

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN Y CREACIÓN DE UN MANUAL DE PROCEDIMIENTOS EMPLEANDO LA METODOLOGÍA APLICADA EN EMELNORTE

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

ROBERTH DARÍO NAVAS LECHÓN

navas.roberthd016@gmail.com

DIRECTOR: FRANKLIN LENIN QUILUMBA GUDIÑO, Ph.D.

franklin.quilumba@epn.edu.ec

CODIRECTOR: ING. SEGUNDO HERNÁN PÉREZ CRUZ

hperez@emelnorte.com

Quito, diciembre 2017

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Roberth Darío Navas Lechón, bajo nuestra supervisión.

Franklin Quilumba Gudiño, Ph.D.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Ing. Hernán Pérez Cruz
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

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

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

ROBERTH DARÍO NAVAS LECHÓN

DEDICATORIA

Con mucho cariño a toda mi familia, en especial a mis padres Darío Navas y Elsa Lechón por su apoyo incondicional a lo largo de mi vida.

AGRADECIMIENTO

De manera especial al personal del departamento de Calidad de Energía y Estudios Eléctricos de EMELNORTE precedido por el Ing. Hernán Pérez por permitir el desarrollo de este proyecto y por brindar todas las facilidades para su culminación.

Al Dr. Franklin Quilumba por la acertada dirección y revisión del presente proyecto de titulación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN.....	X
ABSTRACT.....	XI
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo General.....	1
1.2 Objetivos Específicos.....	1
1.3 Alcance.....	2
1.4 Justificación.....	2
2. MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 Protecciones Eléctricas ^[1]	4
2.1.1 Objetivo de las Protecciones ^[2]	4
2.1.2 Zonas de Protección.....	4
2.1.3 Protecciones Principal y de Respaldo.....	5
2.1.3.1 Protección Principal ^[3]	5
2.1.3.2 Protección de Respaldo ^{[2], [3]}	5
2.1.3.2.1 <i>Protección de Respaldo Local</i> ^[4]	6
2.1.3.2.2 <i>Protección de Respaldo Remoto</i> ^[4]	6
2.1.4 Características de los Sistemas de Protección.....	6
2.1.4.1 Sensitividad ^{[1], [4]}	6
2.1.4.2 Selectividad ^{[1], [3]}	7
2.1.4.3 Confiabilidad ^[3]	7
2.1.4.4 Seguridad ^[3]	7
2.1.4.5 Rapidez ^[4]	7
2.1.4.6 Economía ^[4]	7
2.1.4.7 Simplicidad ^[4]	7
2.2 Sistemas Eléctricos de Distribución ^{[5], [6]}	8
2.2.1 Elementos de un Sistema de Distribución ^{[5], [6]}	8

2.2.1.1	Subestaciones de Distribución.....	9
2.2.1.2	Alimentadores Primarios de Distribución	9
2.2.1.2.1	<i>Troncal</i>	9
2.2.1.2.2	<i>Derivaciones</i>	9
2.2.1.3	Transformadores de Distribución	10
2.2.1.4	Redes Secundarias de Distribución	10
2.2.1.5	Acometidas.....	10
2.2.2	Clasificación de las Redes Eléctricas de Distribución	10
2.2.2.1	De acuerdo a su forma construcción ^[6]	11
2.2.2.1.1	<i>Redes aéreas</i>	11
2.2.2.1.2	<i>Redes subterráneas</i>	11
2.2.2.1.3	<i>Redes mixtas</i>	11
2.2.2.2	De acuerdo a su ubicación geográfica ^[5]	11
2.2.2.2.1	<i>Redes urbanas</i>	11
2.2.2.2.2	<i>Redes rurales</i>	12
2.2.2.3	De acuerdo a su topología ^[6]	12
2.2.2.3.1	<i>Red Radial</i>	12
2.2.2.3.2	<i>Red en Anillo</i>	13
2.2.2.3.3	<i>Red Mallada</i>	13
2.3	Protección de Sistemas de Distribución ^[8]	14
2.3.1	Condiciones Normales de Operación	14
2.3.1.1	Corriente de magnetización (Inrush) ^{[7], [9]}	14
2.3.1.2	Corrientes de carga fría ^{[10], [11]}	15
2.3.2	Condiciones Anormales de Operación.....	16
2.3.2.1	Sobrecargas	16
2.3.2.2	Cortocircuitos ^[7]	17
2.3.2.2.1	<i>Cortocircuito monofásico</i>	17
2.3.2.2.2	<i>Cortocircuito de dos fases</i>	17
2.3.2.2.3	<i>Cortocircuito de dos fases a tierra</i>	18
2.3.2.2.4	<i>Cortocircuito trifásico</i>	18
2.3.3	Coordinación de Protecciones ^[8]	18
2.3.4	Dispositivos de Protección para Alimentadores Primarios	19
2.3.4.1	Fusible ^{[5], [7]}	19
2.3.4.2	Reconectador ^{[1], [7]}	23
2.3.4.3	Seccionalizador ^[1]	24
2.3.4.4	Relé de sobrecorriente ^{[1], [7]}	25

2.4	Software para coordinación de protecciones	28
2.4.1	CYME – CYMDIST ^[13]	28
2.4.2	CYMTCC ^{[13], [14]}	30
2.4.3	ArcGIS – ArcMap ^[15]	31
3.	METODOLOGÍA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	34
3.1	Protección de los equipos del sistema de distribución	34
3.1.1	Protección de Transformadores de Distribución	34
3.1.1.1	Curva de daño del transformador	34
3.1.1.2	Fusibles para transformadores de distribución.....	37
3.1.2	Protección de las derivaciones	41
3.1.3	Protección del troncal	42
3.1.3.1	Protección con relé de sobrecorriente	42
3.1.3.2	Protección con reconectores	42
3.1.4	Protección del transformador de la subestación	43
3.2	Criterios para la coordinación de protecciones	43
3.2.1	Coordinación de fusibles	43
3.2.1.1	Coordinación de fusibles SF y T	45
3.2.1.2	Coordinación de fusibles T y T	47
3.2.2	Coordinación relé – fusible	47
3.2.3	Coordinación reconector – fusible.....	48
3.3	Proceso de coordinación.....	49
3.3.1	Definición de fusibles para derivaciones.....	50
3.3.2	Coordinación entre fusibles de las derivaciones y fusibles de los transformadores de distribución.....	50
3.3.3	Rangos de corriente en las derivaciones	51
3.3.4	Identificación del troncal y derivaciones en el alimentador primario	52
3.3.5	Sensibilidad de los fusibles.....	53
4.	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN	54
4.1	Situación Actual del Sistema de Protecciones de la Subestación San Agustín.....	54
4.2	Sistema eléctrico de la Subestación San Agustín	55
4.3	Estudio de cortocircuito	58
4.4	Configuración del relé general de la subestación.....	58
4.5	Configuración de los relés para los alimentadores primarios	59
4.6	Definición de fusibles	60

4.6.1	Fusibles para el alimentador S1.....	60
4.6.1.1	Corrientes máximas de coordinación entre fusibles.....	60
4.6.1.2	Rangos de corriente en las derivaciones.....	61
4.6.2	Fusibles para los alimentadores S2, S3, S4 y S5.....	61
4.6.2.1	Corrientes máximas de coordinación entre fusibles.....	61
4.6.2.2	Rangos de corriente en las derivaciones.....	62
4.7	Protección del alimentador S1.....	62
4.7.1	Descripción del alimentador S1.....	62
4.7.2	Ubicación de fusibles.....	63
4.6.3	Sensibilidad de los fusibles.....	65
4.8	Protección del alimentador S2.....	66
4.8.1	Descripción del alimentador S2.....	66
4.8.2	Ubicación de fusibles.....	68
4.8.3	Sensibilidad de los fusibles.....	70
4.8.3.1	Derivaciones primarias.....	70
4.8.3.2	Derivaciones secundarias.....	70
4.9	Protección del Alimentador S3.....	71
4.9.1	Descripción del Alimentador S3.....	71
4.9.2	Ubicación de fusibles.....	72
4.9.3	Sensibilidad de los fusibles.....	74
4.10	Protección del Alimentador S4.....	75
4.10.1	Descripción del Alimentador S4.....	75
4.10.2	Ubicación de fusibles.....	77
4.10.2.1	Aguas arriba del reconectador.....	77
4.10.2.2	Aguas abajo del reconectador.....	79
4.10.3	Sensibilidad de los fusibles.....	81
4.10.3.1	Aguas arriba del reconectador.....	82
4.10.3.2	Aguas abajo del reconectador.....	82
4.11	Protección del Alimentador S5.....	83
4.11.1	Descripción del Alimentador S5.....	83
4.11.2	Ubicación de fusibles.....	84
4.11.2.1	Aguas arriba del reconectador.....	84
4.11.2.2	Aguas abajo del reconectador.....	86
4.11.3	Sensibilidad de los fusibles.....	90
4.11.3.1	Aguas arriba del reconectador.....	90
4.11.3.2	Aguas abajo del reconectador.....	91

5.	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	92
5.1	Estudio de cortocircuito	92
5.2	Creación de la base ArcGIS con información requerida para realizar la coordinación.....	96
5.2.1	Exportación de la capa principal del alimentador primario	97
5.2.2	Exportación de capas complementarias del alimentador primario.....	99
5.2.3	Reparación de las capas	100
5.3	Migración de las corrientes de cortocircuito máximas a la base	101
5.4	Ajuste de equipos, selección de fusibles y coordinación.....	103
5.4.1	Ingreso del transformador de potencia y barra de bajo voltaje.....	103
5.4.2	Ingreso de ajustes de relés de sobre corriente de alimentadores	105
5.4.3	Selección de fusibles.....	106
5.4.4	Ingreso de ajustes de reconectores	108
5.4.5	Selección de fusibles aguas abajo del reconector.....	110
5.5	Identificación troncal y derivaciones en el alimentador primario	110
5.5.1	Rangos de las corrientes de cortocircuito	110
5.5.2	Troncal principal	112
5.5.3	Derivaciones.....	112
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	114
6.1	CONCLUSIONES.....	114
6.2	RECOMENDACIONES	115
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	116

RESUMEN

El presente trabajo de titulación busca realizar el estudio de coordinación de protecciones para los cinco alimentadores primarios de la subestación San Agustín con la metodología desarrollada y aplicada por parte del departamento de Calidad de Energía y Estudios Eléctricos de EMELNORTE.

El estudio de coordinación consiste en determinar los dispositivos de protección y sus ajustes correspondientes para la operación adecuada y selectiva ante condiciones de falla que pueden presentarse en los alimentadores primarios de distribución.

Una vez finalizada la coordinación de protecciones, en la cual se han utilizado los programas computacionales CYMDIST, CYMTCC y ArcGIS para simular el sistema de distribución de la subestación, se procede a desarrollar el manual de procedimientos donde se explica detalladamente los pasos a seguir para el desarrollo de estudios de coordinación, el cual puede ser generalizado y aplicable al resto de subestaciones de EMELNORTE.

ABSTRACT

The present work seeks to perform a study of protective relay coordination for the five primary feeders of San Augustin substation with a methodology developed and applied by the Department of Energy Quality and Electrical Studies of Electric Company, EMELNORTE.

The coordination study consists of determining the protection devices and their corresponding settings for the suitable and selective operation in the event of fault conditions that may occur in the primary distribution feeders.

Once finished the protective relay coordination, CYMDIST, CYMTCC and ArcGIS are used to simulate the substation distribution system. Then, a manual of procedures is developed, which explains in detail the steps to be followed for the Development of coordination studies, which can be generalized and applicable to other EMELNORTE substations.

1. INTRODUCCIÓN

Debido a la falta de personal en la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE) la implementación de elementos de protección en alimentadores primarios era realizada por el personal operativo y de mantenimiento, quienes únicamente buscaban proteger al elemento y descuidaron el tema de coordinación de protecciones.

La Dirección de Planificación ha encargado al Departamento de Calidad de Energía y Estudios Eléctricos ejecutar los estudios técnicos de coordinación de protecciones para los alimentadores primarios de todas las subestaciones del área de concesión de EMELNORTE, este Departamento ha desarrollado una metodología para la realización de este tipo de estudios la cual va a ser aplicada en la Subestación San Agustín, además se encuentra interesada en dar a conocer dicha metodología y desarrollar el manual de procedimientos que ayude en la ejecución de esta actividad.

La expansión desmesurada del sistema de distribución de EMELNORTE y la falta de personal de ingeniería exclusivo para estudios de protecciones eléctricas han originado una descoordinación de protecciones en los alimentadores primarios de distribución, esto ha generado un número considerable de desconexiones debido a la poca selectividad que han presentado los dispositivos de protección ante la presencia de condiciones de falla.

1.1 Objetivo General

Realizar el estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores primarios de la Subestación San Agustín y desarrollar un manual de procedimientos que permita realizar esta actividad basado en la metodología empleada por EMELNORTE.

1.2 Objetivos Específicos

- Explicar los criterios teóricos y técnicos en los que se basa la metodología de coordinación de protecciones eléctricas desarrollada por EMELNORTE, respaldándose en bibliografía especializada.
- Seleccionar los dispositivos de protección adecuados que permitan proteger los equipos eléctricos en alimentadores primarios de distribución en caso de fallas.

- Determinar la coordinación de protecciones que permita la adecuada operación de los alimentadores primarios de la Subestación San Agustín ante la ocurrencia de condiciones anormales en el sistema de distribución, con la ayuda de los programas CYMDIST y ArcGIS.
- Documentar por escrito el procedimiento a seguir para ejecutar la coordinación de protecciones en alimentadores primarios de EMELNORTE determinando toda la información necesaria.

1.3 Alcance

El presente trabajo de titulación tiene como alcance la ejecución del estudio de coordinación de protecciones de los cinco alimentadores primarios de la Subestación San Agustín propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE).

Con la ayuda de los programas computacionales CYMDIST y ArcGIS se realiza el análisis del sistema de la subestación y su coordinación, con el fin de definir las protecciones idóneas para cada elemento constitutivo de los alimentadores primarios con sus correspondientes ajustes y especificaciones.

Una vez definido todo el proceso para realizar la coordinación se redactar el manual de procedimientos para ser aplicado a estudios de este tipo para el resto de Subestaciones dentro del área de concesión de EMELNORTE.

1.4 Justificación

Una adecuada coordinación de protecciones permite la protección del equipo en falla y su desconexión exclusiva, sin afectar a otros equipos que no presenten condiciones anormales de operación. La desconexión mínima de equipos consecuentemente reduce los índices de calidad del Servicio Eléctrico de Distribución: Frecuencia media de interrupción (FMIK) y Tiempo medio de interrupción (TTIK) establecidos en la Regulación 004/01 de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), lo cual evita sanciones a la empresa distribuidora por incumplimiento; reduce pérdidas económicas por Energía No Suministrada (ENS) y mejora la continuidad del servicio.

El trabajo de titulación pretende dar a conocer la metodología de coordinación de protecciones a nivel de Sistemas Eléctricos de Distribución y aplicarla al estudio de coordinación de los alimentadores primarios de la Subestación San Agustín de la ciudad de Ibarra, además de documentar mediante una guía explicativa este proceso y transmitir el conocimiento al personal de ingeniería de EMELNORTE S.A. que lo requiera.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Protecciones Eléctricas ^[1]

Las protecciones eléctricas son dispositivos cuyo propósito es identificar condiciones de falla en la operación de un sistema eléctrico y tomar automáticamente las medidas necesarias para restituir su operación normal.

2.1.1 Objetivo de las Protecciones ^[2]

Los dispositivos de protección deben cumplir los siguientes objetivos dentro de un sistema eléctrico:

- Resguardar de manera efectiva a los equipos y al sistema eléctrico.
- Cubrir de manera total e ininterrumpida al sistema, supervisándolo todo del tiempo, evitando dejar zonas sin protección.
- Minimizar la influencia negativa de los efectos producidos por las fallas sobre los equipos.
- Monitorear continuamente las variables del sistema (V, I, P, f, Z) a fin de detectar condiciones de falla.

2.1.2 Zonas de Protección

Los dispositivos de protección de un sistema eléctrico comprenden ciertas zonas de operación según su tipo. Entre las zonas de operación de dos protecciones adyacentes no deben quedar partes sin cubrir por alguna de ellas. Para esto se tienen que traslapar los extremos de las zonas adyacentes ^[1].

La figura 2.1 muestra el diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia, indicando las zonas de protección para cada uno de sus elementos y las zonas de solapamiento entre las zonas de protección.

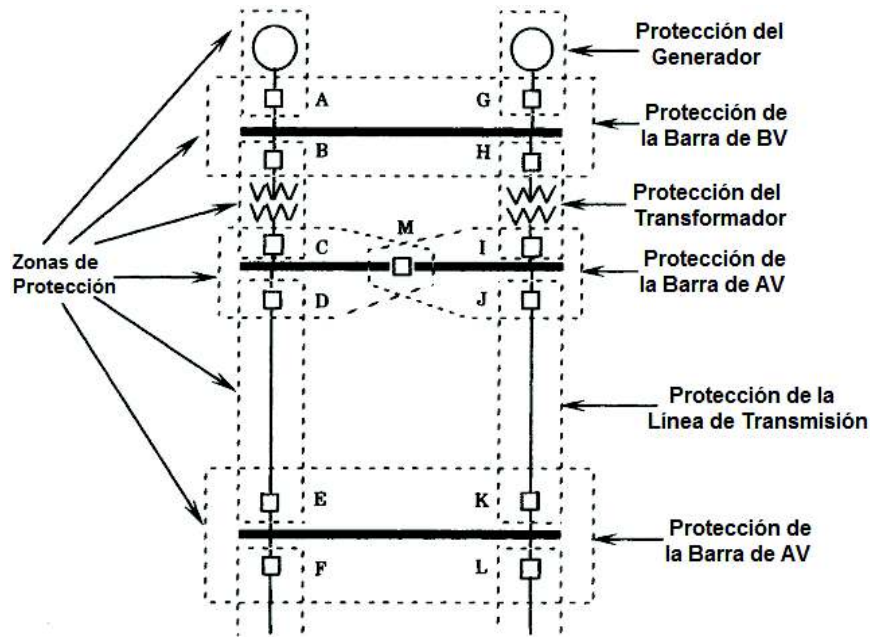


Figura 2.1. Zonas de protección y solapamiento [3]

2.1.3 Protecciones Principal y de Respaldo

Las zonas a protegerse dentro de un sistema eléctrico deben tener dos protecciones independientes entre sí: la protección principal y la protección de respaldo.

2.1.3.1 Protección Principal [3]

Es la primera línea de defensa ante condiciones de falla y tiene que actuar lo más rápido posible. En la operación de esta protección se debe desconectar la menor proporción posible del sistema eléctrico abriendo el interruptor que energiza al equipo con condición de falla.

2.1.3.2 Protección de Respaldo [2], [3]

Es la segunda línea de defensa ante condiciones de fallas y opera cuando, por cualquier causa, la protección principal no opera.

Esta protección actúa con un retardo de tiempo (alcanza tiempos mayores de operación) respecto a la protección principal.

De acuerdo a la localización de la protección que proporciona el respaldo, este puede ser local o remoto.

2.1.3.2.1 Protección de Respaldo Local ^[4]

Es aquella protección que está instalada en el mismo nodo que su correspondiente protección principal. El elemento común entre la protección principal y la de respaldo local es el interruptor.

2.1.3.2.2 Protección de Respaldo Remoto ^[4]

Es aquella protección que se ubica en un nodo adyacente al cual está instalada la protección principal. La protección principal y la de respaldo remoto tienen elementos constitutivos diferentes.

Se pueden citar las siguientes observaciones, en cuanto a la diferenciación de la protección principal y la protección de respaldo:

- Un sistema de protecciones que actúa como protección primaria para ciertas fallas, puede operar como protección de respaldo remoto para otras fallas, esto dependerá directamente de la localización de la falla.
- La protección principal y la protección de respaldo arrancan al mismo instante de tiempo a una vez que la falla es detectada y operan de manera temporizada.
- La protección de respaldo local facilita el mantenimiento de los sistemas de protección.
- Cuando opera la protección de respaldo remoto, se desconectan un mayor número de elementos.

2.1.4 Características de los Sistemas de Protección

Un sistema de protecciones en grupo, así como cada uno de los elementos de protección que lo constituyen debe cumplir ciertas características para su correcto funcionamiento las cuales son explicadas a continuación.

2.1.4.1 Sensitividad ^{[1], [4]}

Los dispositivos de protección tienen que identificar correctamente entre condiciones de falla y condiciones normales de operación. Las protecciones deben actuar al identificar el nivel mínimo (umbral) de la variable del sistema controlada que ocurra en su zona de operación, o al detectar la menor variación de esta con respecto a un valor de referencia.

2.1.4.2 Selectividad ^{[1], [3]}

Es la característica de un sistema de protecciones que permite al dispositivo más cercano a la falla realizar la desconexión únicamente del elemento fallado, además este término se refiere a la capacidad de la protección para diferenciar las condiciones en las que debe operar de manera instantánea, temporizada o no tiene que actuar.

2.1.4.3 Confiabilidad ^[3]

Es la probabilidad de que un dispositivo de protección funcione correctamente cuando se requiere que este opere. La confiabilidad puede referirse a dos aspectos:

- a. La operación del sistema de protecciones al detectar la presencia de una falla que se encuentra dentro de su zona de protección.
- b. La operación innecesaria del sistema de protecciones en ausencia de una falla.

2.1.4.4 Seguridad ^[3]

Es la capacidad que tiene el sistema de protecciones para que su operación no se vea afectada ante condiciones indeseadas externas a su zona de operación.

2.1.4.5 Rapidez ^[4]

Una vez detectada la falla el sistema de protecciones debe aislarla lo más pronto posible. Cuanto menor sea el tiempo en el que se despeja la falla, sus efectos se extenderán menos en el sistema y los daños serán menores.

2.1.4.6 Economía ^[4]

La instalación de un sistema de protecciones debe ser justificada técnica y económicamente. Los dispositivos de protección evitan que una falla se disperse en el sistema eléctrico y llegue a otros equipos ocasionando averías en el servicio eléctrico; además la correcta actuación de un dispositivo de protección disminuye los tiempos fuera de servicio y los costos de reparación por daños.

2.1.4.7 Simplicidad ^[4]

Un sistema de protecciones debe evitar complejidades innecesarias, ya que estas constituirían potenciales fuentes de riesgos las cuales comprometerían su funcionamiento adecuado.

2.2 Sistemas Eléctricos de Distribución [5], [6]

Un sistema eléctrico de potencia comprende las etapas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución; su principal función es transportar la energía desde las centrales de generación hasta los centros de consumo y finalmente entregarla al cliente de manera segura y con los niveles de calidad exigidos.

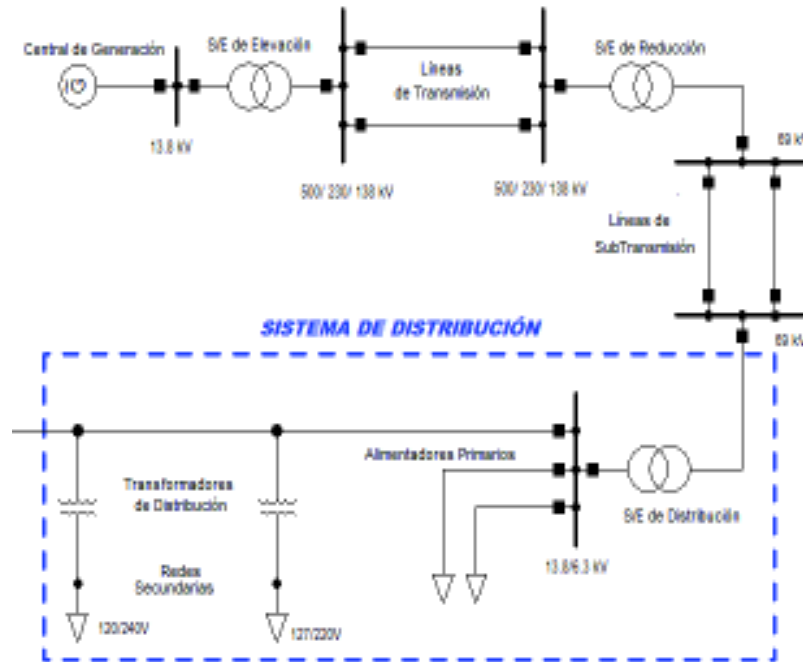


Figura 2.2. Sistema de distribución dentro del sistema de potencia

Un sistema eléctrico de distribución es la parte del sistema eléctrico cuya función es suministrar energía a un gran número de clientes, sin limitación de voltaje de alimentación u otra restricción técnica.

La distribución de energía debe ejecutarse de forma que los abonados reciban un servicio eléctrico continuo e ininterrumpido, con valores de voltaje adecuados que permitan la operación eficiente de sus equipos eléctricos.

2.2.1 Elementos de un Sistema de Distribución [5], [6]

Un sistema de distribución de energía eléctrica está compuesto por el conjunto de equipos e instalaciones que se encargan de transportar la energía desde las subestaciones de distribución hasta los clientes.

2.2.1.1 Subestaciones de Distribución

Es el grupo de equipos eléctricos encargados de recibir potencia de las líneas de subtransmisión a nivel de 69 kV, transformarla y entregarla al voltaje de los alimentadores primarios (13,8 kV), el principal elemento de la subestación es el transformador de potencia.

2.2.1.2 Alimentadores Primarios de Distribución

Son los circuitos eléctricos que parten de las subestaciones de distribución y se encargan de alimentar a los transformadores de distribución. La estructura de un alimentador primario de distribución se forma por: Troncales y Derivaciones

2.2.1.2.1 Troncal

Es el tramo trifásico de mayor capacidad del alimentador primario, encargado de distribuir energía desde la salida de la subestación de distribución hacia las derivaciones.

2.2.1.2.2 Derivaciones

Son los tramos monofásicos o trifásicos del alimentador primario energizados desde el troncal principal, en los cuales van conectados los transformadores de distribución y acometidas en medio voltaje.

Las derivaciones pueden ser del tipo: primaria, secundaria o terciaria.

- Las derivaciones primarias inician en el troncal principal y distribuyen la energía a lo largo de su recorrido hasta las derivaciones secundarias.
- Las derivaciones secundarias arrancan en las derivaciones primarias y distribuyen la energía a lo largo de su recorrido llegando hasta las derivaciones terciarias.
- Las derivaciones terciarias salen de las derivaciones secundarias y distribuyen la energía a lo largo de su recorrido.



Figura 2.3. Estructura de un alimentador primario

2.2.1.3 Transformadores de Distribución

Son los equipos encargados de reducir el voltaje de los alimentadores primarios a niveles de voltaje de utilización (120/240V monofásico o 127/220V trifásico) de los clientes. El transformador de distribución es el elemento que enlaza la red primaria (alimentadores) con la red secundaria de distribución.

2.2.1.4 Redes Secundarias de Distribución

Son los circuitos salen del devanado secundario del transformador de distribución y distribuyen la energía mediante las acometidas a los usuarios.

2.2.1.5 Acometidas

Son los conductores que conectan el sistema de eléctrico de distribución de la empresa distribuidora con las instalaciones eléctricas de los usuarios, pueden ser en medio voltaje o en bajo voltaje esto dependerá si son conectadas a los alimentadores primarios o la red secundaria respectivamente.

2.2.2 Clasificación de las Redes Eléctricas de Distribución

Las redes eléctricas de distribución pueden ser clasificadas de acuerdo a los siguientes criterios:

- Forma de construcción
- Ubicación geográfica
- Topología

2.2.2.1 De acuerdo a su forma construcción ^[6]

2.2.2.1.1 *Redes aéreas*

Este tipo de redes de distribución están constituidas por conductores desnudos, los cuales son soportados en aisladores instalados en postes ya sean de concreto, madera o fibra de vidrio.

2.2.2.1.2 *Redes subterráneas*

Este tipo de redes de distribución están constituidas por conductores aislados los cuales son directamente enterrados o tendidos sobre canalizaciones.

2.2.2.1.3 *Redes mixtas*

La construcción de este tipo de redes combina las características de las dos redes mencionadas anteriormente, los alimentadores primarios son de instalación aérea y las redes secundarias son soterradas.

2.2.2.2 De acuerdo a su ubicación geográfica ^[5]

2.2.2.2.1 *Redes urbanas*

Son las redes de distribución que atienden a clientes asentados en zonas urbanas, los proyectos que desarrollan las empresas distribuidoras en este tipo de redes por lo general son de remodelación y mantenimiento.

