) para el año 2026, según este estudio, no es necesario el ingreso de dicho transformador, ya que la demanda sería satisfecha con el ingreso de la nueva central hidroeléctrica.
- Además de los aspectos ambientales, sociales, económicos y técnicos mencionados, para establecer las alternativas de conexión de la red a una central, también se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos: facilidad de conexión, ingreso del flujo de potencia, que su implementación genere menos cambios en las protecciones, accesibilidad a las instalaciones.
- Para la selección de la ruta de la línea, es recomendable que la línea cruce por montañas y senderos sin afectar al medio ambiente, cruce por terrenos de contextura dura, no cruce por ríos, plantaciones, y no cause daños a propiedades.

- Con el objetivo de reducir las pérdidas de potencia en el alimentador con la inclusión de la HSJM, se realizó un análisis de sensibilidad que permitió encontrar el punto de inflexión, que indica cual es la generación de dicha central con la cual se minimizan las pérdidas. Este análisis se realizó para los escenarios de demanda máxima y mínima.
- Se determinó mediante un estudio de cortocircuitos dentro del alimentador 22 D, que con el ingreso de la central Hidráulica San José de Minas las corrientes de cortocircuito aumentan, por tanto es necesario verificar que los equipos de corte y seccionamiento dentro de la zona de influencia, satisfacen los nuevos requerimientos operativos de la red, además de la verificación de los tiempos de coordinación.
- Para la protección de las derivaciones, es recomendable instalar fusibles de mayor capacidad aguas abajo del reconectador.

## **6.2 Recomendaciones**

- Se recomienda complementar este proyecto de titulación, mediante un estudio de confiabilidad de la red, analizando los cambios en los índices correspondientes con el ingreso de la fuente de Generación Distribuida.
- Se recomienda realizar un estudio de despacho de generación para las centrales hidroeléctricas HSJM y Perlabí, debido a que éstas no siempre estarán generando al cien por ciento de su capacidad nominal, pues su generación depende de la disponibilidad del recurso, época del año; bajo estas condiciones, se obtendría resultados más cercanos a la realidad.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Ramírez, *Redes de Distribución de Energía*, Universidad Nacional de Colombia, Manizales 2004.
- [2] M. Sosa, “Normas para sistemas de distribución Parte A, Guía para diseño de redes de distribución”, Normas para distribución, Empresa Eléctrica Quito, Quito, 2015.
- [3] J. Juárez, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, Universidad Autónoma Metropolitana, Azcapotzalco, México D.F, 1995.
- [4] H. Lothar, *Cables y Conductores Para Transporte de Energía*, DOSSAT S.A, Madrid, 1970.
- [5] Ministerio de Electricidad y Energías Renovables – MEER, “Homologación de las Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC) del Sistema de Distribución Eléctrica”, Quito 2013.
- [6] B. Mayorga, “Pronostico Espacial de Demanda Eléctrica Mediante la Técnica de Agrupamiento (Clustering) de Curvas Históricas – Aplicación a la Empresa Eléctrica Ambato Centro Norte S.A.”, Escuela Politécnica Nacional, Quito, marzo 2018.
- [7] N. Gómez y E. Valarezo, “Planificación del Sistema de Distribución del Sector Mirador en Quito”, Escuela Politécnica Nacional, Quito, enero 2017.
- [8] C. Gischler y N. Janson, “Perspectivas Sobre la Generación Distribuida Mediante Energías Renovables en América Latina y el Caribe”, Banco Interamericano de Desarrollo, noviembre 2011.
- [9] J. Mantilla, C. Duque y C. Galeano, “Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano”, Universidad Nacional de Colombia, Antioquia, junio 2008.
- [10] Agencia Provincial de la Energía de Granada, “Energías Renovables – Energía Minihidráulica”. [En línea]. Disponible en: <http://www.apegr.org/index.php/es/energias-renovables-1?showall=&start=5>.
- [11] “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Comunidad de Madrid, Madrid, 2007. [En Línea], Disponible en: <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf>.
- [12] I. Segura, “Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Primaria de Energía Eléctrica”, Escuela Politécnica Nacional, Quito, febrero 2001.

- [13] A. M. García, "Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en la Operación y Planificación de las Redes de Distribución Eléctrica", tesis doctoral, Escuela Pontificia Comillas, Madrid, junio 2006.
- [14] J. Sánchez, "Evaluación de la Calidad de Servicio de Distribución Eléctrica en el Ecuador.", Escuela Politécnica de Valencia, mayo 2005.
- [15] Quinto Armónico, "Diferencias entre  $\cos \Phi$  y Factor de Potencia", Julio, 2008. [En línea]. Disponible en: <http://quintoarmonico.es/2008/07/17/diferencias-entre-cos%CF%86-y-factor-de-potencia/>.
- [16] J. Muyulema, "Estudio de la Composición de las Perdidas de Energía en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.", Escuela Politécnica Nacional, Quito, febrero 2008.
- [17] P. Recalde, "Estudio de Cargabilidad Optimizada de Transformadores de Distribución de Emelnorte", Escuela Politécnica Nacional, Quito, mayo 2004.
- [18] G. Quistial, "Análisis de Demanda del Sistema Eléctrico en la Empresa Aromas del Tungurahua, Ubicada en Ambato, Utilizando el Software de Simulación Neplan, Para Determinar el Nivel de Cargabilidad del Sistema y Realizar Propuestas de Mejora", Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, mayo 2016.
- [19] S. Horowitz y A. Phadke, *Power System Relaying*, Fourth Edition, Wiley, 2014.
- [20] C. Rusell Mason, *The Art & Science Of Protective Relaying*, First Edition, New York, United States of America: Jhon Wiley & Sons. Inc, 1956.
- [21] Antonio Gómez-Expósito, Antonio J. Conejo, y Claudio Cañizares, *Electric Energy Systems Analysis and Operation*, First Edition. U.S.: CRC Press Taylor & Francis Group, 2009.
- [22] M. Villarroel, *Protecciones de Sistemas Eléctricos*, Universidad de la Frontera, Temuco, 2003.
- [23] J. Yamoza, "Estudio de Protecciones en el Sistema de Distribución de la C.A Elegua Filial de la E.D.C", Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, abril 2007.
- [24] P.M. Anderson, *Power System Protection*, Ed. Mc Graw Hill and IEEE Press, New York, 1999.
- [25] Manual de Usuario, NOJA POWER, Reconectador Automático OSM 15 kV, 27 kV, 38 kV, con control RC10.
- [26] Proyecto Hidroeléctrico San José de Minas, Presentación de la Hidroeléctrica San José de Minas, septiembre 2015.

- [27] Integral Ingenieros Consultores C. Ltda., “Equipo Electromecánico y Sistema Eléctrico”, Proyecto Hidroeléctrico San José de Minas.
- [28] CONELEC, “Regulación No.CONELEC-004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución”, Quito 2016.
- [29] T. Bravo y E. Terán, “Instructivo Para Selección de Rutas de Líneas de Transmisión”, CELEC EP, 2017.
- [30] CONELEC, “Regulación No.CONELEC-002/10 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución”, Quito, Mayo 2001.
- [31] M. Sosa, “Normas para sistemas de distribución Parte B, Unidades de Propiedad y de Construcción”, Normas para distribución, Empresa Eléctrica Quito, Quito, 2015.
- [32] Gabriel Baca Urbana, “Evaluación de Proyectos”, 4ta Edición, México D.F, McGraw Hill, 2001.
- [33] CONELEC, “Resolución 229/03: Estimación de Vida Útil de Activos por Etapa Funcional del Sistema Eléctrico de Ecuador”, 2003.
- [34] Escritura de título habilitante como generador, mediante el cual se otorga autorización para el desarrollo, construcción del proyecto Hidroeléctrico San José de Minas, suscrito entre el Consejo Nacional de Electricidad “CONELEC” y la compañía Hidroeléctrica San José de Minas S.A, Quito, mayo 2014.
- [35] Interruptores Seccionadores, Guía de Aplicaciones, ABB, Suecia, 2012.
- [36] Interruptor de recierre automático, COOPER Power Systems, Promelsa, 2006.
- [37] Catálogo de Productos de Procable, General Cable, Procable, Bogotá, octubre 2013.
- [38] Empresa Eléctrica Quito, Plan Anual de Adquisiciones, PAC, 2018.

## 8. ANEXOS

### ANEXO I. INSPECCIÓN DE CAMPO DE LA RUTA DE LA LÍNEA

En las figuras que se observan a continuación, se pueden ver las características del terreno por donde cruzaría la línea propuesta, desde la Central Hidroeléctrica San José de Minas hasta el punto de conexión trifásico de la red de la EEQ, este punto está ubicado en Perucho.



**Figura A1.1.** Ruta de línea de conexión entre la HSJM con alimentador 22 D





**Figura A1.2.** Ruta línea de conexión de la HSJM con alimentador 22 D



**Figura A1.3.** Ruta línea de conexión de la HSJM con alimentador 22 D



**Figura A1.4.** Ruta línea de conexión de la HSJM con alimentador 22 D



**Figura A1.5.** Ubicación de la Casa de Máquinas



**Figura A1.6.** Ruta línea de conexión de la HSJM con alimentador 22 D



**Figura A1.7.** Ruta línea de conexión de la HSJM con alimentador 22 D



**Figura A1.8.** Ruta línea de conexión de la HSJM con alimentador 22 D



**Figura A1.9.** Ruta línea de conexión de la HSJM con alimentador 22 D



**Figura A1.10.** Ruta línea de conexión de la HSJM con alimentador 22 D



**Figura A1.11.** Ruta línea de conexión de la HSJM con alimentador 22 D



**Figura A1.12.** Ruta línea de conexión de la HSJM con alimentador 22 D

## ANEXO II. TABLA DE CONDUCTORES ASCR

Nombre clave	Calibre	N° hilos		Diámetro de cada hilo				Diámetro núcleo de acero		Diámetro exterior		Área sección de Aluminio	
				Aluminio		Acero							
		AWG or kcmil	Alum.	Acero	mm	milc	mm	milc	mm	in	mm	in	mm²
Petrel	101,8	12	7	2,34	92,1	2,34	92,1	7,02	0,276	11,7	0,46	51,6	101,8
Minorca	110,8	12	7	2,44	96,1	2,44	96,1	7,32	0,288	12,2	0,481	56,2	110,8
Leghorn	134,6	12	7	2,69	105,9	2,69	105,9	8,07	0,318	13,5	0,53	68,2	134,6
Guinea	159	12	7	2,92	115,1	2,92	115,1	8,77	0,345	14,6	0,58	80,6	159
Dotterel	176,9	12	7	3,08	121,4	3,08	121,4	9,25	0,364	15,4	0,607	89,6	176,9
Dorking	190,8	12	7	3,20	126,1	3,20	126,1	9,61	0,378	16,0	0,631	96,7	190,8
Brahma	203,2	16	19	2,86	112,7	2,48	97,7	12,4	0,489	18,1	0,714	103	203,3
Dog	207,2	6	7	4,72	185,8	1,57	61,8	4,71	0,185	14,2	0,557	105	207,2
Cochin	211,3	12	7	3,37	132,7	3,37	132,7	10,1	0,398	16,9	0,66	107	211,2
Wren	8	6	1	1,33	52,4	1,33	52,4	1,33	0,052	4,0	0,157	8,30	16,5
Turkey	6	6	1	1,68	66,1	1,68	66,1	1,68	0,066	5,0	0,198	13,30	26,2
Thrush	5	6	1	1,89	74,4	1,89	74,4	1,89	0,074	5,7	0,223	16,80	33,2
Swan	4	6	1	2,12	83,4	2,12	83,4	2,12	0,083	6,4	0,25	21,14	41,7
Swanete	4	7	1	1,96	77,2	2,61	102,8	2,61	0,103	6,5	0,257	21,12	41,7
Swallow	3	6	1	2,38	93,7	2,38	93,7	2,38	0,094	7,1	0,281	26,69	52,7
Sparrow	2	6	1	2,67	105,2	2,67	105,2	2,67	0,105	8,0	0,316	33,64	68,4
Sparate	2	7	1	2,47	97,4	3,29	129,5	3,29	0,13	8,2	0,324	33,65	68,4
Robin	1	6	1	3,00	118,1	3,00	118,1	3,00	0,118	9,0	0,354	42,41	83,7
Raven	1/0	6	1	3,37	132,7	3,37	132,7	3,37	0,133	10,1	0,398	53,55	105,7
Quail	2/0	6	1	3,78	148,9	3,78	148,9	3,78	0,149	11,4	0,447	67,40	133
Pigeon	3/0	6	1	4,25	167,2	4,25	167,2	4,25	0,167	12,7	0,502	85,00	167,7
Auk	203	8	7	4,05	159,3	2,25	88,6	6,75	0,266	14,8	0,584	102,9	203
Penguin	4/0	6	1	4,77	187,8	4,77	187,8	4,77	0,188	14,3	0,563	107,2	211,6
Coyote	260	26	7	2,54	100,0	1,98	78,0	5,94	0,234	16,1	0,634	131,7	260
Waxwing	266,8	18	1	3,09	121,7	3,09	121,7	3,09	0,122	15,5	0,608	135,1	266,8
Owl	266,8	6	7	5,36	211,6	1,79	70,5	5,37	0,211	16,1	0,633	136,4	266,8
Partridge	266,8	26	7	2,57	101,3	2,00	78,8	6,01	0,236	16,3	0,642	135,2	266,8
Phoebe	300	18	1	3,28	129,1	3,28	129,1	3,28	0,129	16,4	0,646	152,1	300,2
Ostrich	300	26	7	2,73	107,4	2,12	83,5	6,36	0,251	17,3	0,680	152,0	299,9
Piper	300	30	7	2,54	100	2,54	100	7,62	0,3	17,8	0,700	152,0	300
Merlin	336,4	18	1	3,47	136,7	3,47	136,7	3,47	0,137	17,4	0,683	170,4	336,4
Linnet	336,4	26	7	2,89	113,7	2,25	88,4	6,74	0,265	18,3	0,720	170,3	336,4
Oriole	336,4	30	7	2,69	105,9	2,69	105,9	8,07	0,318	18,8	0,741	170,5	336,4
Chickadee	397,5	18	1	3,77	148,6	3,77	148,6	3,77	0,149	18,9	0,743	201,4	397,5
Brant	397,5	24	7	3,27	128,7	2,18	85,8	6,54	0,257	19,6	0,772	201,4	397,5

Figura A2.1. Conductores ASCR [37]

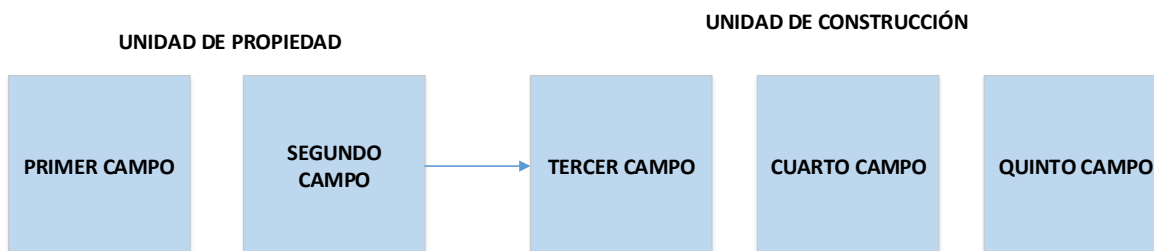
Nombre clave	Masa nominal						Esfuerzo mínimo de c/bito de acero al 1% de extensión		Carga a la rotura del cable ACSR		Resistencia nominal c.c. a 20°C		Radio medio geométrico	Capacidad de corriente
	Aluminio		Acero		Total									
	kg/km	lb/1000 ft	kg/km	lb/1000 ft	kg/km	lb/1000 ft	Mínimo		kgf	kips	Ω/km	Ω/1000 ft	mm	A*
							MPa	ksi						
Petrel	143	96,06	234,9	157,9	377,9	293,9	1275	185	4717	10,4	0,56	0,171	4,54	234
Minorca	155,7	104,63	255,9	171,9	412	276,6	1275	185	5126	11,3	0,5142	0,157	4,74	244
Leghorn	189,1	127,06	310,7	208,8	500	325,9	1275	185	6189	13,6	0,4234	0,129	5,22	269
Guinea	223,4	150,13	367,2	246,7	591	396,8	1275	185	7258	16,0	0,3584	0,109	5,67	291
Dotterel	248,5	167,01	408,4	274,5	657	441,5	1241	180	7847	17,3	0,3221	0,098	5,98	306
Dorking	266,1	180,14	440,6	296	709	476,2	1241	180	8482	18,7	0,2968	0,091	6,21	317
Brahma	285,6	191,9	471,5	319,5	765	514,4	1275	185	12882	26,4	0,2803	0,085	7,36	319
Dog	288,2	193,69	465,9	314,9	764	514,2	1310	190	3438	7,98	0,2724	0,083	4,57	354
Cochin	290,8	199,42	487,7	327,7	784	527,1	1241	180	9390	20,7	0,2698	0,082	6,54	332
Wren	22,90	15,38	10,8	7,26	33,7	22,6	1310	190	340	0,75	3,43	1,048	1,28	80
Turkey	36,50	24,51	17,2	11,97	53,7	36,1	1310	190	540	1,19	2,192	0,6961	1,62	100
Thrush	46,20	31,06	21,8	14,67	66,0	45,7	1310	190	676	1,49	1,699	0,5178	1,82	122
Swan	58,00	39	27,4	18,42	85,5	57,4	1310	190	844	1,86	1,393	0,4123	2,05	140
Swansea	58,00	38,97	41,6	27,97	99,6	66,9	1275	185	1070	2,36	1,354	0,4127	2,11	140
Swallow	73,30	49,25	34,6	23,26	108	72,9	1275	185	1043	2,30	1,071	0,3265	2,30	161
Sparrow	92,40	62,07	43,6	29,31	136	91,4	1275	185	1293	2,85	0,8489	0,2591	2,58	184
Sparrow	92,40	62,06	66,1	44,44	159	106,5	1241	180	1651	3,64	0,8488	0,259	2,66	181
Robin	116,4	78,25	55,0	36,95	171	115,2	1275	185	1610	3,95	0,6742	0,2055	2,90	211
Raven	147,0	98,79	69,4	46,66	216	145,5	1241	180	1987	4,38	0,534	0,1628	3,26	242
Quail	185,1	124,4	87,4	58,73	272	183,1	1172	170	2404	5,30	0,4242	0,1293	3,66	276
Pigeon	233,4	156,8	110,2	74,06	344	230,9	1172	170	3063	6,62	0,3364	0,1025	4,10	315
Auk	283,8	190,7	217,4	146,1	501	336,8	1310	190	5216	11,5	0,2794	0,0852	5,62	339
Penguin	294,4	197,8	139,0	93,42	433	291,2	1172	170	3787	8,35	0,2667	0,0813	4,61	359
Coyote	365,3	245,5	166,4	113,1	534	356,6	1310	190	5080	11,2	0,2182	0,0668	6,54	450
Waxwing	372,7	250,4	58,4	39,23	431	289,6	1241	180	3121	6,88	0,2127	0,0648	6,00	449
Owl	371,7	249,8	137,6	92,46	509	342,2	1310	190	4404	9,71	0,2112	0,0644	5,19	457
Partridge	374,8	251,9	172,1	115,7	547	367,0	1310	190	5126	11,3	0,2136	0,0651	6,62	457
Phoebe	419,6	282	69,7	44,17	485	326,2	1241	180	3511	7,74	0,1889	0,0576	6,37	483
Ostrich	421,4	283,1	193,2	129,8	615	412,9	1310	190	5761	12,7	0,190	0,0579	7,02	493
Piper	422,5	283,9	277,1	186,2	700	470,1	1275	185	7121	15,7	0,190	0,058	7,35	498
Merlin	470,2	316	73,7	49,50	544	365,5	1241	180	3937	8,68	0,1686	0,0514	6,74	519
Linnet	472,2	317,3	216,4	145,4	689	462,8	1310	190	6366	14,1	0,170	0,0517	7,43	529
Oriole	473,9	318,4	310,7	208,8	785	527,2	1275	185	7847	17,3	0,170	0,0517	7,78	536
Chickadee	555,6	373,3	87,0	58,48	643	431,8	1172	170	4509	9,94	0,1427	0,0435	7,32	576
Brent	558,5	375,3	203,9	137	762	512,3	1310	190	6622	14,6	0,143	0,0437	7,88	584

Figura A2.2. Conductores ACSR [37]



## ANEXO III. ESTRUCTURAS ELÉCTRICAS

El MEER ha realizado un catálogo que clasifica a las estructuras eléctricas, para ello las subdivide según campos como se observa en la Figura A3.1.



**Figura A3.1.** Tipos de estructuras.

En el primer campo siempre va el prefijo ES.

En el segundo campo, el nivel de voltaje al que opera el sistema de distribución según la Tabla A3.1.

**Tabla A3.1.** Segundo campo

Prefijo	Nivel de Voltaje (kV)
S	6,3
T	13,8; 13,2
V	22 ; 22,8
R	34,5

En el tercer campo, el número de fases de la línea de transmisión.

En el cuarto campo, la disposición de las estructuras según la Tabla A3.2.

**Tabla A3.2.** Cuarto campo

Prefijo	Disposición
C	Centrada
S	Semi centrada
V	En volado
H	H en dos postes
T	Tres postes
N	Neutro alineado en cruceta
B	Bandera
P	Pre ensamblado
E	Vertical

En el quinto campo, es la función que desempeña cada estructura, se observa el prefijo en la Tabla A3.3.

**Tabla A3.3.** Quinto campo

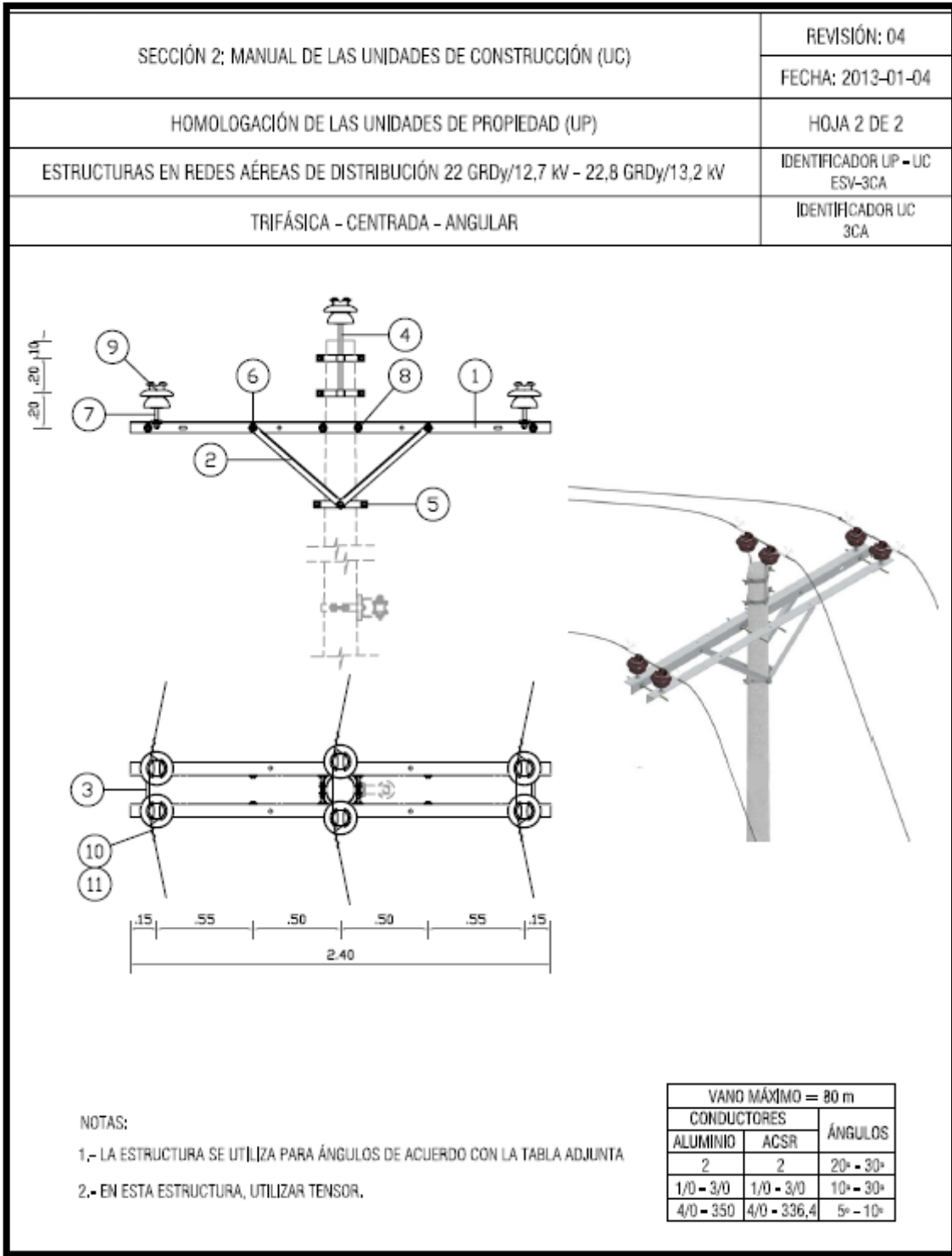
<b>Prefijo</b>	<b>Disposición</b>
P	Pasante o tangente
A	Angular
R	Retención o terminal
D	Doble retención

## ANEXO IV. COSTOS DE MATERIALES ELÉCTRICOS

En este anexo se detallan los costos de cada material necesario para cada estructura [38], con lo que se obtiene el costo de cada una de ellas, lo cual es utilizado para realizar el estudio económico de cada alternativa propuesta. También se puede observar las figuras de cada estructura requerida dentro del estudio.

**Tabla A4.1.** Costos materiales Estructura ESV-3CA

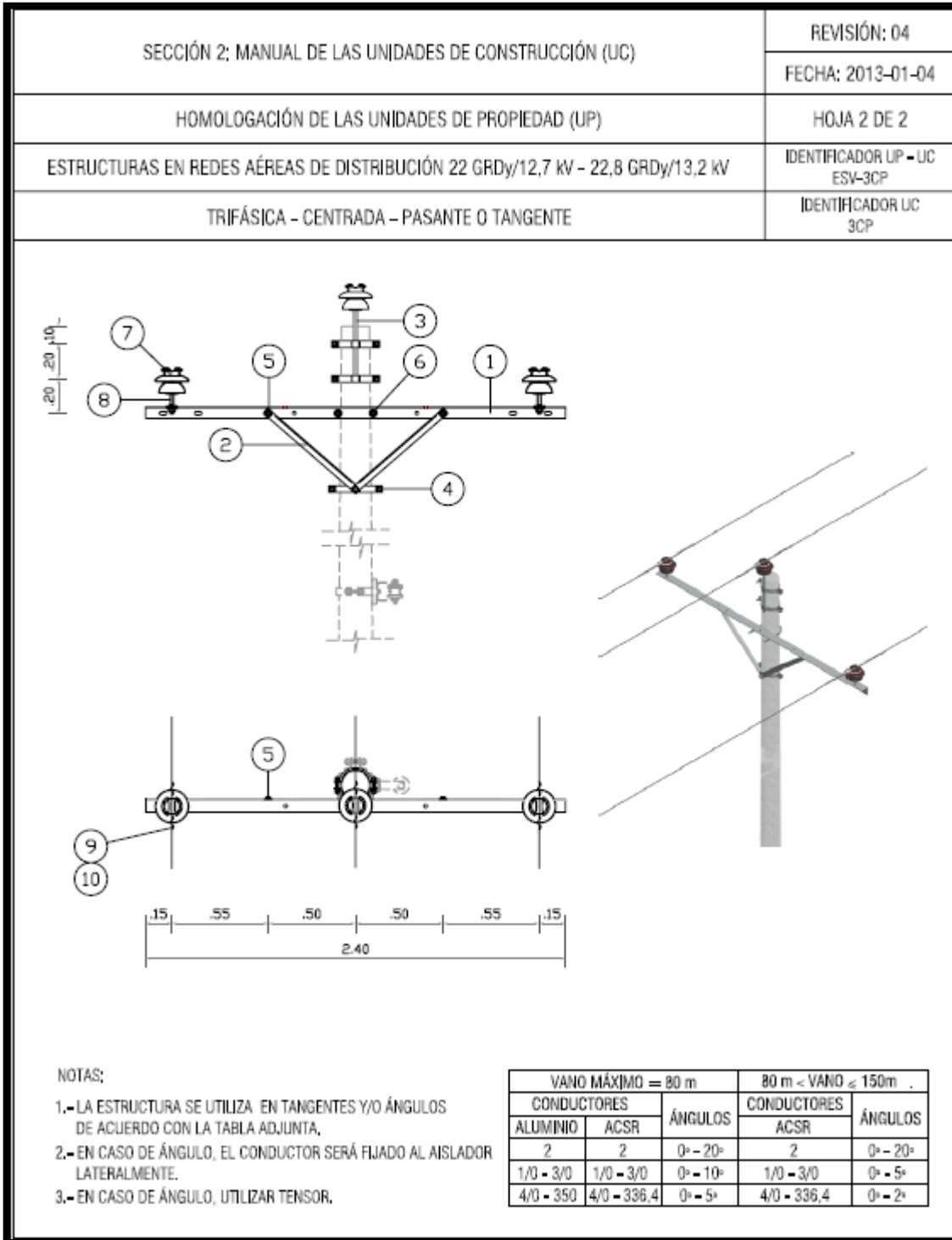
Descripción MEER	Unidades	Cantidad	Precio Unitario Cantidad
Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 70 x 70 x 6 mm (2 3/4 x 2 3/4 x 1/4") y 2 400 mm	c/u	2	\$119,5950
Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4") y 700 mm	c/u	4	\$18,4036
Pletina de acero galvanizado para unión y soporte, 75 x 6 mm (3 x 1/4") y 420 mm	c/u	2	\$14,8298
Perno pin punta de poste doble de acero galvanizado, con accesorios de sujeción, 19 x 450 mm (3/4 x 17 5/8")	c/u	1	\$27,6823
Abrazadera de 4 pernos, pletina acero galvanizado 38 x 4 mm (1 1/2 x 5/32") y 160 mm	c/u	1	\$7,0350
Perno pin de acero galvanizado, rosca plástica de 25, 4 mm (1"), 19 x 305 mm (3/4 x 12")	c/u	6	\$36,2867
Perno rosca corrida de acero galvanizado, 4 tuercas, arandelas: 4 planas y 4 presión, 16 x 306mm (5/8 x 12")	c/u	2	\$2,3356
Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 50 mm (5/8 x 2")	c/u	8	\$16,0961
Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 25 kV, ANSI 56-1	c/u	6	\$54,4509
Alambre de Al, desnudo sólido, para atadura, 4 AWG	m	18	\$5,5158
Cinta de armar de aleación de Al, 1, 27 x 7, 62 mm (3/64 x 5/16")	m	9	\$5,6984



**Figura A4.1. ESV-3CA [5]**

**Tabla A4.2. Costos materiales Estructura ESV-3CP**

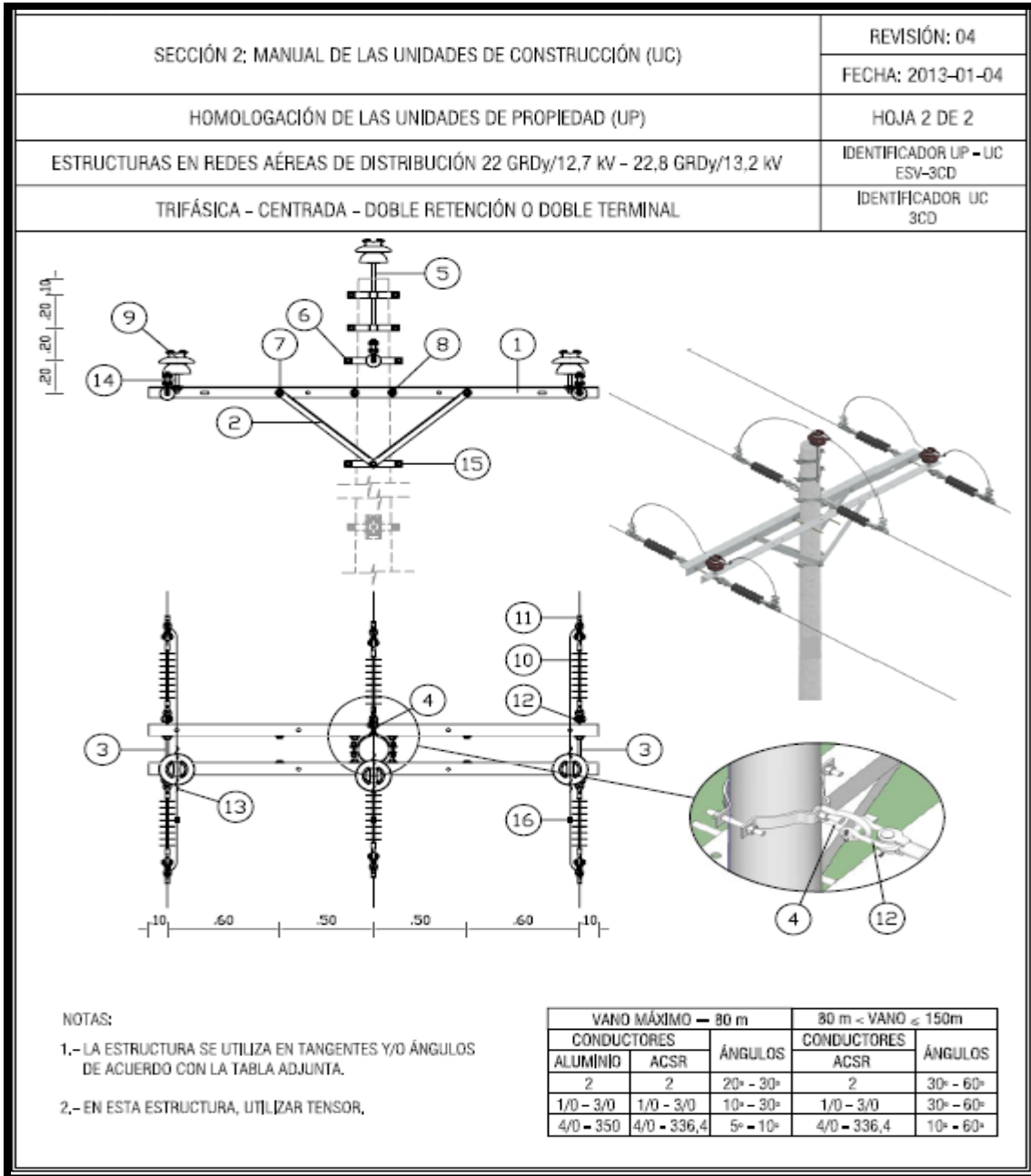
<b>Descripción MEER</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unitario Cantidad Material</b>
<b>Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 70 x 70 x 6 mm (2 3/4 x 2 3/4 x 1/4") y 2 400 mm</b>	c/u	1	\$59,7975
<b>Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4") y 700 mm</b>	c/u	2	\$9,2018
<b>Perno pin de acero galvanizado, rosca plástica de 25, 4 mm (1"), 19 x 305 mm (3/4 x 12")</b>	c/u	2	\$12,0956
<b>Perno pin punta de poste simple de acero galvanizado, con accesorios de sujeción, 19 x 450 mm (3/4 x 17 5/8")</b>	c/u	1	\$17,6596
<b>Abrazadera de 3 pernos, pletina acero galvanizado 38 x 4 mm (1 1/2 x 5/32") y 160 mm</b>	c/u	1	\$6,3315
<b>Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 50 mm (5/8 x 2")</b>	c/u	2	\$4,0240
<b>Perno "U" de acero galvanizado, 2 tuercas, arandelas: 2 planas y 2 presión de 16 x 150 mm (5/8 x 6"), ancho dentro de la U</b>	c/u	1	\$4,4602
<b>Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 25 kV, ANSI 56-1</b>	c/u	3	\$27,2255
<b>Alambre de Al, desnudo sólido, para atadura, 4 AWG</b>	m	9	\$2,7579
<b>Cinta de armar de aleación de Al, 1, 27 x 7, 62 mm (3/64 x 5/16")</b>	m	4,5	\$2,8492



**Figura A4.2. ESV-3CP [5]**

**Tabla A4.3.** Costos materiales Estructura ESV-3CD

Descripción MEER	Unidades	Cantidad	Precio Unitario Cantidad Material
Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 70 x 70 x 6 mm (2 3/4 x 2 3/4 x 1/4") y 2 400 mm	c/u	2	\$119,5950
Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4") y 700 mm	c/u	4	\$18,4036
Pletina de acero galvanizado para unión y soporte, 75 x 6 mm (3 x 1/4") y 420 mm	c/u	2	\$14,8298
Perno pin punta de poste simple de acero galvanizado, con accesorios de sujeción, 19 x 450 mm (3/4 x 17 5/8")	c/u	1	\$17,6596
Abrazadera de 2 pernos, extensión doble, pletina acero galvanizado 50 x 6 mm (2 x 1/4") y 140 mm	c/u	1	\$15,1956
Abrazadera de 4 pernos, pletina acero galvanizado 38 x 4 mm (1 1/2 x 5/32") y 160 mm	c/u	1	\$7,0350
Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 50 mm (5/8 x 2")	c/u	8	\$16,0961
Perno rosca corrida de acero galvanizado, 4 tuercas, arandelas: 4 planas y 4 presión, 16 x 306mm (5/8 x 12")	c/u	2	\$2,3356
Aislador de suspensión, polimérico, 25 kV, ANSI DS-28	c/u	6	\$121,5648
Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 25 kV, ANSI 56-1	c/u	3	\$27,2255
Perno pin de acero galvanizado, rosca plástica de 25, 4 mm (1"), 19 x 305 mm (3/4 x 12")	c/u	2	\$12,0956
Grapa de aleación de Al, terminal apernado, tipo pistola, dos pernos, rango 6 a 4/0 AWG	c/u	6	\$86,7838
Alambre de Al, desnudo sólido, para atadura, 4 AWG	m	9	\$2,7579
Cinta de armar de aleación de Al, 1, 27 x 7, 62 mm (3/64 x 5/16")	m	4,5	\$2,8492
Horquilla de acero galvanizado para anclaje, 16 x 75 mm (5/8 x 3"), 7 000, con pasador	c/u	4	\$14,0700
Conector de aleación de Al, de compresión tipo "H", principal 1/0 - 2/0 AWG, derivado 1/0 - 2/0 AWG	c/u	3	\$42,3366

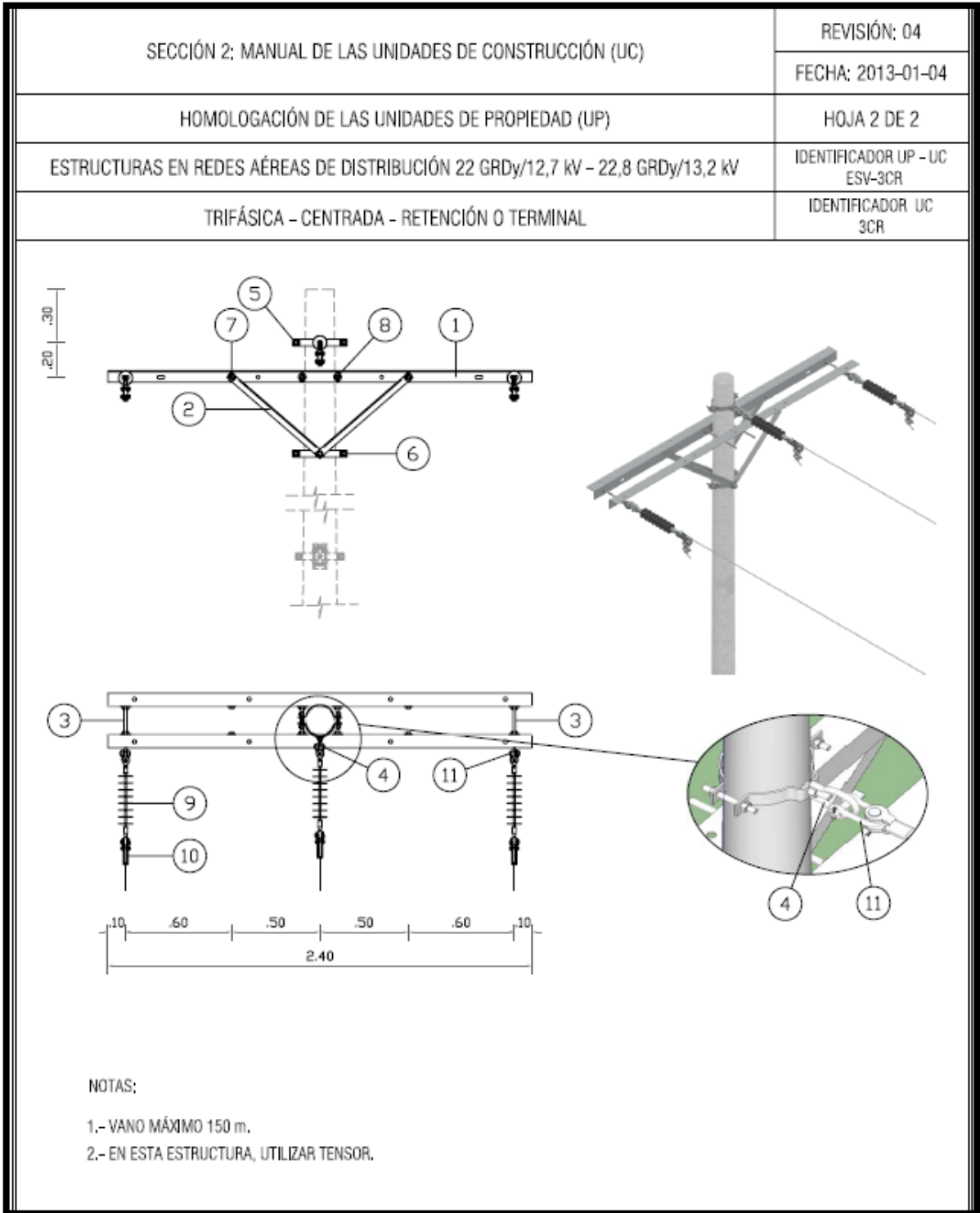


**Figura A4.3. ESV-3CD [5]**



**Tabla A4.4.** Costos materiales Estructura ESV-3CR

<b>Descripción MEER</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unitario Cantidad Material</b>
<b>Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 70 x 70 x 6 mm (2 3/4 x 2 3/4 x 1/4") y 2 400 mm</b>	c/u	2	\$119,5950
<b>Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4") y 700 mm</b>	c/u	4	\$18,4036
<b>Pletina de acero galvanizado para unión y soporte, 75 x 6 mm (3 x 1/4") y 420 mm</b>	c/u	2	\$14,8298
<b>Abrazadera de 2 pernos, extensión simple, pletina acero galvanizado 50 x 6 mm (2 x 1/4") y 140 mm</b>	c/u	1	\$7,6541
<b>Abrazadera de 4 pernos, pletina acero galvanizado 38 x 4 mm (1 1/2 x 5/32") y 160 mm</b>	c/u	1	\$7,0350
<b>Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 50 mm (5/8 x 2")</b>	c/u	8	\$16,0961
<b>Perno rosca corrida de acero galvanizado, 4 tuercas, arandelas: 4 planas y 4 presión, 16 x 306mm (5/8 x 12")</b>	c/u	2	\$2,3356
<b>Aislador de suspensión, polimérico, 25 kV, ANSI DS-28</b>	c/u	3	\$60,7824
<b>Grapa de aleación de Al, terminal apernado, tipo pistola, dos pernos, rango 6 a 4/0 AWG</b>	c/u	3	\$43,3919
<b>Horquilla de acero galvanizado para anclaje, 16 x 75 mm (5/8 x 3"), 7 000, con pasador</b>	c/u	2	\$7,0350



**Figura A4.4. ESV-3CR [5]**

# ANEXO V. RESULTADOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA TRONCAL PRINCIPAL DEL ALIMENTADOR 22 D

En las siguientes figuras se observan los tiempos de coordinación entre las curvas de los elementos de protección delimitados por la zona de influencia. El análisis se realiza desde cada fusible de las derivaciones de la troncal principal del alimentador 22D, aguas abajo y aguas arriba, hacia el relé de la línea hacia la central HSJM, para la nueva condición operativa. Además, se observarán las corrientes de cortocircuito máximas, mínimas para cada elemento y los tiempos de despeje para éstas.

**S011764**

Aguas Abajo:

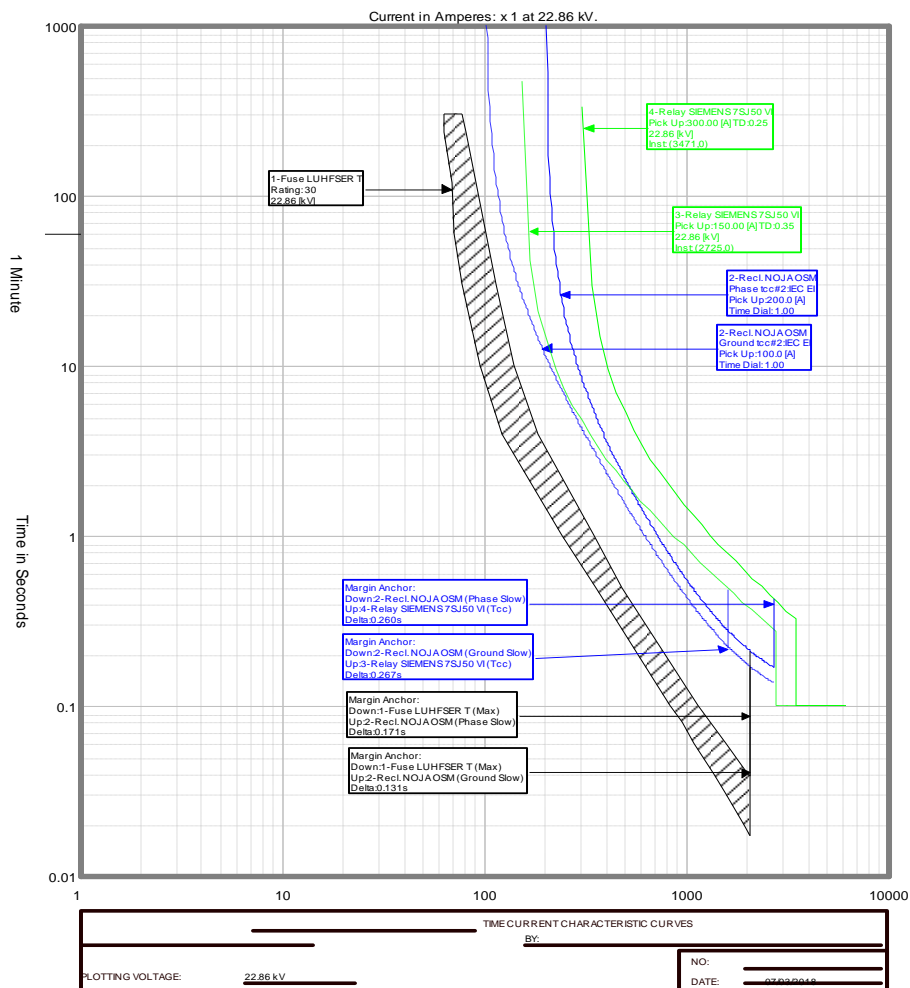


Figura A.5.1. Tiempos de coordinación desde el fusible S011764 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

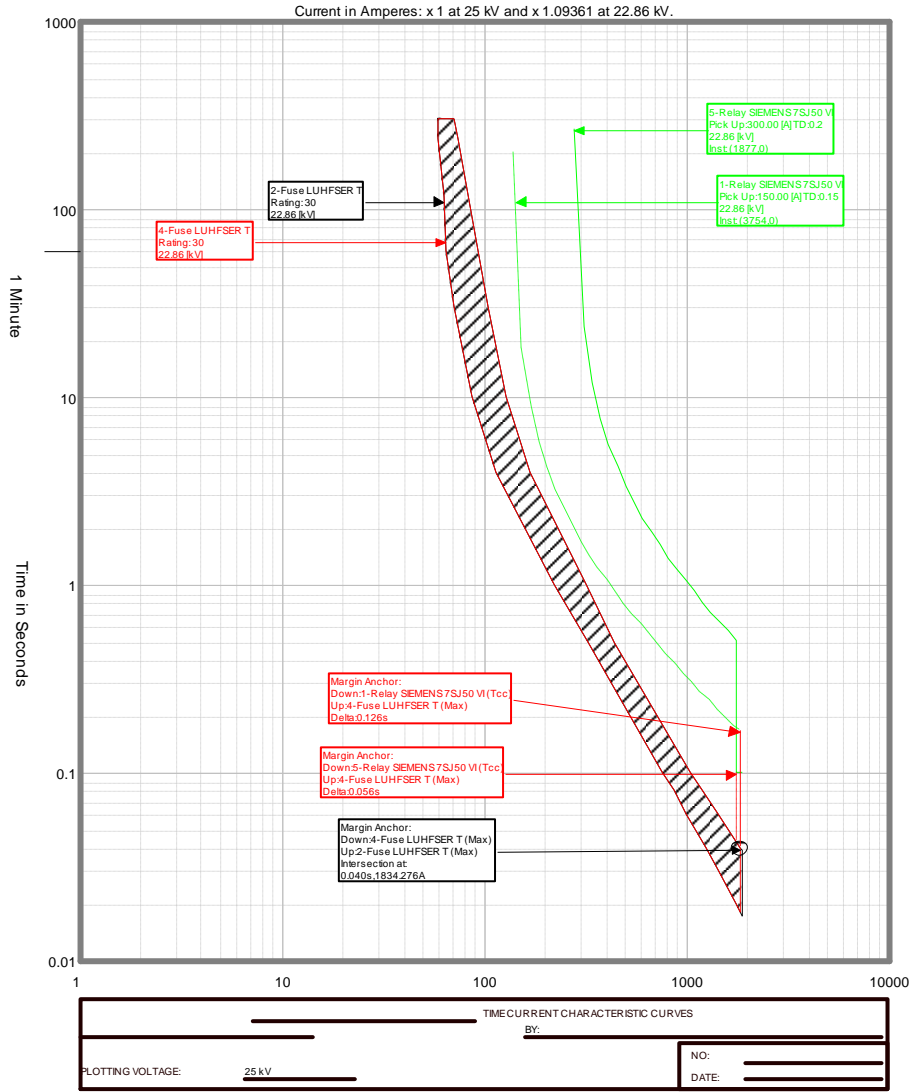


Figura A.5.2. Tiempos de coordinación desde el fusible S011764 de 30T aguas arriba

Device	Curve	Seconds
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.1623
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.2001
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.3530
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5451

**Figura A.5.3.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S011764.

Device	Curve	Seconds
1-FUSE LUHFSE T	Min	0.0221
1-FUSE LUHFSE T	Max	0.0471
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.1935
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.2393
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.4283
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.6730

Mode: User Defined

**Figura A.5.3.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S011764.

S006815

Aguas Abajo:

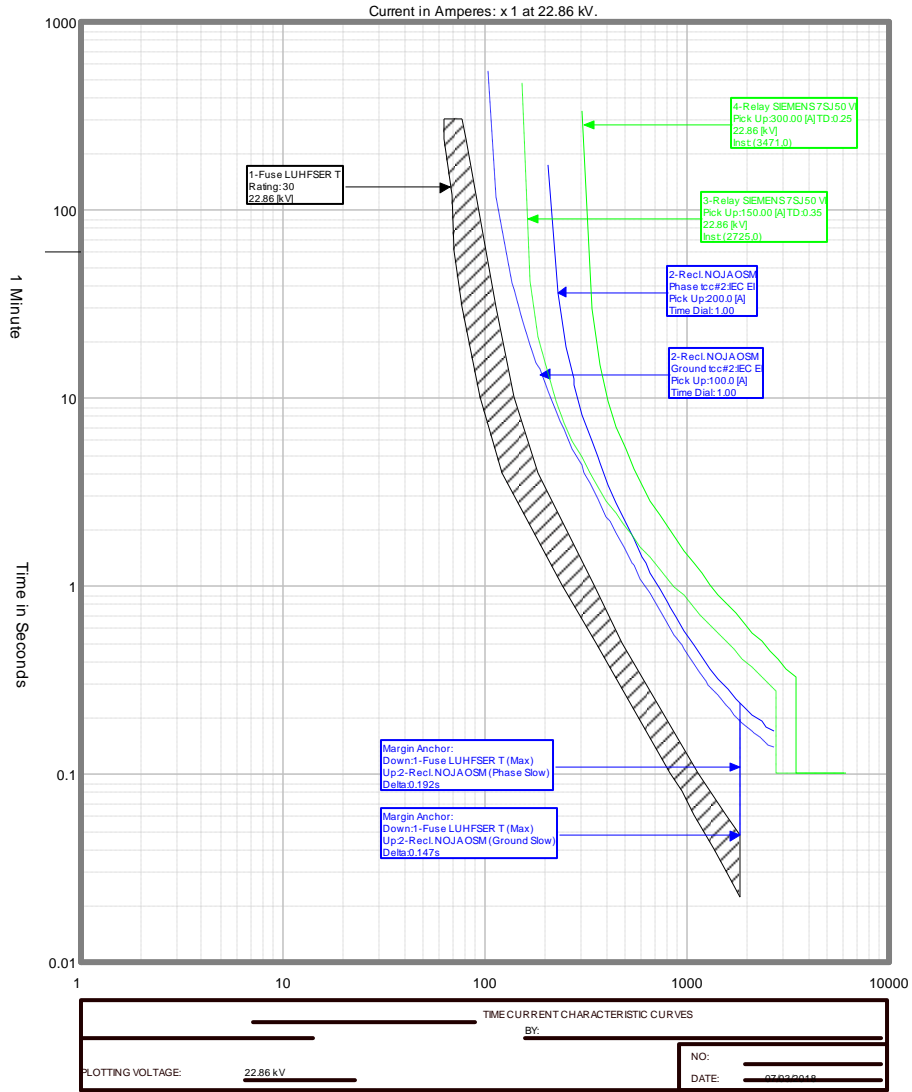


Figura A.5.5. Tiempos de coordinación desde el fusible S006815 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