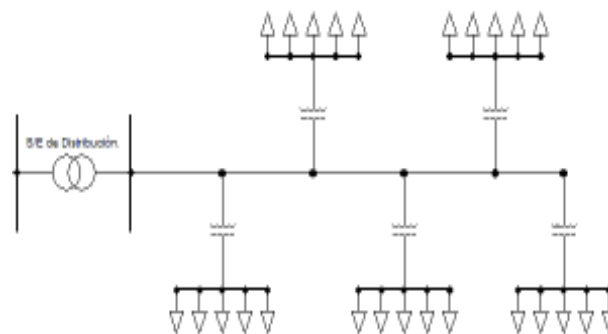


Figura 2.4. Diagrama unifilar de una red de distribución urbana ^[5]

Las características de las redes de distribución urbanas son:

- Abonados muy concentrados
- Diversidad de cargas (1ϕ , 2ϕ , 3ϕ)
- Facilidad de acceso

- Generalmente se tienen transformadores de distribución trifásicos para sectores con densidad de carga alta y transformadores monofásicos a tres conductores en zonas con densidad de carga moderada.

2.2.2.2 **Redes rurales**

Son las redes de distribución que atienden a clientes localizados en asentamientos rurales, la construcción de estos sistemas requiere alta inversión para mejorar la calidad de vida los habitantes de las zonas.

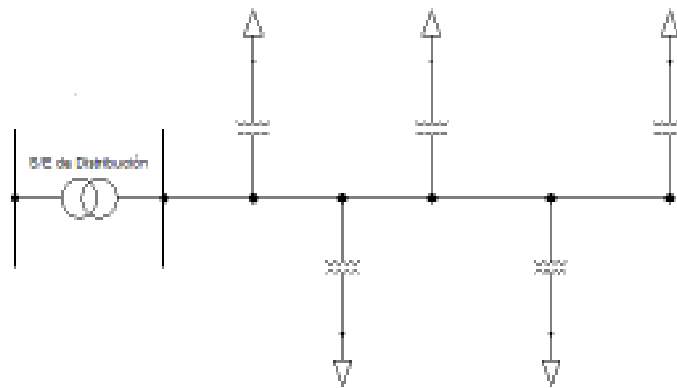


Figura 2.5. Diagrama unifilar de una red de distribución rural [5]

Las redes rurales presentan las siguientes características:

- Abonados dispersos
- Cargas generalmente monofásicas
- Dificultad de transporte y acceso de personal y materiales
- Por lo general solamente tiene transformadores de distribución monofásicos

2.2.2.3 **De acuerdo a su topología [6]**

2.2.2.3.1 **Red Radial**

Es aquella red de distribución en la cual el flujo de potencia tiene un solo camino desde la subestación hasta los transformadores de distribución, son las más simples y económicas, además presentan facilidad de operación y protección.

En zonas rurales se utilizan redes radiales puras, mientras que en zonas urbanas las redes radiales presentan puntos de transferencia de carga, que en caso de contingencias, permiten pasar parte de la carga de un alimentador primario a otro.

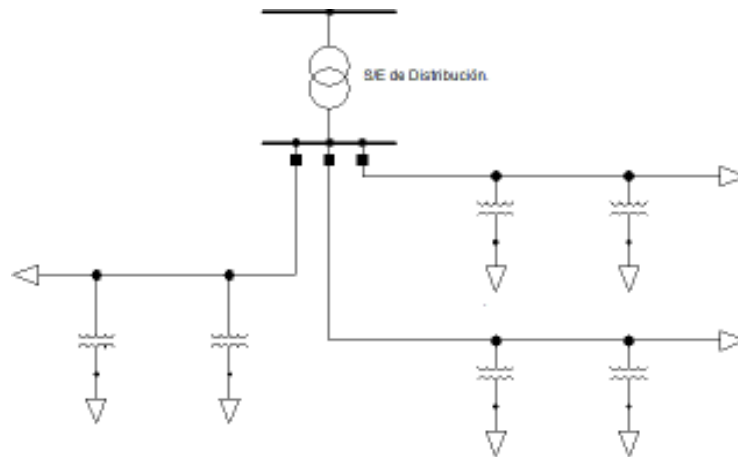


Figura 2.6. Diagrama unifilar de la topología radial [6]

2.2.2.3.2 Red en Anillo

En esta topología el flujo de potencia tiene al menos dos caminos desde la subestación hasta los transformadores de distribución, pueden operar de manera radial con el disyuntor de enlace normalmente abierto (NA), las redes en anillo son utilizadas en zonas urbanas con alta densidad de carga.

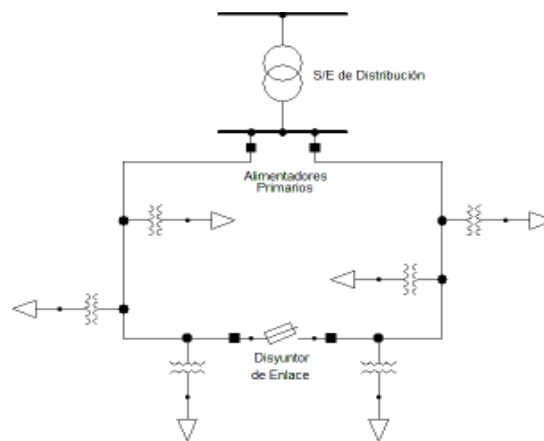


Figura 2.7. Diagrama unifilar de la topología en anillo [6]

2.2.2.3.3 Red Mallada

En esta red de distribución el flujo de potencia puede tener varios caminos desde la subestación hasta los transformadores de distribución, es la topología más compleja y por ende la más costosa, es recomendable utilizarla en zonas urbanas de importancia estratégica con densidad de carga muy alta.

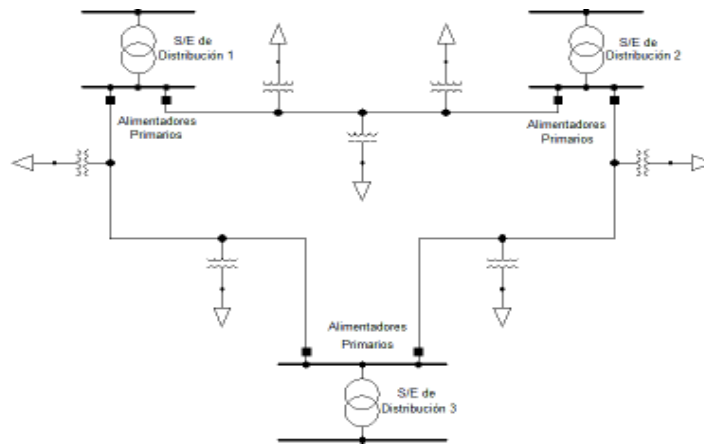


Figura 2.8. Diagrama unifilar de la topología mallada [6]

2.3 Protección de Sistemas de Distribución [8]

La protección de sistemas de distribución tiene como objetivos principales minimizar la duración de una falla y minimizar el número de clientes afectados por la falla.

Los objetivos secundarios de la protección de sistemas eléctricos de distribución son:

- Limitar salidas de servicio al menor segmento posible del sistema.
- Proteger los equipos eléctricos de los clientes.
- Proteger al sistema de interrupciones de servicio innecesarias y disturbios.
- Desconectar líneas falladas, transformadores u otros equipos.

Los dispositivos de protección de un sistema de distribución deben tener la capacidad de diferenciar inequívocamente entre condiciones normales y condiciones anormales de operación para su correcta actuación.

En ambas condiciones de operación del sistema se pueden presentar fenómenos de naturaleza transitoria (temporal) o permanente.

2.3.1 Condiciones Normales de Operación

2.3.1.1 Corriente de magnetización (Inrush) [7], [9]

Es un fenómeno eléctrico transitorio que se origina luego de la energización de un transformador.

La corriente de magnetización requerida para producir el flujo magnético que energiza al transformador puede llegar a tener un valor de 8 a 10 veces la corriente nominal, la cual

disminuye gradualmente en los primeros ciclos, debido a que el devanado secundario se encuentra en vacío, esta corriente solamente se presenta en el devanado primario del transformador.

Las corrientes de inrush pueden ser apreciadas como fallas internas del transformador, pero se considera como una condición normal del sistema, y los dispositivos de protección asociados al transformador no deben actuar durante este fenómeno transitorio.

La corriente de magnetización en los transformadores tiene una corta duración que oscila entre los milisegundos (ms) y los segundos (s) y los factores de los cuales depende su magnitud son:

- Capacidad nominal del transformador
- Flujo magnético remanente del núcleo
- Conexión del transformador
- Fasor de voltaje al momento de energización
- Ubicación del transformador en el sistema
- Impedancia de cortocircuito del transformador

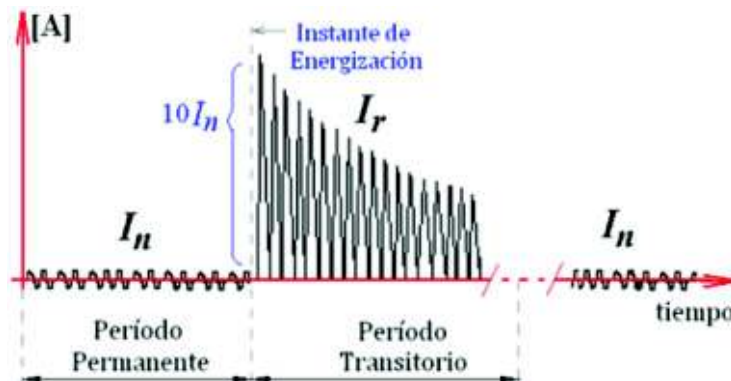


Figura 2.9. Corriente de inrush durante la energización del transformador [9]

2.3.1.2 Corrientes de carga fría [10], [11]

Es un fenómeno transitorio que ocurre por la re-energización de un alimentador primario luego de una interrupción prolongada del mismo. La magnitud de estas corrientes depende de las características y la naturaleza de las cargas que son realimentadas, a lo largo del alimentador estas corrientes pueden alcanzar el valor de 3 hasta 6 veces la corriente nominal para cargas inductivas.

A nivel de sistemas de distribución las cargas de refrigeración son las que aportan mayoritariamente a los picos de carga fría debido a la alta demanda de corriente que estas requieren para restablecer su temperatura normal de operación. Otro tipo de cargas que intervienen en las corrientes de carga fría son:

- Motores
- Cargas de iluminación
- Cargas de calefacción
- Cargas de ventilación.

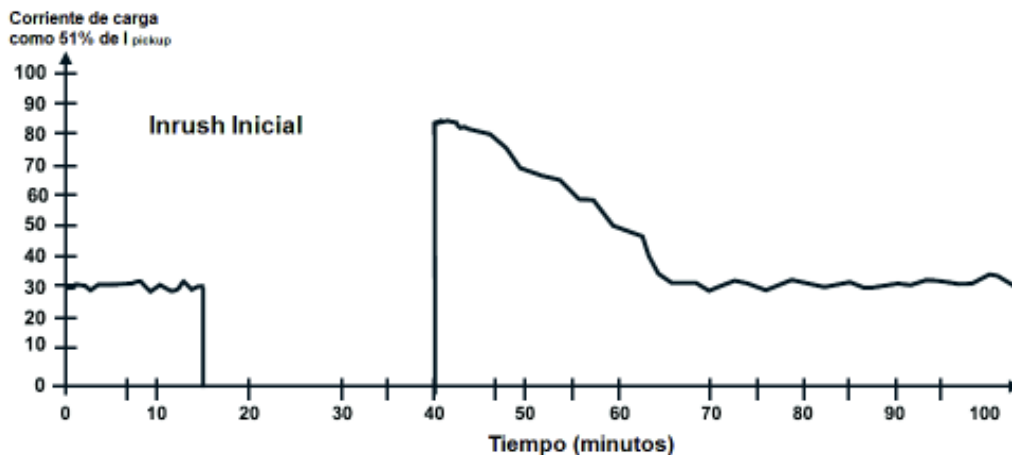


Figura 2.10. Corrientes de carga fría en alimentadores primarios ^[11]

2.3.2 Condiciones Anormales de Operación

2.3.2.1 Sobrecargas

Un equipo eléctrico se encuentra sobrecargado cuando la intensidad de corriente se eleva por sobre la corriente nominal. Una sobrecarga genera el calentamiento de los conductores, pero si ésta es permanente puede llegar a deteriorar el aislamiento del equipo asociado, reduciendo así su tiempo de vida útil.

Un conductor eléctrico tiene la capacidad de poder soportar sobrecargas, esto dependerá principalmente del tiempo de duración y la magnitud de corriente. Si la sobrecarga es de corta duración no se producirán efectos negativos en el conductor, mientras que una sobrecarga prolongada llega a producir efectos térmicos y mecánicos potencialmente destructivos.

2.3.2.2 Cortocircuitos ^[7]

Es una condición de falla de baja impedancia que se presenta en un sistema eléctrico debido al contacto accidental o intencional de conductores energizados entre sí, o de conductores con tierra. Al ocurrir una falla los voltajes del sistema disminuyen mientras que se tiene un aumento brusco en la intensidad de corriente.

En sistemas de distribución los cortocircuitos pueden ser causados por diversas causas, entre las que se destacan:

- Descargas atmosféricas
- Balanceo de conductores por vientos fuertes
- Contacto de ramas de árboles y animales con las líneas
- Ruptura de conductores

Clases de Cortocircuitos

De acuerdo a las fases involucradas en un cortocircuito, las fallas pueden ser:

2.3.2.2.1 Cortocircuito monofásico

Es el tipo de cortocircuito más común en un sistema eléctrico (aproximadamente del 70% al 80%), es provocado cuando uno de los conductores de fase hace contacto con tierra.

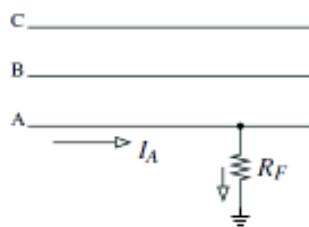


Figura 2.11. Cortocircuito monofásico ^[7]

2.3.2.2.2 Cortocircuito de dos fases

La condición de falla se origina cuando los conductores de dos fases distintas entran en contacto entre ellos. Su porcentaje de ocurrencia es de 20 – 25%.

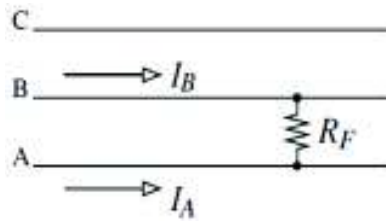


Figura 2.12. Cortocircuito de dos fases ^[7]

2.3.2.2.3 Cortocircuito de dos fases a tierra

Este cortocircuito tiene lugar cuando las dos fases afectadas por la falla hacen contacto con tierra, la probabilidad de que se de este tipo de cortocircuito es de 20 a 25%.

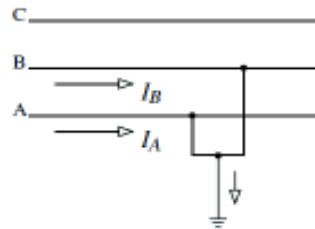


Figura 2.13. Cortocircuito de dos fases a tierra ^[7]

2.3.2.2.4 Cortocircuito trifásico

Esta falla se da cuando los conductores energizados de las tres fases entran en contacto entre sí, son los cortocircuitos menos frecuentes (aproximadamente el 5%).

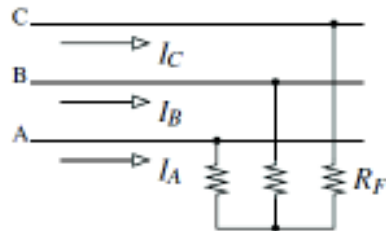


Figura 2.14. Cortocircuito trifásico ^[7]

2.3.3 Coordinación de Protecciones ^[8]

Se define como coordinación de protecciones al proceso de selección de dispositivos de protección de sobrecorriente con ciertos ajustes tiempo – corriente (curvas características) y su apropiado arreglo en serie a lo largo de un circuito de distribución, a fin de despejar condiciones de falla de líneas y equipos, de acuerdo a una secuencia de operación establecida.

El término coordinación se refiere principalmente a la selección de los elementos de protección y sus respectivos ajustes para proporcionar una adecuada protección ante fallas temporales y limitar el área de interrupción al mínimo posible si la falla es permanente.

Un sistema de protecciones correctamente coordinado para una red eléctrica de distribución ayuda a:

- Eliminar interrupciones de servicio debido a fallas temporales.
- Minimizar el alcance de las fallas para reducir el número de clientes afectados.
- Reducir la duración de los cortes de servicio de energía.

2.3.4 Dispositivos de Protección para Alimentadores Primarios

El sistema de protecciones para el sistema de distribución y sus elementos se compone principalmente por fusibles, reconectores, seccionadores y relés de sobrecorriente, dichos dispositivos deben aislar las condiciones de falla en el sistema en el menor tiempo posible, siendo selectivos y desconectando la menor cantidad de equipos del sistema.

2.3.4.1 Fusible ^{[5], [7]}

El fusible es un dispositivo de protección comúnmente usado en redes de distribución, brinda protección contra sobrecorriente, su principio de operación es simple y se basa en la fundición del elemento fusible por la elevación de temperatura que se produce cuando por este circula una corriente superior a la corriente de fusión.

La característica de operación de un fusible se representa mediante una curva tiempo – corriente con característica de tiempo inverso; a mayor valor de corriente que atraviese por el filamento del fusible menor tiempo tardará en fundirse. En la figura 2.15 se muestran las curvas características de operación de un fusible, las cuales son:

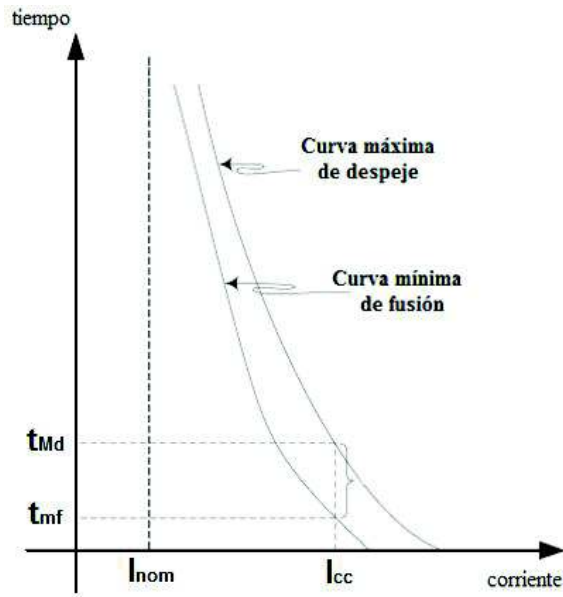


Figura 2.15. Curvas características de un fusible

- **Curva mínima de fusión**
Corresponde al tiempo al cual el elemento fusible comienza a fundirse.
- **Curva máxima de despeje**
Representa el tiempo total en el cual el elemento fusible se funde completamente.

La relación de velocidad de un fusible, nos permite cuantificar la rapidez con la que actuará al detectar una falla y puede ser expresada matemáticamente por las ecuaciones:

Para fusibles menores de 100 A:

$$Rv = \frac{I_{fusion(0,1s)}}{I_{fusion(300s)}}$$

Ecuación (2.1)

Para fusibles mayores de 100 A:

$$Rv = \frac{I_{fusion(0,1s)}}{I_{fusion(600s)}}$$

Ecuación (2.2)

Existe una amplia variedad de fusibles utilizados para la protección de redes de distribución, los cuales son fabricados comercialmente de acuerdo a las normas ANSI, IRAM, NIME, NEMA y AYEE cuyas características se listan a continuación: ^[12]

- **Fusibles tipo K:** Conducen hasta 150% de su corriente nominal sin daños, con relación de velocidad de 6 a 8.
- **Fusibles tipo T:** Más lentos que los fusibles tipo K, su relación de velocidad varía de 10 a 13.
- **Fusibles tipo H:** Conducen hasta el 100% de su corriente nominal sin daño, tienen característica de fusión muy rápida, con relación de velocidad de 7 a 11.
- **Fusibles tipo N:** Conducen hasta el 100% de su corriente nominal sin daños, son más rápidos que los fusibles tipo H.
- **Fusibles tipo X:** Provistos de un elemento dual; son permisivos a las fluctuaciones de la corriente, con relación de velocidad de 32.
- **Fusibles tipo MS o KS:** Tiene una característica de respuesta ultra lenta y mayor permisividad de corriente que los fusibles tipo T, su relación de velocidad es de 20.
- **Fusibles MN241 AYEE:** Conducen hasta el 130% de su corriente nominal sin daños.
- **Fusibles SloFast:** Están provistos de elemento dual, constructivamente tienen dos secciones distintas sensibles a la corriente, la primera actúa de manera rápida y la otra es de acción lenta, son usados para la protección de transformadores de distribución.

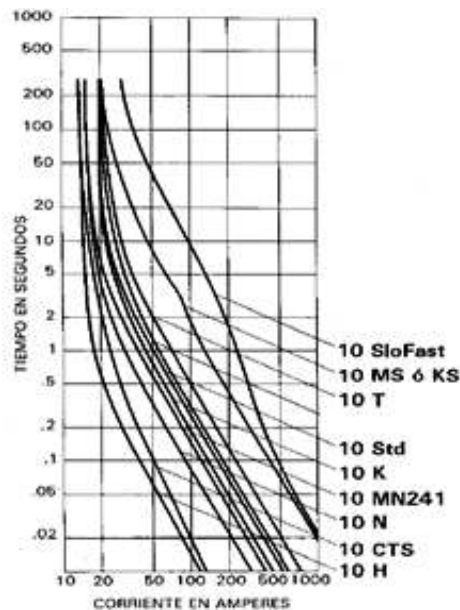


Figura 2.16. Relación de velocidad diferentes tipos de fusibles ^[12]

La figura 2.16 se muestra un gráfico comparativo de la relación de velocidad de los diferentes tipos de fusibles con capacidad nominal de corriente de 10 A.

Las tablas 2.1 y 2.2 se han tomado de la norma ANSI C37.42 e indican los valores para las corrientes de fusión y las relaciones de velocidad para los fusibles tipo K y tipo T.

Tabla 2.1. Corrientes de fusión para fusibles tipo K

Corriente nominal [A]	I_f (300s) o I_f (600s)		I_f (0,1s)		Relación de velocidad
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	
1	2	2,4	-	58	-
2	4	4,8	-	58	-
3	6	7,2	-	58	-
6	12	14,4	72	86	6,0
8	15	18	97	116	6,5
10	19,5	23,4	128	154	6,6
12	25	30	166	199	6,6
15	31	37,2	215	258	6,9
20	39	47	273	328	7,0
25	50	60	350	420	7,0
30	63	76	447	546	7,1
40	80	96	565	680	7,1
50	101	121	719	862	7,1
65	128	153	918	1100	7,2
80	160	192	1180	1420	7,4
100	200	240	1520	1820	7,6
140	310	372	2470	2970	8,0
200	480	576	3880	4650	8,1

Tabla 2.2. Corrientes de fusión para fusibles tipo T

Corriente nominal [A]	I_f (300s) o I_f (600s)		I_f (0,1s)		Relación de velocidad
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	
1	2	2,4	-	100	-
2	4	4,8	-	100	-
3	6	7,2	-	100	-
6	12	14,4	120	144	10,0
8	15	18	166	199	11,1
10	19,5	23,4	224	269	11,5
12	25	30	296	355	11,8
15	31	37,2	388	466	12,5
20	39	47	496	595	12,7
25	50	60	635	762	12,7
30	63	76	812	975	12,9
40	80	96	1040	1240	13,0
50	101	121	1310	1570	13,0
65	128	153	1650	1975	12,9
80	160	192	2080	2500	13,0
100	200	240	2620	3150	13,1
140	310	372	4000	4800	12,9
200	480	576	6250	7470	13,0

2.3.4.2 Reconector [1], [7]

El reconector es un dispositivo de protección para sistemas de distribución que actúa como un interruptor con reconexión automática. Este equipo de protección es capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente la línea de distribución. Posee un control que permite la ejecución de algunas reconexiones sucesivas. Si la falla es de carácter permanente el reconector abre definitivamente después de un número programado de operaciones (cuatro como máximo), aislando así la sección fallada del sistema.

La función principal de un reconector es diferenciar si la falla en el sistema de distribución es de tipo temporal o permanente, dándole a la primera tiempo para que sea despejada a través de las reconexiones sucesivas; si la falla es permanente será despejada por el elemento de protección correspondiente.

Las curvas características tiempo – corriente indican el tiempo de despeje en el que el reconector abrirá sus contactos para un cierto valor de corriente de falla y se muestran en la figura 2.17, la curva A representa la operación rápida, la curva B representa la operación con retardo y la curva C representa la operación con retardo extra.

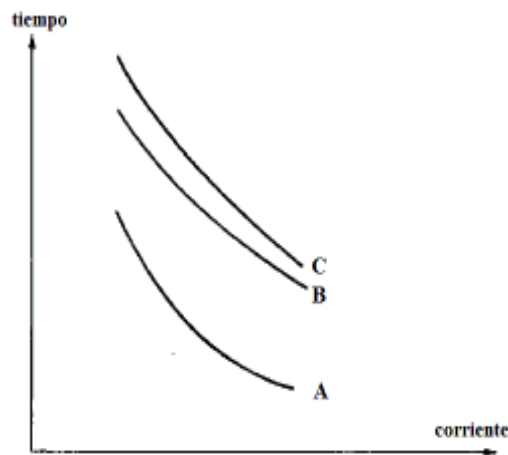


Fig. 2.17. Curvas de operación de un reconector.

La secuencia de operación del reconector se aprecia en la figura 2.18, previo a la apertura definitiva del reconector por una falla permanente se producen dos operaciones rápidas y dos operaciones retardadas. La secuencia de operación generalmente es programada para realizar como máximo cuatro aperturas y tres reconexiones.

Los tiempos de apertura son determinados por medio de las curvas características tiempo-corriente.

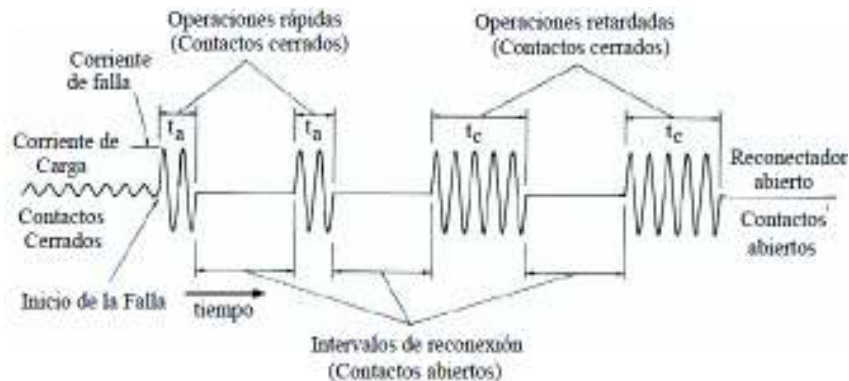


Fig. 2.18. Secuencia de operación del reconectador. [1]

2.3.4.3 Seccionalizador [1]

Es un dispositivo de protección que aísla automáticamente fallas en redes de distribución. Es instalado luego de un reconectador. Para fallas ocurridas dentro de su zona de protección, el seccionalizador cuenta las operaciones realizadas por el reconectador instalado aguas arriba y de acuerdo a un ajuste previamente configurado, abre en el instante en que el reconectador está abierto, el seccionalizador cuenta los impulsos de corriente de falla que fluyen en el sistema, ajustándose para que abra después de un determinado número de pulsos (tres como máximo).

La operación del seccionalizador debe ser configurada para un pulso menos que el número de operaciones del reconectador al cual está asociado. Se usan frecuentemente en lugar de los fusibles en arranques donde es necesario reponer el servicio rápidamente y donde no se justifica el uso de otro reconectador en serie. No tienen curvas características de operación tiempo – corriente y deben ser coordinados con los reconectores, en base a la corriente nominal y sus secuencias de operación.

Modo de operación de un seccionalizador [2]

- Si la falla es despejada mientras el reconectador que está abierto, el contador del seccionalizador se reseteará a su posición normal después del re-cierre, y queda listo para iniciar nuevos conteos en caso de que ocurra otra falla.
- Si la falla persiste cuando el circuito es re-cerrado, el contador de corrientes de falla en el seccionalizador, de nuevo se preparará para contar la siguiente apertura del reconectador.

- El seccionizador proporciona coordinación con los dispositivos de respaldo asociados con corrientes de falla muy altas, por lo tanto proporciona un punto de seccionamiento adicional en el circuito.
- Los seccionizadores no poseen curvas características tiempo-corriente, por lo cual son usados entre dos dispositivos de protección que tienen curvas de operación que están muy próximas y donde un paso adicional de coordinación no es práctico.
- Comúnmente son empleados en derivaciones donde las corrientes de falla elevadas no permiten la coordinación con fusibles.

2.3.4.4 Relé de sobrecorriente ^{[1], [7]}

El principio de operación de esta protección se basa en la detección de condiciones de sobrecorriente en un sistema eléctrico, si la corriente medida por el relé es mayor al valor de referencia establecido, éste envía una señal de apertura al disyuntor asociado para la desconexión del elemento bajo falla.

Para la correcta operación de la protección de sobrecorriente se deben tomar en cuenta las variables:

- ***Corriente mínima de operación***

Es el valor de corriente para el que el relé de sobrecorriente inicie su operación, a esta variable se le conoce también como corriente de “pick – up”.

- ***Tiempo de operación***

Se refiere a la característica de tiempo con la que el relé actúa dependiendo de una corriente determinada.

De acuerdo al tiempo de operación la protección de sobrecorriente puede ser de característica instantánea o temporizada.

a. Relé de sobrecorriente instantáneo

Estos relés una vez superada la corriente de pick up emiten la señal de operación para la apertura del disyuntor.

En teoría la operación de esta protección debe ser inmediata pero se presenta un retardo de tiempo del orden de 10 a 60 milisegundos.

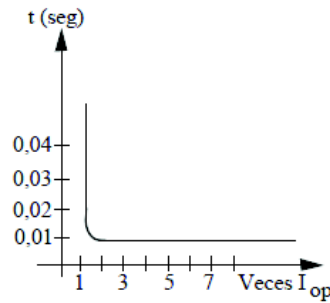


Figura 2.19. Curva tiempo – corriente instantánea

b. Relé de sobrecorriente temporizado

La operación para esta protección está dada por una característica de tiempo inversamente proporcional a la corriente, teniendo para grandes magnitudes de corriente un tiempo menor para la actuación del relé y viceversa, para valores de corriente bajos el tiempo de operación es superior.

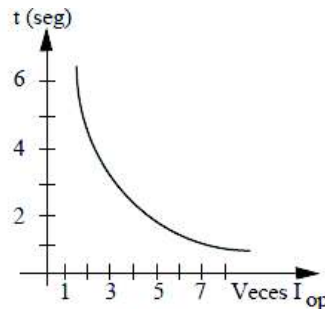


Figura 2.20. Curva tiempo – corriente temporizada

La característica de tiempo – corriente inversa para el relé de sobrecorriente temporizado permiten tener una variedad de curvas:

- Moderadamente inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa

Estas curvas pueden ser aproximadas mediante las ecuaciones (2.3) y (2.4) especificadas en las normas IEEE C37.112 e IEC 255-3 respectivamente.

Norma IEEE C37.112

$$t(I) = TD \left(\frac{A}{M^p - 1} + B \right)$$

Ecuación (2.3)

Donde:

$t(I)$ = tiempo de disparo [s]

TD= ajuste de tiempo (dial)

M= múltiplo de la corriente de pick up ($M > 1$)

A, B, p = constantes de la curva característica

Las constantes de la curva tiempo – corriente para cada una de las características inversas del relé se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 2.3. Constantes de la curva de un relé temporizado norma IEEE C37.112

Tipo de curva	A	B	P
Moderadamente inversa	0,0515	0,114	0,02
Muy inversa	19,61	0,491	2,0
Extremadamente inversa	28,2	0,1217	2,0

El valor del ajuste de tiempo (dial) para las curvas va desde 0,5 a 10.

En la figura 2.21 se observan gráficamente los tres tipos de curvas características obtenidas a partir de la norma IEEE C37.112

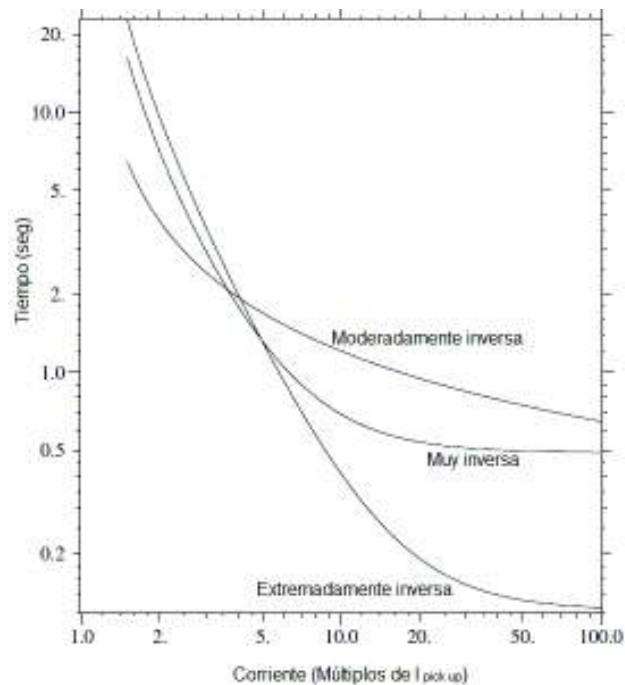


Figura 2. 21. Curvas características IEEE (dial = 5) [7]

Norma IEC 255-3

$$t = TD \left(\frac{k}{M^{\alpha-1}} \right)$$

Ecuación (2.4)

Donde:

t = tiempo de operación [s]

TD= ajuste de tiempo (dial)

M= múltiplo de la corriente de pick up ($M > 1$)

k, α = constantes de la curva característica

En la tabla 2.4 se indican los valores de las constantes de la curva tiempo – corriente para cada una de las características inversas del relé.

Tabla 2.4. Constantes de la curva de un relé temporizado norma IEC 255-3

Tipo de curva	k	α
Moderadamente inversa	0,14	0,02
Muy inversa	13,50	1,0
Extremadamente inversa	80,0	2,0

El valor del ajuste de tiempo (dial) para las curvas va desde 0,05 a 1.

2.4 Software para coordinación de protecciones

Los programas computacionales en los cuales se ha modelado y simulado el sistema para el estudio de coordinación de protecciones, se describen a continuación:

2.4.1 CYME – CYMDIST ^[13]

CYMDIST es un software diseñado por EATON Corporation, el cual consta con una completa gama de herramientas avanzadas de simulación que permiten realizar la modelación en detalle, el análisis, la planificación y la operación de redes eléctricas de transmisión, de subtransmisión, de distribución o redes eléctricas industriales.

En sistemas de distribución de energía este paquete computacional permite la creación de redes eléctricas equilibradas o desequilibradas, de subestaciones, de alimentadores primarios y de redes secundarias de distribución, estas redes pueden tener esquemas tipo radial, mallado, o en anillo y pueden ser representados en forma esquemática o geográfica a través de un sistema de coordenadas.

El programa CYMDIST es una serie de aplicaciones que contiene un editor completo de redes, módulos para análisis y simulación; y bibliotecas con una extensa base de datos de equipos y modelos. En la figura 2.22 se muestra la ventana principal de trabajo de CYMDIST.

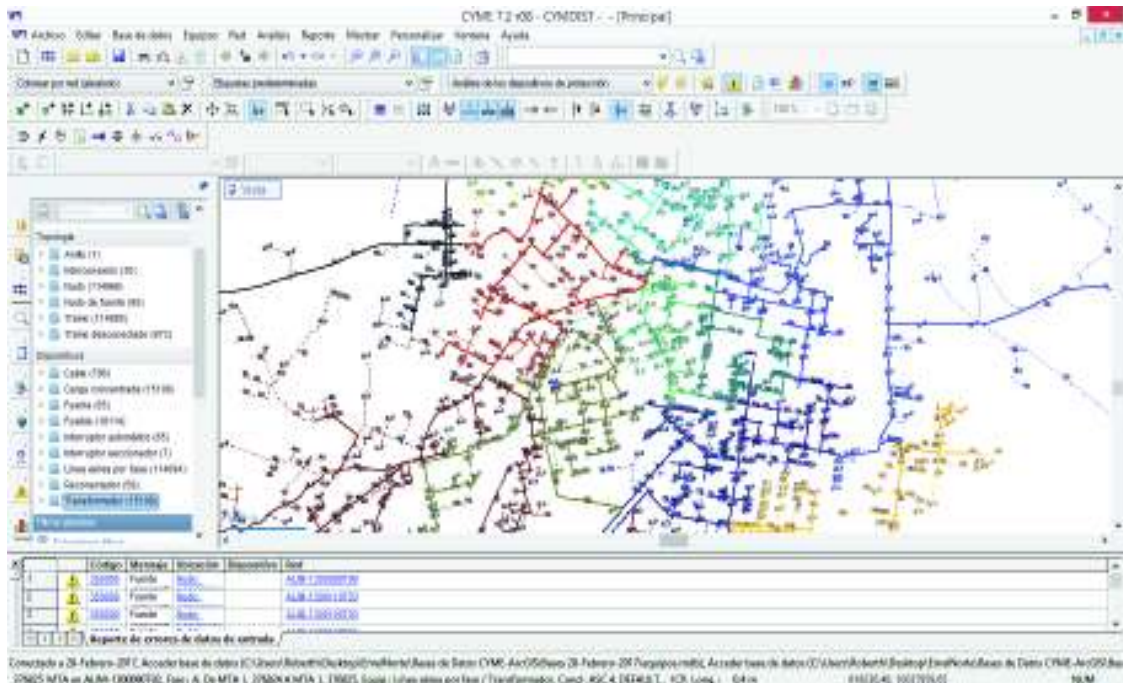


Figura. 2. 22. Ventana principal del programa CYMDIST

Las principales capacidades analíticas y módulos de base del programa computacional CYMDIST son:

- Análisis de caída de voltaje en redes eléctricas balanceadas o desbalanceadas (radiales, en anillo o malladas).
- Cálculo de corrientes de falla (valores: RMS, asimétricos y pico).
- Análisis de flujo de falla y de voltaje de falla en la red tomando en cuenta las condiciones de pre-falla.
- Dimensionamiento y ubicación óptima de capacitores para reducir pérdidas y/o mejorar perfiles de voltaje.
- Balance de cargas para minimizar pérdidas.
- Lecturas múltiples de distribución de carga usando los métodos: kWh consumidos, kVA conectados, consumo real (kVA o kW) o el método REA. Los algoritmos permiten la inclusión de un número de mediciones como demandas fijas y de grandes consumidores como cargas fijas.
- Análisis de arranque de motores (máxima capacidad del motor y bajadas de voltaje).

- Modelos de carga flexibles para cargas repartidas uniformemente y cargas concentradas para cada tramo del circuito.
- Estudios de crecimiento de carga o proyección de demanda repartidos en varios años.
- Interconexión entre alimentadores primarios de distribución para simulaciones de transferencias de carga.
- Posibilidad de fusionar fases.
- Ejecución automática de reemplazo o cambio de calibre de conductores y de cambio de fases de varios tramos seleccionados.
- Cálculo de equivalentes de carga y de red para facilitar el análisis de grandes redes haciéndolas corresponder exactamente a los resultados de flujo de carga y de cortocircuito de las redes no reducidas.

La opción de simulación de fallas y cálculo de corrientes de cortocircuito permite determinar los aportes de cada una de las fuentes. Los resultados de estas simulaciones y cálculos son usados para la selección, diseño, configuración y ajuste de los dispositivos de protección requeridos en el sistema.

2.4.2 CYMTCC [13], [14]

Es un módulo de CYMDIST que permite realizar estudios de coordinación de protecciones de sobrecorriente en función del tiempo para sistemas eléctricos industriales, comerciales y de distribución.

CYMTCC permite al usuario:

- Generar las gráficas de curvas tiempo – corriente y reportes de los ajustes de cualquier dispositivo de protección contenido en su extensa biblioteca.
- Insertar nuevos dispositivos a la biblioteca o modificar las curvas o intervalos de los ajustes de los dispositivos existentes.
- Graficar curvas características en formularios logarítmicos
- Exportar el diagrama unifilar o la gráfica de curvas a archivos
- Examinar y cambiar los ajustes de cualquier dispositivo.
- Medir los márgenes de coordinación entre dispositivos de protección.
- Verificar automáticamente la coordinación de protecciones, en base a los criterios utilizados en el estudio.

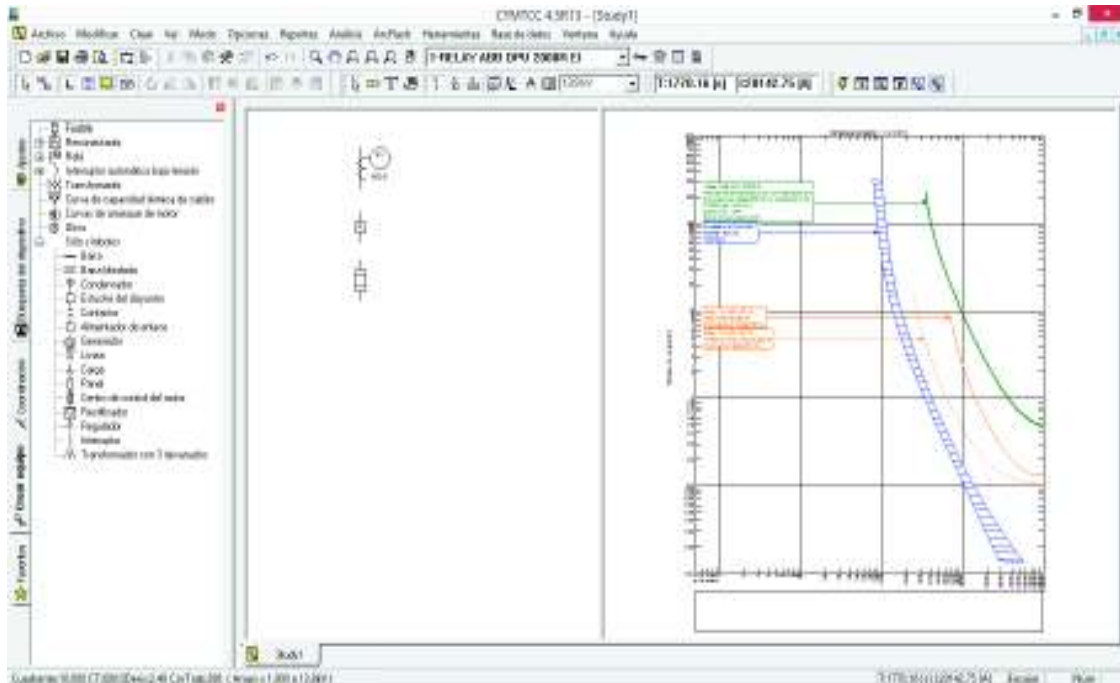


Figura 2.23. Ventana principal de CYMTCC

CYMTCC cuenta además con un editor de diagrama unifilar tipo CAD, el cual facilita la inserción y conexión de los dispositivos de protección necesarios para estudios de coordinación.

Se tiene control total sobre detalles como la escala de corrientes, voltaje de trazado, el color de las curvas características, el ancho de las líneas y las etiquetas de identificación de los dispositivos de protección.

En resumen el software CYMTCC permite verificar gráficamente, mediante curvas tiempo – corriente, la coordinación de los elementos de protección; su tiempo límite de disparo y la corriente de carga continua permitida.

2.4.3 ArcGIS – ArcMap ^[15]

ArcGIS es un software de Sistema de Información Geográfica (SIG) que ha sido desarrollado por la empresa Environmental Systems Research Institute (ESRI). Este paquete computacional permite la creación, recopilación, captura, diseño, edición, organización, administración, análisis y representación de información geográfica.

La figura 2.24 muestra la ventana de trabajo de ArcGIS, con el sistema de distribución de EMELNORTE.

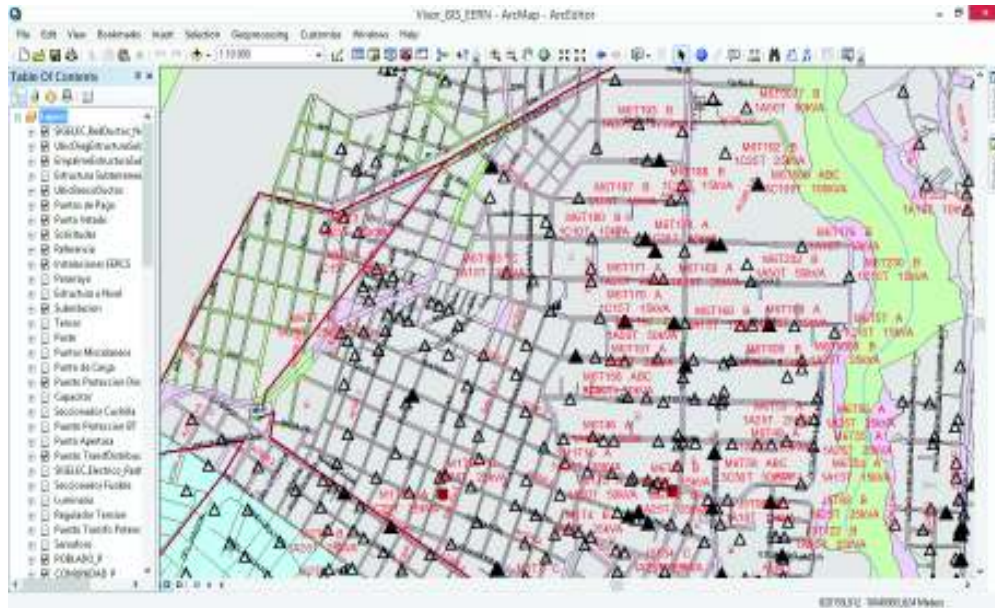


Fig. 2. 24. Ventana principal de ArcGIS – ArcMap.

Un sistema de información geográfico está compuesto por el conjunto de herramientas computacionales (hardware y software), datos geográficos y personal especializado para la captura, almacenamiento, consulta, análisis y representación de información referenciada geográficamente para la conformación de una base de datos espacial.

En sistemas de distribución un sistema de información geográfico permite el manejo y la administración de las redes eléctricas de manera eficiente ya que permite: determinar la ubicación geográfica exacta de todos los equipos y definir zonas problemáticas a gestionarse por parte de la empresa distribuidora.

La arquitectura de ArcGIS se detalla en la figura 2. 25, en la cual se observa los módulos por los cuales se encuentra integrado el programa.

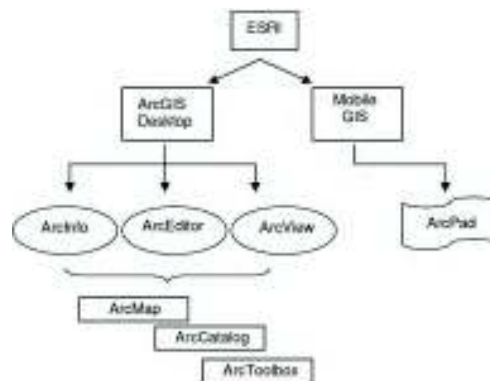


Fig. 2. 25. Arquitectura de ArcGIS ^[15]

- **ArcMap:** Es el módulo de ArcGIS que proporciona las herramientas para la visualización de datos espaciales, permite realizar mapas a partir de capas o datos espaciales, elegir simbología y colores, importar bases de datos, analizar relaciones espaciales y editar datos geográficos. ArcMap está compuesto de una tabla de contenidos donde se detallan las capas, una ventana principal donde se muestra el mapa y una serie de herramientas y menús para trabajar con las capas de los mapas.
- **ArcCatalog:** Este módulo de ArcGIS permite la exploración, administración y acceso a la información geográfica del sistema de forma fácil, se pueden crear conexiones directas con el catálogo principal de ArcGIS o el usuario puede crear y añadir carpetas con las bases de datos requeridas incluso disponibles dentro de una red de trabajo.
- **ArcToolbox:** Es el módulo de ArcGIS que permite ejecutar varias tareas de análisis espacial de datos, como: introducción de sistemas de referencia, conversión de datos espaciales a otros tipos de formatos (CAD, raster, shape), cambiar proyecciones de los datos, entre otras.

3. METODOLOGÍA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

3.1 Protección de los equipos del sistema de distribución

3.1.1 Protección de Transformadores de Distribución

Para la protección de transformadores debe considerarse:

- Protección contra condiciones de falla, debido a que los cortocircuitos externos al transformador causan efectos térmicos y mecánicos destructivos en el mismo.
- Protección contra sobrecargas, las cuales generan aumento de temperatura por las sobrecorrientes que circulan en los devanados y si son de larga duración llegan a deteriorar su aislamiento.

3.1.1.1 Curva de daño del transformador

La curva de daño del transformador representa gráficamente la máxima capacidad de sobrecarga que puede resistir el transformador por un tiempo determinado, cuando es sometido a condiciones de falla, antes de que este sufra severos daños.

Para la protección del transformador deben considerarse la magnitud y la duración de las corrientes de falla a las que el transformador será sometido, así como los efectos mecánicos y térmicos que se generan sobre este equipo eléctrico.

Si la magnitud de la corriente de falla es cercana a la capacidad de diseño del transformador los efectos mecánicos son mayores que los efectos térmicos, mientras que para una baja magnitud de corriente de falla cercana al rango de sobrecarga los efectos térmicos son mayores.

Los efectos mecánicos son más significativos a mayor potencia nominal del transformador debido a los grandes esfuerzos mecánicos que se generan.

La norma IEEE C57.109-1993 establece recomendaciones esenciales para la aplicación de dispositivos de protección contra sobrecorriente que buscan limitar el tiempo de exposición del transformador a corrientes de cortocircuito.

En la tabla 3.1 se detallan las cuatro categorías de transformadores consideradas de acuerdo a su potencia, las cuales definen las curvas tiempo – corriente que determinan la capacidad de resistencia ante cortocircuitos de los transformadores.

Tabla 3.1. Categorías de transformadores

Categoría	Monofásicos (kVA)	Trifásicos (kVA)
I	5 – 500	15 – 500
II	501 – 1 667	501 – 5 000
III	1 668 – 10 000	5 001 – 30 000
IV	> 10 000	> 30 000

Las curvas descritas en la norma se componen de dos partes: Una línea continua que corresponde a la duración de la falla por daño térmico y la línea discontinua que representa los efectos mecánicos sobre el transformador, las cuales son mostradas para cada una de las categorías de transformadores en las figuras 3.1 a 3.4.

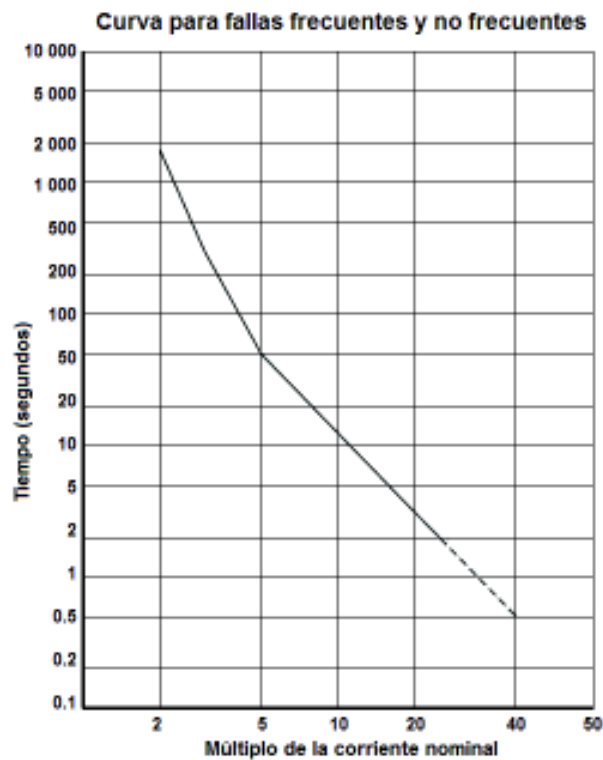


Figura 3.1. Curva de daño de transformadores *Categoría I* ^[19]

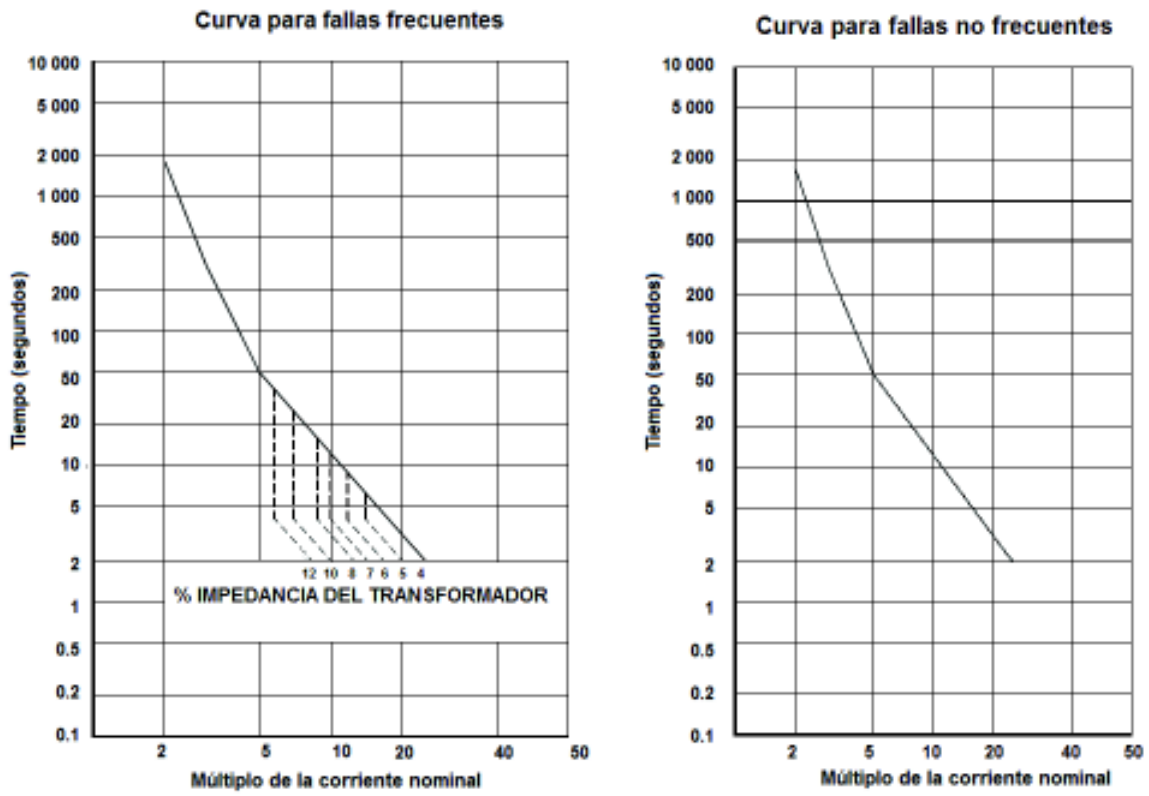


Figura 3.2. Curva de daño de transformadores *Categoría II* [19]

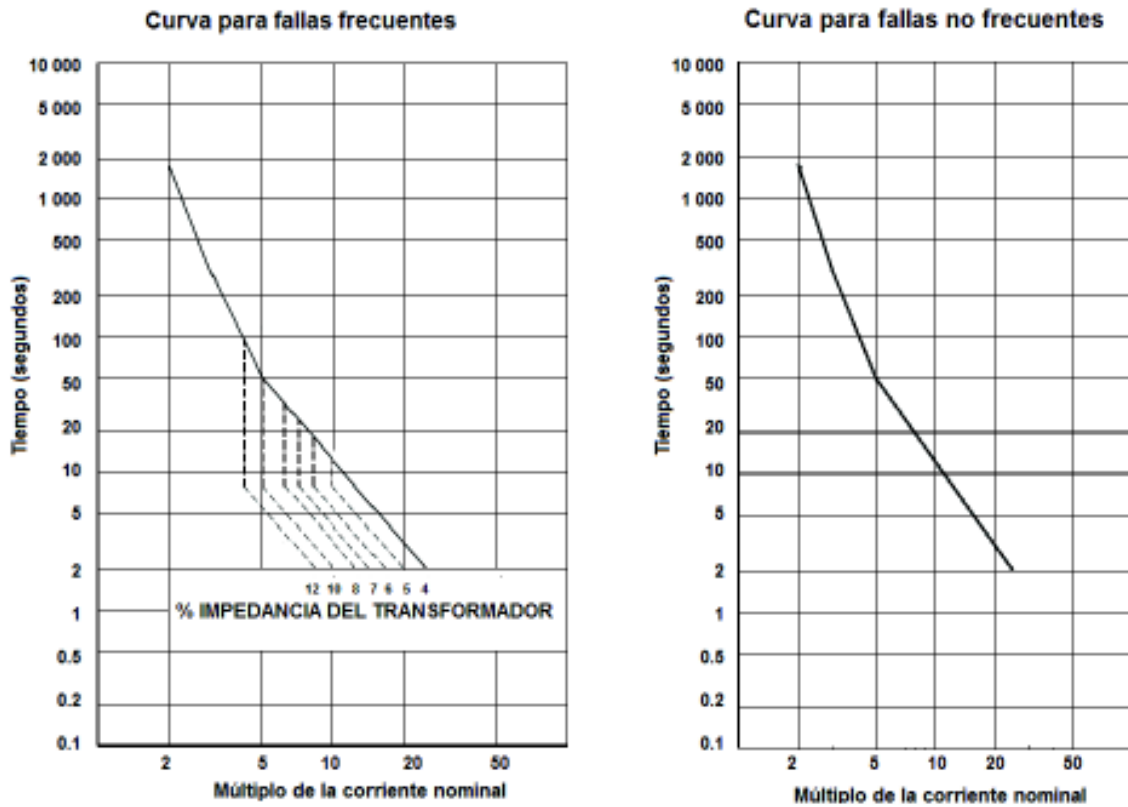


Figura 3.3. Curva de daño de transformadores *Categoría III*. [19]

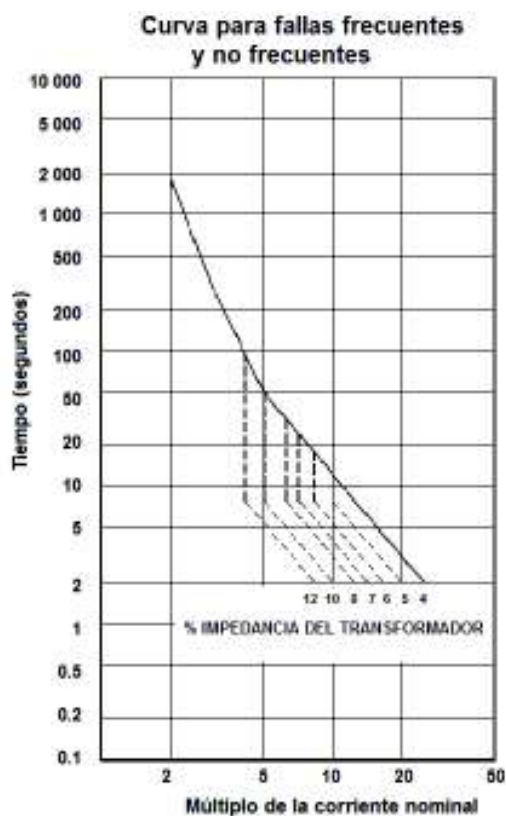


Figura 3.4. Curva de daño de transformadores *Categoría IV*. ^[19]

Dentro de los transformadores *Categoría I* se incluye los transformadores de distribución, una sola curva representa las dos condiciones de daño térmico y mecánico y debe aplicarse como una curva de protección para todo tipo de fallas.