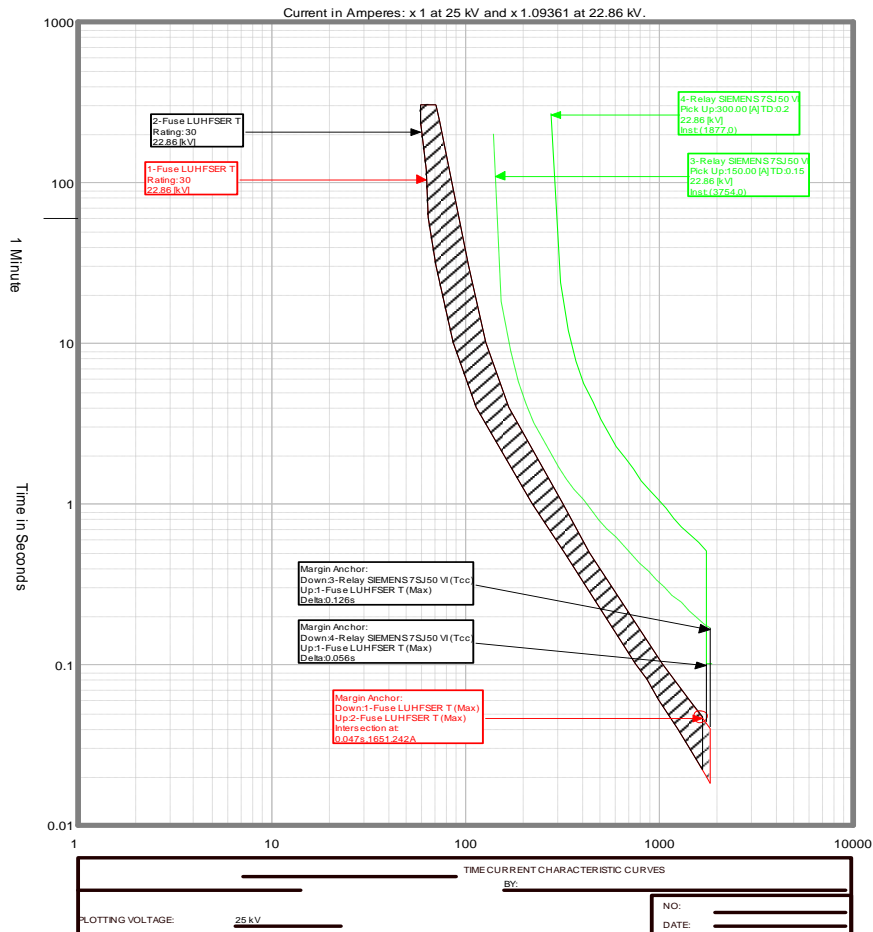
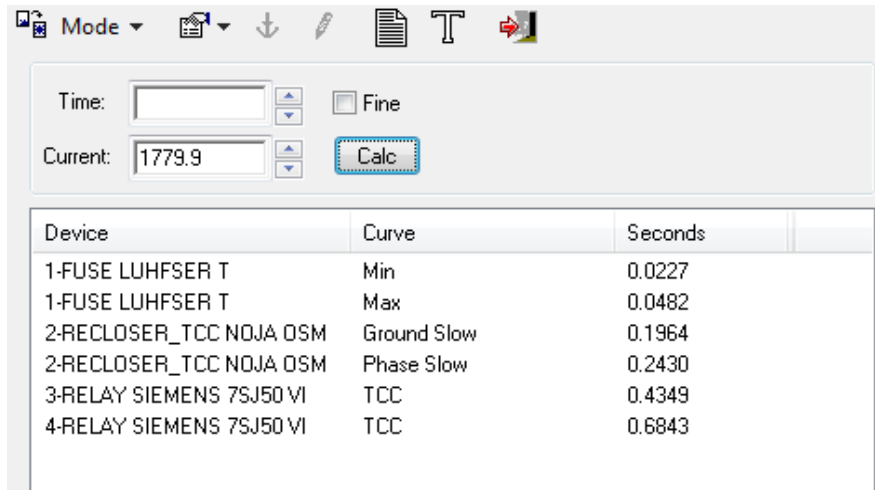


Figura A.5.6. Tiempos de coordinación desde el fusible S006815 de 30T aguas arriba

Device	Curve	Seconds
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.1794
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.2215
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.3956
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.6168

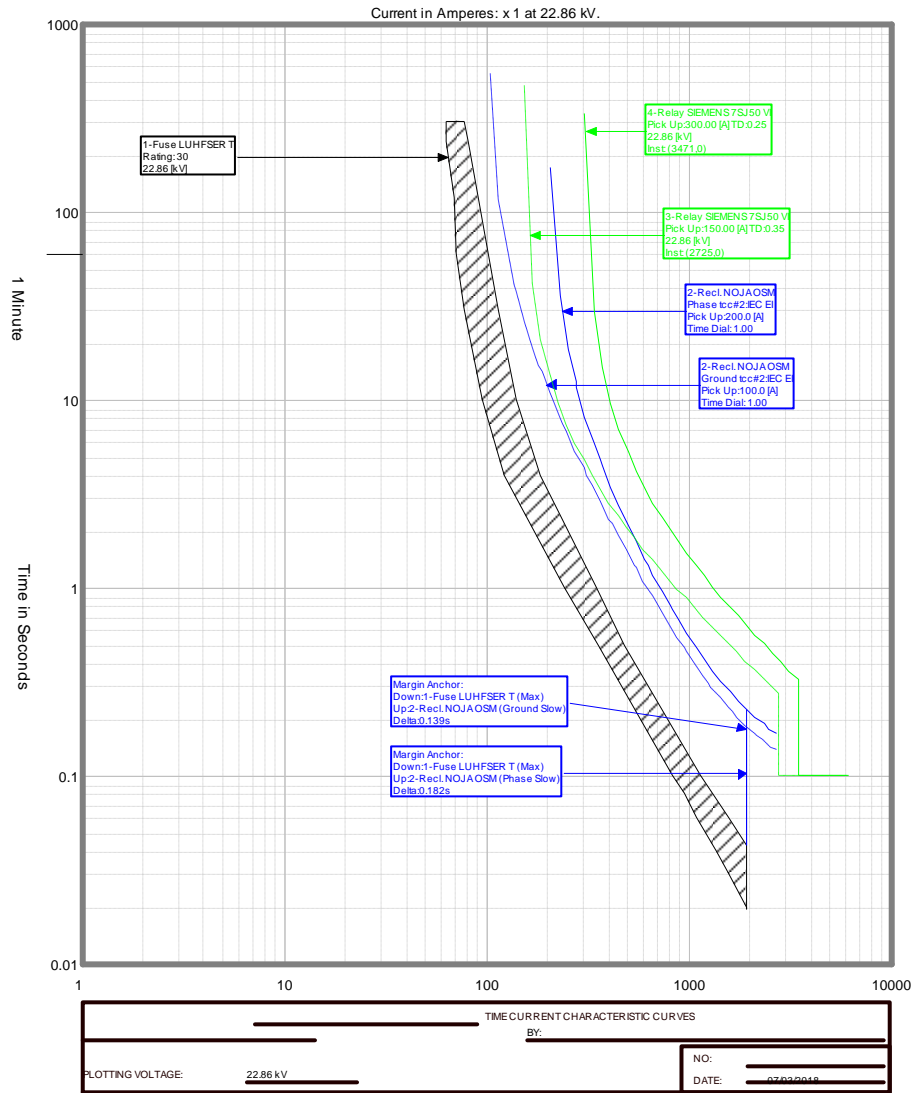
Figura A.5.7. Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S006815.



**Figura A.5.8.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S006815



**S006821** Aguas Abajo:



**Figura A.5.9.** Tiempos de coordinación desde el fusible S006821 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

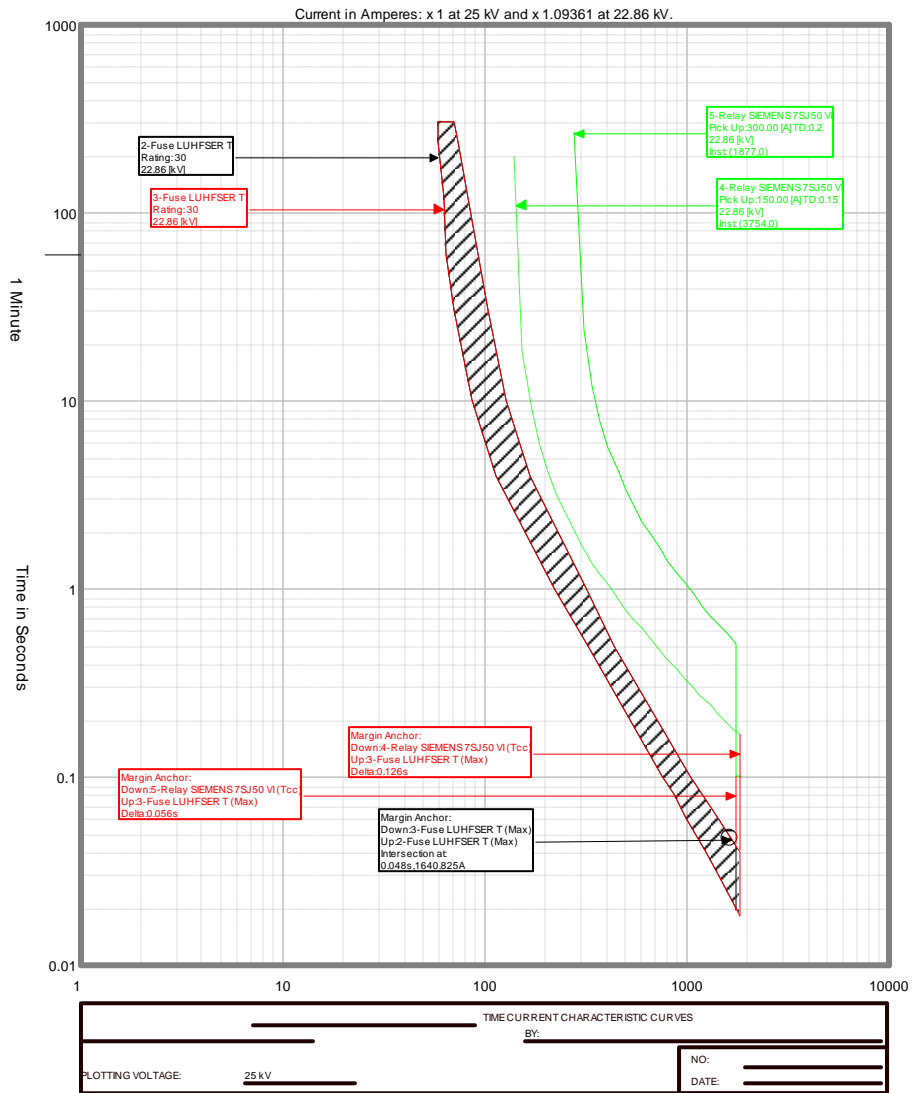


Figura A.5.10. Tiempos de coordinación desde el fusible S006821 de 30T aguas arriba

Device	Curve	Seconds
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.1708
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.2109
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.3745
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5811

**Figura A.5.11.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S006821

Device	Curve	Seconds
1-FUSE LUHFSE T	Min	0.0275
1-FUSE LUHFSE T	Max	0.0563
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.2198
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.2728
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.4847
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.7717

**Figura A.5.12.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S006821

S006834

Aguas Abajo:

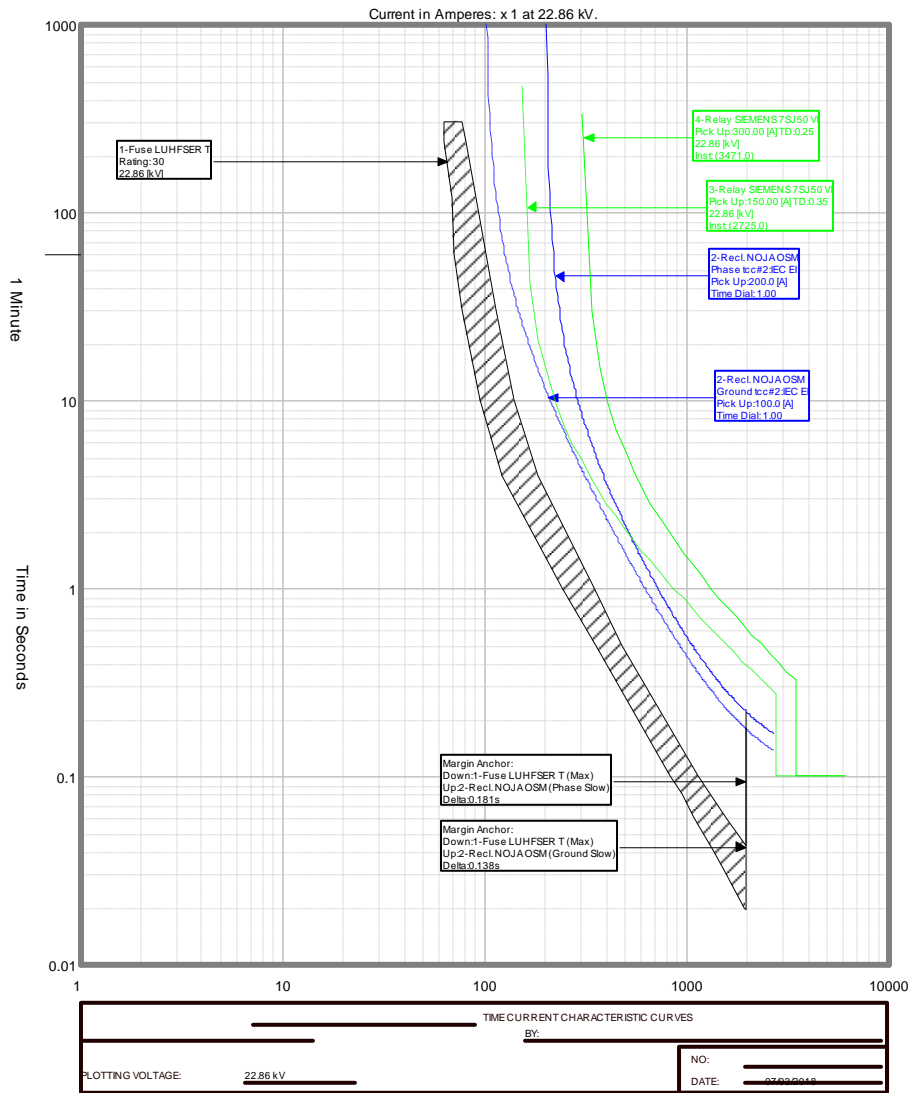


Figura A.5.13. Tiempos de coordinación desde el fusible S006834 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

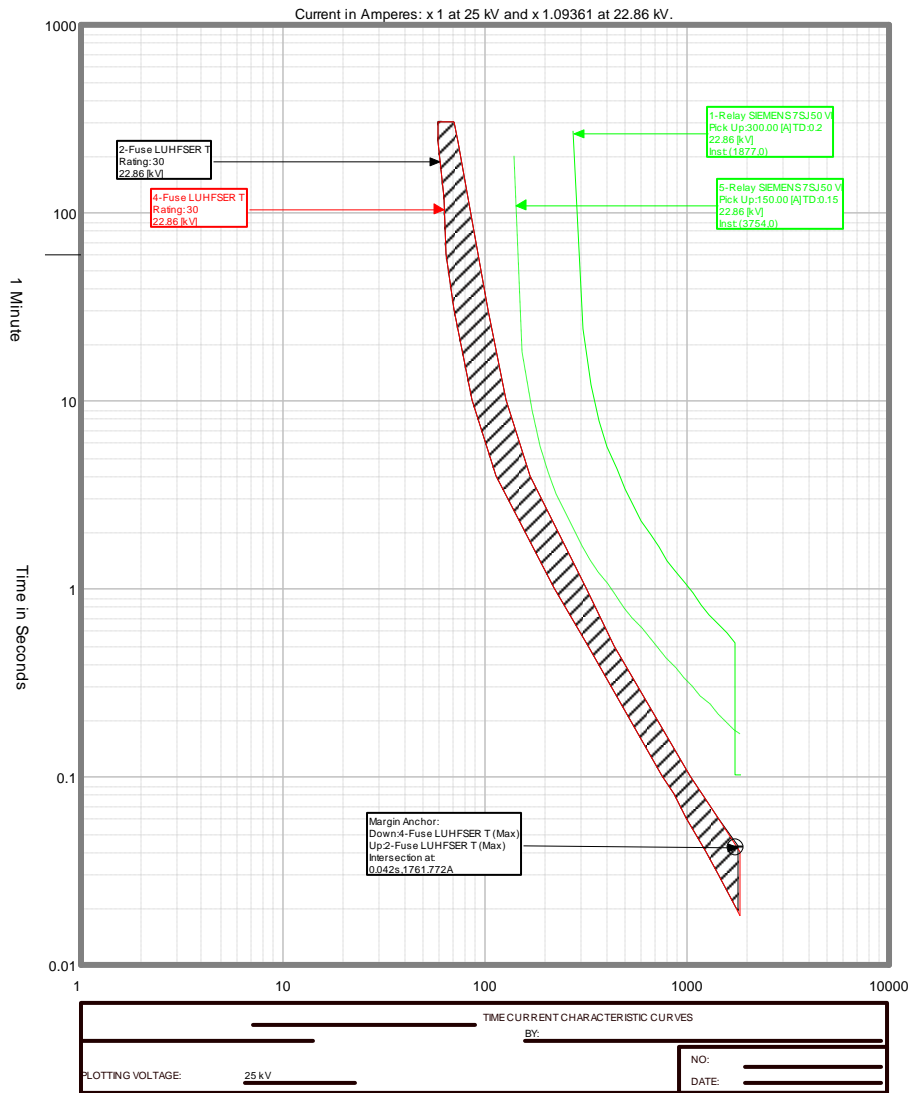
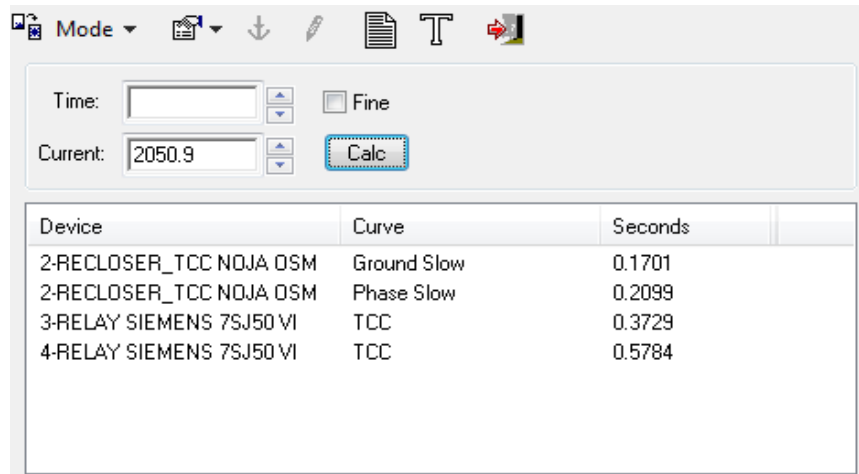
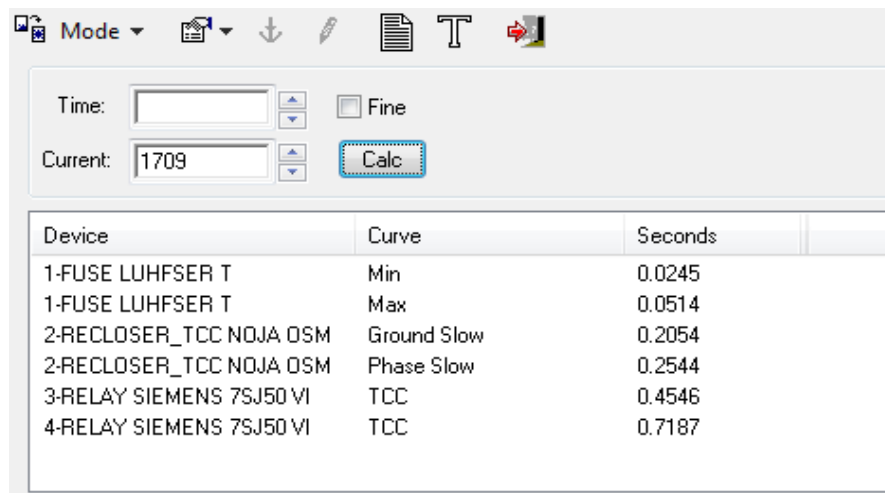


Figura A.5.14. Tiempos de coordinación desde el fusible S006834 de 30T aguas arriba



**Figura A.5.15.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S006834



**Figura A.5.16.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S006834

S003540

Aguas Abajo:

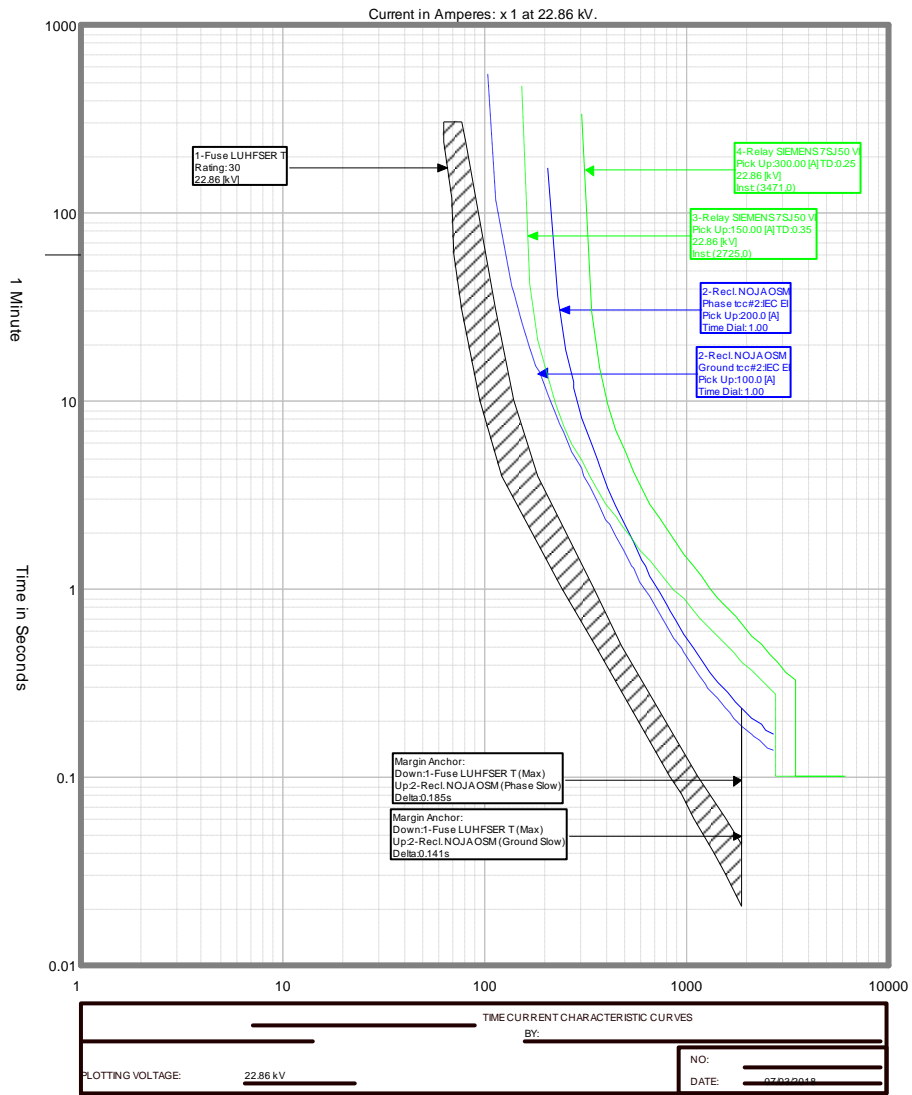


Figura A.5.17. Tiempos de coordinación desde el fusible S003540 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

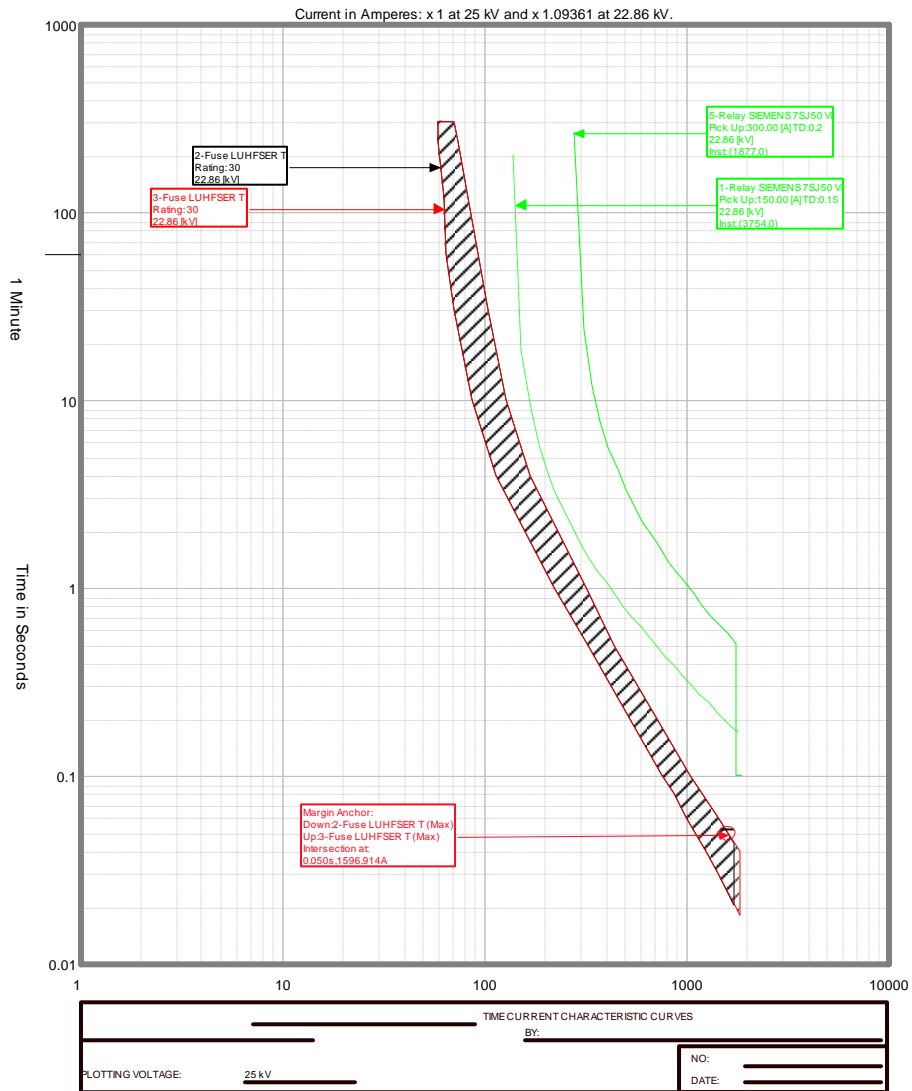


Figura A.5.18. Tiempos de coordinación desde el fusible S003540 de 30T aguas arriba



Device	Curve	Seconds
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.1731
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.2137
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.3804
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5912

**Figura A.5.19.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S003540

Device	Curve	Seconds
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.1806
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.2231
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.3986
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.6218

**Figura A.5.20.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S003540

S06836

Aguas Abajo:

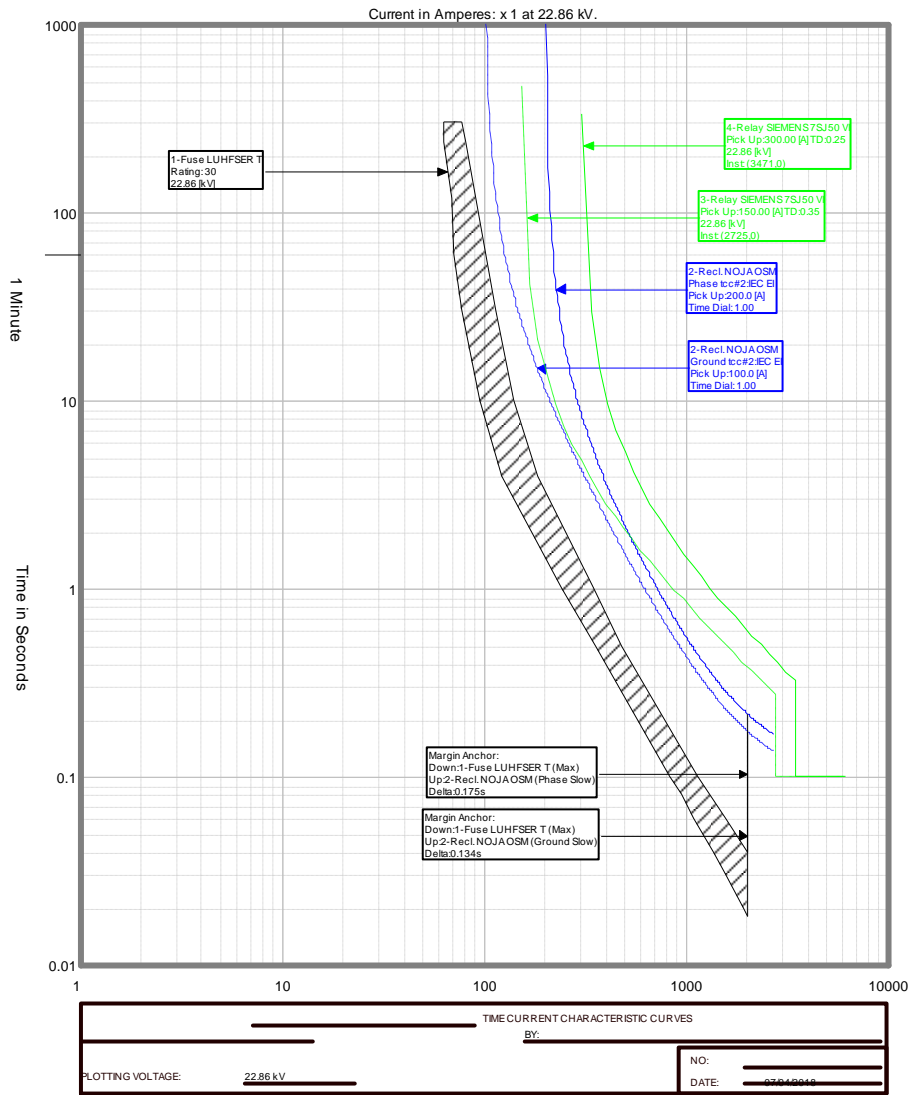


Figura A.5.21. Tiempos de coordinación desde el fusible S06836 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