3.1.1.2 Fusibles para transformadores de distribución

Para la protección de los transformadores de distribución se considera el uso de fusibles en el lado de alto voltaje.

Los dispositivos destinados para la protección de los transformadores de distribución deben:

- Aislar la falla lo más pronto posible
- Proteger al equipo ante cortocircuitos y sobrecargas severas
- Soportar sobrecargas no dañinas de corta duración
- Resistir las corrientes de inrush durante su energización
- Coordinar con las protecciones ubicadas aguas arriba

Es por eso que las protecciones de los transformadores deben tener una curva que se ubique sobre la curva de magnetización, ya que la protección no debe actuar en este régimen normal; y por debajo de la curva de daño del transformador, para protegerlo de sobrecargas sostenidas.

Considerando los diferentes tipos de fusibles (H, K, T y SloFast) y las potencias normalizadas de los transformadores de distribución para voltajes de 6,3 kV y 13,8 kV; se han obtenido las tablas 3.2 y 3.3 mediante CYMTCC graficando las curvas de cada tipo de fusible y comprobando la que mejor se ajusta al criterio de coordinación mencionado, en estas tablas se detalla la capacidad del fusible que protege al transformador en función de su potencia nominal.

Tabla 3.2. Fusibles para protección de transformadores de 6,3 kV

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS						
S [kVA]	V _{pn} [kV]	I _n [A]	Tipo de fusible			
			H	K	T	SF
3	3,64	0,82	2*	2*	2*	0,4**
5	3,64	1,37	3*	3*	3*	0,7**
7,5	3,64	2,06	8*	3*	6*	1,3
10	3,64	2,75	15*	6*	6*	1,6
15	3,64	4,12	20*	8*	6*	3,1
25	3,64	6,87	30*	10*	8	4,2
37,5	3,64	10,31	45*	15*	12	6,3
50	3,64	13,75	50*	20*	15	7,8
75	3,64	20,62	75*	30*	25*	14
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS						
S [kVA]	V _{pn} [kV]	I _n [A]	Tipo de fusible			
			H	K	T	SF
30	6,3	2,75	15*	6*	6*	1,6
45	6,3	4,12	20*	8*	6*	3,1
50	6,3	4,58	20*	8*	6*	3,1
75	6,3	6,87	30*	12*	8	4,2
100	6,3	9,16	40*	15*	10	6,3
112,5	6,3	10,31	45*	15*	12	6,3
125	6,3	11,46	45*	20*	12	7,8
150	6,3	13,75	50*	20*	15	7,8
200	6,3	18,33	60*	25*	20	10,4
300	6,3	27,49	85*	40*	30	21

* No protege al transformador para corrientes de sobrecarga

** Existe el riesgo que se funda con corriente de carga fría

Tabla 3.3. Fusibles para protección de transformadores de 13,8 kV

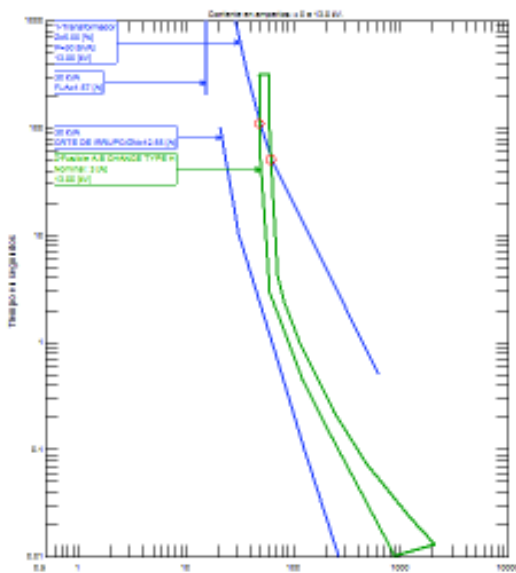
TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS						
S [kVA]	V _{pn} [kV]	I _n [A]	Tipo de fusible			
			H	K	T	SF
3	7,97	0,38	1*	1*	1*	0,2
5	7,97	0,63	2*	2*	2*	0,4
7,5	7,97	0,94	3*	2*	2*	0,6
10	7,97	1,26	3*	2*	2*	0,7
15	7,97	1,88	8*	3*	3*	1,0
25	7,97	3,14	15*	6*	6*	2,1
37,5	7,97	4,71	25*	8*	6	3,1
50	7,97	6,28	30*	10*	8	3,5
75	7,97	9,41	40*	15*	12*	6,3

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS						
S [kVA]	V _{pn} [kV]	I _n [A]	Tipo de fusible			
			H	K	T	SF
30	13,8	1,26	3*	2*	2*	0,7
45	13,8	1,88	8*	3*	3*	1,0
50	13,8	2,09	8*	6*	6*	1,3
75	13,8	3,14	15*	6*	6*	2,1
100	13,8	4,18	20*	8*	6*	3,1
112,5	13,8	4,71	25*	8*	6	3,1
125	13,8	5,23	25*	10*	6	3,1
150	13,8	6,28	30*	10*	8	3,5
200	13,8	8,37	40*	15*	10	5,2
300	13,8	12,55	50*	20*	15	7,8

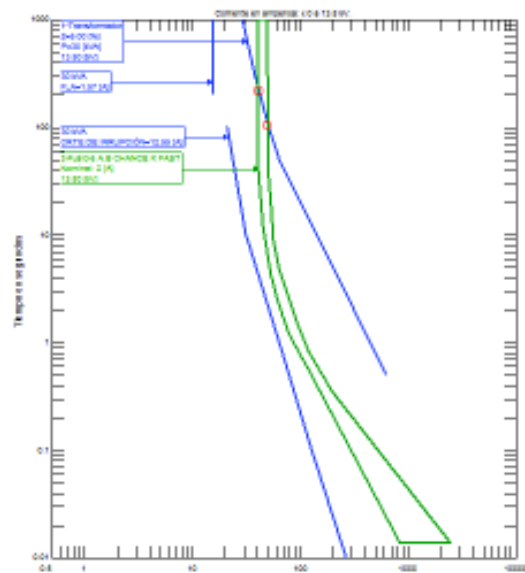
* No protege al transformador para corrientes de sobrecarga

Considerando un transformador distribución trifásico con voltaje primario de 13,8 kV y potencia nominal 30 kVA, en la figura 3.5 se muestran su curva de daño y de energización, además de las curvas de cada uno de los distintos tipos de fusibles.

Se observa gráficamente que los fusibles tipo H, K y T, no brindan una protección completa al transformador en caso de sobrecargas, ya que sus respectivas curvas características se intersecan con la curva de daño del transformador, mientras que la curva característica del fusible SloFast se ubica por debajo de la curva de daño del transformador asegurando su protección efectiva ante sobrecargas.



a) Fusible 3H



b) Fusible 2K

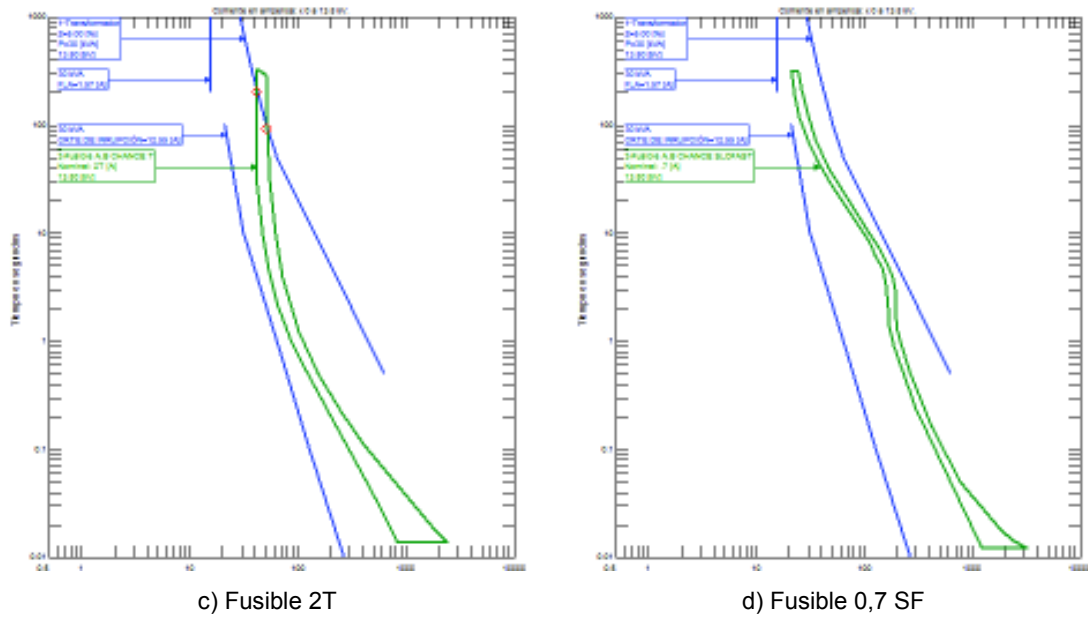


Figura 3.5. Protección de un transformador de 30 kVA con distintos tipos de fusibles

Se determina que la mejor opción es el uso de fusibles tipo SloFast (SF) debido a su característica dual, ya que se adaptan mejor al criterio de coordinación para transformadores de distribución

En la tabla 3.4 se muestra la corriente a la cual se funden las distintas capacidades de fusibles tipo SF.

Tabla 3.4. Corriente de fusión para fusibles tipo SF

Fusible SF	I_f
0,2	0,62
0,3	1,1
0,4	1,25
0,6	1,9
0,7	2,1
1,0	3,1
1,3	3,95
1,4	4,2
1,6	4,8
2,1	6,3
3,1	9,8
3,5	10,9
4,2	13,2
5,2	15,6
6,3	18,5
7,0	20,3
7,8	23,9
10,4	29,0
14	43,5
21	68,3
32	89,5
46	108,7

3.1.2 Protección de las derivaciones

Toda derivación de un alimentador primario (sea esta primaria, secundaria o terciaria) se protegerá mediante fusibles tipo T, los cuales serán instalados únicamente en los arranques de dichas derivaciones. El uso de fusibles tipo T resulta adecuado debido a su característica de operación lenta.

Una condición importante que se debe cumplir para la protección de las derivaciones, es que la corriente de fusión del fusible debe ser menor que la capacidad de corriente máxima del conductor, esto asegurará que en primer lugar actuará el fusible protegiendo de esta manera al conductor.

En la tabla 3.5 se indican las capacidades máximas de corriente para conductores ACSR (Conductor de Aluminio Reforzado con Acero) para los calibres comúnmente usados para alimentadores primarios de distribución y la tabla 3.6 muestra los valores de corriente de fusión (I_f) para los distintos fusibles tipo T.

Tabla 3.5. Parámetros para conductores ACSR

Calibre	D_{in} (cm)	D_{ext} (cm)	RMG (cm)	R (Ω /km) a 25°C	R (Ω /km) a 75°C	Corriente nominal (A)
4/0 AWG	1,43	0,477	0,24811	0,27651	0,36785	340
3/0 AWG	1,275	0,4247	0,18288	0,34797	0,44925	300
2/0 AWG	1,135	0,3785	0,15545	0,43869	0,55613	270
1/0 AWG	1,011	0,3371	0,13594	0,55178	0,69594	230
2 AWG	0,8255	0,3299	0,15362	0,87613	1,02526	180
4 AWG	0,65278	0,2614	0,13777	1,39187	1,34175	140

Tabla 3.6. Corriente de fusión para fusibles tipo T

Fusible T	I_f
1	1,92
2	4,17
3	6,09
6	11,94
8	15,31
10	19,63
12	24,68
15	30,48
20	39,9
25	49,7
30	61,94
40	78,2
50	98,9
65	125,4
80	158,2
100	196,91
140	301,7
200	473,2

3.1.3 Protección del troncal

3.1.3.1 Protección con relé de sobrecorriente

El troncal principal de un alimentador primario se protegerá mediante un relé de sobrecorriente instalado en su cabecera, para garantizar la coordinación del troncal y sus derivaciones, en el troncal no deben instalarse fusibles.

La característica temporizada del relé de sobrecorriente debe representarse mediante una curva extremadamente inversa, la cual se ajusta a las curvas características de los fusibles tipo T y SloFast utilizados para proteger a las derivaciones y transformadores de distribución respectivamente.

La operación instantánea del relé debe desactivarse para lograr la coordinación con los fusibles ubicados en las derivaciones, ya que si se configuraría el relé para actuar de manera instantánea cualquier falla que ocurra en una derivación generará el disparo del disyuntor del alimentador primario antes que el fusible asociado a la derivación en condición de falla.

La configuración para el relé de sobrecorriente tanto para fase como para neutro del alimentador primario debe realizarse tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- La corriente de arranque (pick up) del relé debe estar sobre la capacidad de corriente que soportará el menor calibre de conductor por el cual está constituido el troncal.
- El ajuste de tiempo (dial) se lo hará gráficamente para que la curva del relé del alimentador quede por debajo de la curva del relé general que protege al transformador de potencia.
- Existe un tiempo de retraso de 200 ms aproximadamente entre la operación del relé y la apertura de los contactos del disyuntor, este intervalo considera: el tiempo que tarda el relé en actuar (2 ciclos – 40 ms), cuánto se demora el relé en enviar la orden de disparo (50 ms) y el tiempo que tarda el disyuntor en desconectarse (5 ciclos -100 ms),

3.1.3.2 Protección con reconectadores

La instalación de reconectadores sobre el troncal principal de un alimentador primario permite seccionarlo aguas abajo a partir de su ubicación para impedir la desconexión total del alimentador al presentarse fallas al final del troncal, lo cual proporciona mayor selectividad al sistema de protecciones debido a la característica que presenta el reconector de diferenciar entre fallas temporales y permanentes.

Los ajustes de las curvas de operación lenta del reconectador para la protección de fase y neutro deben realizarse considerando las siguientes características:

- La corriente de operación del reconectador se ajustará al 80% del valor de la corriente de pick up del relé de sobrecorriente.
- El ajuste de tiempo se lo realiza gráficamente ubicando la curva del reconectador por debajo de la curva del relé de sobrecorriente.
- El tipo de curva a seleccionarse debe ser extremadamente inversa.

3.1.4 Protección del transformador de la subestación

El transformador de potencia de la subestación se protegerá por medio de un relé general de sobrecorriente instalado en la barra de bajo voltaje, el cual debe coordinar a su vez con los relés instalados en la cabecera de los alimentadores.

La corriente de arranque para el relé de fase se ajusta en función de la corriente nominal del transformador que es calculada en base a la potencia nominal y su voltaje secundario, mientras que para el relé de neutro la corriente de arranque es ajustada considerando una reducción del 30% de la corriente de fase.

El dial se elige para que la curva del relé quede por debajo de la curva de daño del transformador de potencia.

3.2 Criterios para la coordinación de protecciones

La coordinación de dispositivos de protección en sistemas de distribución se la realiza en serie o también denominada “en cascada”, por la topología radial que tienen los alimentadores primarios.

Al dispositivo que se encuentra ubicado más cerca de una falla se le conoce como dispositivo protector y la siguiente protección instalada aguas arriba es el dispositivo de respaldo o protegido. Una correcta coordinación de protecciones consiste en que la operación del dispositivo protector se dé antes que el elemento de respaldo actué.

3.2.1 Coordinación de fusibles

La coordinación de fusibles consiste en la selección apropiada del tipo de fusible, así como de su capacidad y se la realiza tomando en cuenta la siguiente consideración:

El tiempo máximo de despeje del fusible protector (ubicado aguas abajo) no debe superar el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo (ubicado aguas arriba), esto garantiza que el fusible protector despejará la falla antes que el fusible de respaldo opere. El factor de 75% representa un margen de reserva de tiempo para compensar los efectos de operación de las variables de los fusibles.

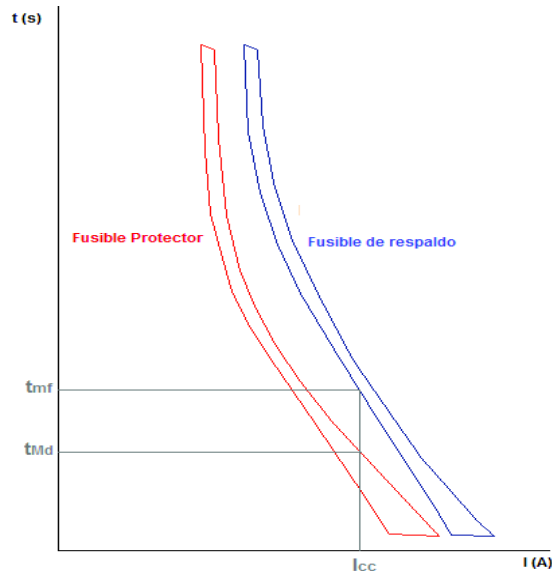


Figura 3.7. Coordinación entre fusibles

Matemáticamente se debe cumplir la relación de la ecuación 3.1 para que se dé la coordinación entre dos fusibles.

$$\frac{t_{Md}(\text{Fusible protector})}{t_{mf}(\text{Fusible de respaldo})} < 0,75$$

Ecuación (3.1)

Donde:

t_{Md} = Tiempo máximo de despeje

t_{mf} = Tiempo mínimo de fusión

Se puede definir la curva de coordinación con ayuda del módulo CYMTCC mediante la reducción al 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible ubicado aguas arriba añadiendo un *multiplicador de tiempo* cuyo valor es de 0,75 a la curva mínima de fusión, como se observa en la siguiente figura.

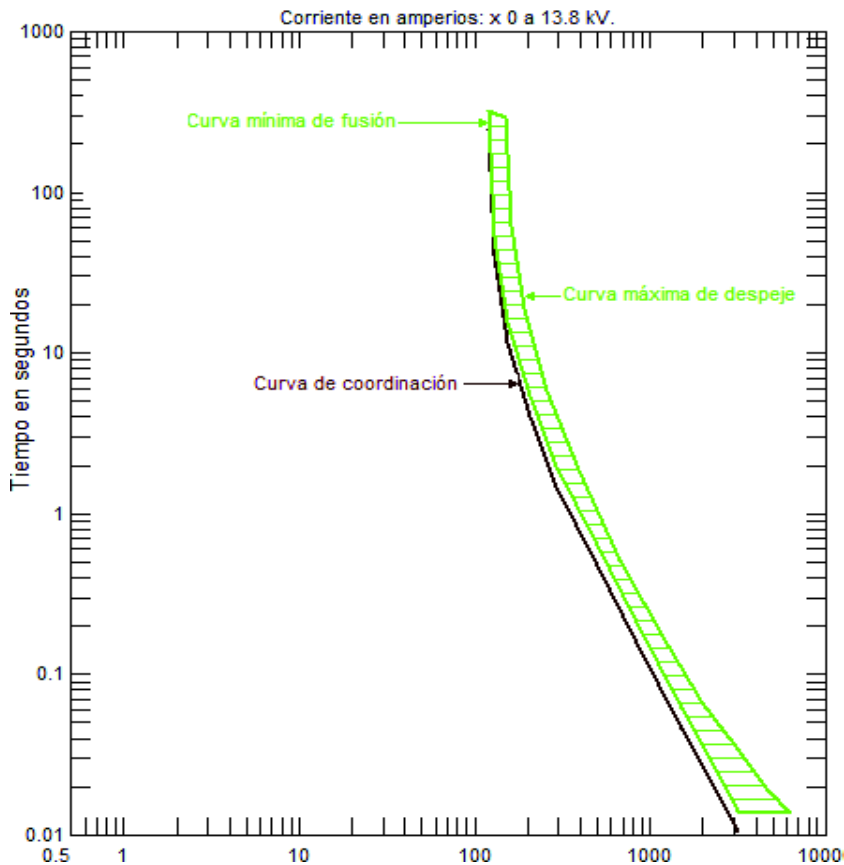


Figura 3.8. Curva de coordinación de un fusible

3.2.1.1 Coordinación de fusibles SF y T

Este tipo de coordinación permite la correcta operación entre la protección de los transformadores de distribución, mediante fusibles tipo SF, y la protección de las derivaciones, mediante fusibles tipo T.

En la tabla 3.7 se muestran las corrientes de falla máximas para las cuales se logra coordinación entre fusibles SF y fusibles tipo T ubicados aguas arriba, considerando el factor de reducción al 75% como criterio de coordinación.

Esta tabla de coordinación entre fusibles se la realizó mediante el uso del módulo CYMTCC para definir si los fusibles coordinan o no y el valor de la corriente máxima de coordinación.

Tabla 3.7. Coordinación entre fusibles SF y T.

SF \ T	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
0,2	2	4	88	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,3	1	4	7	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,4	1	4	6	296	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,6	-	4	6	291	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,7	-	4	6	289	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,0	-	4	6	15	388	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,3	-	-	6	14	24	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,4	-	-	6	14	22	546	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,6	-	-	6	13	19	32	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
2,1	-	-	-	12	17	25	38	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3,1	-	-	-	12	15	21	33	50	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3,5	-	-	-	-	15	20	31	46	1182	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
4,2	-	-	-	-	15	20	30	43	65	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
5,2	-	-	-	-	-	19	27	39	56	1436	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
6,3	-	-	-	-	-	-	26	36	51	79	1939	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7,0	-	-	-	-	-	-	25	34	48	75	1876	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7,8	-	-	-	-	-	-	-	32	44	63	94	2491	3325	4440	5335	6965	9525	9725
10,4	-	-	-	-	-	-	-	-	42	58	80	149	2980	4440	5335	6965	9525	9725
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	104	165	4440	5335	6965	9525	9725
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	183	4324	6328	9525	9725
32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152	229	5436	9525	9725
46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	184	301	8898	9725

Si la curva máxima de despeje del fusible protector (tipo SF) se ubica a la derecha de la curva de coordinación del fusible de respaldo (tipo T) y estas dos curvas no se cruzan en ningún punto, los dos fusibles seleccionados no coordinarán, ya que opera de manera errónea en primer lugar el fusible ubicado aguas arriba. Todas las combinaciones de fusibles que cumplen esta condición a la cual no existe coordinación se representan en las celdas blancas de la tabla.

Los casos en los que la curva de coordinación del fusible tipo T y la curva máxima de despeje del fusible tipo SF se intersecan en algún punto han sido representados en las celdas anaranjadas con sus respectivos valores de corriente.

Las celdas de color rojo indican la combinación de fusibles en las que existe coordinación, en estos casos la curva de coordinación del fusible tipo T siempre se encuentra sobre la curva máxima de despeje del fusible tipo SF, lo cual garantiza la actuación del fusible SF (protector) antes que opere el fusible T (de respaldo).

Para determinar la corriente de coordinación se define el tiempo mínimo de la curva máxima de despeje del fusible protector (tipo SF) y gráficamente con este tiempo se obtiene el valor de corriente máxima de coordinación en la curva de coordinación del fusible de respaldo (tipo T).

3.2.1.2 Coordinación de fusibles T y T

Este tipo de coordinación permite la correcta operación entre la protección de las derivaciones de los alimentadores primarios, las coordinaciones posibles a realizarse son:

- Derivación Primaria – Derivación Secundaria
- Derivación Secundaria – Derivación Terciaria

En la tabla 3.8 se muestra las corrientes de falla máximas para las cuales se logra coordinación entre fusibles T y T, de acuerdo a EEI – NEMA, considerando la disminución al 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible que se ubica aguas arriba.

Tabla 3.8. Coordinación entre fusibles T y T

T \ T	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
6	-	-	350	680	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
8	-	-	-	430	840	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
10	-	-	-	-	530	1010	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
12	-	-	-	-	-	620	1280	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
15	-	-	-	-	-	-	720	1550	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
20	-	-	-	-	-	-	-	880	2000	3200	4000	5000	6400	9700	15200
25	-	-	-	-	-	-	-	-	1200	2500	4000	5000	6400	9700	15200
30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1300	3100	5000	6400	9700	15200
40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1400	3700	6200	9700	15200
50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1800	4700	9700	15200
65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2200	9000	15200
80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6800	15200
100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2900	13800
140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5000

El color de las celdas de esta coordinación se basa en los mismos criterios que los de la coordinación entre fusibles SF y T detallado en el numeral 3.2.1.1.

3.2.2 Coordinación relé – fusible

Para la protección del alimentador primario la operación coordinada entre el relé de sobrecorriente ubicado en el troncal y los fusibles localizados en las derivaciones, consiste en que la operación del fusible se dé únicamente para fallas permanentes, en condición de falla permanente en una derivación el fusible debe operar antes que el relé del alimentador.

En la figura 3.9 se indica gráficamente la coordinación entre estas dos protecciones, se observa que la curva característica del fusible está por debajo de la curva del relé, con lo cual se garantiza la operación del fusible en primer lugar.

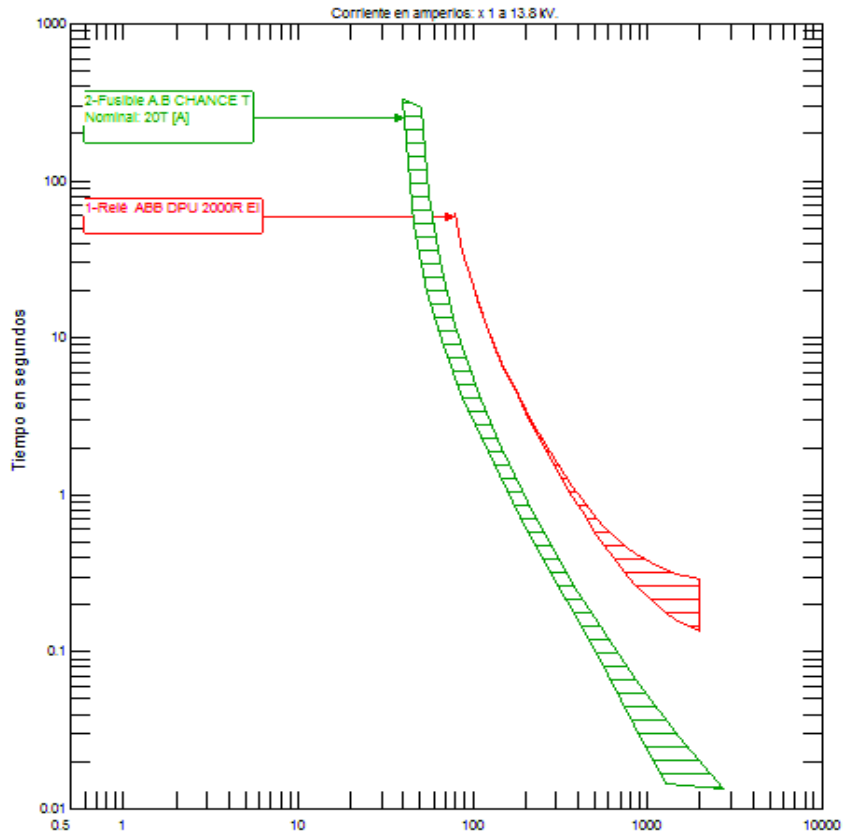


Figura 3.9. Coordinación relé – fusible

3.2.3 Coordinación reconectador – fusible

La instalación de fusibles en las derivaciones de un alimentador primario proporciona protección para fallas de carácter permanente, el reconectador se utiliza como protección de respaldo para fallas temporales lo cual evita desconexiones innecesarias.

El reconectador debe configurarse para que despeje una falla temporal antes de que el fusible actúe, y posteriormente el reconectador reponga el circuito. En el caso de una falla permanente, esta debe ser despejada por el respectivo fusible luego de las operaciones programadas del reconectador.