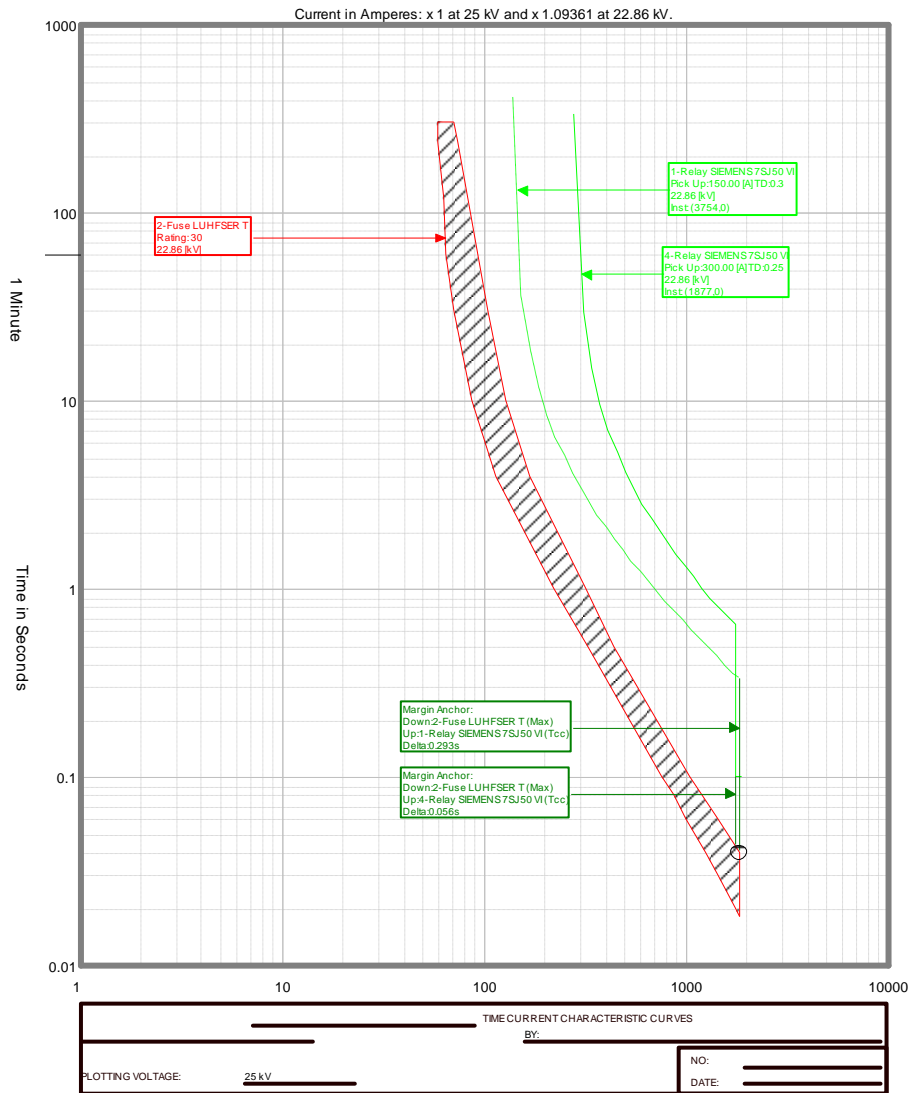


Figura A.5.22. Tiempos de coordinación desde el fusible S06836 de 30T aguas arriba

Device	Curve	Seconds
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.1646
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.2030
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.3590
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5550

**Figura A.5.23.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S06836

Device	Curve	Seconds
1-FUSE LUHFSE T	Min	0.0280
1-FUSE LUHFSE T	Max	0.0572
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.2222
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.2757
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.4898
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.7807

**Figura A.5.24.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S06836

S06899

Aguas Abajo:

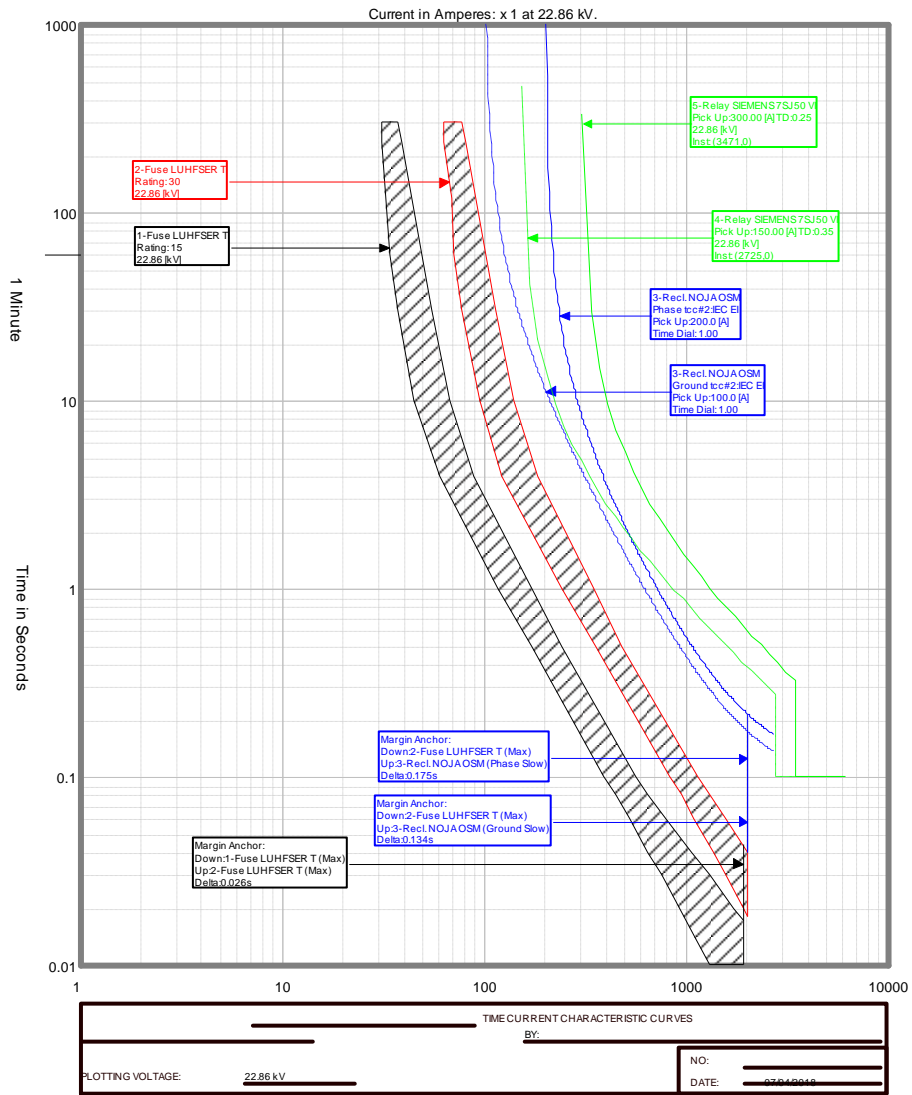


Figura A.5.25. Tiempos de coordinación desde el fusible S06899 de 15 T aguas abajo

Aguas Arriba:

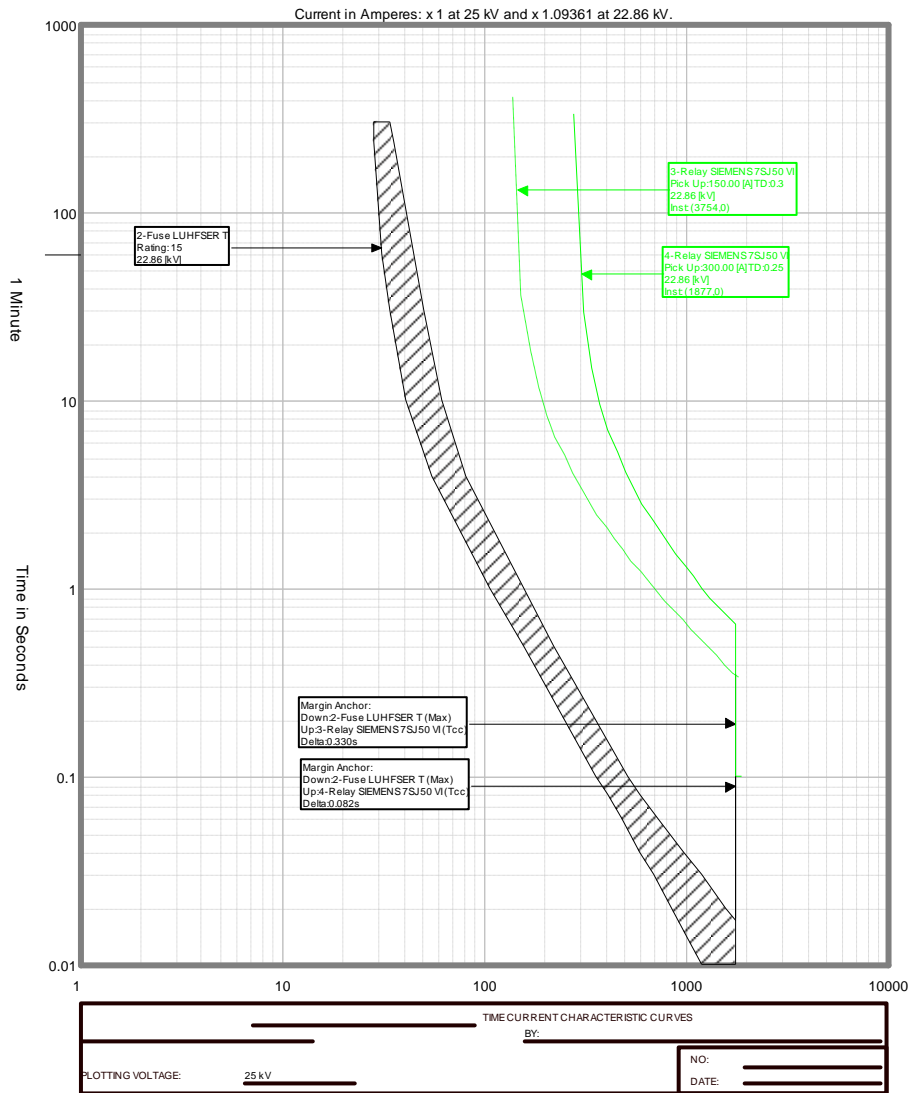


Figura A.5.26. Tiempos de coordinación desde el fusible S06899 de 15 T aguas arriba

Device	Curve	Seconds
3-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.1718
3-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.2120
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.3771
5-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5855

**Figura A.5.27.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S06899

Device	Curve	Seconds
1-FUSE LUHFSE T	Max	0.0175
2-FUSE LUHFSE T	Min	0.0203
2-FUSE LUHFSE T	Max	0.0440
3-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.1849
3-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.2285
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.4087
5-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.6392

**Figura A.5.28.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S06899

S003373

Aguas Abajo:

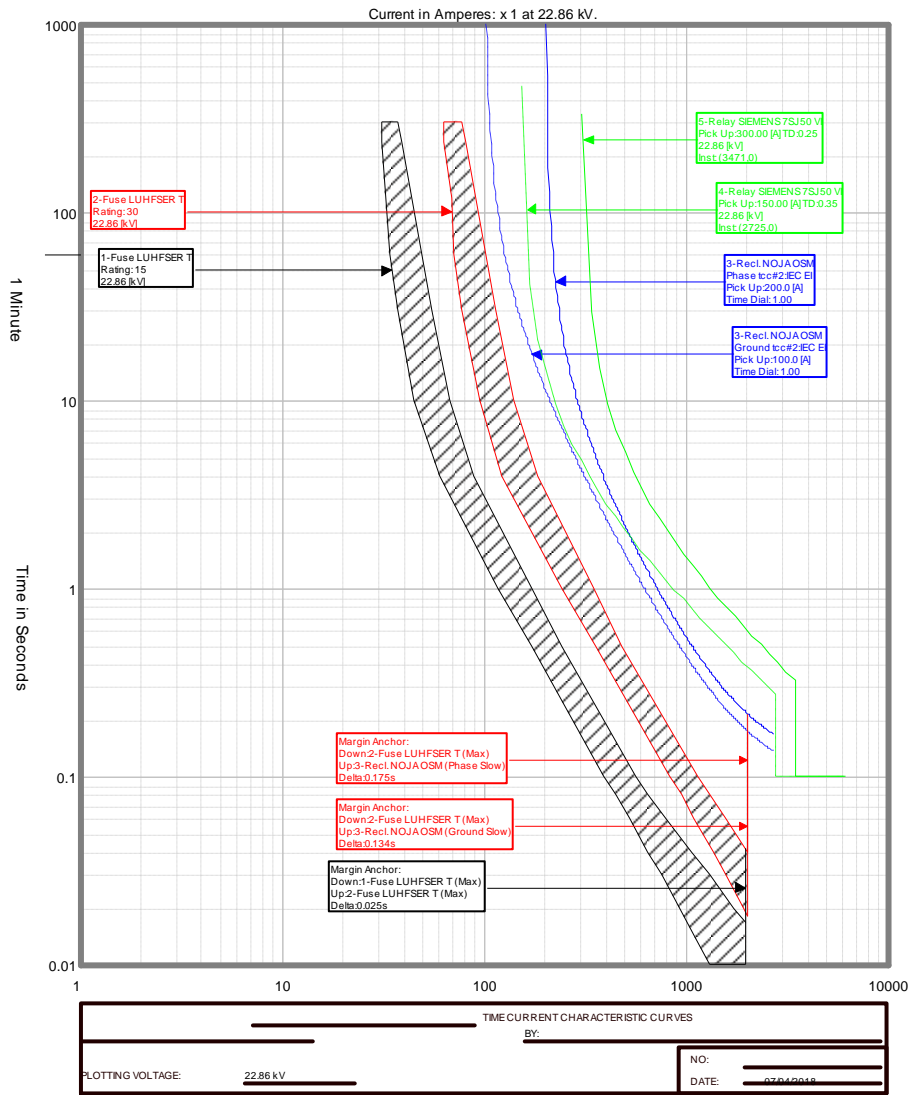


Figura A.5.29. Tiempos de coordinación desde el fusible S003373 de 15 T aguas abajo



Aguas Arriba:

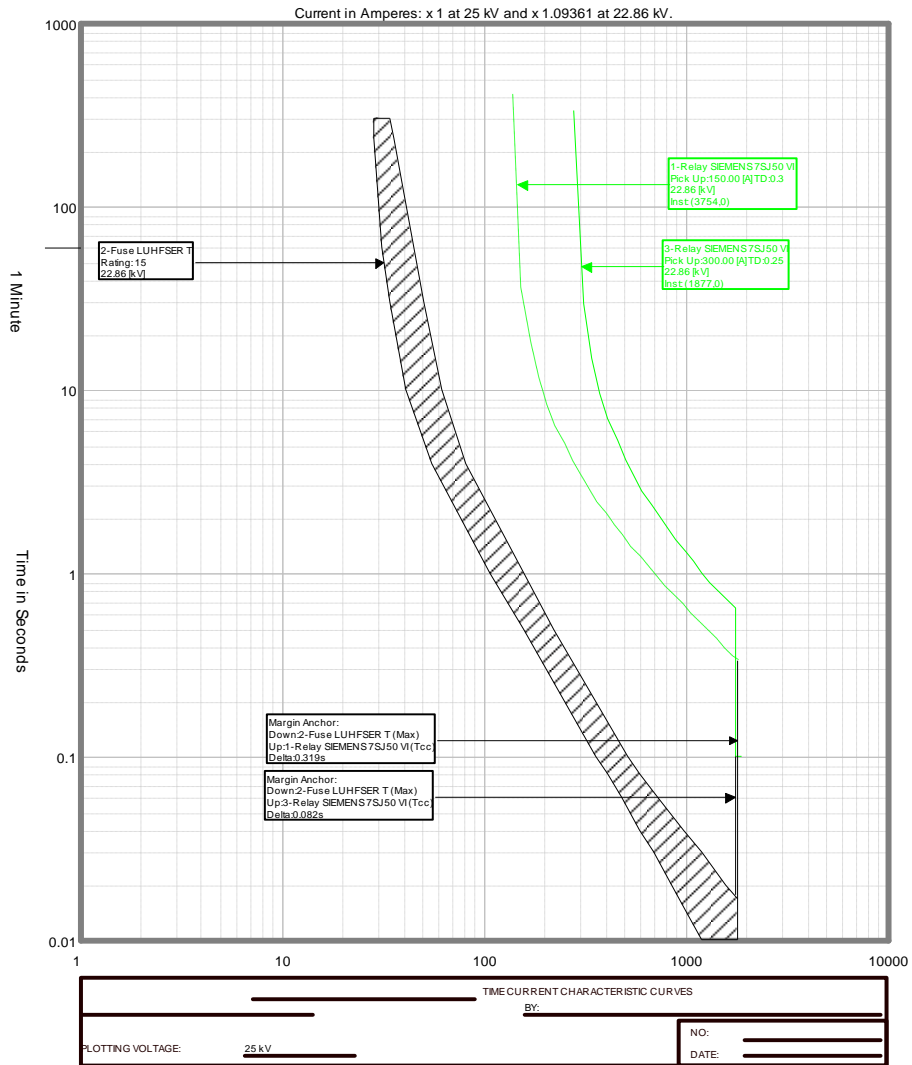


Figura A.5.30. Tiempos de coordinación desde el fusible S003373 de 15 T aguas arriba

Device	Curve	Seconds
3-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.1679
3-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.2071
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.3674
5-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5691

**Figura A.5.31.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S003373

Device	Curve	Seconds
2-FUSE LUHFSE T	Min	0.0185
2-FUSE LUHFSE T	Max	0.0407
3-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.1761
3-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.2174
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.3877
5-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.6035

**Figura A.5.32.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S003373

S06838

Aguas Abajo:

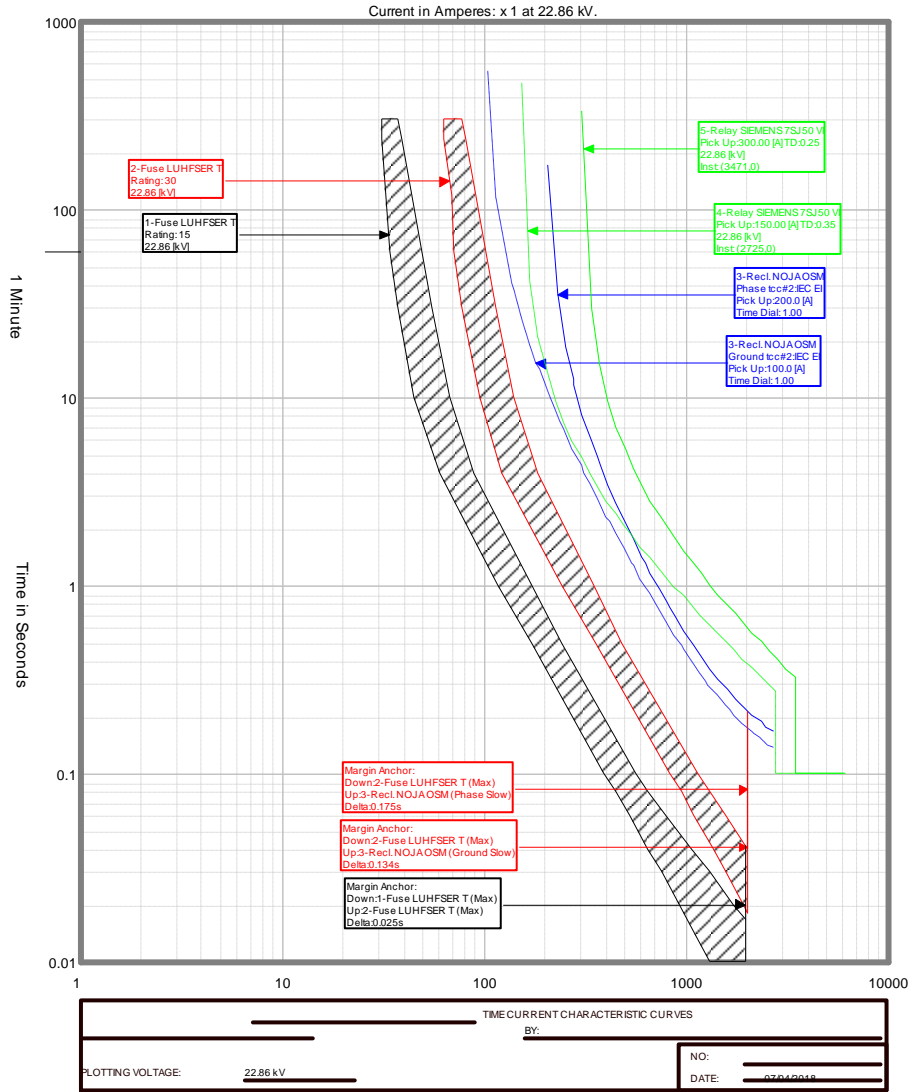


Figura A.5.33. Tiempos de coordinación desde el fusible S06838 de 15 T aguas abajo

Aguas Arriba:

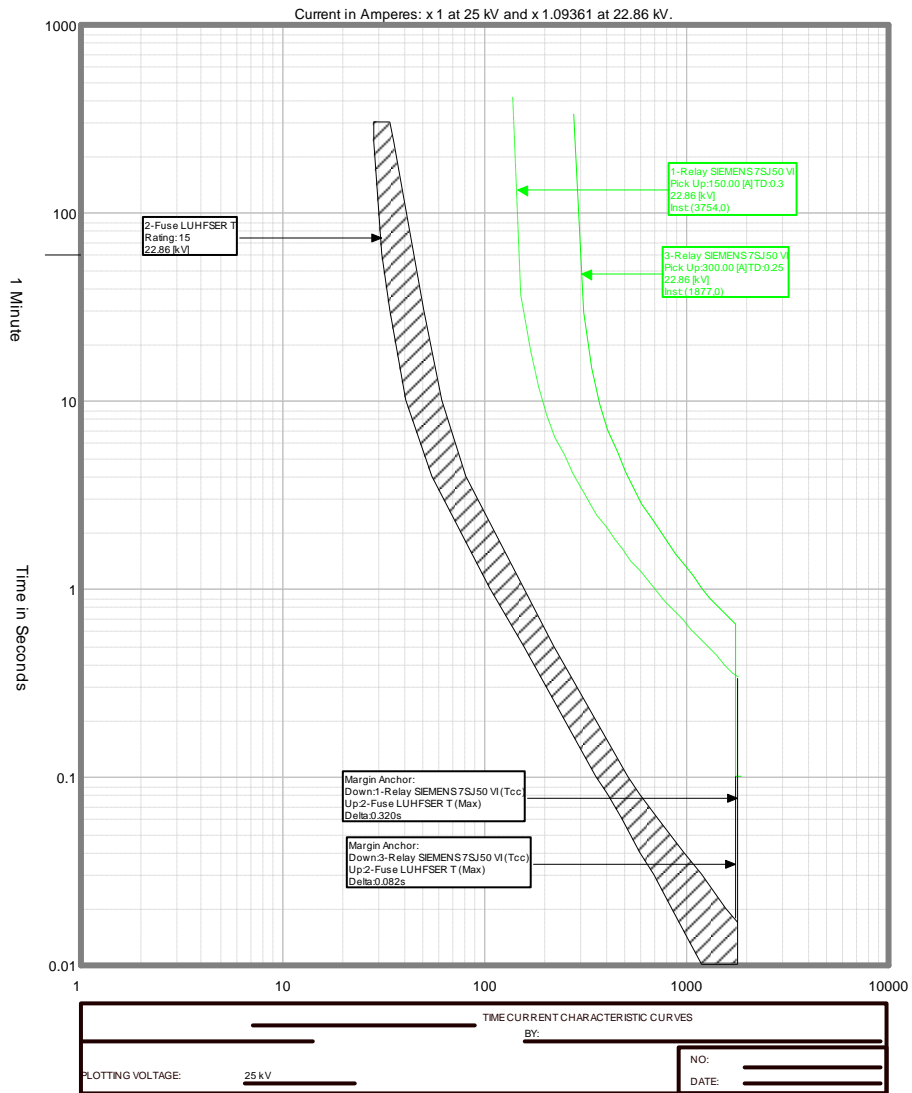
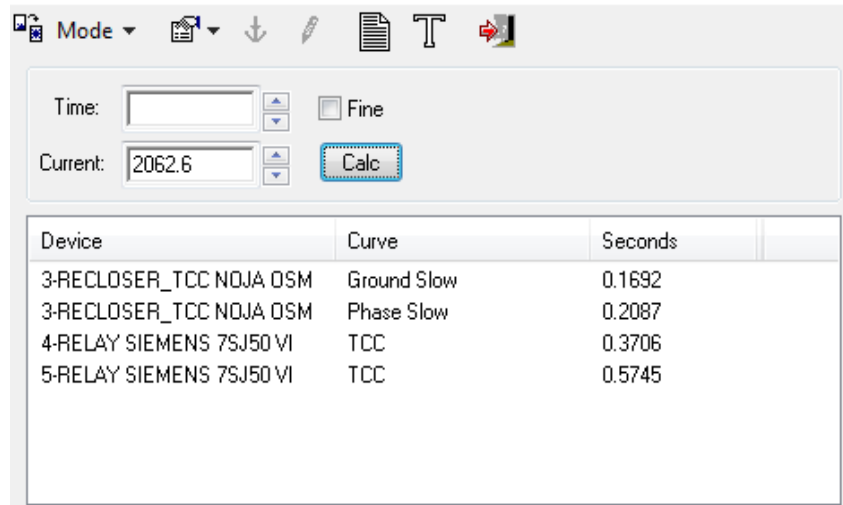
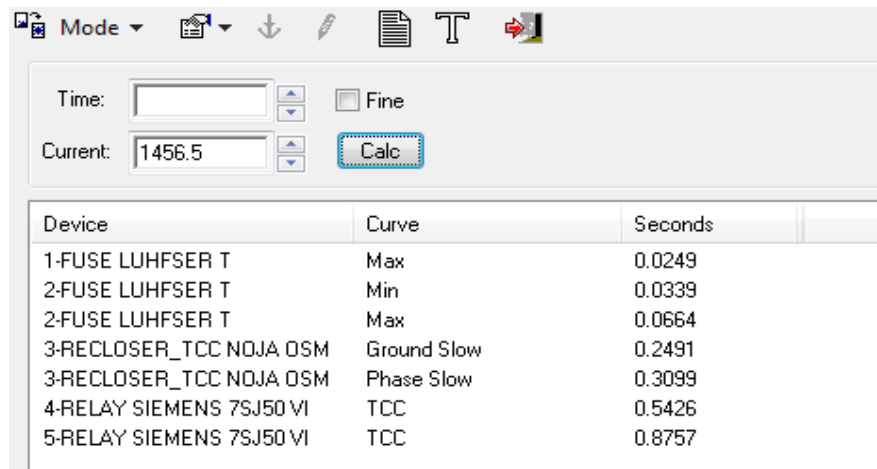


Figura A.5.34. Tiempos de coordinación desde el fusible S06838 de 15 T aguas arriba



**Figura A.5.35.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S06838



**Figura A.5.36.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S06838

S006859

Aguas Abajo:

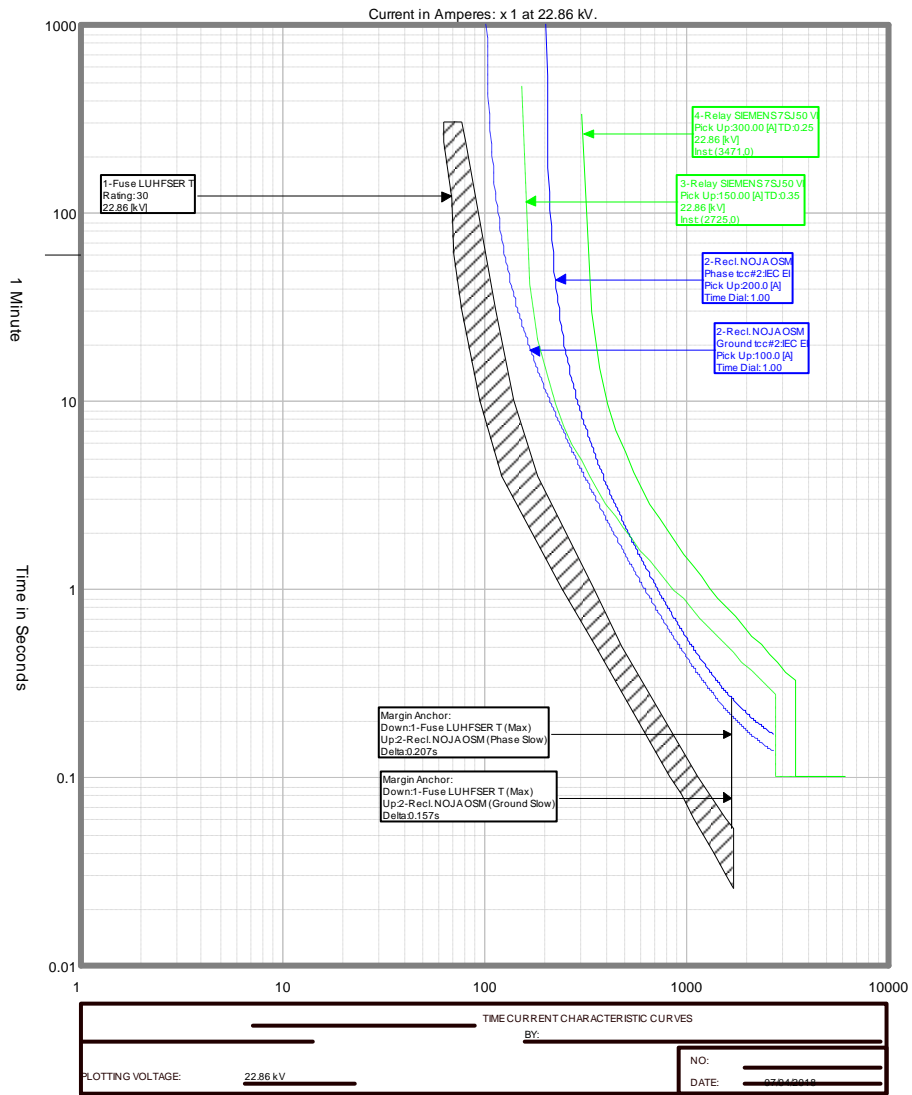


Figura A.5.37. Tiempos de coordinación desde el fusible S006859 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

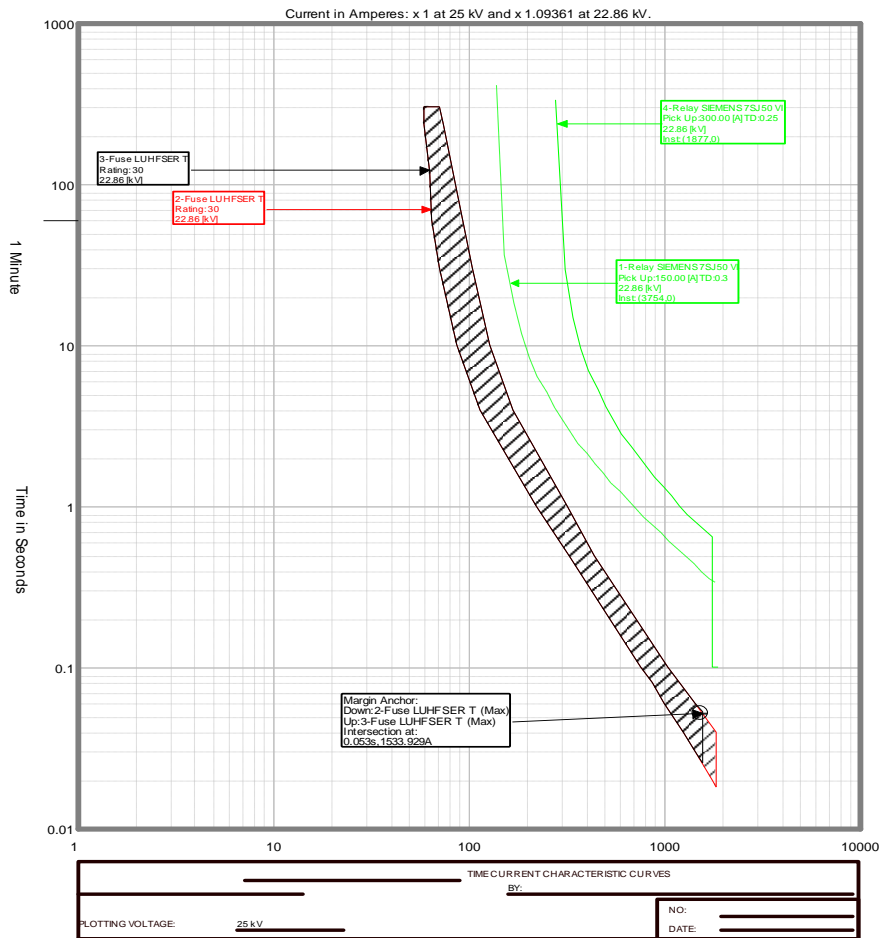


Figura A.5.38. Tiempos de coordinación desde el fusible S006859 de 30 T aguas arriba

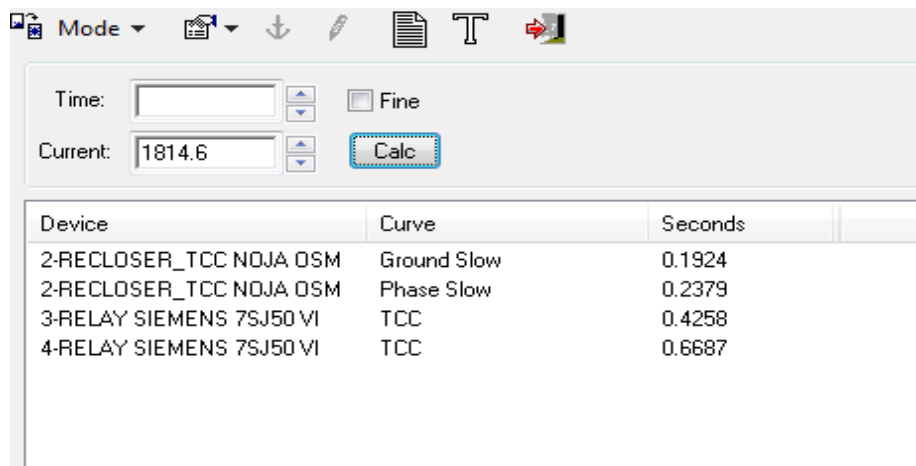


Figura A.5.39. Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S006859

Mode [dropdown] [icon] [icon] [icon] [icon] [icon] [icon]

Time: [input] [spin]  Fine

Current: 1673.3 [spin]

Device	Curve	Seconds
1-FUSE LUHFSE T	Min	0.0256
1-FUSE LUHFSE T	Max	0.0531
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.2104
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.2607
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.4653
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.7375

**Figura A.5.40.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S006859



S006858

Aguas Abajo:

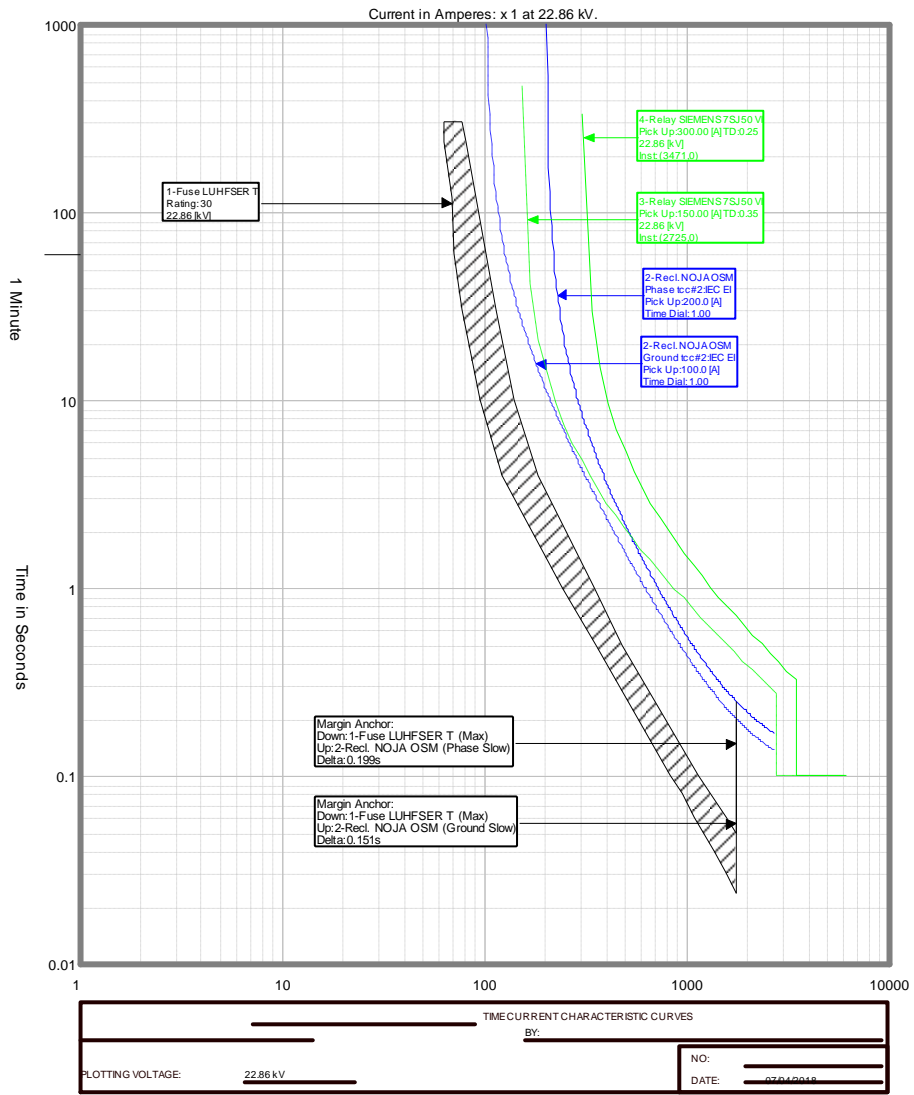


Figura A.5.41. Tiempos de coordinación desde el fusible S006858 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

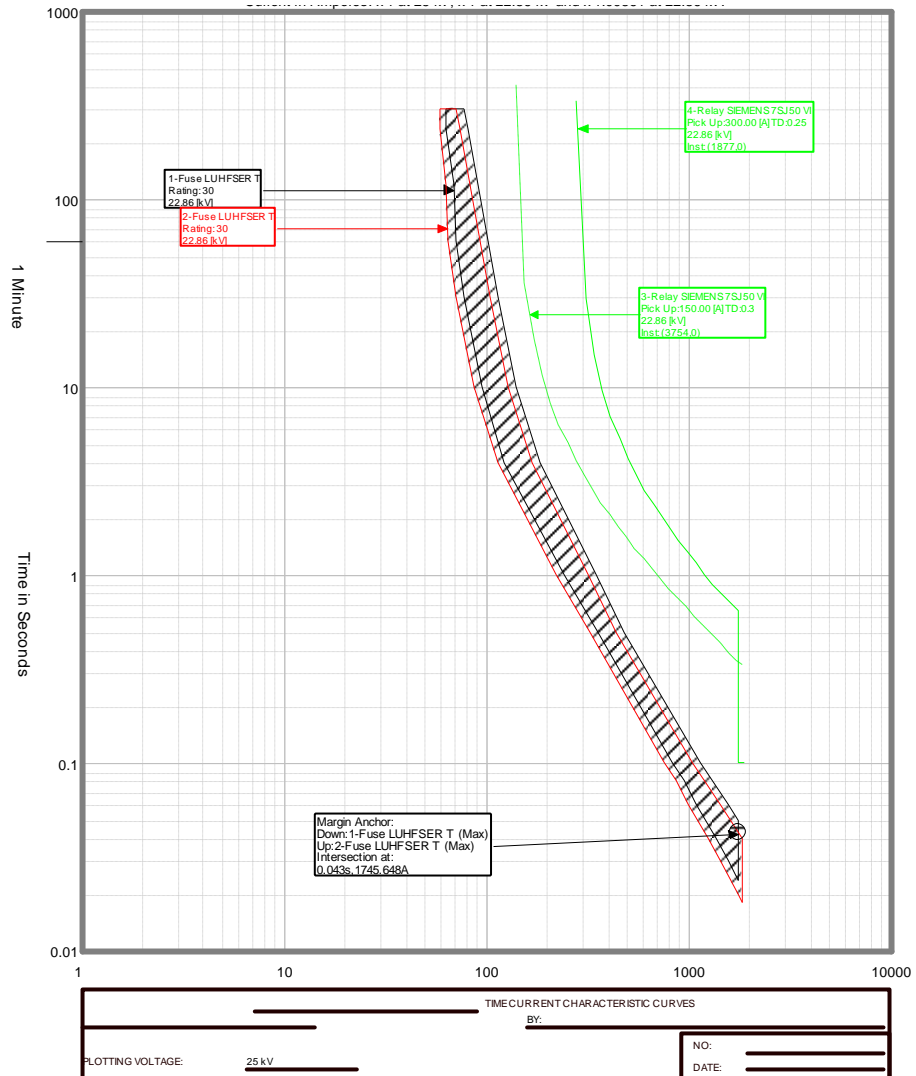
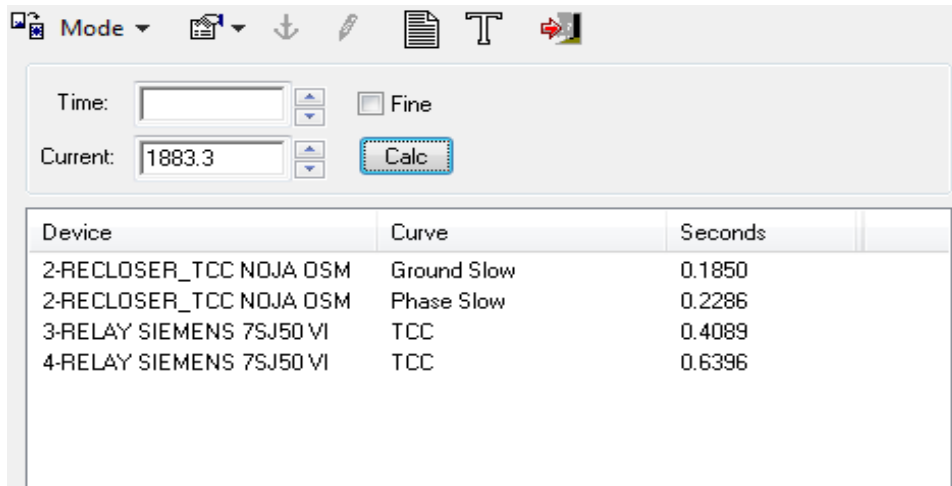
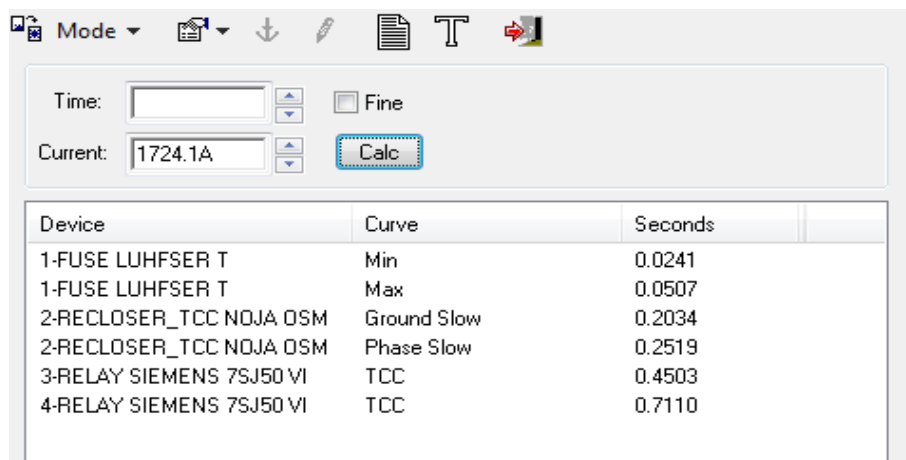


Figura A.5.42. Tiempos de coordinación desde el fusible S006858 de 30 T aguas arriba



**Figura A.5.43.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S006858



**Figura A.5.44.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S006858

S06862

Aguas Abajo:

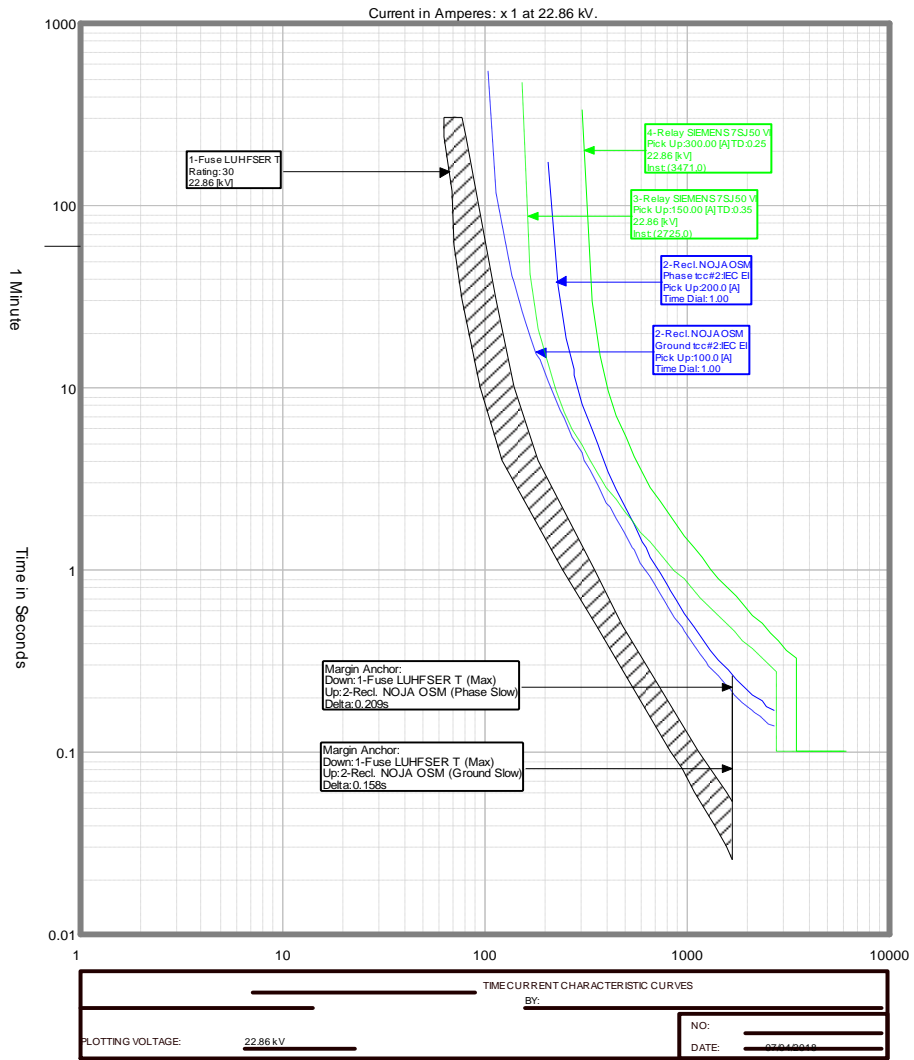


Figura A.5.45. Tiempos de coordinación desde el fusible S06862 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

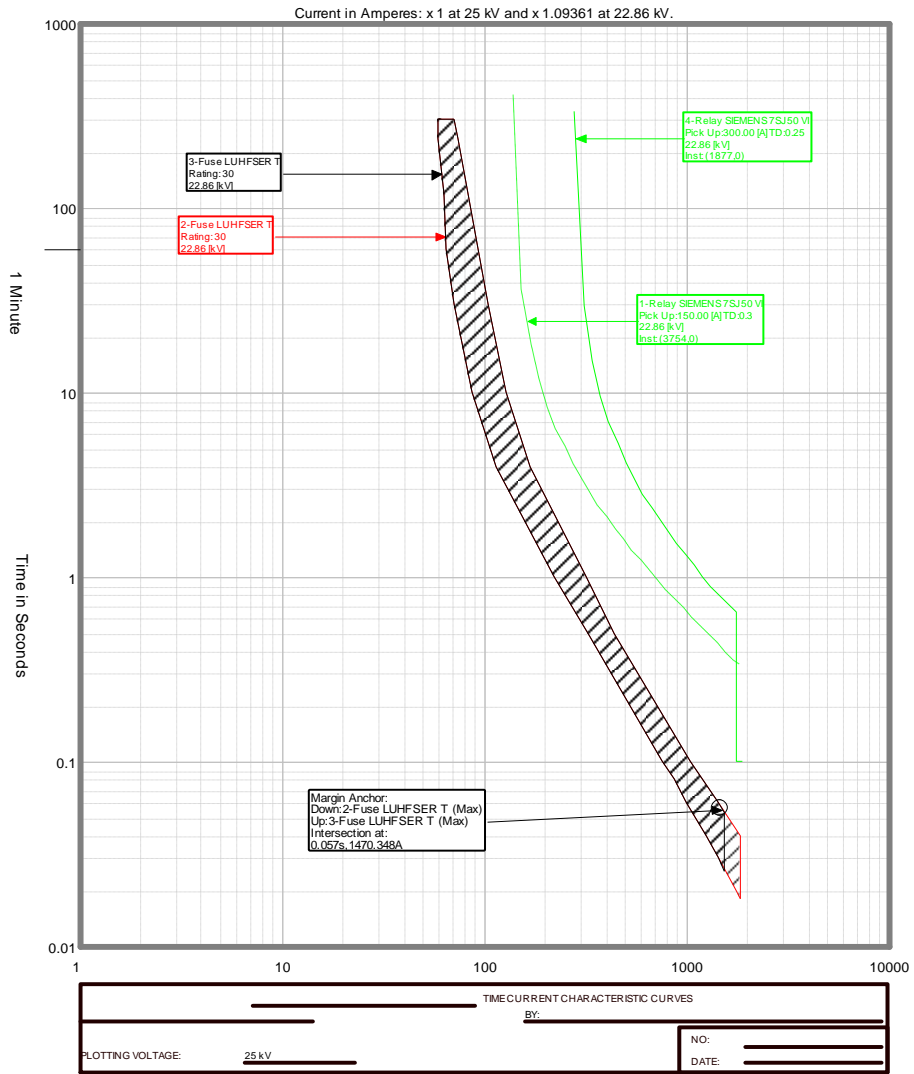
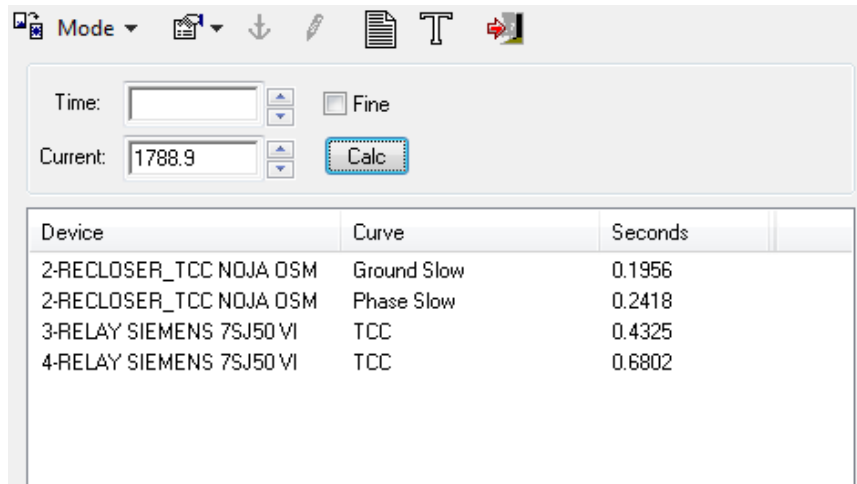
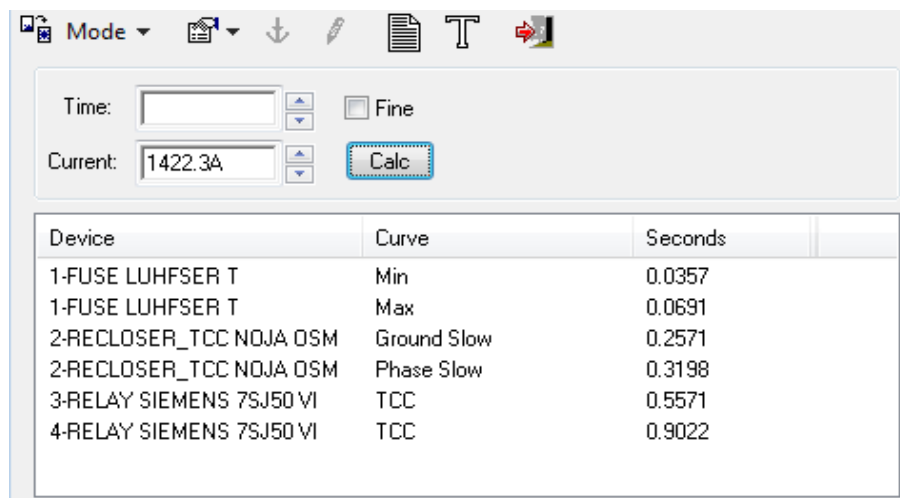


Figura A.5.46. Tiempos de coordinación desde el fusible S06862 de 30 T aguas arriba



**Figura A.5.47.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S06862



**Figura A.5.48.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S06862

S004612

Aguas Abajo:

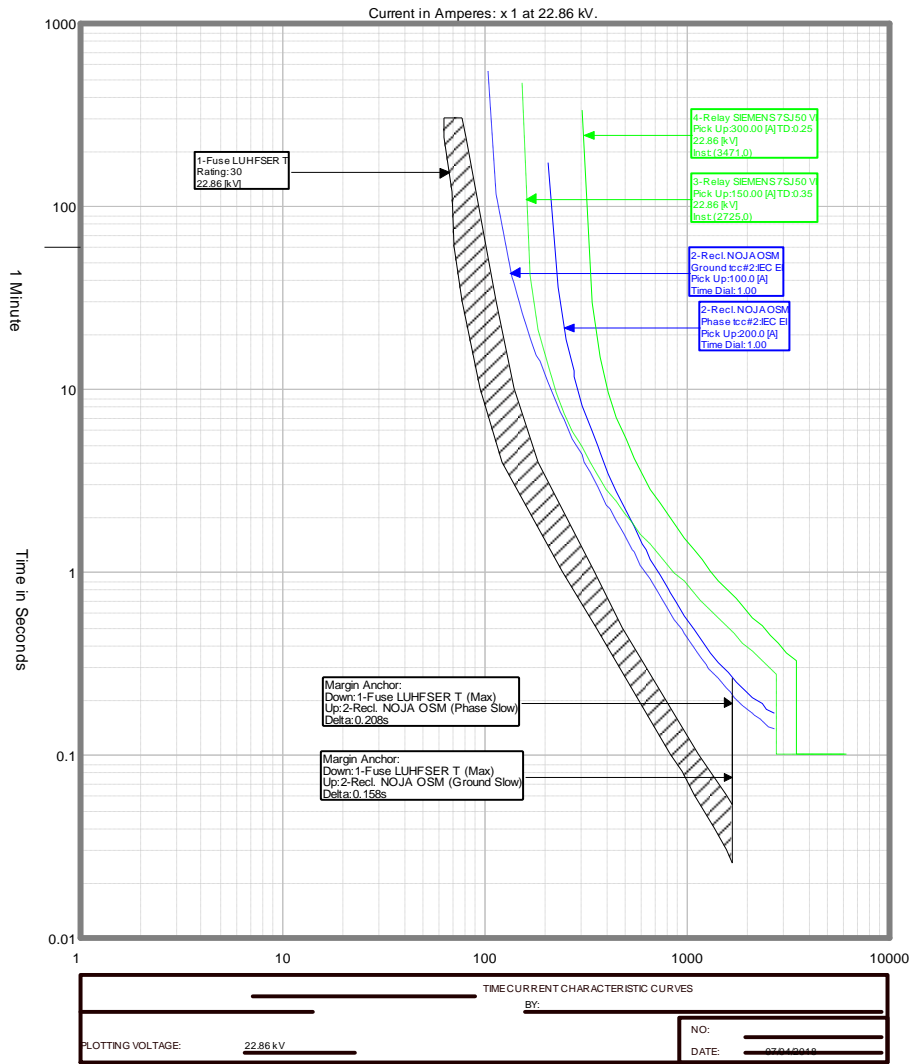


Figura A.5.49. Tiempos de coordinación desde el fusible S004612 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