Para una adecuada coordinación entre el reconectador y el fusible se debe considerar:

- La curva de operación temporizada del reconectador (Curva B) debe estar sobre la curva máxima de despeje del fusible y la curva de operación rápida del reconectador (curva A) por debajo de la curva mínima de fusión del fusible.
- El reconectador debe configurarse como mínimo con dos disparos instantáneos, para que este logre despejar fallas transitorias y evitar la actuación innecesaria del fusible, si la falla es permanente el fusible debe despejarla luego de las operaciones instantáneas del reconectador.

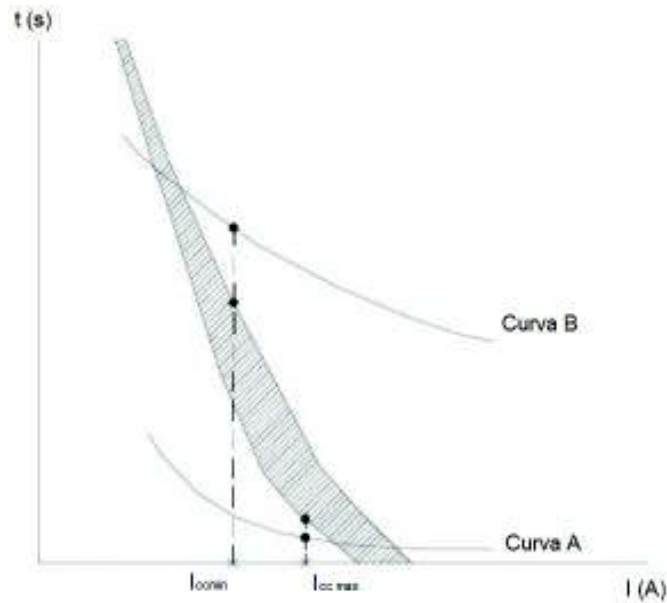


Figura 3.10. Coordinación reconectador – fusible

3.3 Proceso de coordinación

La coordinación de protecciones para los alimentadores debe considerar como datos iniciales las corrientes de cortocircuito máximas a lo largo del alimentador, las cuales se obtienen mediante el modelamiento y simulación de los circuitos primarios de distribución en el programa CYMDIST. Los valores de las corrientes de falla máxima permite el ajuste de los respectivos dispositivos de protección a utilizarse.

Los ajustes del relé general del transformador de potencia y de los relés de sobrecorriente a la salida de la subestación están dados como datos finales del estudio de coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE.

3.3.1 Definición de fusibles para derivaciones

Una vez ingresados los ajustes del relé general y de los relés de los alimentadores, como primer criterio de coordinación a fin de homologar los fusibles a lo largo de las derivaciones se define gráficamente el fusible tipo T que protegerá a las derivaciones primarias, cuya curva característica debe ubicarse por debajo de la curvas de fase y neutro del relé del alimentador primario; mientras que la capacidad del fusible a colocarse en las derivaciones secundarias será de la mitad de la capacidad del fusible elegido para proteger a las derivaciones primarias y la capacidad del fusible de las derivaciones terciarias será igual a la mitad de la capacidad del fusible de la derivación secundaria incrementada a la capacidad inmediata superior.

Para explicar de mejor manera este criterio de selección de fusibles para las derivaciones, se considera el siguiente ejemplo; si el fusible que mejor se ajusta a la curva del relé en la cabecera del alimentador resulta ser un fusible 80T en las derivaciones primarias, para las derivaciones secundarias se tomará un fusible 40T, que es la mitad de la capacidad del fusible 80T y finalmente en las derivaciones terciarias se colocan fusibles 25T, que resulta ser la capacidad que sigue al fusible 20T (mitad de la capacidad del fusible 40T).

3.3.2 Coordinación entre fusibles de las derivaciones y fusibles de los transformadores de distribución

Luego de definir los fusibles tipo T que protegerán a cada una de las derivaciones a lo largo del alimentador primario, se deben determinar los valores de corriente de falla a las cuales se da coordinación entre las combinaciones fusibles SF con T y fusibles T con T, por lo cual debe hacerse uso de las tablas 3.7 y 3.8 respectivamente.

Al analizar la coordinación de fusibles SF con T, se debe ubicar en la tabla 3.7 la columna del fusible tipo T a utilizarse en la derivación respectiva (primaria, secundaria o terciaria) y definir para la corriente máxima de coordinación hasta que capacidad de fusible tipo SF soporta esta coordinación y a su vez la máxima potencia nominal de los transformadores que protege el fusible SF seleccionado.

La corriente máxima de coordinación para las combinaciones de derivaciones: derivación primaria – derivación secundaria y derivación secundaria – derivación terciaria se la determina con la tabla 3.8 ubicando en la columna la capacidad del fusible de respaldo y

en la fila la capacidad del fusible protector. Se considera que en la coordinación derivación primaria – derivación secundaria el fusible protector se localiza en la derivación secundaria y el fusible de respaldo en la derivación primaria.

Del ejemplo anterior se definió la protección para las derivaciones de la siguiente manera:

- Derivación Primaria: 80 T
- Derivación Secundaria: 40 T
- Derivación Terciaria: 25 T

Las corrientes máximas de coordinación que presentan los fusibles de cada derivación con los fusibles SF y las capacidades máximas de los transformadores de distribución a 13,8 kV para el respectivo fusible SF se indican en la tabla 3.9 y las corrientes máximas a las cuales coordinan los fusibles entre derivaciones se detallan en la tabla 3.10.

Tabla 3.9. Corrientes máximas y fusibles SF que coordinan con las derivaciones

Derivación	Fusible T	$I_{max\ coord.}$ [A]	Fusible SF	Trafos 1 ϕ [kVA]	Trafos 3 ϕ [kVA]
Primaria	80	5335	14	---	---
Secundaria	40	2765	7	---	200
Terciaria	25	1645	4,2	50	150

Tabla 3.10. Corrientes máximas de coordinación entre derivaciones

Derivación aguas arriba	Derivación aguas abajo	$I_{max\ coord.}$ [A]
Primaria (80 T)	Secundaria (40 T)	3700
Secundaria (40 T)	Terciaria (25 T)	1200

3.3.3 Rangos de corriente en las derivaciones

Para definir la capacidad de corrientes de coordinación en cada una de las derivaciones a lo largo del alimentador se deben realizar las siguientes comparaciones:

- Se compara el valor de la corriente máxima de coordinación entre el fusible T y SF de la derivación secundaria con el valor de corriente máxima de coordinación entre fusibles T y T de las derivaciones primaria y secundaria; entre estos dos valores se escoge el menor, el cual nos sirve como referencia para determinar la corriente mínima hasta la cual se pueden realizar derivaciones primarias, y la corriente máxima para posibles derivaciones secundarias.

- Después se compara el valor de la corriente máxima de coordinación entre el fusible T y SF de la derivación terciaria con el valor de corriente máxima de coordinación entre fusibles T y T de las derivaciones secundaria y terciaria; el valor menor entre ambos determina la corriente mínima hasta la cual se pueden realizar derivaciones secundarias, y la corriente máxima para las derivaciones terciarias.

El rango de corrientes para derivaciones primarias va desde la corriente de cortocircuito a la salida de la subestación hasta el valor de la primera comparación; para derivaciones secundarias se toma como límite inferior el valor de corriente de la segunda comparación y como límite superior el valor de corriente obtenido en la primera comparación; finalmente para derivaciones terciarias se tomarán corrientes menores al valor de la segunda comparación.

En las tablas 3.11 y 3.12 se indican respectivamente los valores obtenidos en cada comprobación realizada y los rangos de corriente de cada una de las derivaciones.

Tabla 3.11. Comparación de corrientes máximas de coordinación

$I_{cc \text{ max coord. [A]}}$		
D. Sec. – Trafos	D. Prim. – D. Sec	$I_{\text{seleccionada [A]}}$
2765	3700	2765
D. Terc. – Trafos	D. Sec. – D. Terc.	$I_{\text{seleccionada}}$
1645	1200	1200

Tabla 3.12. Rango de corrientes en derivaciones

Derivación	Corriente [A]
Primaria	$I_{cc \text{ S/E}} - 2765$
Secundaria	2765 – 1200
Terciaria	< 1200

3.3.4 Identificación del troncal y derivaciones en el alimentador primario

El troncal principal se define como el tramo trifásico que se extiende desde la salida de la subestación de distribución hasta la parte más alejada del alimentador, para su identificación se debe revisar el diagrama unifilar del circuito, con ayuda de CYMDIST se puede determinar el recorrido del troncal.

Para definir las derivaciones a lo largo del alimentador es necesario realizar dos comparaciones:

- 1) La capacidad máxima de los transformadores que coordinan los fusibles SF y T, se debe analizar en cada uno de los tramos de posibles derivaciones los transformadores de distribución instalados, si alguno de estos sobrepasa la capacidad para la coordinación entre el fusible SF instalado en su lado de alto voltaje y el fusible T para la derivación, el troncal debe extenderse hasta el transformador que excede la capacidad nominal y aguas abajo de este es posible arrancar con derivaciones.
- 2) Considerar los rangos de corriente definidos en las comparaciones corrientes máximas de coordinación para la realización de las posibles derivaciones.

3.3.5 Sensibilidad de los fusibles

Para comprobar la sensibilidad de los fusibles seleccionados para proteger las derivaciones se deben considerar las siguientes condiciones:

- La corriente de fusión del fusible ubicado en una derivación debe ser menor que la capacidad de corriente del conductor de mínimo calibre.
- La corriente de fusión debe ser mayor que las corrientes de carga fría soportadas por la derivación con mayor carga a lo largo del alimentador. Es necesario correr un flujo de carga para determinar el valor de corriente a demanda máxima para la derivación con mayor carga, y posteriormente multiplicarla por la relación entre las medidas de corriente a la salida y al re-ingreso del alimentador para compararla con la corriente de fusión del fusible respectivo.

4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN

4.1 Situación Actual del Sistema de Protecciones de la Subestación San Agustín

Los distintos dispositivos de protección que componen el actual sistema de protecciones de la Subestación San Agustín presentan una ubicación que no resulta del todo adecuada dentro del sistema de distribución lo cual ha provocado falta de selectividad en condiciones de falla, además se han encontrado que las protecciones han sido dimensionadas en base al nivel de carga del elemento a proteger a demanda máxima, presentándose el uso de diversas capacidades de fusibles y diversos ajustes de los relés de sobrecorriente.

Para la protección de los transformadores de distribución actualmente se están usando fusibles tipo H y tipo K, considerando su número de fases y potencia nominal, ambos tipos de fusibles no brindan una protección eficaz al transformador en el caso de sobrecargas como se explicó en la sección 3.1.1.2.

En la tabla 4.1 se indican los fusibles que son utilizados para proteger a los transformadores de distribución, para el dimensionamiento de estos fusibles se ha considerado únicamente la corriente nominal del transformador y la corriente de fusión del fusible, más no sus curvas características.

Tabla 4.1. Fusibles usados para proteger a transformadores de distribución a 13,8 kV
Fuente: EMELNORTE

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS		TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	
S [kVA]	Fusible	S [kVA]	Fusible
3	1H	30	2H
5	1H	45	3H
7,5	2H	50	3H
10	2H	75	5H
15	3H	100	6K
25	5H	112,5	6K
37,5	6K	125	8K
50	8K	150	10K
75	8K	200	15K
		300	15K

Los fusibles que protegen a las derivaciones han sido dimensionados de igual manera considerando la corriente de carga a demanda máxima en la derivación lo cual origina el uso de distintas capacidades de fusibles tipo T.

Los ajustes actuales de los relés son indicados en la tabla 4.2 y han sido dimensionados en base a la corriente de máxima demanda en el lado de bajo voltaje de la subestación y en la cabecera de cada uno de los alimentadores.

Tabla 4.2. Fusibles usados para proteger a transformadores de distribución a 13,8 kV

Elemento	Voltaje	RTC	Línea	Curva	Tap	Tap [A]	Dial
Relé general	13,8 kV	600/5	Fase	Ext. Inversa	3,1	372	4,0
			neutro	Ext. Inversa	2,5	300	4,5
Relé S1	13,8 kV	300/5	Fase	Ext. Inversa	1,0	60	3,0
			neutro	Ext. Inversa	0,8	48	3,0
Relé S2	13,8 kV	300/5	Fase	Ext. Inversa	1,4	84	3,0
			neutro	Ext. Inversa	1,1	66	3,5
Relé S3	13,8 kV	300/5	Fase	Ext. Inversa	1,2	72	2,5
			neutro	Ext. Inversa	1,0	60	3,0
Relé S4	13,8 kV	300/5	Fase	Ext. Inversa	1,4	84	3,0
			neutro	Ext. Inversa	1,1	66	3,0
Relé S5	13,8 kV	300/5	Fase	Ext. Inversa	2,4	144	2,5
			neutro	Ext. Inversa	1,9	114	3,0

4.2 Sistema eléctrico de la Subestación San Agustín

La subestación San Agustín se encuentra ubicada en la zona urbana de la ciudad de Ibarra, en la parroquia San Francisco en la intersección entre la Av. Ricardo Sánchez y la Av. Eugenio Espejo. Tiene instalado un transformador de potencia reductor de voltaje de 69/13,8 kV, grupo de conexión Dy11, potencia de 10/12,5 MVA con sistema de enfriamiento OA/FA (transformador sumergido en aceite con enfriamiento a base de aire forzado).

La subestación es alimentada en su lado de alto voltaje a 69 kV desde la subestación Bellavista de Transelectric por la línea de subtransmisión Bellavista – San Agustín, adicionalmente a 69 kV se interconecta con la subestación El Retorno; y en la salida del lado de bajo voltaje tiene asociados cinco alimentadores primarios denominados: S1, S2, S3, S4 y S5 a nivel de 13,8 kV.

En la figura 4.1 se muestra el diagrama unifilar de la subestación San Agustín.

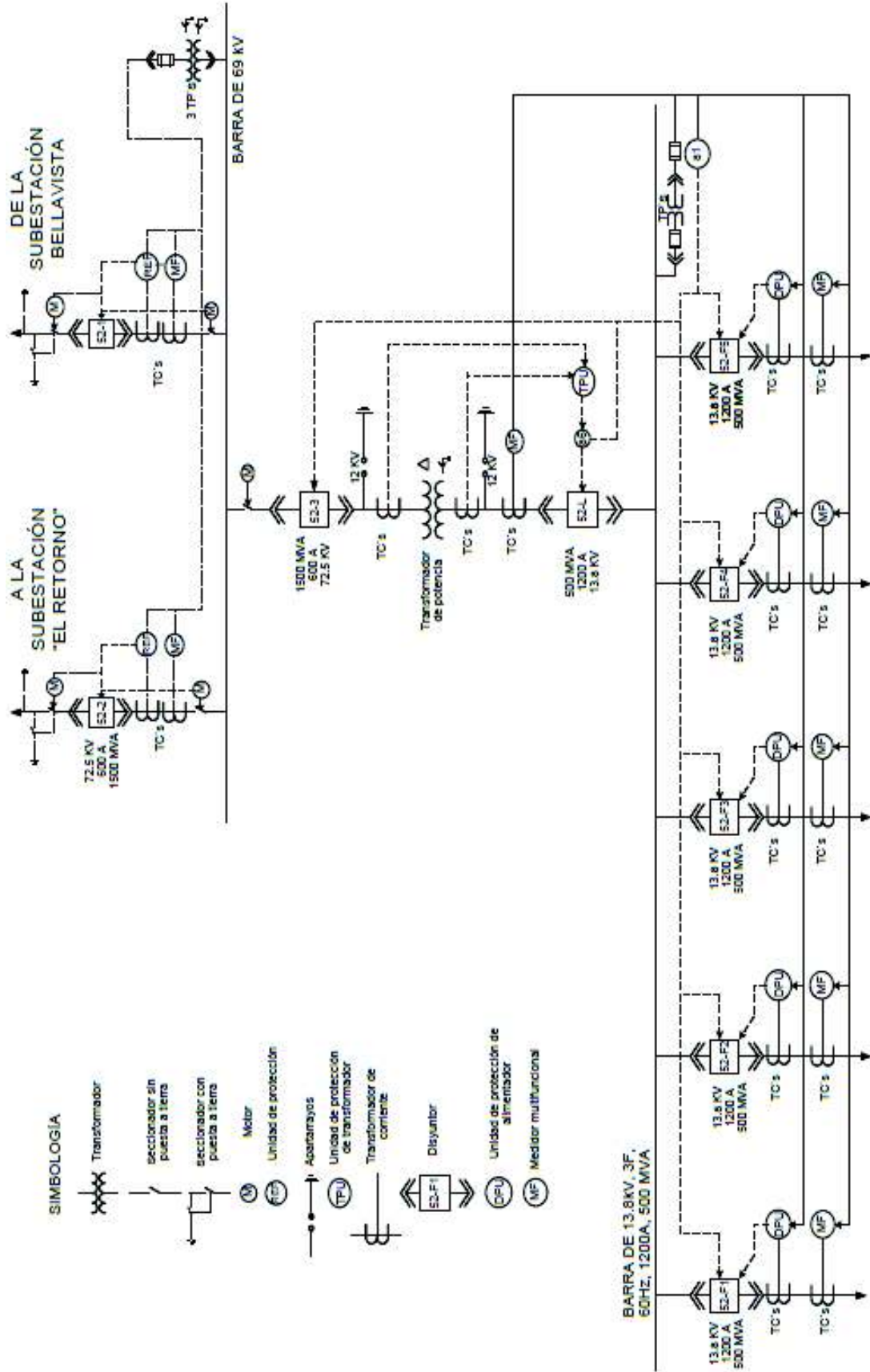


Figura 4.1. Diagrama unifilar de la Subestación San Agustín

4.3 Estudio de cortocircuito

Para la ejecución del estudio de cortocircuito y el cálculo de las corrientes en cada punto de los alimentadores primarios se requiere conocer el equivalente de red de la subestación y la respectiva topología del alimentador.

La tabla 4.3 indica el equivalente de red referido a la barra de 13,8 kV para la subestación San Agustín, los datos de esta tabla han sido proporcionados por la Dirección de Planificación de EMELNORTE.

Tabla 4.3. Impedancias equivalentes de la S/E San Agustín
Fuente: EMELNORTE

Impedancia	R [Ω]	X [Ω]
Z1	0,223	1,904
Z2	0,232	1,9
Z0	0	1,409

La simulación de cortocircuitos se realiza en CYMDIST ingresando en la red equivalente los datos de la tabla 4.3, los valores de corrientes máximas a lo largo de cada uno de los alimentadores se encuentran tabuladas en una hoja de cálculo de Excel en el Anexo Digital.

4.4 Configuración del relé general de la subestación

Los ajustes a configurarse para el relé de general de sobrecorriente se encuentran detallados en la tabla 4.4 y han sido determinados en base al estudio previo: “*Coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE*” [22].

Tabla 4.4. Ajustes del relé general

Parámetro	Fase	Neutro
Voltaje [kV]	13, 8	13, 8
RTC	600 / 5	600 / 5
Curva	Ext. Inversa	Ext. Inversa
Tap	3,5	2,5
Tap [A]	420	300
Dial	5,0	5,5

En la figura 4.2 se muestran las curvas del relé general, la curva con línea continua representa la fase y el neutro se ha graficado en línea punteada, se observa que la curva de fase se encuentra sobre la curva de neutro y que ambas curvas están por debajo de la curva de daño del transformador de potencia.

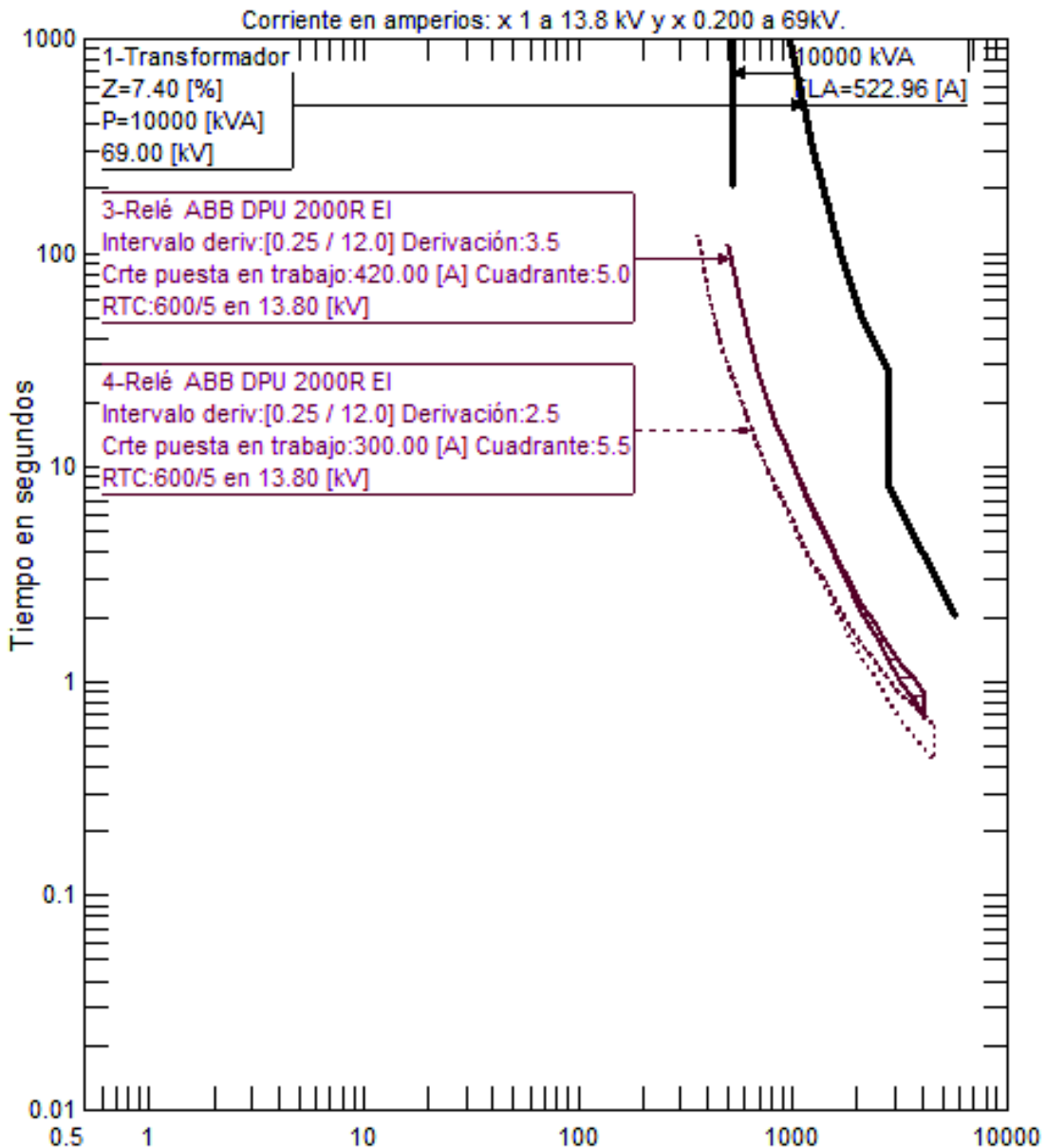


Figura 4.2. Curvas características del relé general de la S/E San Agustín.

4.5 Configuración de los relés para los alimentadores primarios

Los ajustes para los relés en la cabecera de los alimentadores también han sido determinados en base al estudio: “*Coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE*” [22], considerando la capacidad de corriente del menor calibre del conductor para cada uno de los circuitos primarios.

En la tabla 4.5 se indican los ajustes de los relés de fase y neutro de cada uno de los alimentadores primarios de la subestación San Agustín.

Tabla 4.5. Ajustes de relés para alimentadores

Alimentador	RTC	Línea	Curva	Tap	Tap [A]	Dial
S1	300/5	Fase	Ext. Inversa	3,0	180	4,0
		neutro	Ext. Inversa	2,2	132	4,0
S2	300/5	Fase	Ext. Inversa	5,0	300	2,0
		neutro	Ext. Inversa	3,0	180	3,0
S3	300/5	Fase	Ext. Inversa	4,5	270	2,0
		neutro	Ext. Inversa	3,0	180	3,0
S4	300/5	Fase	Ext. Inversa	3,9	234	2,5
		neutro	Ext. Inversa	3,0	180	3,0
S5	300/5	Fase	Ext. Inversa	3,9	234	2,5
		neutro	Ext. Inversa	3,0	180	3,0

4.6 Definición de fusibles

Considerando el criterio de coordinación para la homologación de los fusibles para las derivaciones expuesto en el literal 3.3.1 se define gráficamente la curva característica del fusible para la derivación primaria que se ajusta por debajo de las curvas características del relé de fase y neutro del respectivo alimentador primario.

Tomando en cuenta los ajustes dados para cada uno de los alimentadores, se observa que los alimentadores S4 y S5 tienen similares parámetros para fase y neutro, a su vez los alimentadores S2 y S3 se ajustan de igual manera para neutro y presentan una variación en el tap.

4.6.1 Fusibles para el alimentador S1

Se determina que el fusible cuya curva característica se ajusta mejor a las curvas del relé en la cabecera de alimentador resulta ser el fusible 50T para las derivaciones primarias, las derivaciones secundarias serán protegidas con fusibles 25T y para las derivaciones terciarias se tomarán fusibles 15T.

4.6.1.1 Corrientes máximas de coordinación entre fusibles

Las corrientes máximas de coordinación que se tienen entre los fusibles tipo T de las derivaciones con los fusibles tipo SF y la capacidad máxima del transformador se muestran en la tabla 4.6, y las corrientes máximas de coordinación entre los fusibles de las derivaciones son indicadas en la tabla 4.7.

Tabla 4.6. $I_{cc\ max}$ y fusibles SF del alimentador S1

Derivación	Fusible T	$I_{cc\ max}$ [A]	Fusible SF	Trafos 1 ϕ [kVA]	Trafos 3 ϕ [kVA]
Primaria	50	3325	7,8	---	300
Secundaria	25	1645	4,2	50	250
Terciaria	15	1020	2,1	25	75

Tabla 4.7. $I_{cc\ max}$ entre derivaciones del alimentador S1

Derivación aguas arriba	Derivación aguas abajo	$I_{cc\ max}$ [A]
Primaria (50 T)	Secundaria (25 T)	2500
Secundaria (25 T)	Terciaria (15 T)	720

4.6.1.2 Rangos de corriente en las derivaciones

Para definir los valores de corriente en cada una de las derivaciones se realizan las comparaciones detalladas en el numeral 3.3.3, las cuales se muestran en la tabla 4.8 y los rangos para cada derivación en la tabla 4.9.

Tabla 4.8. Comparación de corrientes máximas de coordinación

$I_{cc\ max}$ [A]		
D. Sec. – Trafos	D. Prim. – D. Sec	$I_{seleccionada}$ [A]
1645	2500	1645
D. Terc. – Trafos	D. Sec. – D. Terc.	$I_{seleccionada}$
1020	720	720

Tabla 4.9. Rango de corrientes en derivaciones del alimentador S1

Derivación	Corriente [A]
Primaria	$I_{cc\ S/E} - 1645$
Secundaria	1645 – 720
Terciaria	< 720

4.6.2 Fusibles para los alimentadores S2, S3, S4 y S5

Debido a que estos cuatro alimentadores poseen el mismo ajuste para los relés de neutro, éstas curvas características serán iguales para los relés de los alimentadores, por lo tanto será el mismo fusible el que se defina para derivaciones primarias.

Luego de realizar el análisis grafico se determinó que los fusibles para la protección de las derivaciones son:

- **Derivación Primaria:** Fusible 65T
- **Derivación Secundaria:** Fusible 30T
- **Derivación Terciaria:** Fusible 20T

4.6.2.1 Corrientes máximas de coordinación entre fusibles

De igual manera que para el primer alimentador primario, han sido determinadas las corrientes máximas de coordinación para la combinación de fusibles para los demás alimentadores primarios, las cuales son mostradas en las siguientes tablas.

Tabla 4.10. $I_{cc\ max}$ y fusibles SF para los alimentadores S2, S3, S4 y S5.

Derivación	Fusible T	$I_{cc\ max}$ [A]	Fusible SF	Trafos 1 ϕ [kVA]	Trafos 3 ϕ [kVA]
Primaria	65	4440	14	---	---
Secundaria	30	2115	5,2	50	200
Terciaria	20	1270	3,1	37,5	125

Tabla 4.11. $I_{cc\ max}$ entre derivaciones de os alimentadores S2, S3, S4 y S5.

Derivación aguas arriba	Derivación aguas abajo	$I_{cc\ max}$ [A]
Primaria (65 T)	Secundaria (30 T)	3100
Secundaria (30 T)	Terciaria (20 T)	880

4.6.2.2 Rangos de corriente en las derivaciones

Las comparaciones de las corrientes máximas para coordinación y los respectivos rangos de corriente en cada derivación para los alimentadores S2, S3, S4 y S5 se muestran en las tablas 4.12 y 4.13.

Tabla 4.12. Comparación de corrientes máximas de coordinación

$I_{cc\ max}$ [A]		
D. Sec. – Trafos	D. Prim. – D. Sec	$I_{seleccionada}$ [A]
2115	3100	2115
D. Terc. – Trafos	D. Sec. – D. Terc.	$I_{seleccionada}$ [A]
1270	880	880

Tabla 4.13. Rango de corrientes en derivaciones de los alimentadores S2, S3, S4 y S5

Derivación	Corriente [A]
Primaria	$I_{cc\ S/E} - 2115$
Secundaria	2215 – 880
Terciaria	< 880

4.7 Protección del alimentador S1

4.7.1 Descripción del alimentador S1

Este alimentador es de construcción aérea con una longitud total de 4,14 km: 1,22 km de red trifásica y 2,92 km de red monofásica. Alimenta a un total de 38 transformadores de distribución con capacidad instalada de 1072,5 kVA.

Tabla 4.14. Transformadores del alimentador S1 según su potencia

Fases	Potencia [kVA]	Número	Capacidad Instalada [kVA]
1	10	3	30
	15	5	75
	25	15	375
	37,5	11	412,5
3	30	2	60
	45	1	45
	75	1	75
TOTAL		38	1072,5

El área de servicio del alimentador primario S1 comprende gran parte del sector de Yacucalle, Parque de la Familia, Escuela Juan Diego y sus alrededores. El troncal de este alimentador primario sale de la subestación hacia el Este por la Av. Ricardo Sánchez, toma el Norte por la calle Luis Dávila, sigue al Este hasta la calle Francisco Bonilla, luego toma la calle Lucila Benalcázar en dirección Norte y se extiende al Este por la calle Miguel Leoro en la cual finaliza a la altura de la calle Calixto Miranda.

En la figura 4.3 se observa el diagrama unifilar de este alimentador primario, se indica el recorrido de su troncal principal y sus respectivas corrientes de cortocircuito.

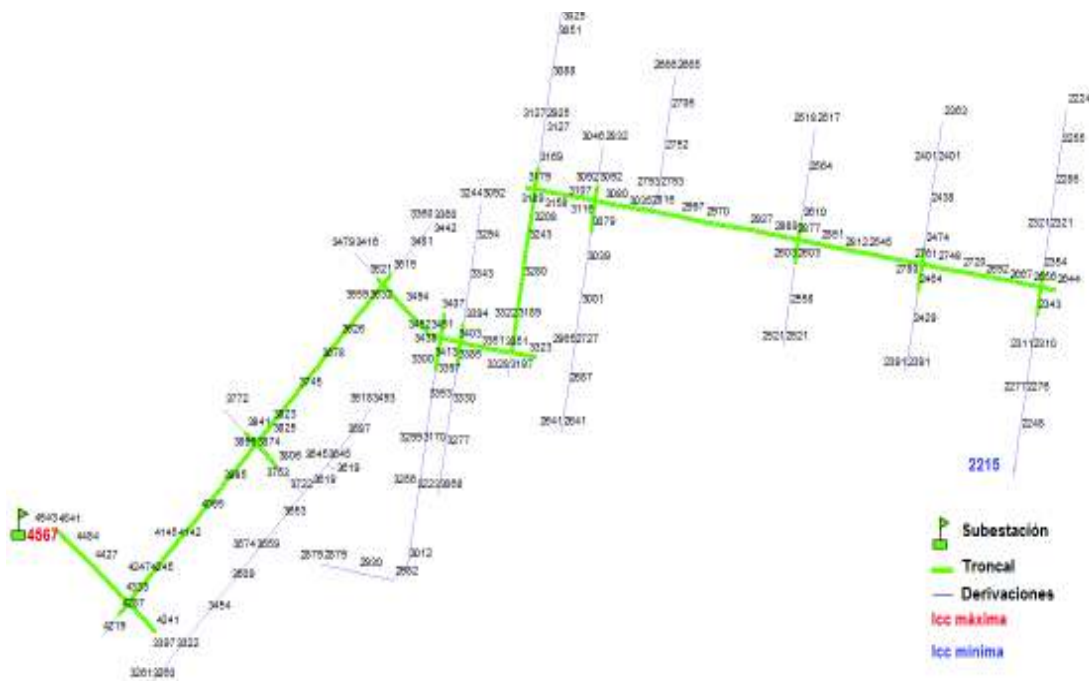


Figura 4.3. Diagrama unifilar del alimentador primario S1

En este alimentador no tiene instalados reconectores en su troncal.

4.7.2 Ubicación de fusibles

Las corrientes de cortocircuito en el alimentador van desde 4567 A en la salida de la subestación hasta el punto más alejado del alimentador en donde se tiene 2215 A, considerando el rango de corrientes dado en la tabla 4.9 para el alimentador S1, solo hay la posibilidad de realizar derivaciones primarias.

La potencia máxima de los transformadores instalados es de 75 kVA para transformadores trifásicos y 37,5 kVA en trafos monofásicos por lo que no es necesario extender el troncal.

En la figura 4.4 muestra la topología final del alimentador con su troncal principal y derivaciones protegidas por los fusibles determinados del análisis previo.

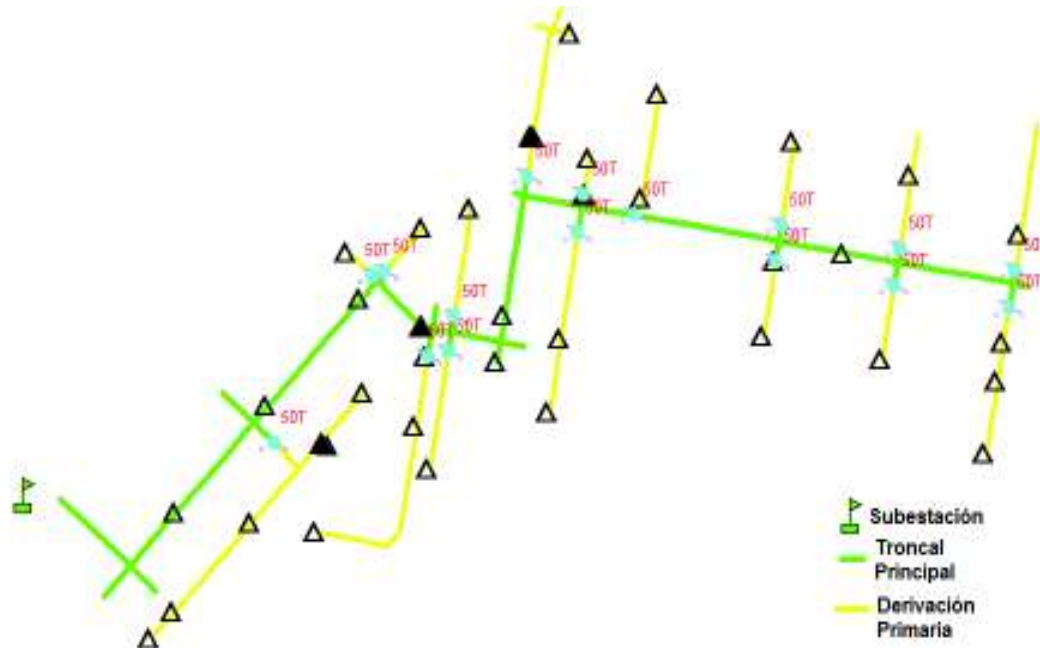


Figura 4.4. Topología coordinada del alimentador S1

La ubicación de los fusibles a ser instalados con su respectiva georreferencia se indica en la siguiente tabla.

Tabla 4.15. Ubicación de fusibles para el alimentador S1

Fusible	Derivación	# Fases	Coord. X	Coord. Y
50T	Primaria	3	819715,477	10037545,040
50T	Primaria	3	819824,337	10037716,728
50T	Primaria	3	819837,928	10037720,717
50T	Primaria	3	819914,950	10037675,319
50T	Primaria	3	819885,335	10037633,647
50T	Primaria	3	819908,371	10037638,561
50T	Primaria	3	819995,096	10037818,876
50T	Primaria	3	820057,999	10037801,033
50T	Primaria	3	820051,239	10037760,347
50T	Primaria	1	820114,329	10037779,179
50T	Primaria	1	820269,621	10037731,705
50T	Primaria	1	820275,693	10037768,349
50T	Primaria	1	820400,171	10037707,061
50T	Primaria	1	820407,041	10037744,953
50T	Primaria	1	820527,399	10037683,980
50T	Primaria	1	820533,702	10037722,349

En la figura 4.5 se muestran las curvas de los dispositivos de protección para este alimentador.

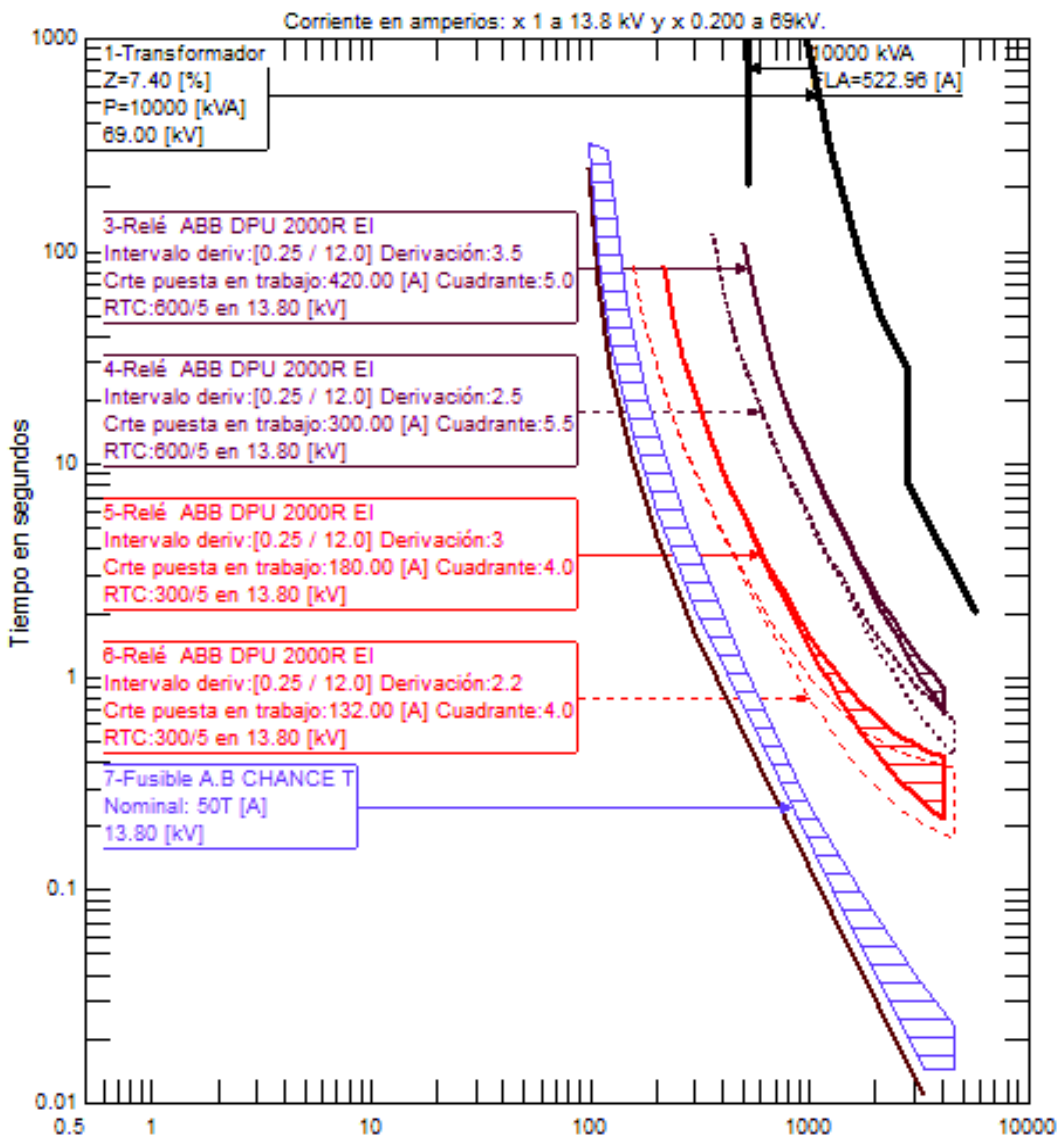


Figura 4.5. Coordinación del alimentador primario S1

4.6.3. Sensibilidad de los fusibles

Los parámetros para simular el flujo de carga a demanda máxima se indican en la tabla 4.16 y el estudio de corrientes de carga fría se detalla en la tabla 4.17, los datos de estos estudios han sido facilitados por la Dirección de Planificación de EMELNORTE.

Tabla 4.16. Demanda para el alimentador S1
Fuente: EMELNORTE

	V [p.u.]	I [A]	Cosφ
Fase A	0,97191	59,26	97,75
Fase B	0,97862	44,99	96,62
Fase C	0,96444	38,22	95,64

Tabla 4.17. Estudio de cargas frías del alimentador S1
Fuente: EMELNORTE

	I salida [A]	I ingreso [A]	R I _{CF}
Fase A	8,6416	37,7939	4,37
Fase B	4,7143	33,0352	7,01
Fase C	8,7129	30,5256	3,50

La corriente de fusión del fusible 50 T utilizado para proteger las derivaciones primarias es de 98,9 A que cumple en ser menor a la capacidad de corriente de 140 A del conductor 4 AWG, garantizando así la protección del conductor.

El valor mayor para la corriente a demanda máxima para las derivaciones primarias es de 10,9 A la cual multiplicada por la mayor relación de corrientes de carga fría, que se da en la fase B y cuyo valor es de 7,01 da como resultado $I_{CF} = 10,9 A * 7,01 = 76,41 A$

Se cumple que la corriente de fusión del fusible 50 T (98,9 A) es mayor que las corrientes de carga fría (76,41 A).

4.8 Protección del alimentador S2

4.8.1 Descripción del alimentador S2

Este alimentador primario se compone de un 93% de red aérea y el 7% restante por red subterránea correspondiente al centro de la ciudad que se extiende a lo largo de la calle Bolívar desde la calle Velasco hasta la calle Grijalva.

La red aérea tiene una longitud total de 7,6 km; de los cuales 6,5 km corresponden a red trifásica y 1,1 km a red monofásica. Alimenta a 97 transformadores de distribución con capacidad total instalada de 3720,0 kVA.

Tabla 4.18. Transformadores del alimentador S2 según su potencia

Fases	Potencia [kVA]	Número	Capacidad Instalada [kVA]
1	10	5	50
	15	20	300
	25	19	475
	37,5	13	487,5
	50	4	200
3	25	1	25
	30	6	180
	45	7	315
	50	6	300
	75	9	675
	100	6	600
	112,5	1	112,5
	TOTAL	97	3720

Los sectores a los que brinda servicio este alimentador primario son: Terminal Terrestre, Parque German Grijalva, Centro de la ciudad de Ibarra, Basílica de la Dolorosa, Unidad Educativa La Salle, Unidad Educativa La Inmaculada, EMAPA, Parque Pedro Moncayo, GAD Ibarra, Antiguo Hospital San Vicente de Paúl, Iglesia de San Francisco, Universidad Regional Autónoma de los Andes y sus alrededores. El recorrido del troncal de alimentador S2 empieza de la subestación saliendo por la Av. Ricardo Sánchez para tomar hacia el Norte la Av. Eugenio Espejo, continua hacia el Este por la Av. Teodoro Gómez, sigue al Norte hasta llegar a la calle Bolívar, toma la calle Colón hacia el Este y se extiende por la calle Montalvo en dirección Norte culminando su trayecto en la calle Flores.

La figura 4.6 muestra el diagrama unifilar del alimentador primario, el recorrido de su troncal principal y sus respectivas corrientes de cortocircuito.

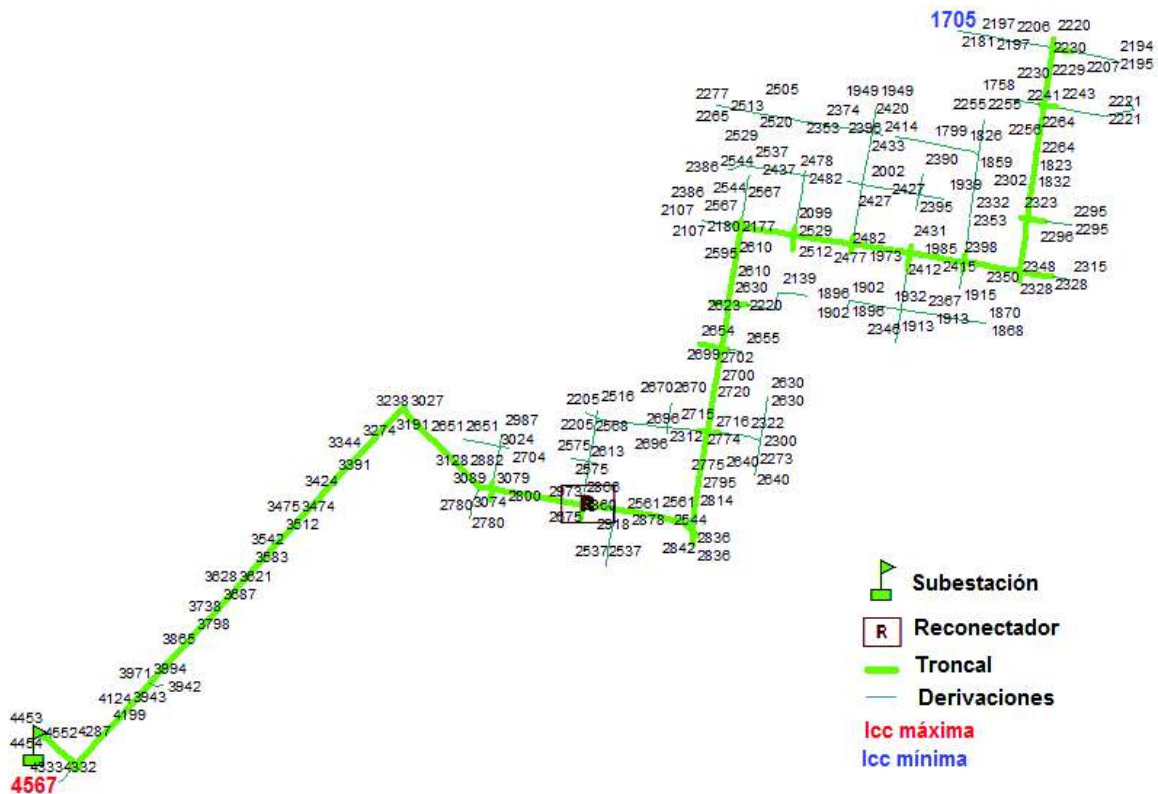


Figura 4.6. Diagrama unifilar del alimentador primario S2

Se tiene instalado un reconector a la altura de la Av. Teodoro Gómez y Sánchez y Cifuentes, cuya ubicación no resulta ser muy adecuada debido a su cercanía a la subestación y a la gran cantidad de carga que saldría de servicio en caso de actuación de este reconector por fallas permanentes, por lo que este dispositivo de protección debe ser configurado solamente como un interruptor simple.

4.8.2 Ubicación de fusibles

En este alimentador primario la corriente de cortocircuito máxima a la salida de la subestación es de 4567 A y la corriente de cortocircuito mínima en el punto más alejado tiene el valor de 1705 A, por lo que existe la posibilidad de realizar derivaciones primarias y secundarias tomando en cuenta el rango de corrientes para este alimentador especificado en la tabla 4.13.

Se tiene como potencia máxima de los transformadores monofásicos 50 kVA y para transformadores trifásicos 112,5 kVA; potencias que permiten que exista coordinación entre los fusibles SF de los transformadores y los fusibles T de las derivaciones.

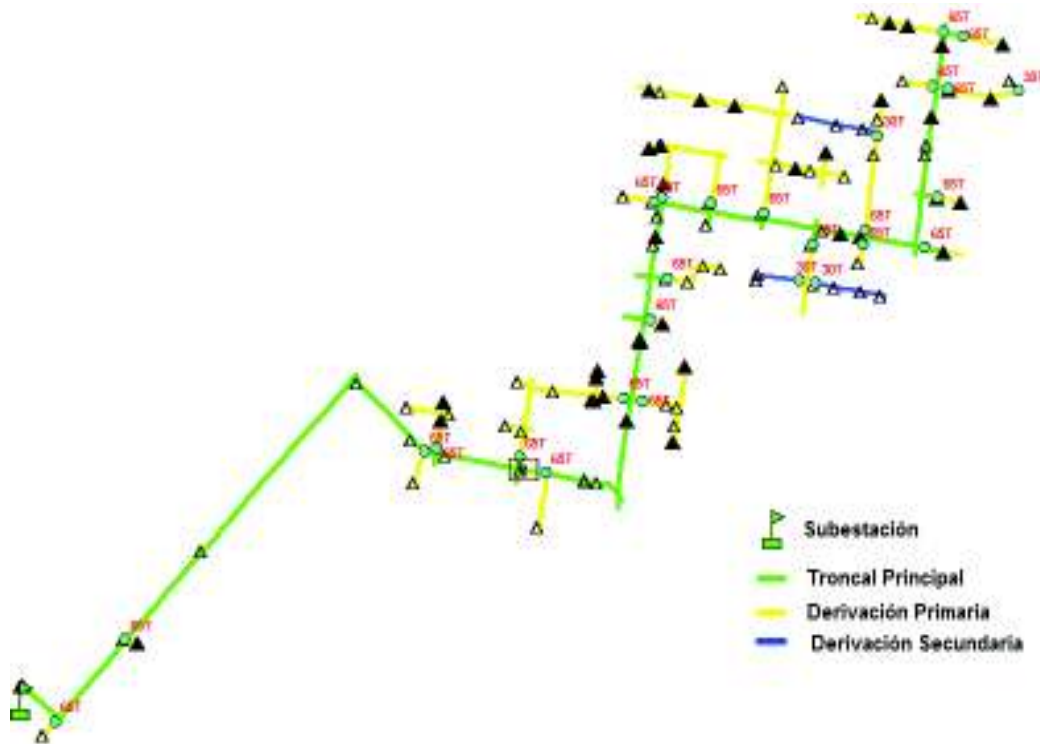


Figura 4.7. Topología coordinada del alimentador S2

La topología final del alimentador S2 se muestra en la figura 4.7, en donde se observa el troncal principal, las derivaciones primarias y secundarias con sus respectivos fusibles.

La ubicación de los fusibles para protección con sus coordenadas se indica en la tabla 4.19.

En la figura 4.8 muestra las curvas características del relé general, del relé del alimentador primario y de los fusibles para las derivaciones primarias y derivaciones secundarias.

Tabla 4.19. Ubicación de fusibles para el alimentador S2

Fusible	Derivación	# Fases	Coord. X	Coord. Y
65T	Primaria	3	819507,916	10037452,033
65T	Primaria	3	819648,387	10037603,344
65T	Primaria	3	820273,381	10037959,689
65T	Primaria	3	820686,298	10038047,329
65T	Primaria	3	820647,144	10038052,019
65T	Primaria	3	820734,776	10038274,255
65T	Primaria	3	820725,852	10038425,489
65T	Primaria	3	820823,030	10038412,722
65T	Primaria	3	820928,406	10038395,947
65T	Primaria	3	821027,087	10038338,054
65T	Primaria	3	821127,834	10038337,340
65T	Primaria	3	821252,218	10038331,653
65T	Primaria	3	821131,722	10038364,151
65T	Primaria	3	821277,344	10038424,360
65T	Primaria	3	821298,694	10038625,981
65T	Primaria	3	821328,001	10038724,449
65T	Primaria	3	821287,377	10038731,837
65T	Primaria	3	820701,694	10038197,171
65T	Primaria	1	820248,548	10037953,443
65T	Primaria	2	820438,471	10037942,013
65T	Primaria	1	820491,630	10037912,778
65T	Primaria	1	820709,521	10038417,016
65T	Primaria	2	821265,855	10038631,187
30T	Secundaria	1	820998,558	10038270,491
30T	Secundaria	1	821032,776	10038264,840
30T	Secundaria	1	821157,089	10038539,579
30T	Secundaria	2	821439,135	10038622,306

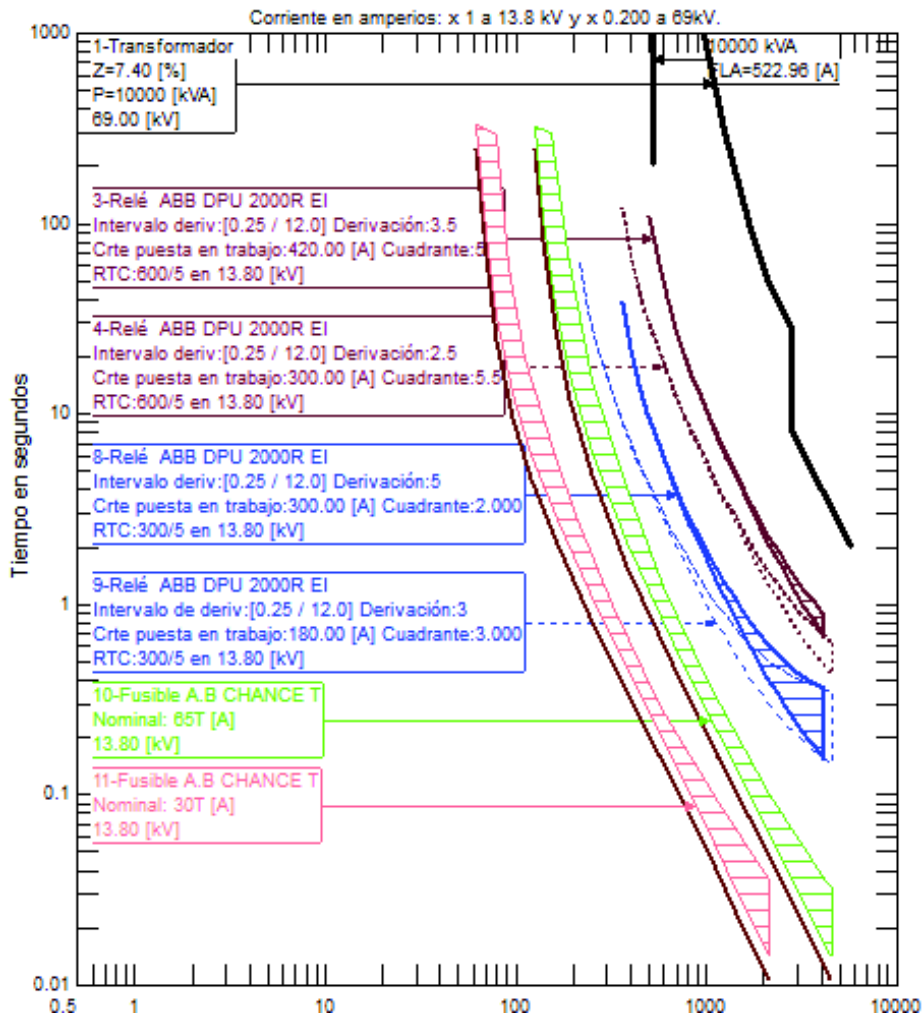


Figura 4.8. Coordinación del alimentador primario S2

4.8.3 Sensibilidad de los fusibles

Para la simulación del flujo de carga a demanda máxima se usaron los datos de la tabla 4.20 y en la tabla 4.21 se han tabulado las mediciones de corriente para el estudio cargas frías.

Tabla 4.20. Demanda para el alimentador S2
Fuente: EMELNORTE

	V [p.u.]	I [A]	Cosφ
Fase A	0,97956	63,27	96,45
Fase B	0,98832	51,67	96,34
Fase C	0,97230	80,84	97,73

Tabla 4.21. Estudio de cargas frías del alimentador S2
Fuente: EMELNORTE

	I salida [A]	I ingreso [A]	R I _{CF}
Fase A	45,5951	49,5772	1,09
Fase B	32,9403	39,4279	1,20
Fase C	62,4664	67,1466	1,07

4.8.3.1 Derivaciones primarias

La corriente de fusión del fusible 65 T es de 125,4 A y la corriente nominal del conductor 2 AWG es de 180 A, se cumple con la reacción $I_F < I_{nom}$ asegurando así la actuación del fusible correctamente.

La mayor corriente a demanda máxima es de 12,8 A que multiplicada por la relación de cargas frías (1,20) da como resultado $I_{CF} = 12,8 A * 1,20 = 15,36 A$ por lo que se cumple con la relación $I_F > I_{CF}$ garantizando que fusible no actuará en caso de presentarse corrientes de cargas frías en el sistema.

4.8.3.2 Derivaciones secundarias

La corriente de fusión para el fusible 30 T es de 61,94 A y la corriente nominal del conductor 2 AWG tiene un valor de 180 A; cumpliéndose la relación $I_F < I_{nom}$ que garantiza la protección efectiva del conductor.