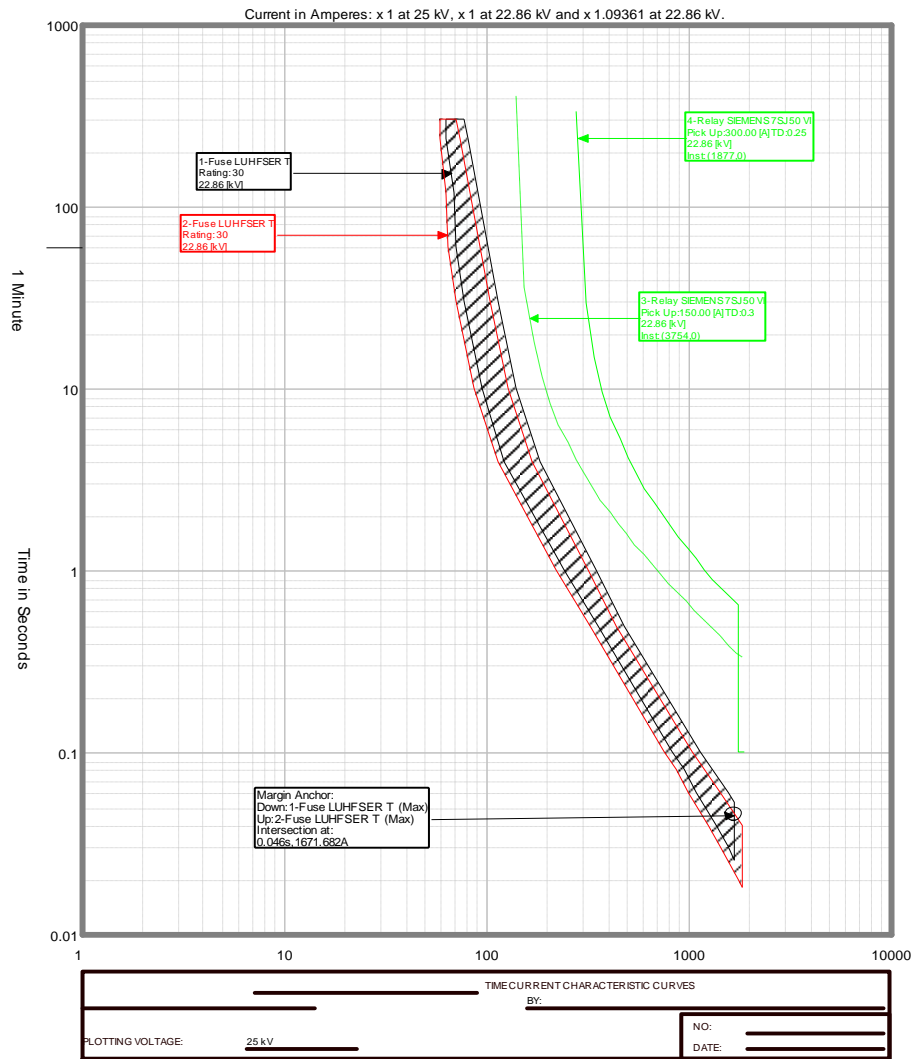


Figura A.5.50. Tiempos de coordinación desde el fusible S004612 de 30 T aguas arriba



Device	Curve	Seconds
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.1942
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.2402
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.4299
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.6757

**Figura A.5.51.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S004612

Device	Curve	Seconds
1-FUSE LUHFSE T	Min	0.0311
1-FUSE LUHFSE T	Max	0.0623
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.2370
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.2944
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5192
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.8335

**Figura A.5.52.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S004612

S06867

Aguas Abajo:

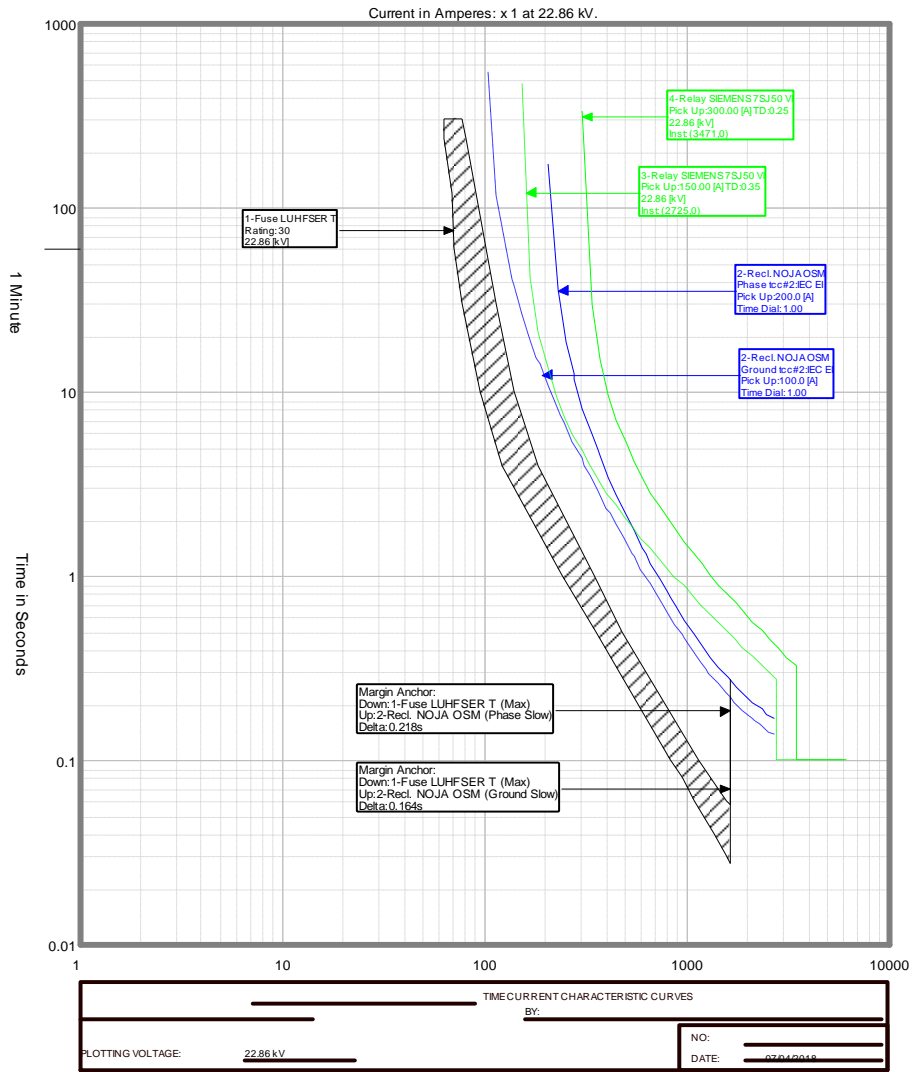


Figura A.5.53. Tiempos de coordinación desde el fusible S06867 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

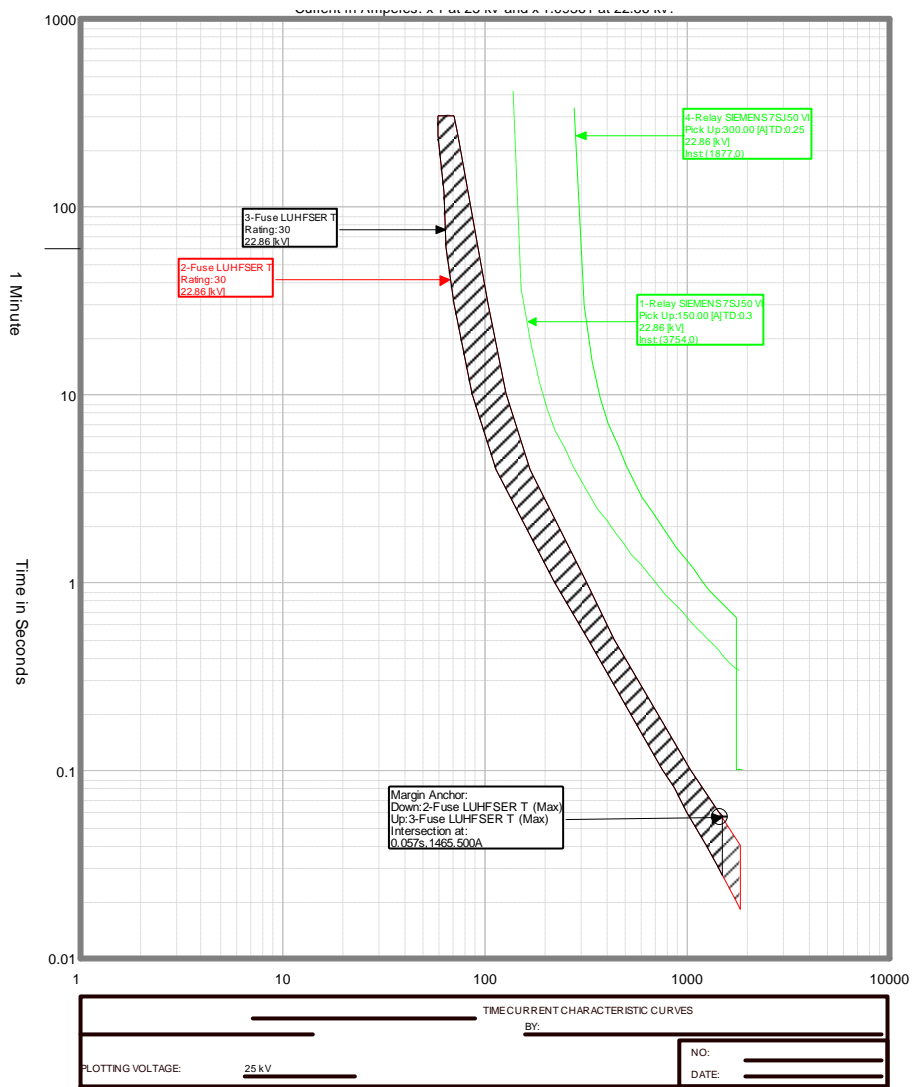
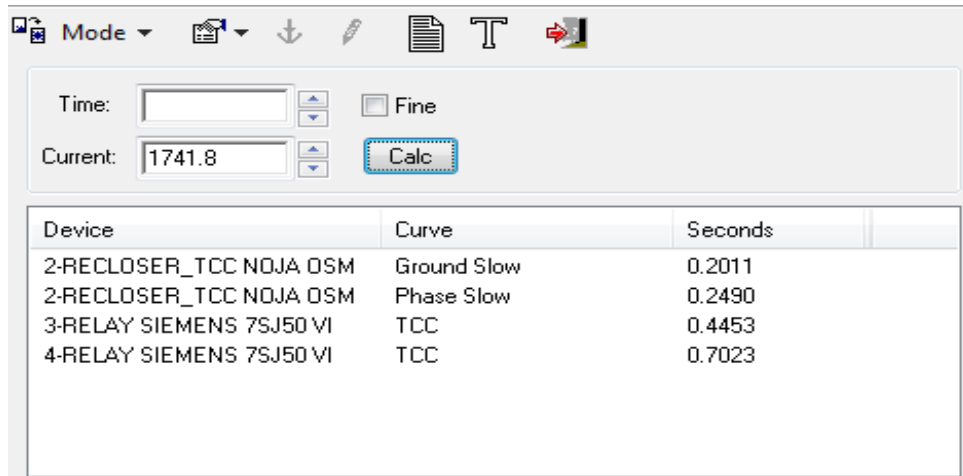
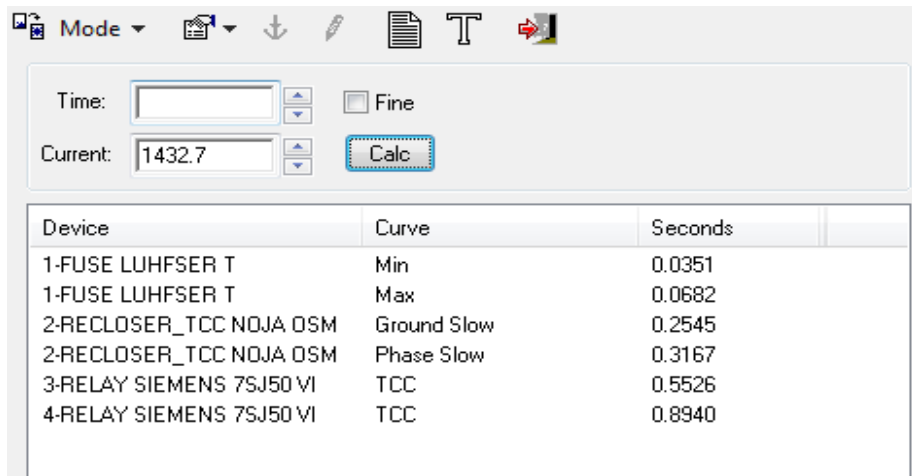


Figura A.5.54. Tiempos de coordinación desde el fusible S06867 de 30 T aguas arriba



**Figura A.5.55.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S06867



**Figura A.5.56.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S06867

S06868

Aguas Abajo:

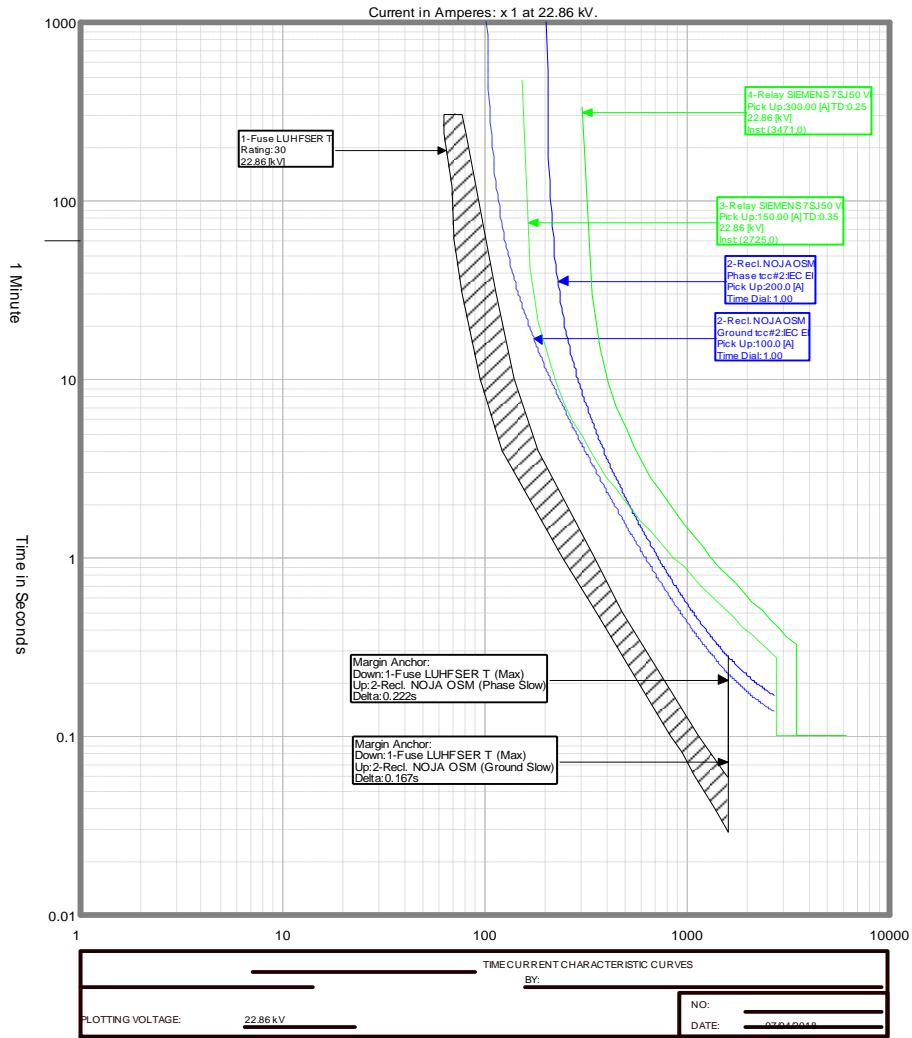


Figura A.5.57. Tiempos de coordinación desde el fusible S06868 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

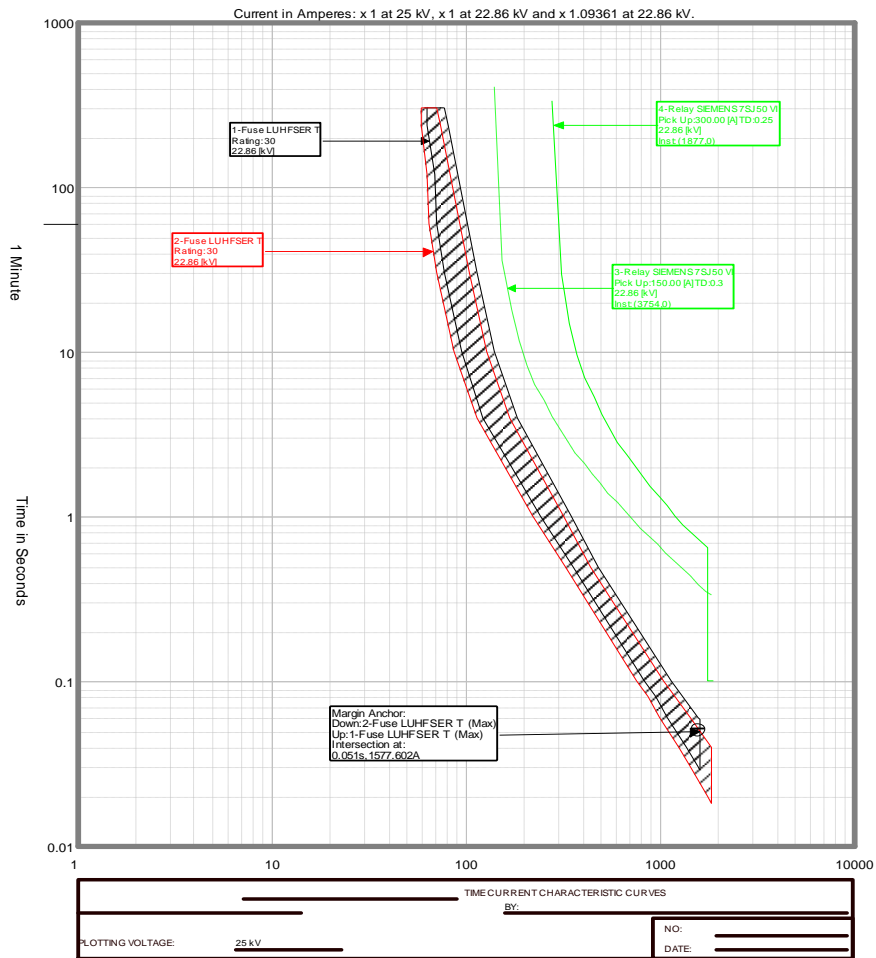


Figura A.5.58. Tiempos de coordinación desde el fusible S06868 de 30 T aguas arriba

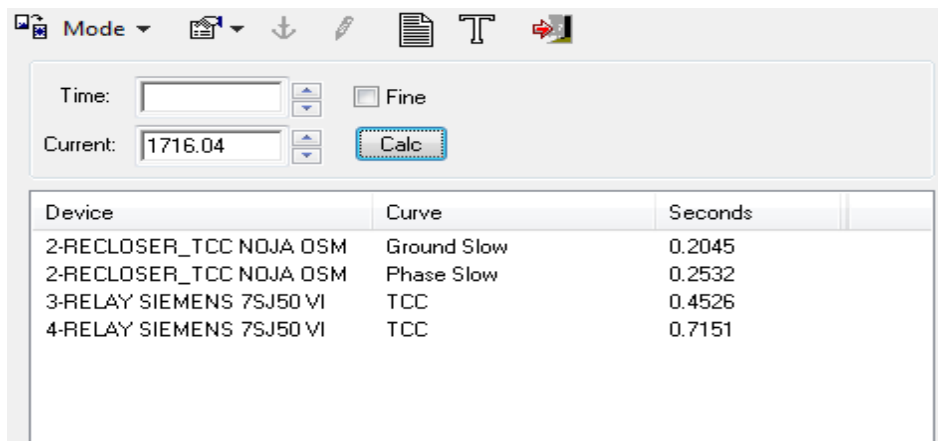


Figura A.5.59. Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S06868

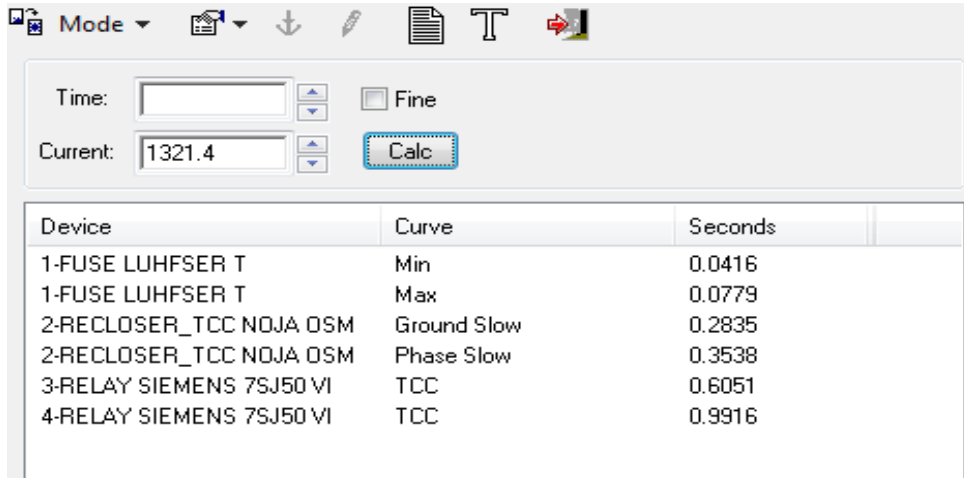


Figura A.5.60. Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S06868

S006872 Aguas Abajo:

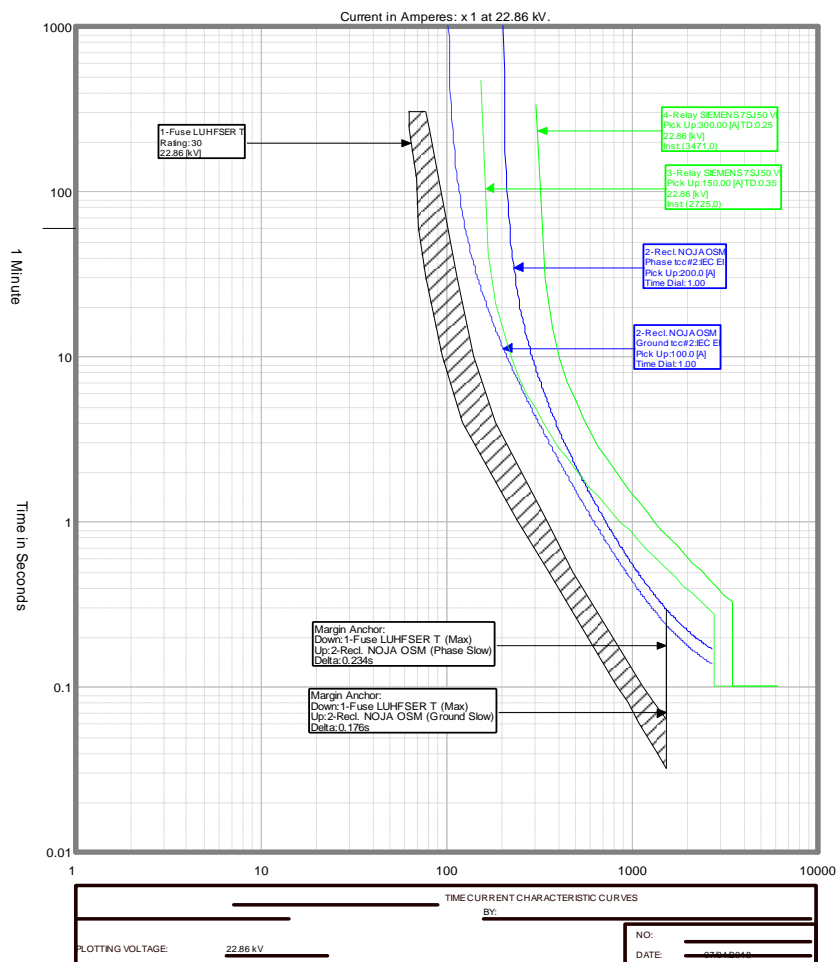


Figura A.5.61. Tiempos de coordinación desde el fusible S006872 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

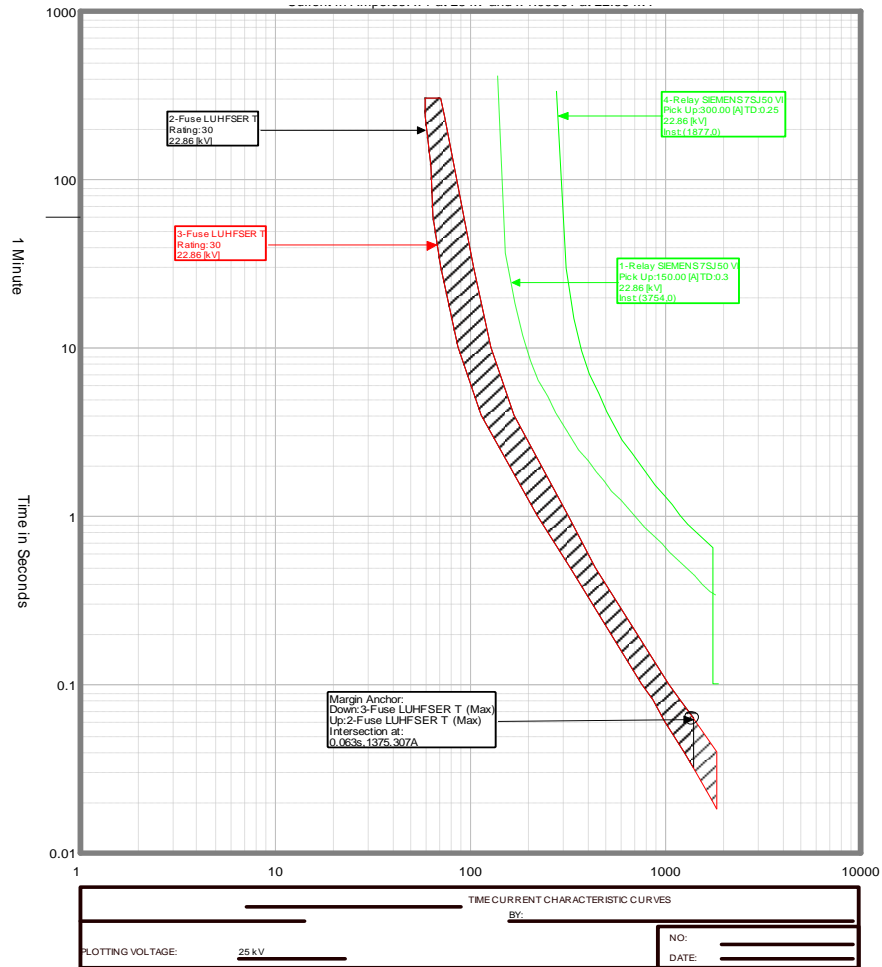


Figura A.5.62. Tiempos de coordinación desde el fusible S006872 de 30 T aguas arriba