La mayor corriente a demanda máxima es de 9,9 A la cual multiplicada por la relación de cargas frías (1,20) da como resultado $I_{CF} = 9,9 A * 1,20 = 11,80A$, cumpliéndose la condición $I_F > I_{CF}$

4.9 Protección del Alimentador S3

4.9.1 Descripción del Alimentador S3

El alimentador primario S3 es de construcción aérea con una longitud total de 4,59 km: constituida por 3,51 km de red trifásica y 1,08 km de red monofásica. Alimenta a un total de 66 transformadores de distribución con capacidad instalada de 3345,0 kVA.

Tabla 4.22. Transformadores del alimentador S3 según su potencia

Fases	Potencia [kVA]	Número	Capacidad Instalada [kVA]
1	5	1	5
	10	8	80
	15	6	90
	25	9	225
	37,5	10	375
	50	3	150
	75	2	150
3	30	7	210
	45	3	135
	50	5	250
	75	7	525
	100	2	200
	250	1	250
	300	1	300
500	1	500	
	TOTAL	66	3445

El área de servicio del alimentador primario S3 comprende el sector de los Mercados Amazonas y La Playa, Almacenes TIA, Cruz Roja Imbabura, Clínica Mariano Acosta, Obelisco de la Estación, Parque Monseñor Leónidas Proaño y sus alrededores. El troncal de este alimentador primario sale de la subestación tomando hacia el Norte toda la Av. Eugenio Espejo hasta llegar a Av. Pérez Guerrero en donde se divide hacia el Sureste llegando a la intersección con la calle Bolívar, mientras que en dirección Noroeste el troncal se extiende por la Av. Pérez Guerrero tomando hacia el Este la Av. Mariano Acosta y finalizando su trayectoria a la altura del Obelisco en la calle Velasco.

La figura 4.9 muestra el diagrama unifilar del alimentador primario, el recorrido de su troncal principal y sus respectivas corrientes de cortocircuito.

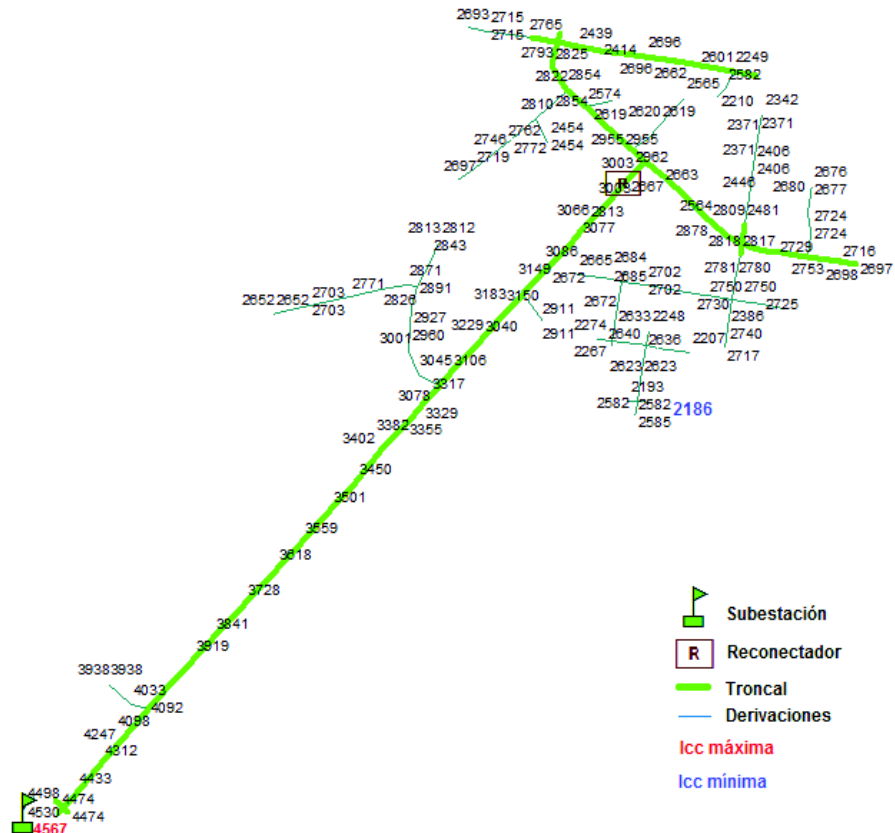


Figura 4.9. Diagrama unifilar del alimentador primario S3

En este alimentador se tiene instalado un reconectador en la Av. Eugenio Espejo a la altura de la entrada principal del Mercado La Playa, de igual manera que en el caso del alimentador S2, la ubicación del reconectador no resulta adecuada ya que se encuentra muy cercano a la salida de la subestación y a la mayor cantidad de carga que se tiene aguas debajo de este dispositivo, por lo que se lo configura como interruptor.

4.9.2 Ubicación de fusibles

Las corrientes de cortocircuito van desde 4567 A en la cabecera del alimentador y en el punto más alejado del alimentador se tiene 2186 A, por lo que dentro de este alimentador primario solo se pueden realizar derivaciones primarias, considerando el rango de corrientes de la tabla 4.13.

En este alimentador primario la potencia máxima de los transformadores monofásicos es de 75 kVA y de los transformadores trifásicos 500 kVA; potencias que permiten la operación coordinada de los fusibles que protegen a los transformadores y a las derivaciones.

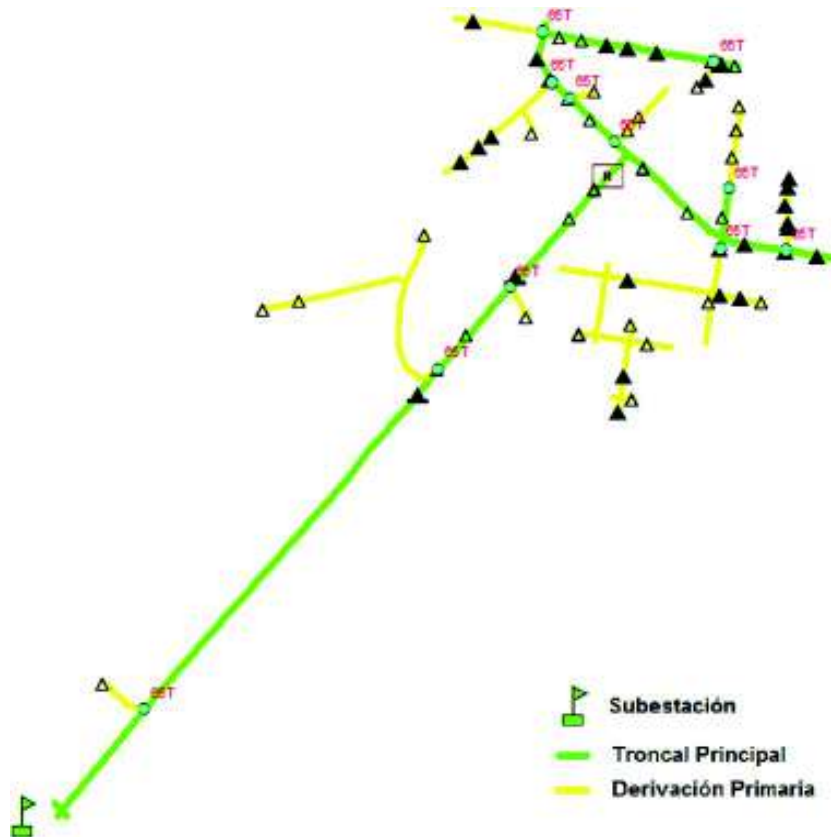


Figura 4.10. Topología coordinada del alimentador S3

En la figura 4.10 se muestra la topología final del alimentador primario S3, identificando el troncal principal y las derivaciones primarias con sus respectivos fusibles.

La ubicación de los fusibles a instalarse en las derivaciones se indica en la tabla 4.23.

Tabla 4.23. Ubicación de fusibles para el alimentador S3

Fusible	Derivación	# Fases	Coord. X	Coord. Y
65T	Primaria	1	819623,790	10037642,419
65T	Primaria	2	820070,184	10038124,287
65T	Primaria	1	820178,582	10038240,159
65T	Primaria	3	820243,539	10038530,813
65T	Primaria	3	820498,587	10038295,590
65T	Primaria	3	820598,194	10038292,447
65T	Primaria	1	820511,647	10038379,799
65T	Primaria	1	820338,908	10038446,207
65T	Primaria	1	820270,577	10038507,153
65T	Primaria	3	820227,361	10038601,468
65T	Primaria	3	820488,270	10038559,660

La figura 4.11 muestra las curvas características de las protecciones en el alimentador: relé general, relé del alimentador y fusibles para las derivaciones primarias.

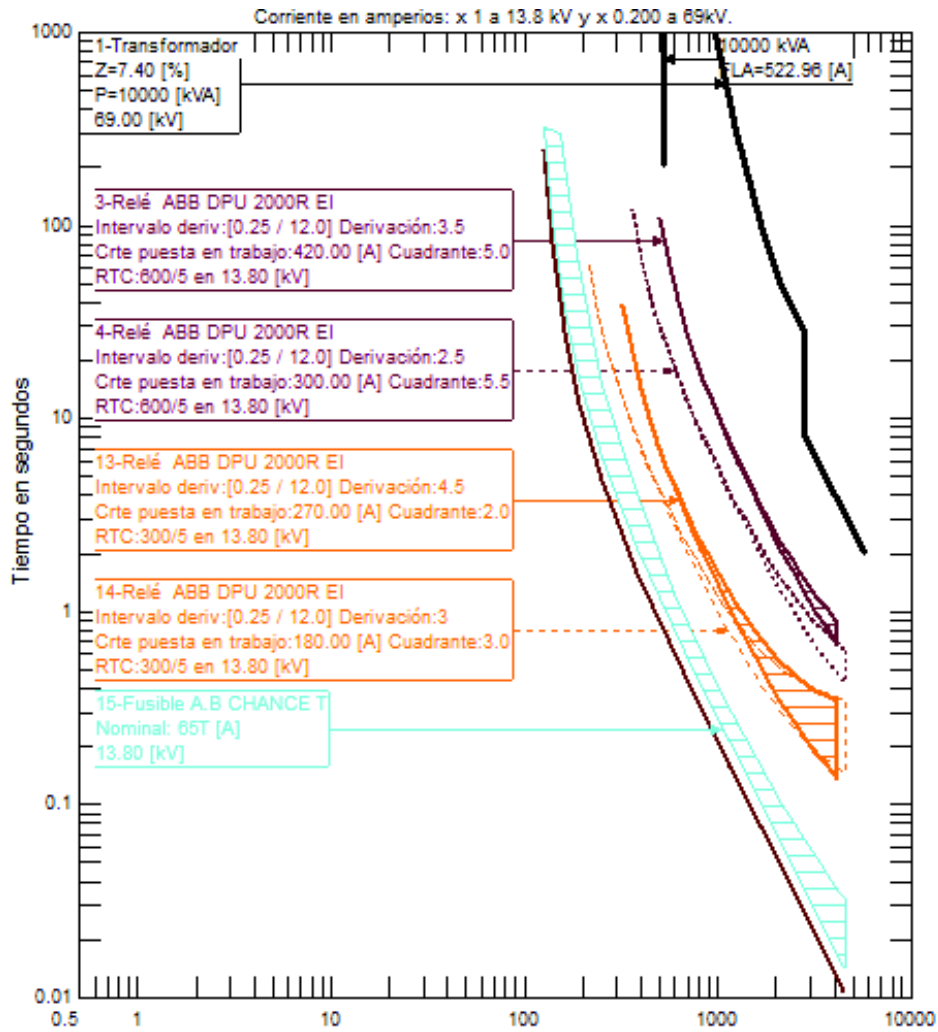


Figura 4.11. Coordinación del alimentador primario S3

4.9.3 Sensibilidad de los fusibles

Los parámetros para la simulación del flujo de carga a demanda máxima son indicados en la tabla 4.24.

Tabla 4.24. Demanda para el alimentador S3
Fuente: EMELNORTE

	V [p.u.]	I [A]	Cosφ
Fase A	0,97858	55,80	93,86
Fase B	0,98254	69,75	94,61
Fase C	0,97137	57,10	96,55

En la tabla 4.25 se encuentran tabuladas las mediciones de corriente para el estudio cargas frías.

Tabla 4.25. Estudio de cargas frías del alimentador S3
Fuente: EMELNORTE

	I salida [A]	I ingreso [A]	R ICF
Fase A	43,8797	52,5685	1,20
Fase B	55,8259	65,8348	1,18
Fase C	42,9433	53,4196	1,24

Corriente de fusión 65 T: 125,4 A

Corriente nominal conductor 2 AWG: 180 A

Se cumple que: $I_F < I_{nom}$

Mayor corriente a demanda máxima: 30,8 A

Relación $I_{CF} = 1,24$

$$I_{CF} = 30,8 A * 1,24 = 38,19 A$$

Se cumple que: $I_F > I_{CF}$

4.10 Protección del Alimentador S4

4.10.1 Descripción del Alimentador S4

Este alimentador primario está constituido por red aérea y tiene una longitud total de 12,12 km de los cuales 9,18 km son red trifásica y los restantes 2,94 km son de red monofásica. Alimenta a 133 transformadores de distribución cuya capacidad total instalada es de 6122,5 kVA.

Tabla 4.26. Transformadores del alimentador S4 según su potencia

Fases	Potencia [kVA]	Número	Capacidad Instalada [kVA]
1	10	11	110
	15	18	270
	25	15	375
	37,5	13	487,5
	50	21	1050
3	15	1	15
	30	21	630
	45	3	135
	50	11	550
	75	11	825
	100	3	300
	125	1	125
	250	1	250
	300	2	600
	400	1	400
TOTAL		133	6122,5

Los sectores a los que brinda servicio el alimentador S4 son: Nuevo Mercado, Barrio Pílanqui del IEES, SECAP, Hotel Ajaví, Unidad Educativa Ibarra, Laguna Mall, Hospital San Vicente de Paúl, Clínica Ibarra, Imbauto, La Plaza Shopping Center y sus alrededores. El recorrido del troncal de este alimentador empieza de la subestación saliendo hacia el Norte por la Av. Eugenio Espejo para luego tomar la Av. Teodoro Gómez al Oeste, sigue en dirección Norte por la Av. Heleodoro Ayala en donde se divide hacia el Oeste por la Av. Mariano Acosta luego, toma el Norte por la calle Gabriela Mistral, continua al Oeste a lo largo de la calle Elías Almeida y se dirige al Norte por la calle Gonzalo Gómez Jurado

finalizando en la calle Felipe Borja. La otra división del troncal continúa por la Av. Heleodoro Ayala hasta la Av. Cristóbal de Troya para tomar hacia el Suroeste la Av. Mariano Acosta, dirigiéndose al Sur por la calle Guallupe, culminando a la altura de la calle Victoria Castelo.

En la figura 4.12 se muestra el diagrama unifilar del alimentador primario, el troncal principal y las corrientes de cortocircuito.

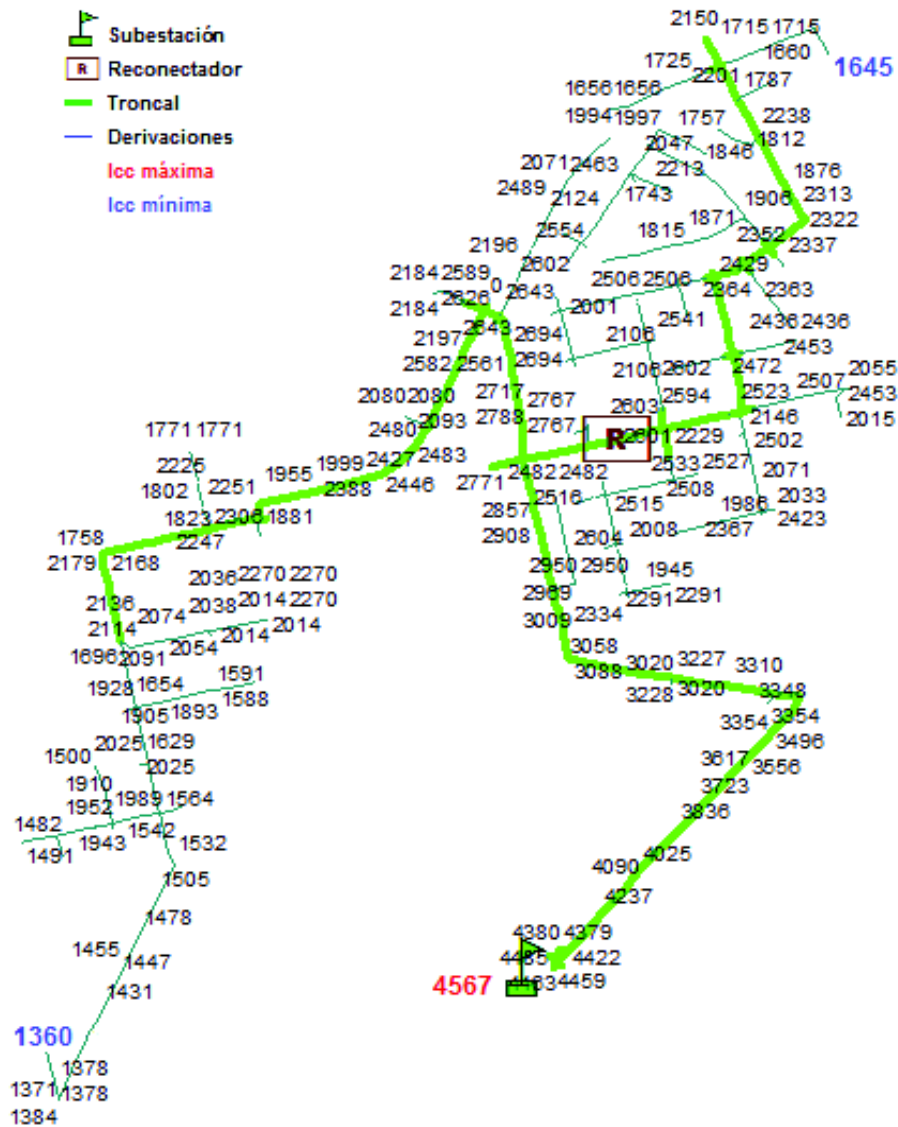


Figura 4.12. Diagrama unifilar del alimentador primario S4

En este alimentador se tiene instalado un reconector a la altura de la Av. Mariano Acosta y calle Genaro Jaramillo, cuyas curvas lentas deben ser configuradas considerando la protección del troncal con re conectadores detallada en el numeral 3.1.3.2, estos ajustes son indicados en la siguiente tabla.

Tabla 4.27. Ajustes de las curvas lentas del reconector del alimentador S4

Línea	Curva	I nominal [A]	Multiplicador
Fase	IEC255 EI	185	0,15
neutro	IEC255 EI	144	0,18

4.10.2 Ubicación de fusibles

4.10.2.1 Aguas arriba del reconector

Considerando el rango de corrientes de la tabla 4.13, en este alimentador primario se pueden realizar derivaciones primarias y secundarias, ya que las corrientes de cortocircuito van desde 4567 A en la salida de la subestación hasta 1360 A en el punto más alejado.

La potencia máxima de los transformadores monofásicos es de 50 kVA y de los transformadores trifásicos 400 kVA; potencias que permiten la operación coordinada de los fusibles que protegen a los transformadores y a las derivaciones.

La topología del alimentador S4 antes del reconector se muestra en la siguiente figura.

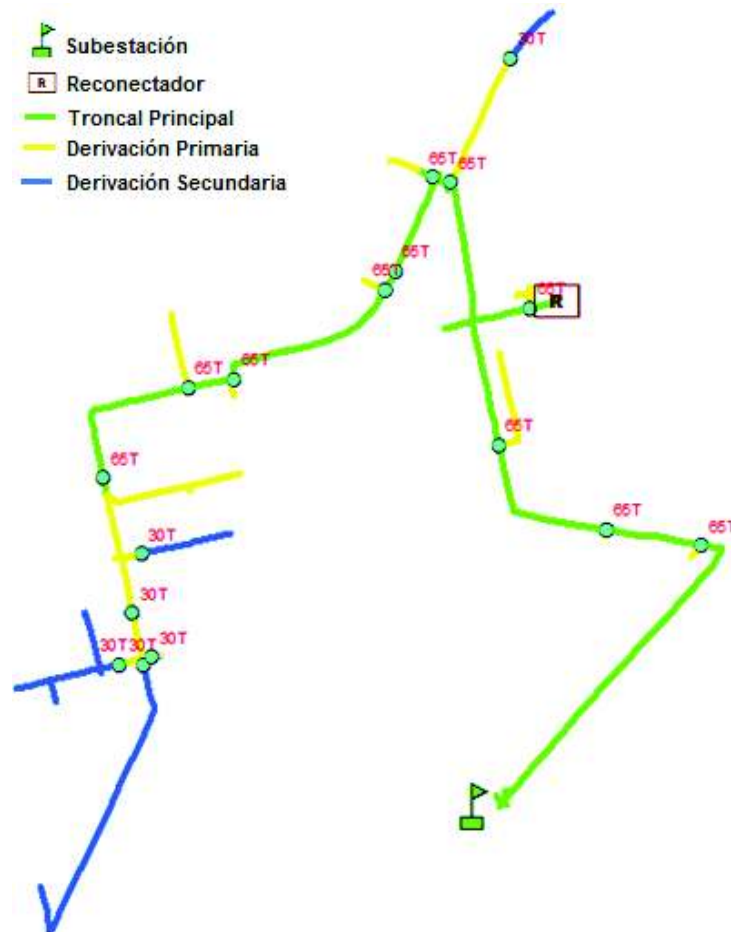


Figura 4.13. Topología coordinada del alimentador S4 aguas arriba del reconector

La tabla 4.28 indica las coordenadas de los fusibles que protegen a las derivaciones.

Tabla 4.28. Ubicación de fusibles antes del reconectador para el alimentador S4

Fusible	Derivación	# Fases	Coord. X	Coord. Y
65T	Primaria	3	819904,820	10038004,136
65T	Primaria	1	819710,850	10038033,220
65T	Primaria	3	819554,621	10038468,188
30T	Secundaria	1	819514,371	10038957,965
65T	Primaria	3	819489,875	10038200,658
65T	Primaria	3	819392,645	10038714,209
65T	Primaria	3	819354,408	10038723,528
65T	Primaria	3	819277,576	10038540,671
65T	Primaria	1	819260,697	10038505,139
65T	Primaria	3	818948,279	10038328,915
65T	Primaria	3	818854,460	10038311,895
30T	Secundaria	3	818779,076	10037785,726
30T	Secundaria	1	818763,451	10037770,575
30T	Secundaria	2	818758,484	10037986,833
30T	Secundaria	3	818740,900	10037871,779
30T	Secundaria	3	818712,449	10037770,741
65T	Primaria	3	818680,677	10038135,755

En la figura 4.14 se indican las curvas características de las protecciones aguas arriba del reconectador.

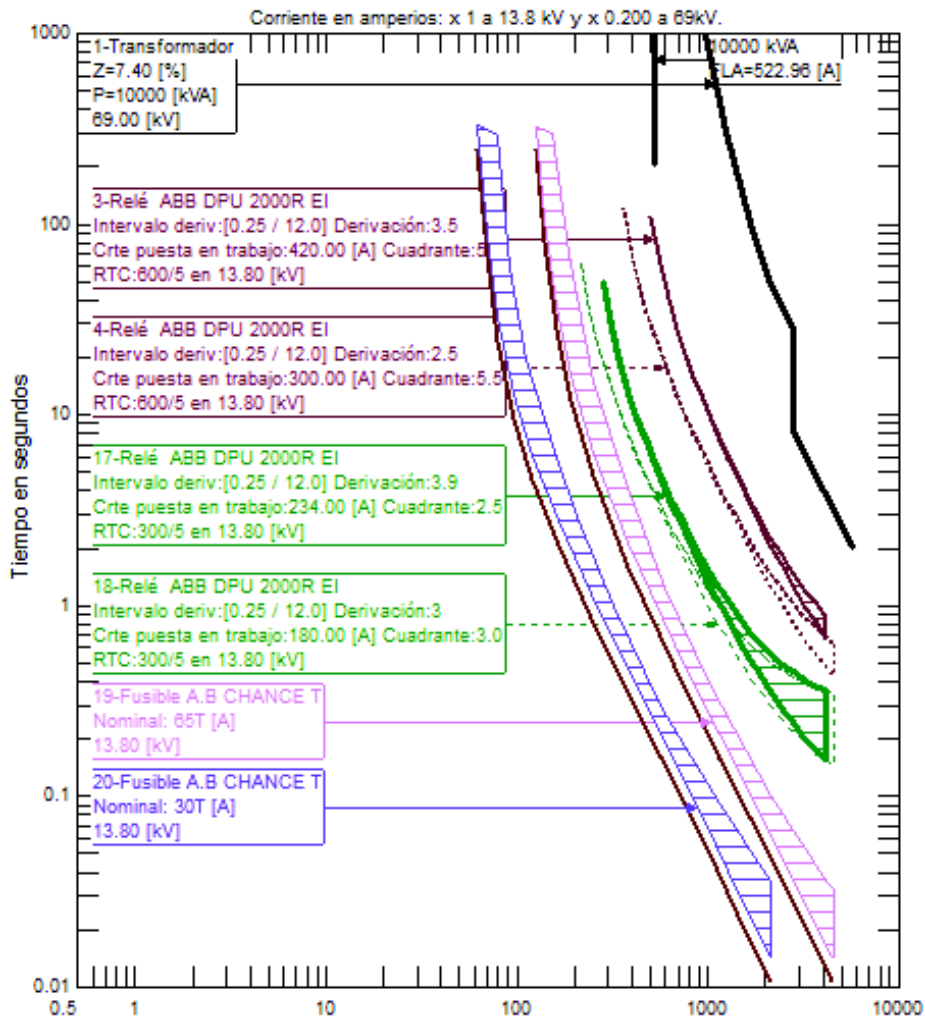


Figura 4.14. Coordinación del alimentador primario S4 antes del reconectador

4.10.2.2 Aguas abajo del reconectador

Se determina que el fusible cuya curva característica se ajusta mejor a las curvas lentas del reconectador es el fusible 40T para las derivaciones primarias, en las derivaciones secundarias se necesitan fusibles 20 T y para las derivaciones terciarias se tomaran fusibles 12 T.

Corrientes máximas de coordinación entre fusibles

Tabla 4.29. $I_{cc\ max}$ y fusibles SF aguas abajo del reconectador

Derivación	Fusible T	$I_{cc\ max}$ [A]	Fusible SF	Trafos 1 ϕ [kVA]	Trafos 3 ϕ [kVA]
Primaria	40	2765	7,0	---	200
Secundaria	20	1270	3,1	37,5	125
Terciaria	12	770	1,6	15	50

Tabla 4.30. $I_{cc\ max}$ entre derivaciones aguas abajo del reconectador

Derivación aguas arriba	Derivación aguas abajo	$I_{cc\ max}$ [A]
Primaria (40 T)	Secundaria (20 T)	2000
Secundaria (20 T)	Terciaria (12 T)	620

Rangos de corriente en las derivaciones

Tabla 4.31. Comparación de corrientes máximas de coordinación

$I_{cc\ max}$ [A]		
D. Sec. – Trafos	D. Prim. – D. Sec	$I_{seleccionada}$ [A]
1270	2000	1270
D. Terc. – Trafos	D. Sec. – D. Terc.	$I_{seleccionada}$
770	620	620

Tabla 4.32. Rango de corrientes en derivaciones del alimentador S1

Derivación	Corriente [A]
Primaria	$I_{cc\ REC} - 1270$
Secundaria	1270 – 620
Terciaria	< 620

Las corrientes de cortocircuito van desde 2702 A en el reconectador y en el punto más alejado aguas abajo del reconectador se tiene 1645 A, por lo que solo se pueden realizar derivaciones primarias, considerando el rango de corrientes de la tabla 4.32.

La potencia máxima de los transformadores monofásicos es de 50 kVA y de los transformadores trifásicos 300 kVA; se debe extender el troncal principal debido a que se tienen dos transformadores trifásicos de 250 y 300 kVA.

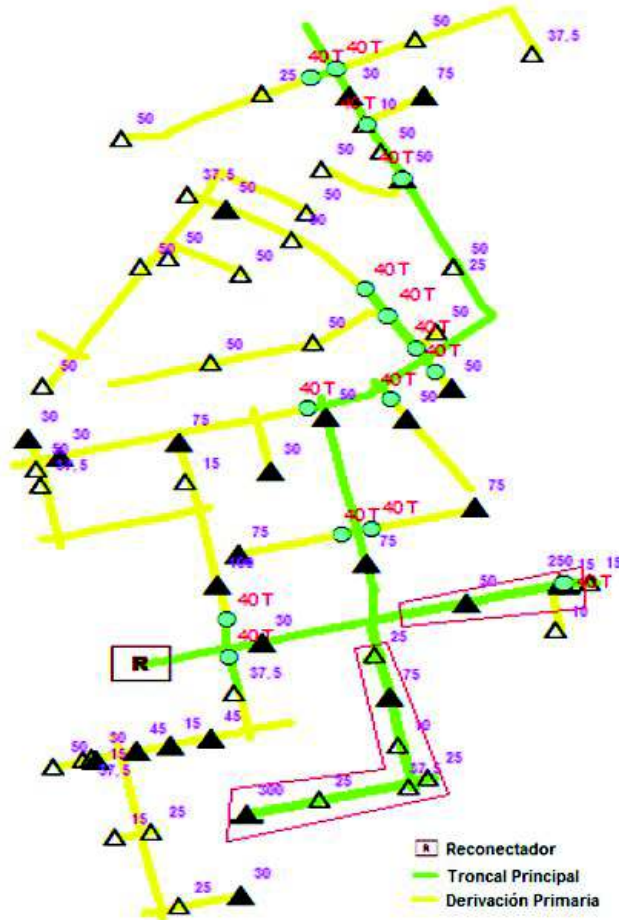


Figura 4.15. Topología coordinada del alimentador S4 aguas abajo del reconector

En la figura 4.15 se muestra la topología del alimentador primario aguas abajo del reconector, indicando el troncal principal y las derivaciones primarias con sus fusibles.