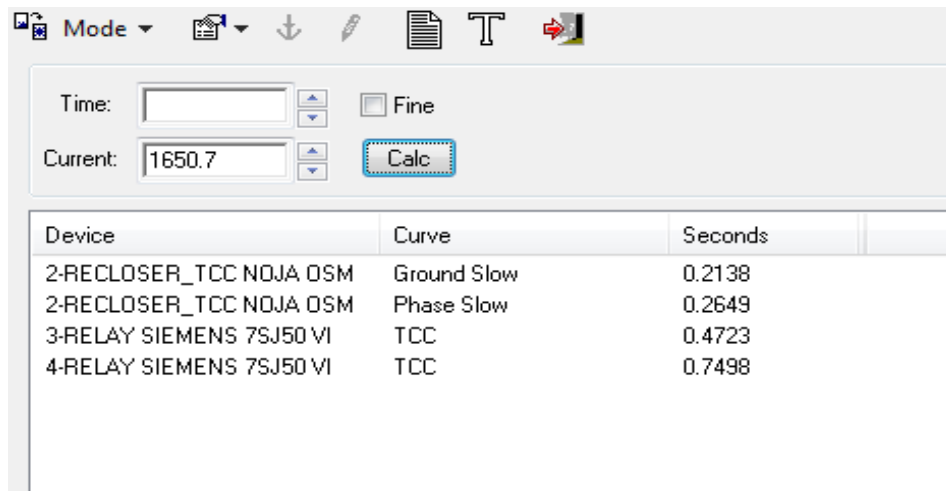


Figura A.5.63. Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S006872



Device	Curve	Seconds
1-FUSE LUHFSE T	Min	0.0459
1-FUSE LUHFSE T	Max	0.0847
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.3060
2-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.3827
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.6437
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	1.0650

Figura A.5.64. Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S006872

S006874

Aguas Abajo:

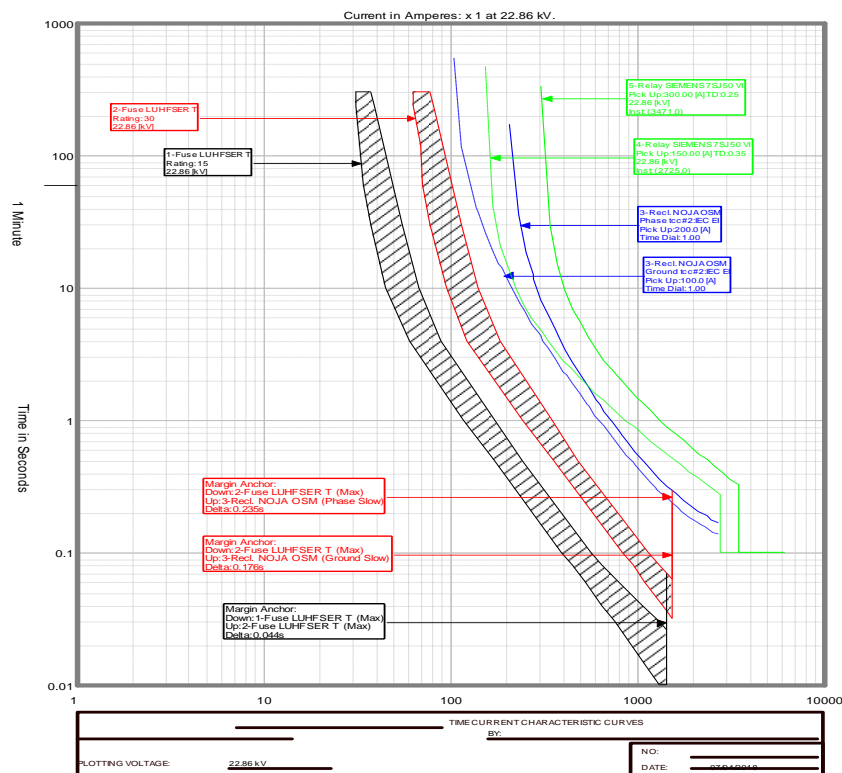


Figura A.5.65. Tiempos de coordinación desde el fusible S006874 de 15 T aguas abajo

Aguas Arriba:

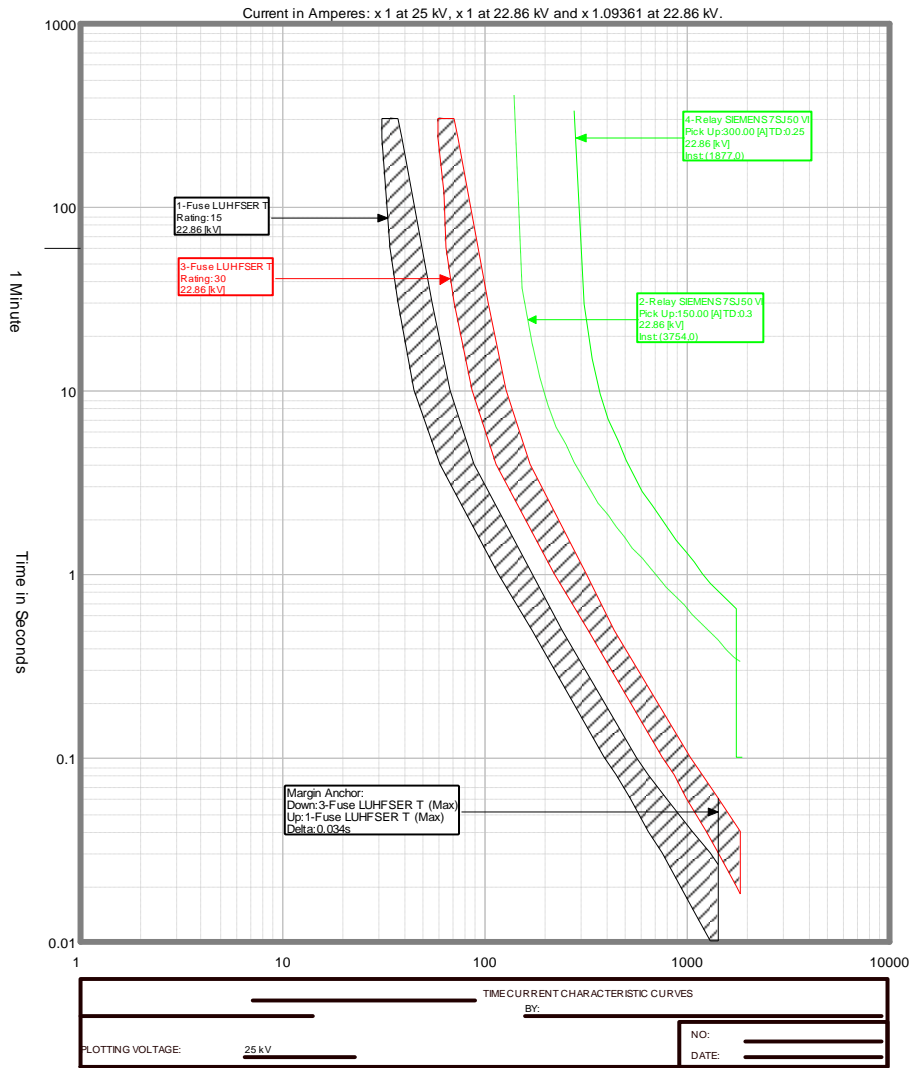
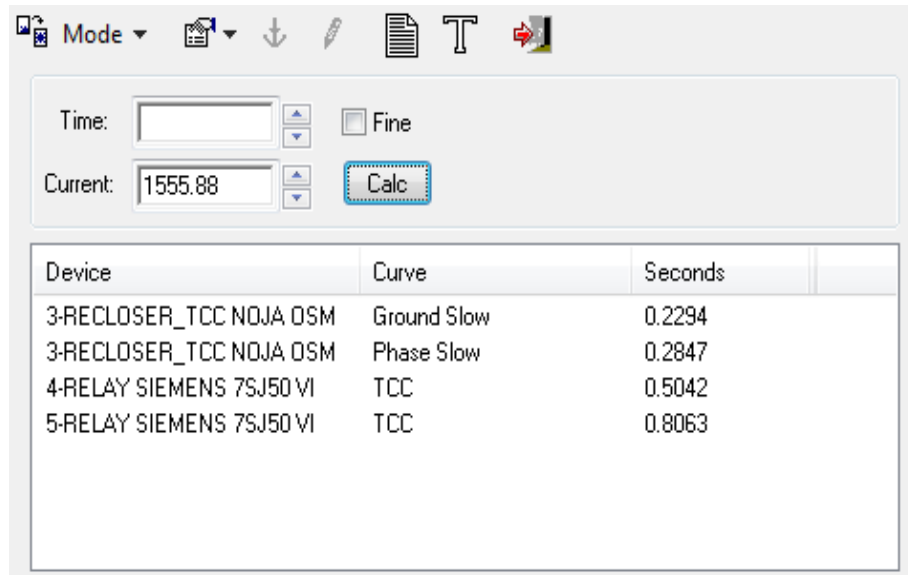
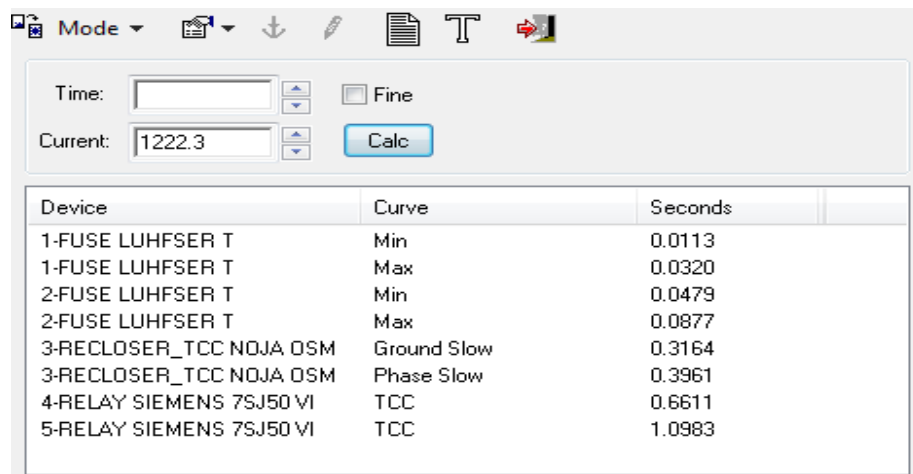


Figura A.5.66. Tiempos de coordinación desde el fusible S006874 de 15 T aguas arriba



**Figura A.5.67.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S006874



**Figura A.5.68.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S006874

# S06843

Aguas Abajo:

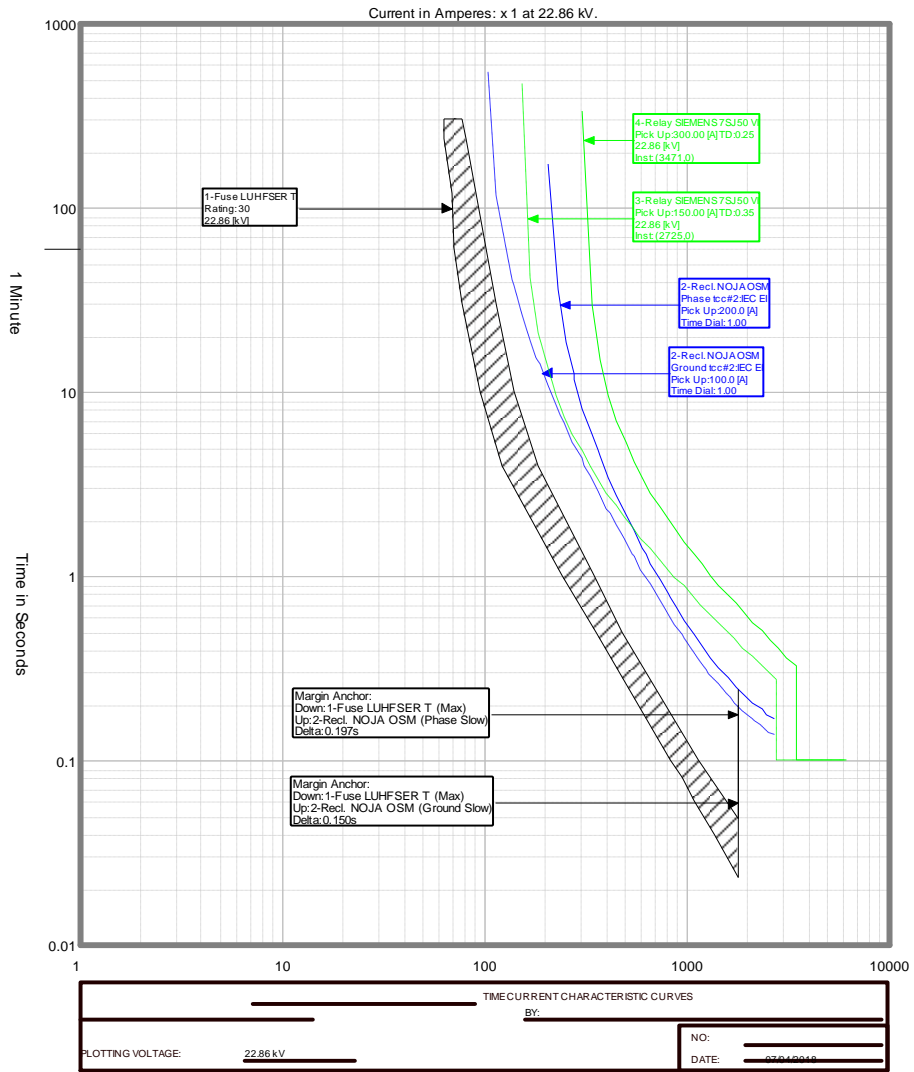


Figura A.5.65. Tiempos de coordinación desde el fusible S06843 de 30 T aguas abajo

Aguas Arriba:

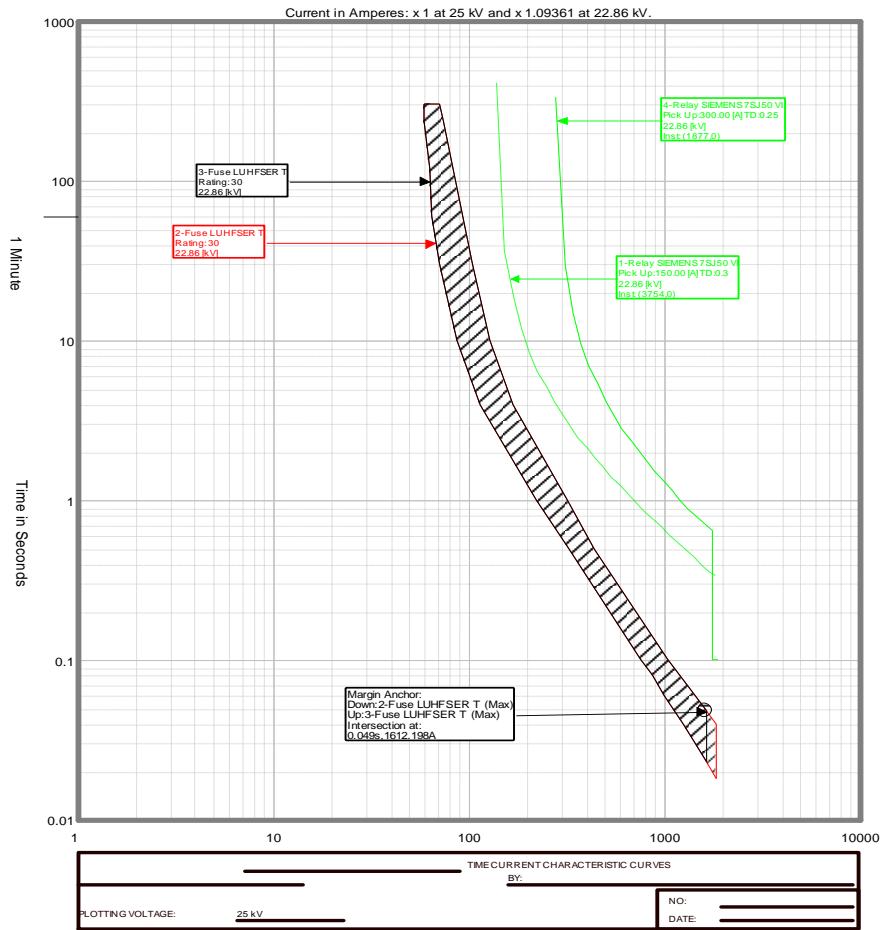


Figura A.5.66. Tiempos de coordinación desde el fusible S06843 de 30 T aguas arriba

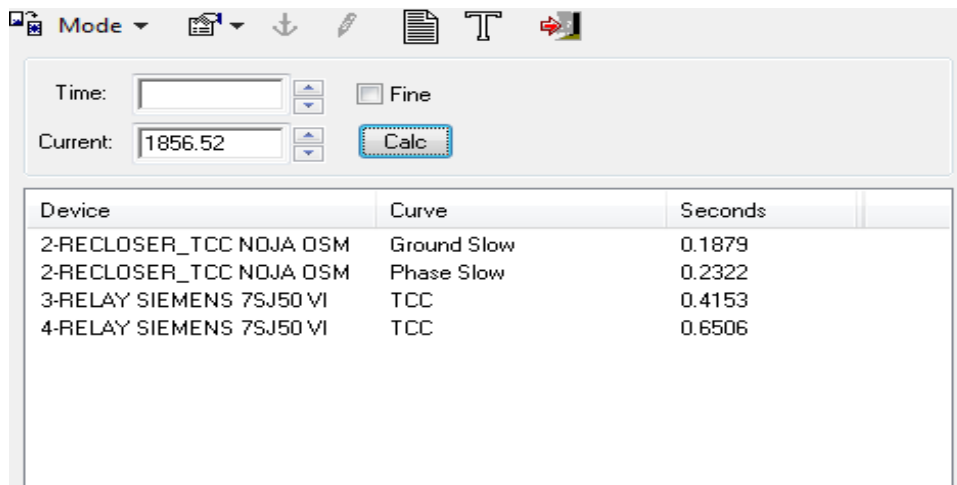


Figura A.5.67. Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S06843

Device	Curve	Seconds
1-FUSE LUHFSE T	Min	0.0350
1-FUSE LUHFSE T	Max	0.0681
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.2543
2-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.3163
3-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5520
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.8928

Figura A.5.68. Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S06843

S06887 Aguas Abajo:

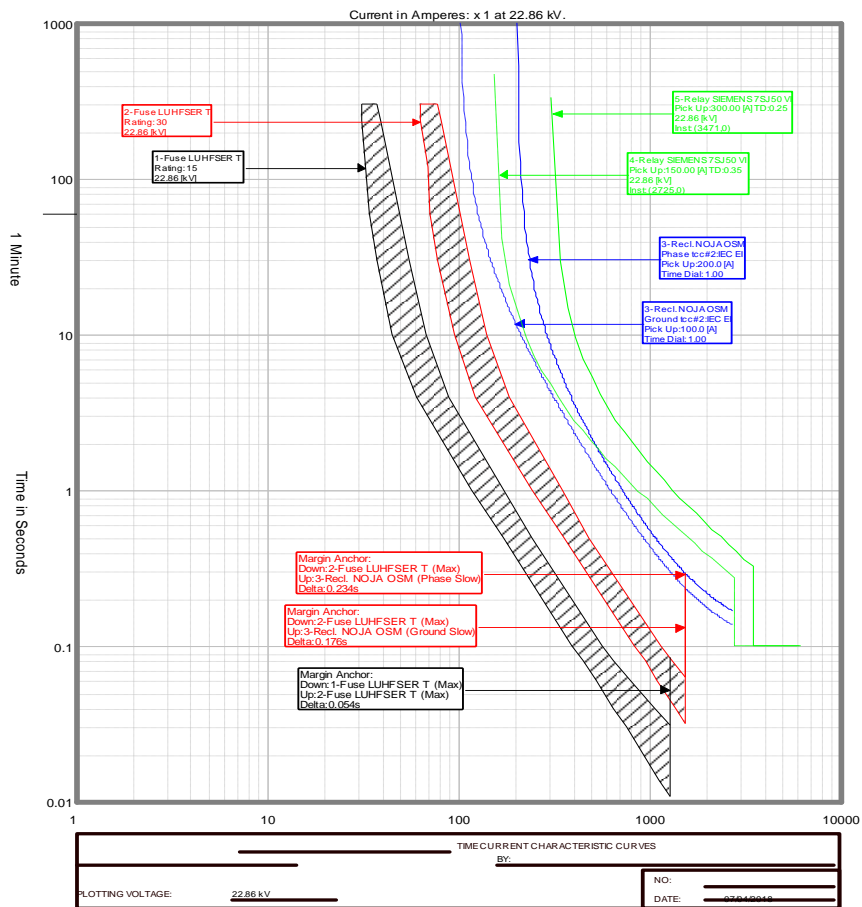


Figura A.5.69. Tiempos de coordinación desde el fusible S06887 de 15 T aguas abajo

Aguas Arriba:

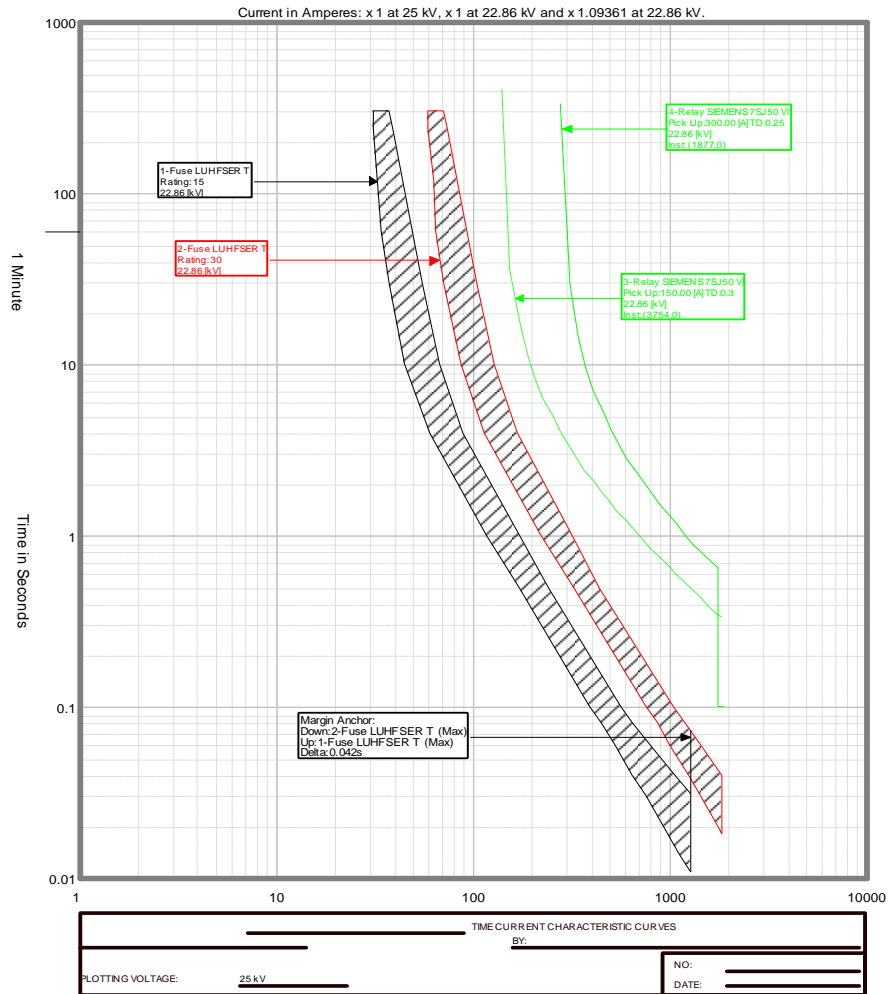


Figura A.5.70. Tiempos de coordinación desde el fusible S06887 de 15 T aguas arriba

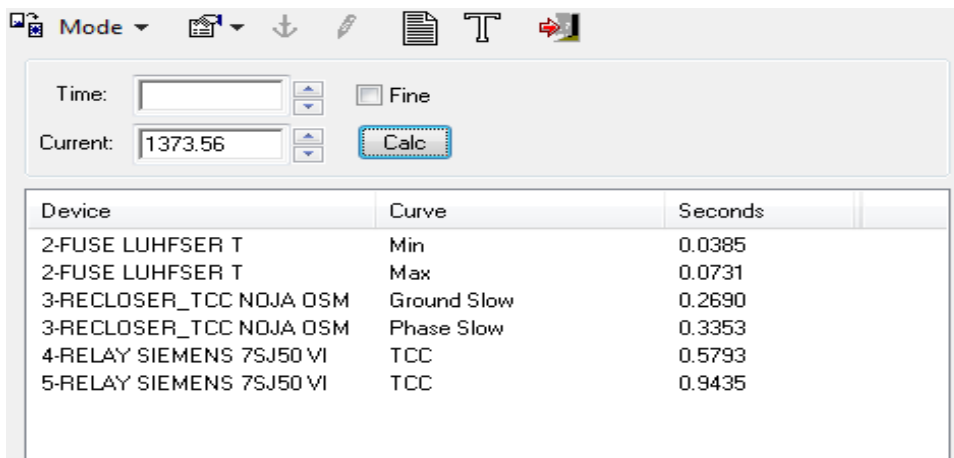


Figura A.5.71. Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S06887

Device	Curve	Seconds
2-FUSE LUHFSE T	Min	0.0435
2-FUSE LUHFSE T	Max	0.0811
3-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.2937
3-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.3668
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.6227
5-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	1.0246

Figura A.5.72. Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S06887

S06845 Aguas Abajo:

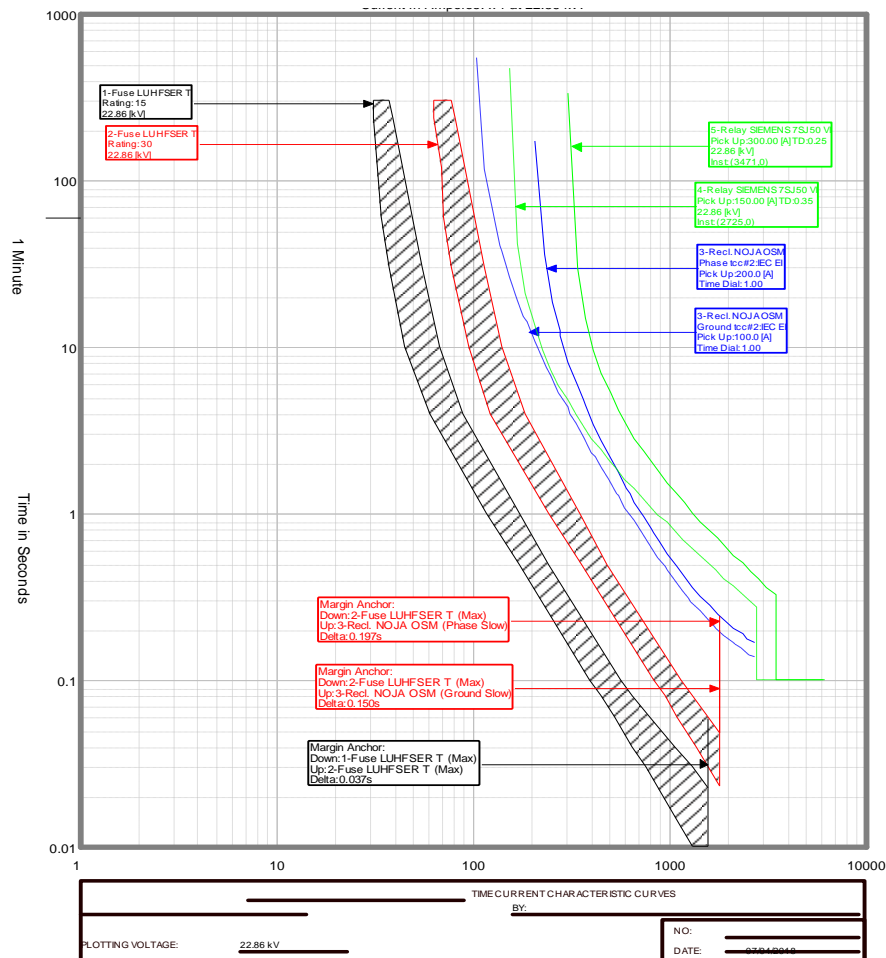


Figura A.5.73. Tiempos de coordinación desde el fusible S06845 de 15 T aguas abajo



Aguas Arriba:

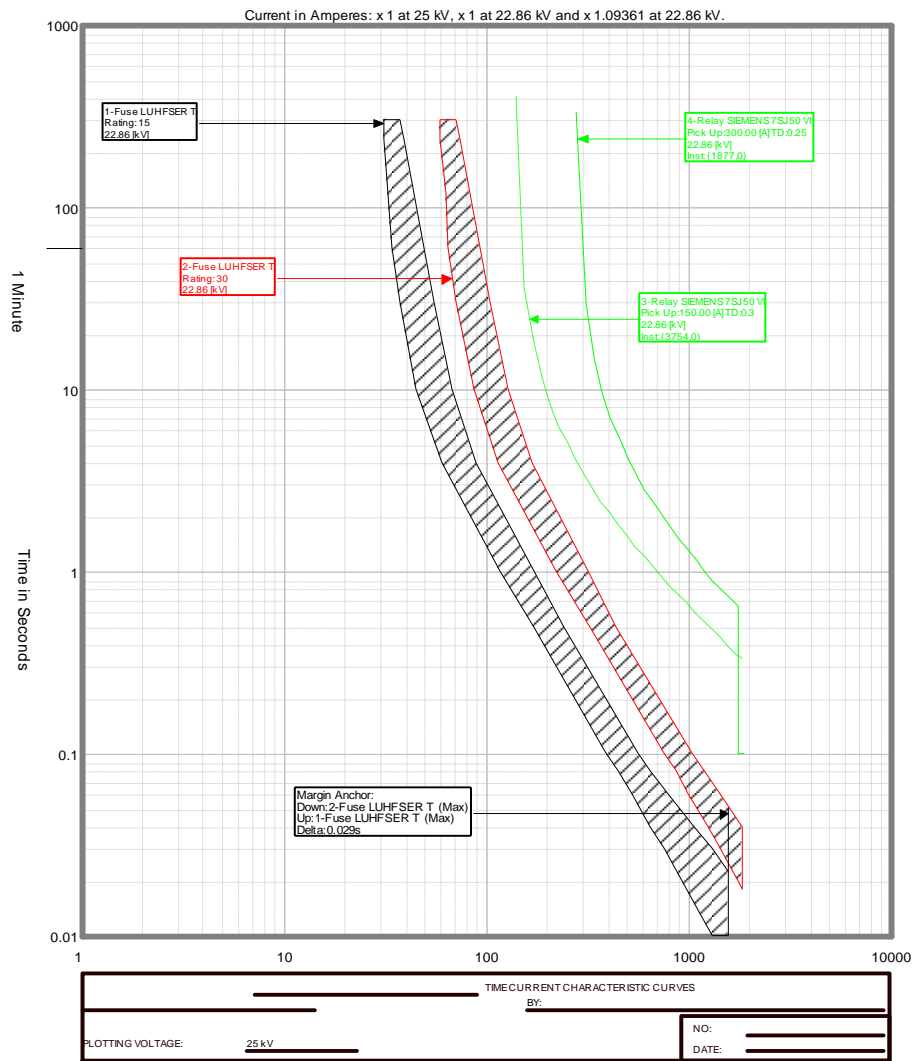


Figura A.5.74. Tiempos de coordinación desde el fusible S06845 de 15 T aguas arriba

Device	Curve	Seconds
2-FUSE LUHFSE T	Min	0.0252
2-FUSE LUHFSE T	Max	0.0525
3-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.2086
3-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.2584
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.4613
5-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.7305

**Figura A.5.75.** Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S06845

Device	Curve	Seconds
1-FUSE LUHFSE T	Max	0.0231
2-FUSE LUHFSE T	Min	0.0302
2-FUSE LUHFSE T	Max	0.0609
3-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.2329
3-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.2893
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5112
5-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.8191

**Figura A.5.76.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S06845

S06849

Aguas Abajo:

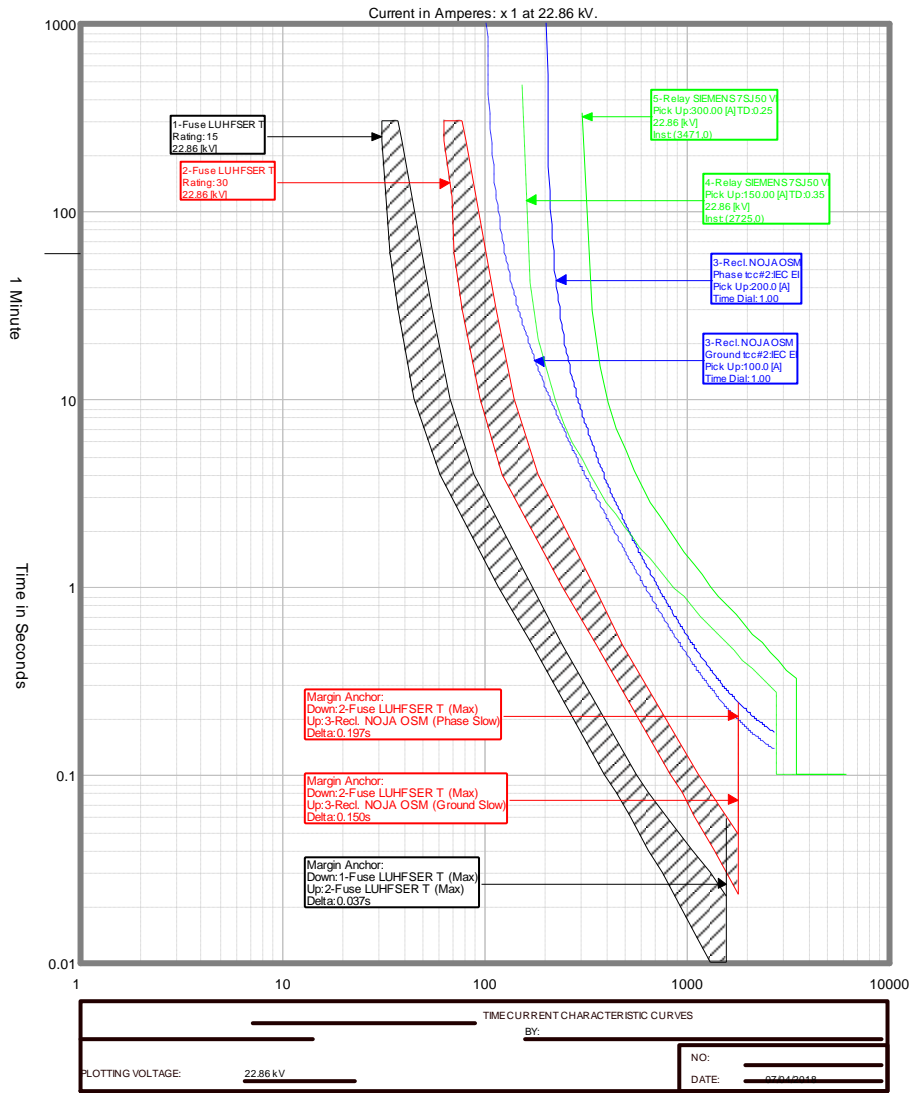


Figura A.5.77. Tiempos de coordinación desde el fusible S06849 de 15 T aguas abajo

Aguas Arriba:

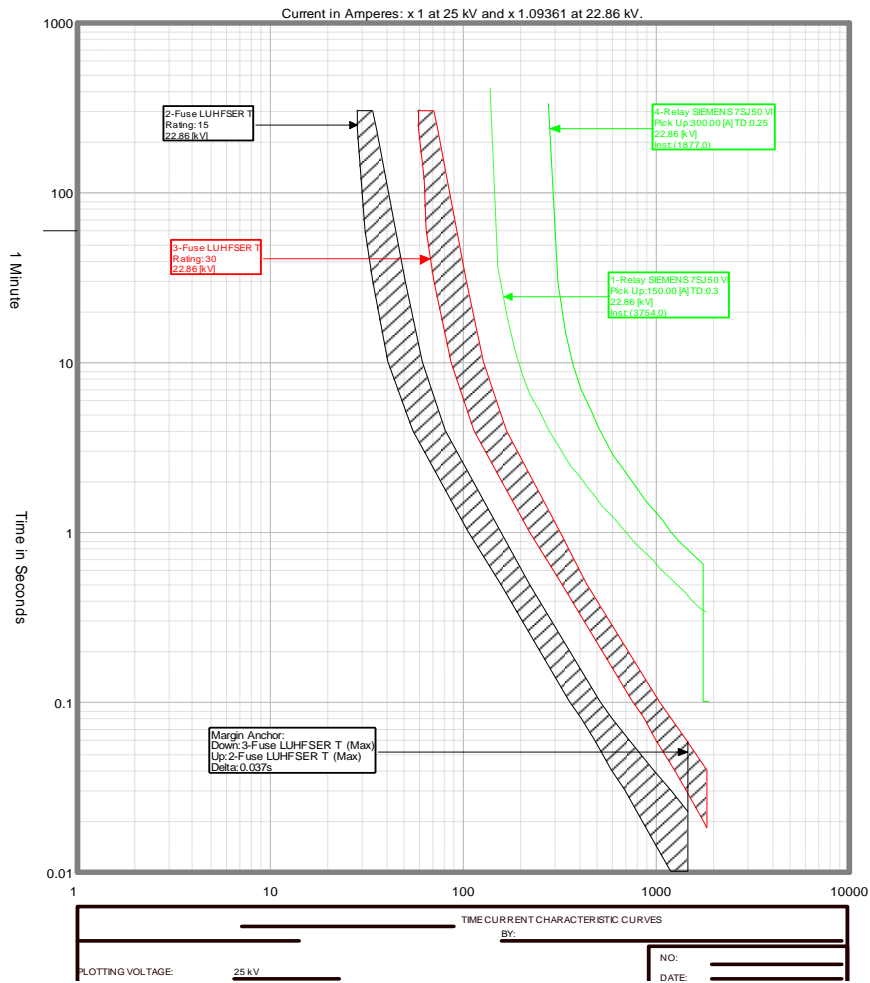


Figura A.5.78. Tiempos de coordinación desde el fusible S06849 de 15 T aguas arriba

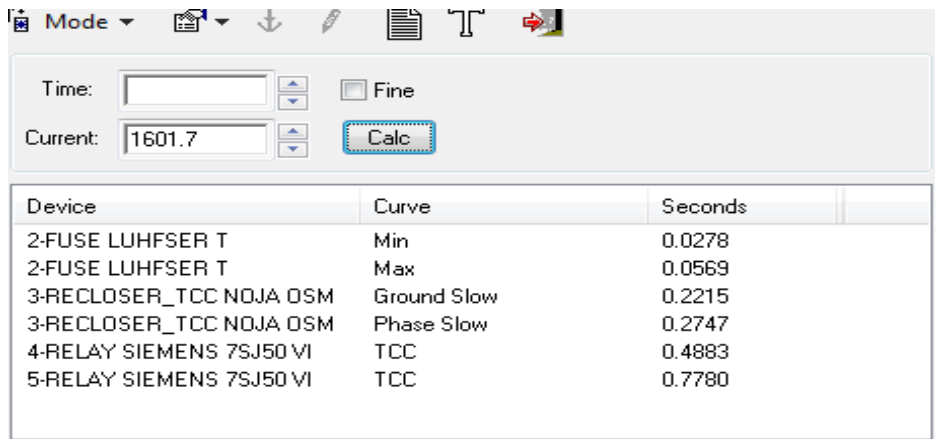


Figura A.5.79. Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S06849

Device	Curve	Seconds
1-FUSE LUHFSE T	Max	0.0285
2-FUSE LUHFSE T	Min	0.0414
2-FUSE LUHFSE T	Max	0.0775
3-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.2824
3-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.3523
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.6031
5-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.9877

Figura A.5.80. Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S06849

S06847

Aguas Abajo:

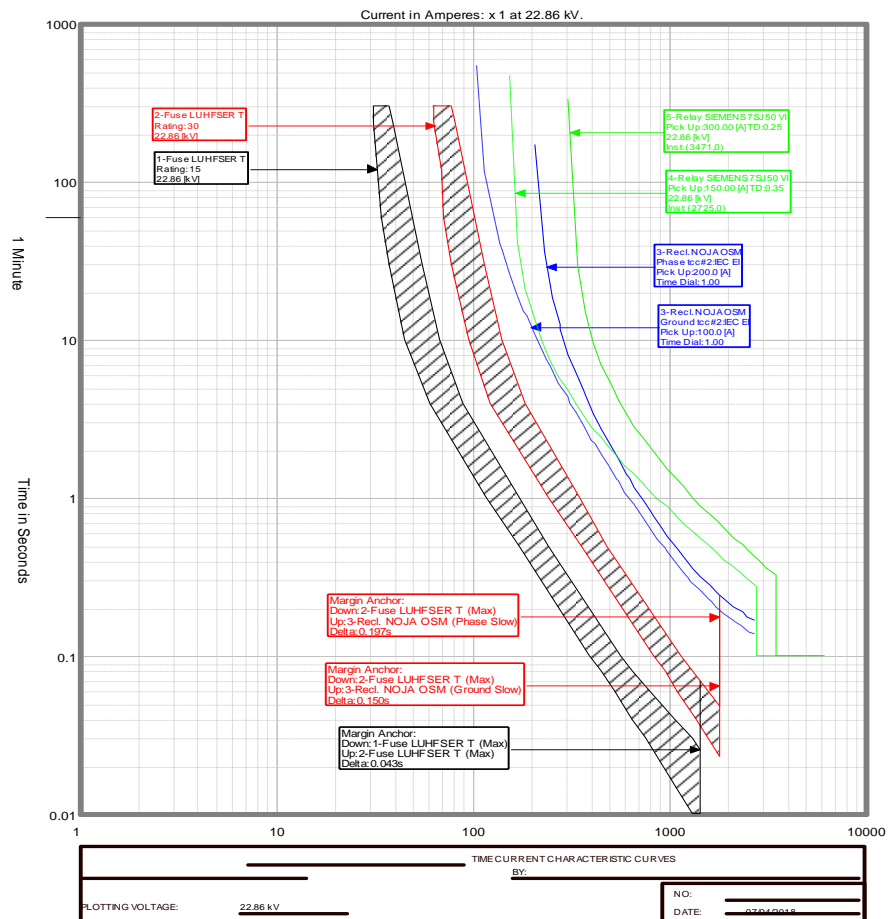


Figura A.5.81. Tiempos de coordinación desde el fusible S06847 de 15 T aguas abajo

Aguas Arriba:

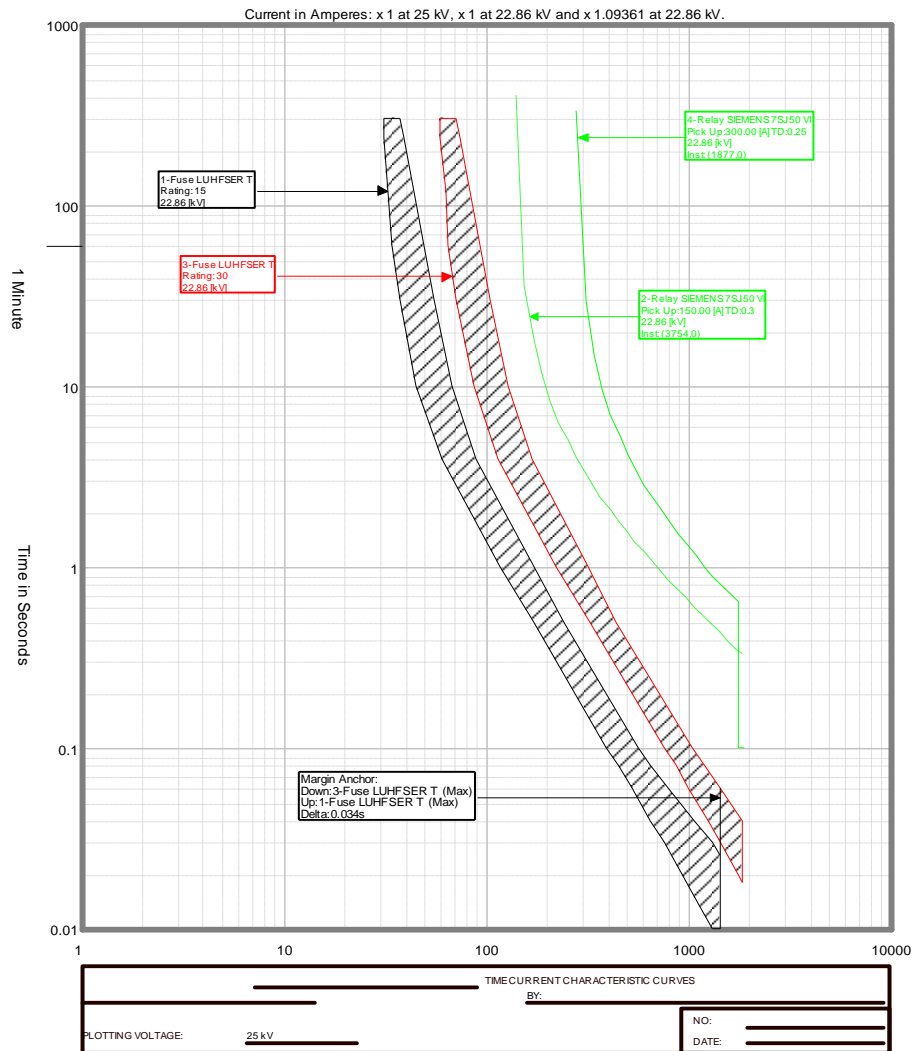


Figura A.5.82. Tiempos de coordinación desde el fusible S06847 de 15 T aguas arriba

Mode [Icons]

Time: [ ] [Fine] [ ]

Current: 1532.7 [Calc]

Device	Curve	Seconds
2-FUSE LUHFSE T	Min	0.0303
2-FUSE LUHFSE T	Max	0.0611
3-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Ground Slow	0.2336
3-RECLOSER_TCC NOJA OSM	Phase Slow	0.2902
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5126
5-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.8216

Figura A.5.83. Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S06847

Device	Curve	Seconds
2-FUSE LUHFSE T	Min	0.0339
2-FUSE LUHFSE T	Max	0.0664
3-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Ground Slow	0.2491
3-RECLOSER_TCC NOJA DSM	Phase Slow	0.3098
4-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.5425
5-RELAY SIEMENS 7SJ50 VI	TCC	0.8756

Figura A.5.84. Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S06847

S006854 Aguas Abajo:

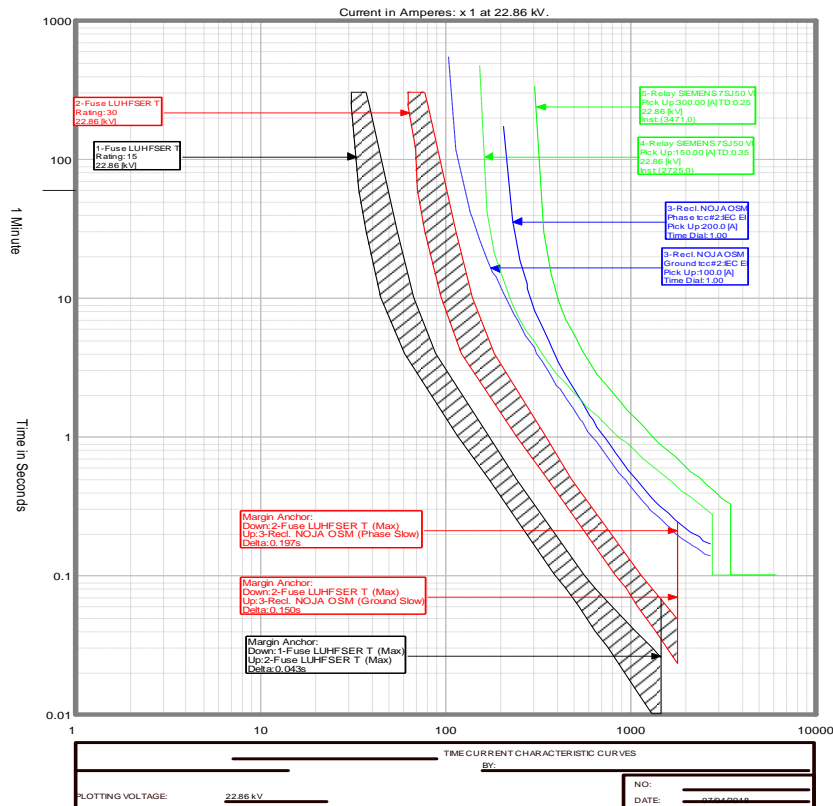


Figura A.5.85. Tiempos de coordinación desde el fusible S006854 de 15 T aguas abajo

Aguas Arriba:

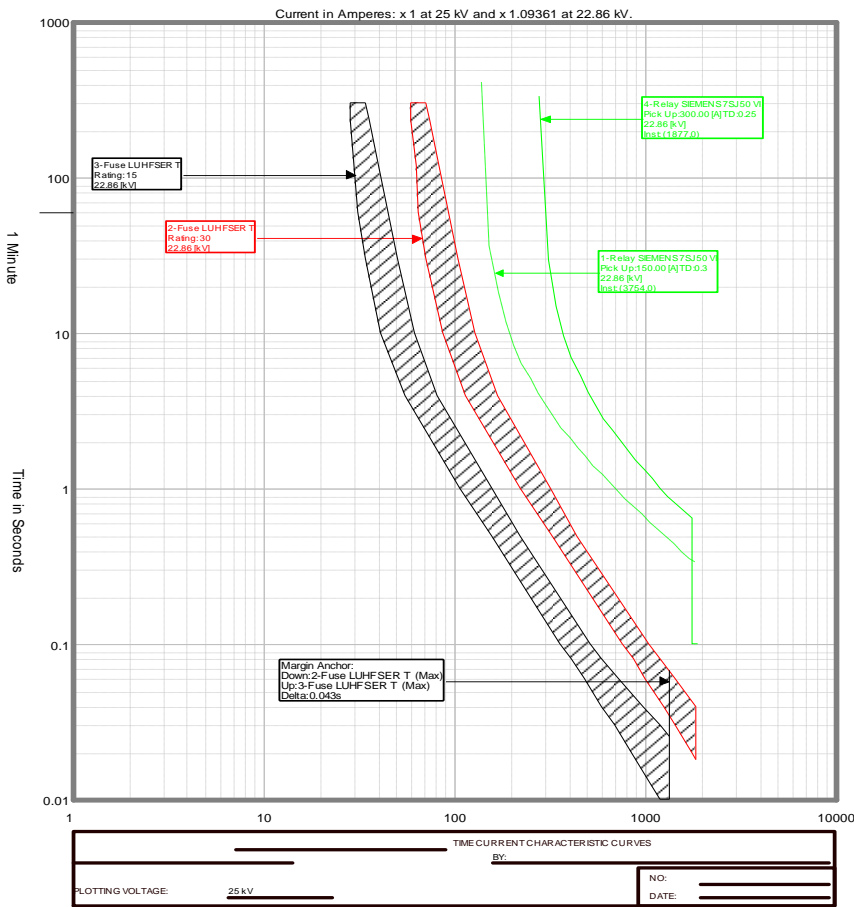


Figura A.5.86. Tiempos de coordinación desde el fusible S006854 de 15 T aguas arriba

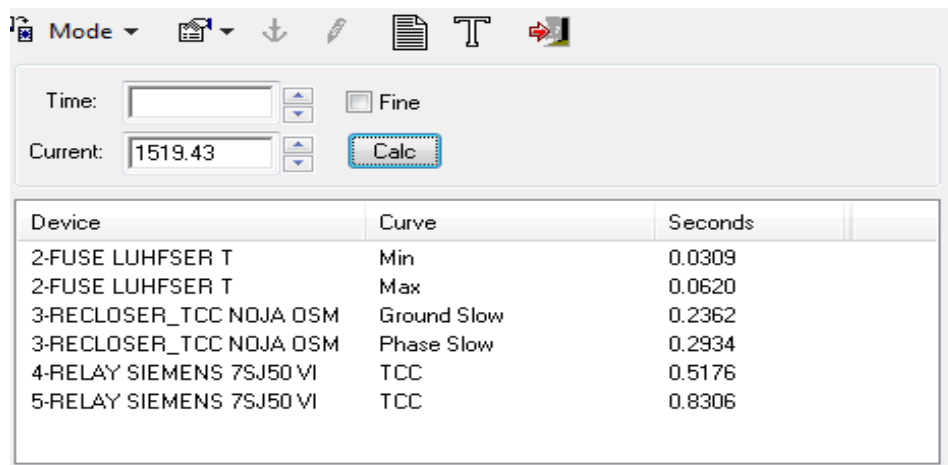
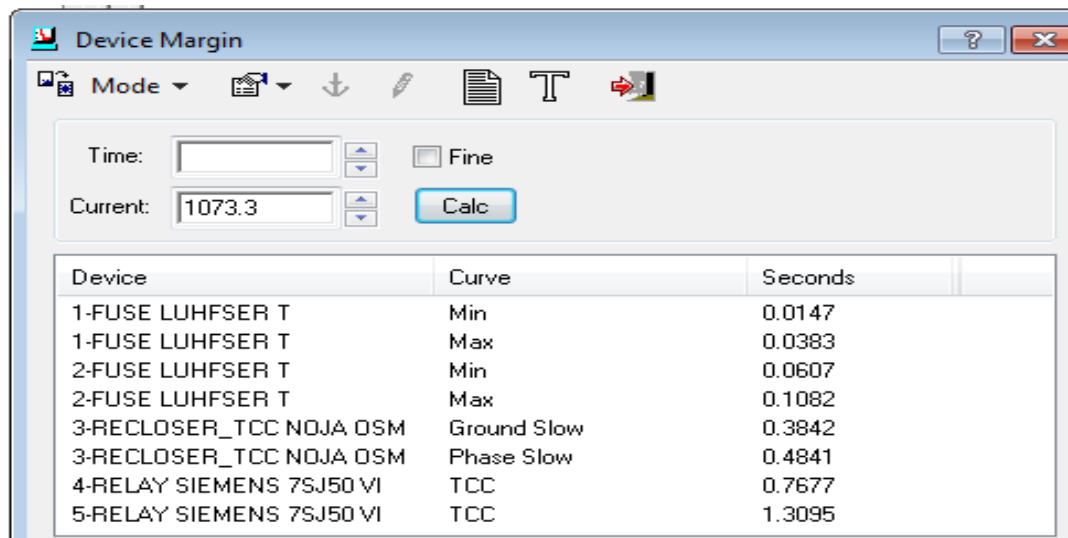


Figura A.5.87. Tiempos de despeje para la corriente cc máxima en el fusible S006854





**Figura A.5.88.** Tiempos de despeje para la corriente cc mínima en el fusible S006854

## 9. ORDEN DE EMPASTADO



**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**  
"CAMPUS POLITÉCNICO JOSÉ RUBÉN ORELLANA RICAURTE"

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **ORDEN DE EMPASTADO**

*De acuerdo con lo estipulado en el Art. 27 del Instructivo para la Implementación de la Unidad de Titulación en las Carreras y Programas Vigentes de la Escuela Politécnica Nacional, aprobado por Consejo Politécnico en sesión extraordinaria del 29 de abril de 2015 y por delegación del Decano, una vez verificado el cumplimiento de formato de presentación establecido, se autoriza la impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación presentado por:*

**DAVID PATRICIO JARAMILLO MEDINA**

*Fecha de autorización: 19 de diciembre de 2018*



Paola P