La ubicación de los fusibles a instalarse en las derivaciones se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.33. Ubicación de fusibles después del reconector para el alimentador S4

Fusible	Derivación	# Fases	Coord. X	Coord. Y
40 T	Primaria	3	819901,590	10038825,041
40 T	Primaria	3	819881,743	10038851,789
40 T	Primaria	1	819869,096	10039049,589
40 T	Primaria	3	819862,378	10038537,673
40 T	Primaria	3	819856,300	10038791,537
40 T	Primaria	1	819854,383	10038889,152
40 T	Primaria	3	819838,321	10038640,671
40 T	Primaria	3	819834,152	10039115,122
40 T	Primaria	3	819830,532	10038921,075
40 T	Primaria	3	819807,323	10038633,354
40 T	Primaria	1	819803,124	10039179,566
40 T	Primaria	1	819779,105	10039168,794
40 T	Primaria	3	819773,218	10038780,834
40 T	Primaria	3	819695,895	10038490,321

En la figura 4.16 se muestra las curvas características de las protecciones: relé general, relé del alimentador, curvas lentas del reconector y fusibles de las derivaciones primarias.

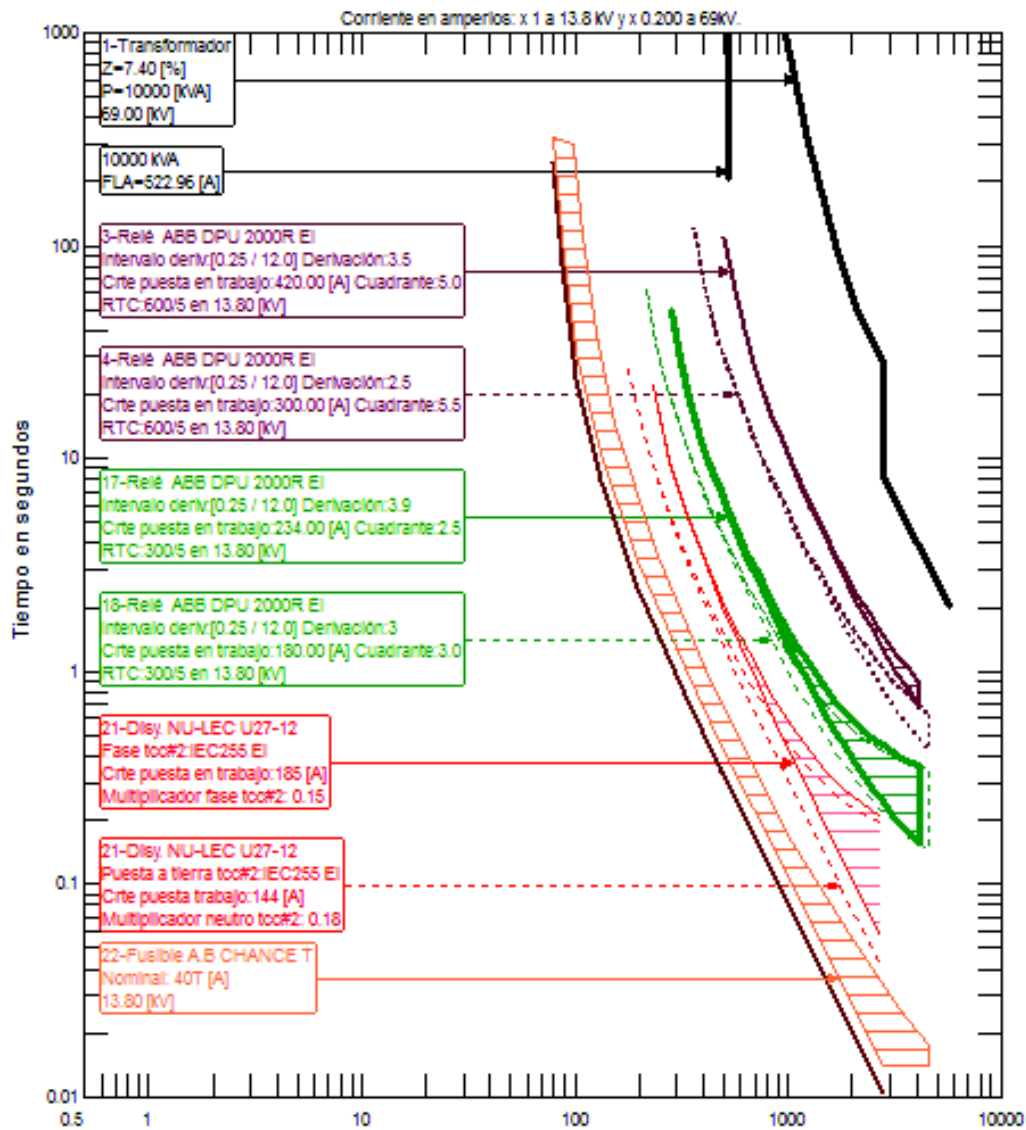


Figura 4.16. Coordinación del alimentador primario S4 después del reconector

4.10.3 Sensibilidad de los fusibles

Para la simulación del flujo de carga a demanda máxima se usaron los datos de la siguiente tabla.

Tabla 4.34. Demanda para el alimentador S4
Fuente: EMELNORTE

	V [p.u.]	I [A]	Cosφ
Fase A	0,97422	57,26	96,77
Fase B	0,98096	61,14	97,26
Fase C	0,96694	79,03	96,35

La tabla 4.35 contiene las mediciones de corriente para el estudio cargas frías.

Tabla 4.35. Estudio de cargas frías del alimentador S4
Fuente: EMELNORTE

	I salida [A]	I ingreso [A]	R I _{CF}
Fase A	22,2837	50,4611	2,26
Fase B	27,6441	53,4027	1,93
Fase C	36,4751	61,5704	1,69

4.10.3.1 Aguas arriba del reconectador

- **Derivaciones primarias**

Corriente de fusión 65 T: 125,4 A

Corriente nominal conductor 2 AWG: 180 A

Se cumple que: $I_F < I_{nom}$

Mayor corriente a demanda máxima: 13,4 A

Relación $I_{CF} = 2,26$

$$I_{CF} = 13,4 A * 2,26 = 30,28 A$$

Se cumple que: $I_F > I_{CF}$

- **Derivaciones secundarias**

Corriente de fusión 30 T: 61,94 A

Corriente nominal conductor 2 AWG: 180 A

Se cumple que: $I_F < I_{nom}$

Mayor corriente a demanda máxima: 7,2 A

Relación $I_{CF} = 2,26$

$$I_{CF} = 7,2 A * 2,26 = 16,27 A$$

Se cumple que: $I_F > I_{CF}$

4.10.3.2 Aguas abajo del reconectador

Corriente de fusión 40 T: 78,2 A

Corriente nominal conductor 2 AWG: 180 A

Se cumple que: $I_F < I_{nom}$

Mayor corriente a demanda máxima: 30,8 A

Relación $I_{CF} = 2,26$

$$I_{CF} = 30,8 A * 2,26 = 69,61 A$$

Se cumple que: $I_F > I_{CF}$

4.11 Protección del Alimentador S5

4.11.1 Descripción del Alimentador S5

Este alimentador primario se compone de un 94% de red aérea y el 6% restante por red subterránea correspondiente a los circuitos del Parque Ciudad Blanca a lo largo de la Av. Camilo Ponce.

La red aérea del alimentador S5 tiene una longitud total es de 41,66km de los cuales 17,61 km corresponden a red trifásica y 24,05 km son de red monofásica. Alimenta a un total de 340 transformadores de distribución con capacidad instalada de 9727,5 kVA.

Tabla 4.36. Transformadores del alimentador S5 según su potencia

Fases	Potencia [kVA]	Número	Capacidad Instalada [kVA]
1	5	6	30
	7,5	1	7,5
	10	36	360
	15	65	975
	25	93	2325
	30	1	30
	37,5	72	2700
3	50	14	700
	30	22	660
	45	7	315
	50	10	500
	75	9	675
	100	3	300
	150	1	150
	TOTAL	340	9727,5

El troncal principal abarca aproximadamente 8,9 km y su área de servicio de este alimentador primario comprende los sectores Pilanqui del Banco de la Vivienda, Barrio El Ejido de Ibarra, Urbanización La Quinta, Cananvalle, Barrio Pugacho, Colinas del Sur, La Florida, La Floresta, Chorlaví, Corredor Periférico Sur, Jardines de Odila y la entrada a San Antonio de Ibarra.

La figura 4.17 muestra el diagrama unifilar del alimentador primario S5, el troncal principal y las corrientes de cortocircuito máxima y mínimas.

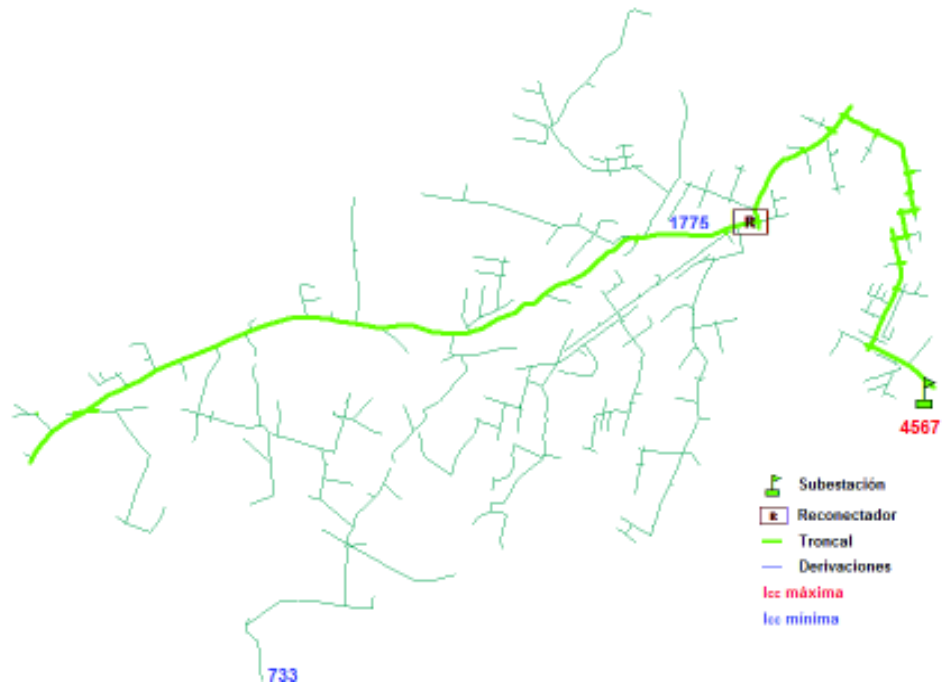


Figura 4.17. Diagrama unifilar del alimentador primario S5

En este alimentador se tiene instalado un reconector a la altura de la Av. Mariano Acosta y calle Felipe Borja, cuyas curvas lentas deben ser configuradas considerando la protección del troncal con reconectores detallada en el numeral 3.1.3.2, estos ajustes son indicados en la siguiente tabla.

Tabla 4.37. Ajustes de las curvas lentas del reconector del alimentador S5

Línea	Curva	I nominal [A]	Multiplicador
Fase	IEC255 EI	185	0,17
neutro	IEC255 EI	144	0,26

4.11.2 Ubicación de fusibles

4.11.2.1 Aguas arriba del reconector

Las corrientes de cortocircuito van desde 4567 A en la salida de la subestación hasta 1775 A en el punto más alejado, tomando en cuenta el rango de corrientes de la tabla 4.13, en este alimentador primario se pueden realizar derivaciones primarias y secundarias.

La potencia máxima de los transformadores monofásicos es de 50 kVA y de los transformadores trifásicos 150 kVA; potencias que permiten la operación coordinada de los fusibles que protegen a los transformadores y a las derivaciones.

La figura 4.18 muestra la topología del alimentador primario S5 antes del reconector.

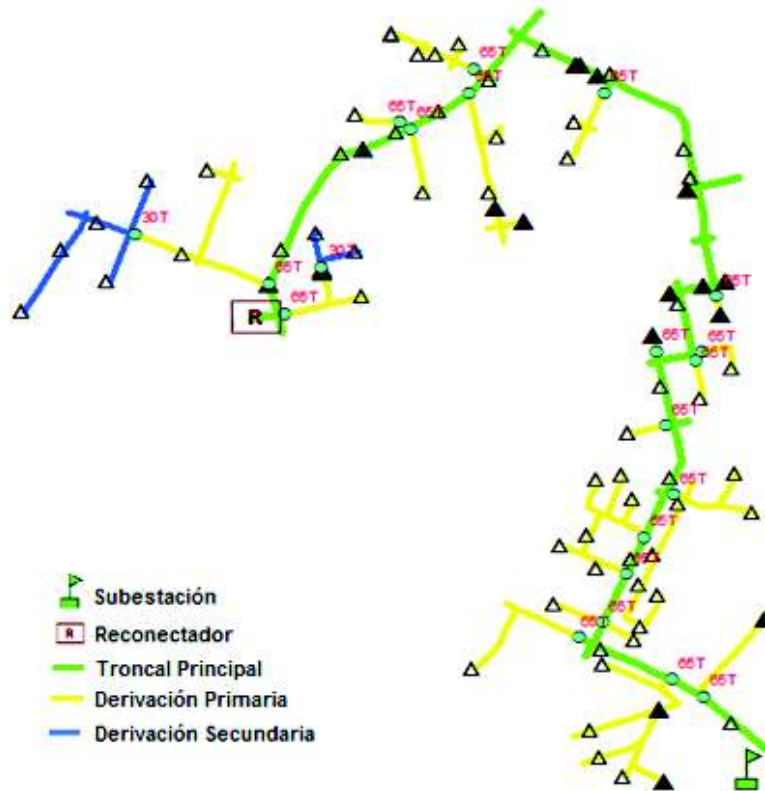


Figura 4.18. Topología coordinada del alimentador S5 aguas arriba del reconector

En la tabla 4.38 se indica la ubicación de los fusibles para la protección de las derivaciones con sus coordenadas.

Tabla 4.38. Ubicación de fusibles antes del reconector para el alimentador S5

Fusible	Derivación	# Fases	Coord. X	Coord. Y
65T	Primaria	3	819904,820	10038004,136
65T	Primaria	1	819710,850	10038033,220
65T	Primaria	3	819554,621	10038468,188
30T	Secundaria	1	819514,371	10038957,965
65T	Primaria	3	819489,875	10038200,658
65T	Primaria	3	819392,645	10038714,209
65T	Primaria	3	819354,408	10038723,528
65T	Primaria	3	819277,576	10038540,671
65T	Primaria	1	819260,697	10038505,139
65T	Primaria	3	818948,279	10038328,915
65T	Primaria	3	818854,460	10038311,895
30T	Secundaria	3	818779,076	10037785,726
30T	Secundaria	1	818763,451	10037770,575
30T	Secundaria	2	818758,484	10037986,833
30T	Secundaria	3	818740,900	10037871,779
30T	Secundaria	3	818712,449	10037770,741
65T	Primaria	3	818680,677	10038135,755

En la figura 4.19 se indican las curvas características de las protecciones aguas arriba del reconector.

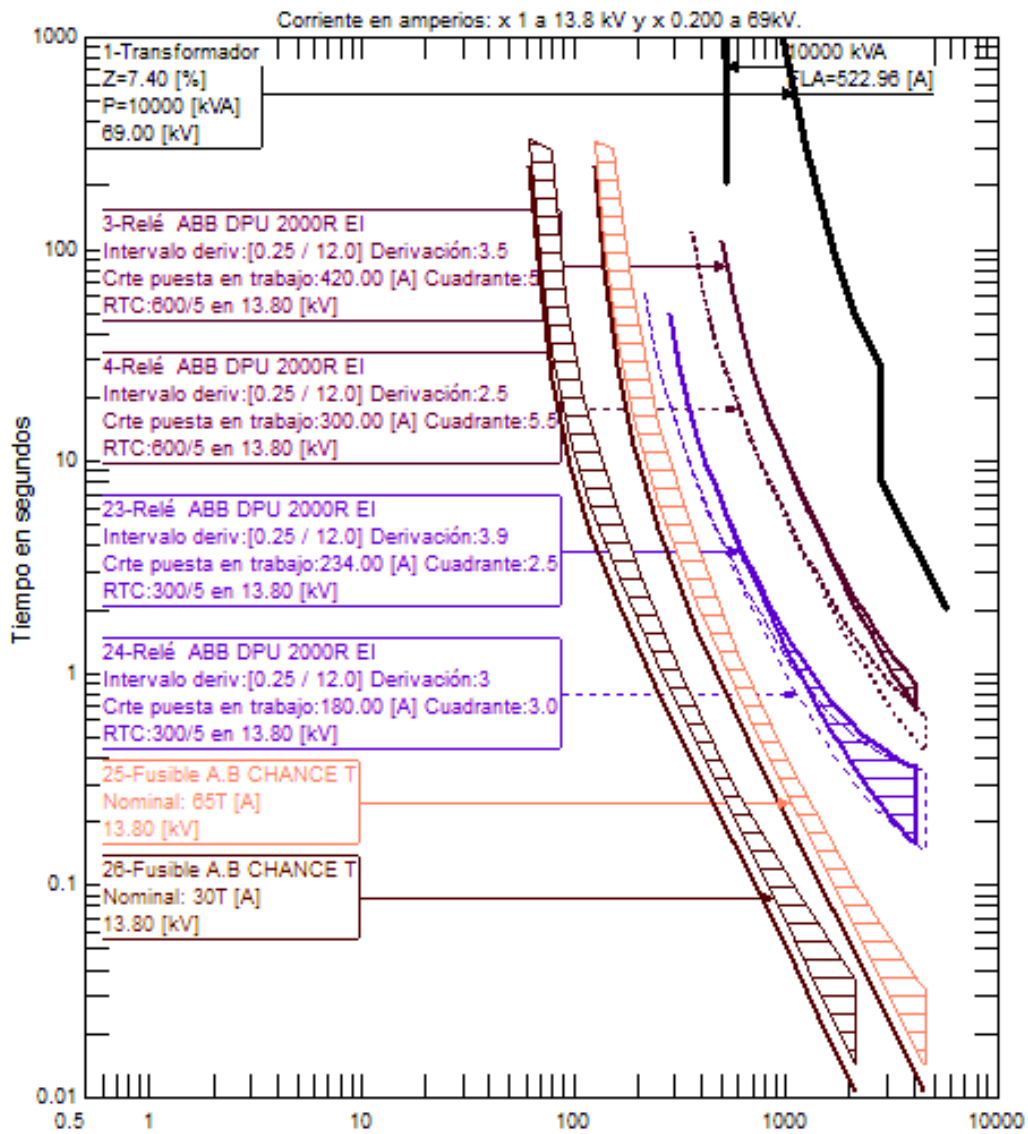


Figura 4.19. Coordinación del alimentador primario S5 antes del reconector

4.11.2.2 Aguas abajo del reconector

Se determinó mediante análisis gráfico que el fusible cuya curva característica se ajusta por debajo de las curvas lentas del reconector resulta ser el 50 T, cuyo análisis de corrientes máximas de coordinación y rangos de corrientes para las derivaciones ya fue desarrollado en el numeral 4.6.1.1 y 4.6.1.2.

Las corrientes de cortocircuito para esta sección en análisis van desde los 2417 A en el reconectador y en el punto más alejado se tienen 1775 A, tomando en cuenta el rango de corrientes de la tabla 4.9, se determina que se pueden realizar derivaciones primarias y secundarias.

La potencia máxima de los transformadores monofásicos es de 50 kVA y de los transformadores trifásicos 150 kVA; potencias que permiten la operación coordinada de los fusibles que protegen a los transformadores y a las derivaciones.

La figura 4.20 muestra la topología del alimentador primario S5 luego del reconectador.

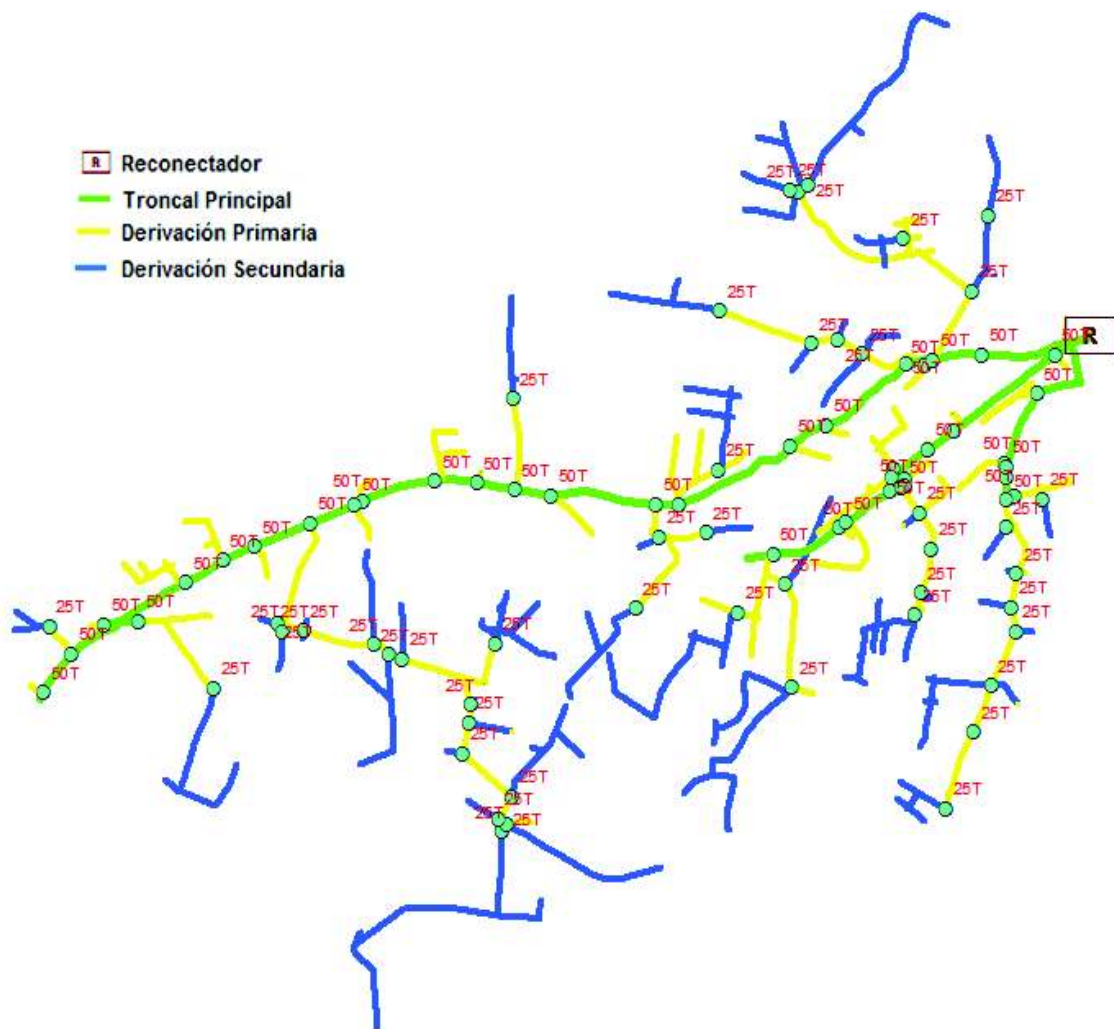


Figura 4.20. Topología coordinada del alimentador S5 aguas abajo del reconectador

La ubicación de los fusibles para la protección de las derivaciones se indica a continuación.

Tabla 4.39. Ubicación de fusibles después del reconector para el alimentador S5

Fusible	Derivación	# Fases	Coord. X	Coord. Y
50T	Primaria	3	818014,516	10038202,850
50T	Primaria	1	818073,847	10038196,890
25T	Secundaria	1	817795,400	10038278,463
25T	Secundaria	1	817709,312	10038264,739
50T	Primaria	3	815228,974	10037191,965
50T	Primaria	3	815320,662	10037310,806
25T	Secundaria	3	815248,468	10037395,678
50T	Primaria	1	815536,266	10037410,978
25T	Secundaria	1	815778,424	10037204,674
50T	Primaria	1	815687,843	10037528,596
50T	Primaria	1	815808,228	10037599,524
50T	Primaria	1	815912,743	10037639,835
50T	Primaria	3	817280,535	10037771,067
25T	Secundaria	2	817409,326	10037875,209
50T	Primaria	3	816494,629	10037841,231
50T	Primaria	1	816629,045	10037837,865
50T	Primaria	1	816750,946	10037816,692
50T	Primaria	1	816262,716	10037781,805
50T	Primaria	3	816235,755	10037770,663
50T	Primaria	1	817641,324	10037950,634
50T	Primaria	1	817758,775	10038013,403
50T	Primaria	3	818496,422	10038231,796
25T	Secundaria	1	817474,576	10037437,254
25T	Secundaria	1	818062,458	10037499,283
25T	Secundaria	1	818281,566	10038660,281
50T	Primaria	1	818438,003	10038110,647
50T	Primaria	1	818339,175	10037855,030
50T	Primaria	1	818367,471	10037797,061
50T	Primaria	1	818169,055	10037997,030
50T	Primaria	3	817976,787	10037878,486
50T	Primaria	3	817971,336	10037856,379
50T	Primaria	3	818011,309	10037848,139
50T	Primaria	1	817961,739	10037812,281
50T	Primaria	3	817800,911	10037698,291
50T	Primaria	1	817823,054	10037713,865
50T	Primaria	1	818260,434	10038230,140
25T	Secundaria	1	818095,644	10037631,912
50T	Primaria	1	815424,678	10037400,046
50T	Primaria	1	816869,024	10037795,943
50T	Primaria	3	818341,010	10037783,240
25T	Secundaria	1	818337,794	10037700,237
25T	Secundaria	1	818372,449	10037555,721
50T	Primaria	1	818333,670	10037897,441
50T	Primaria	1	818337,885	10037887,814
25T	Secundaria	1	818357,616	10037452,297
25T	Secundaria	1	818369,485	10037378,849
25T	Secundaria	1	818234,282	10037069,515
25T	Secundaria	1	818144,038	10036832,973
25T	Secundaria	1	818045,277	10037430,086
50T	Primaria	3	817209,463	10037769,838
25T	Secundaria	1	817218,086	10037668,916
25T	Secundaria	3	817370,114	10037682,105
25T	Secundaria	1	817141,922	10037450,658
50T	Primaria	1	818011,348	10037828,208
50T	Primaria	3	818002,839	10037823,033
25T	Secundaria	1	818060,041	10037743,421
50T	Primaria	3	818103,789	10038213,978
25T	Secundaria	1	815983,050	10037405,138
25T	Secundaria	1	816002,295	10037380,284
25T	Secundaria	1	816067,909	10037381,509
25T	Secundaria	3	816067,909	10037381,509
25T	Secundaria	1	816297,217	10037340,352
25T	Secundaria	1	816343,731	10037306,939
25T	Secundaria	1	816389,399	10037293,697
25T	Secundaria	1	816689,457	10037342,622
50T	Primaria	3	816092,520	10037711,987
25T	Secundaria	1	816608,100	10037154,254
25T	Secundaria	1	816601,692	10037097,747

Continuación Tabla 4.39

Fusible	Derivación	# Fases	Coord. X	Coord. Y
25T	Secundaria	3	816582,918	10037002,167
25T	Secundaria	3	816742,447	10036870,057
25T	Secundaria	2	816708,978	10036762,289
25T	Secundaria	1	816745,355	10038095,583
50T	Primaria	3	818088,444	10037939,543
25T	Secundaria	1	818457,646	10037785,301
25T	Secundaria	1	816724,198	10036786,807
25T	Secundaria	1	816698,009	10036801,431
25T	Secundaria	1	817624,261	10037525,423
25T	Secundaria	2	817649,085	10037207,641
25T	Secundaria	1	817416,132	10038365,947
25T	Secundaria	1	818229,518	10038426,513
25T	Secundaria	1	818005,766	10038587,548
25T	Secundaria	2	817640,630	10038737,908

En la figura 4.21 se indican las curvas características de las protecciones luego del reconector.

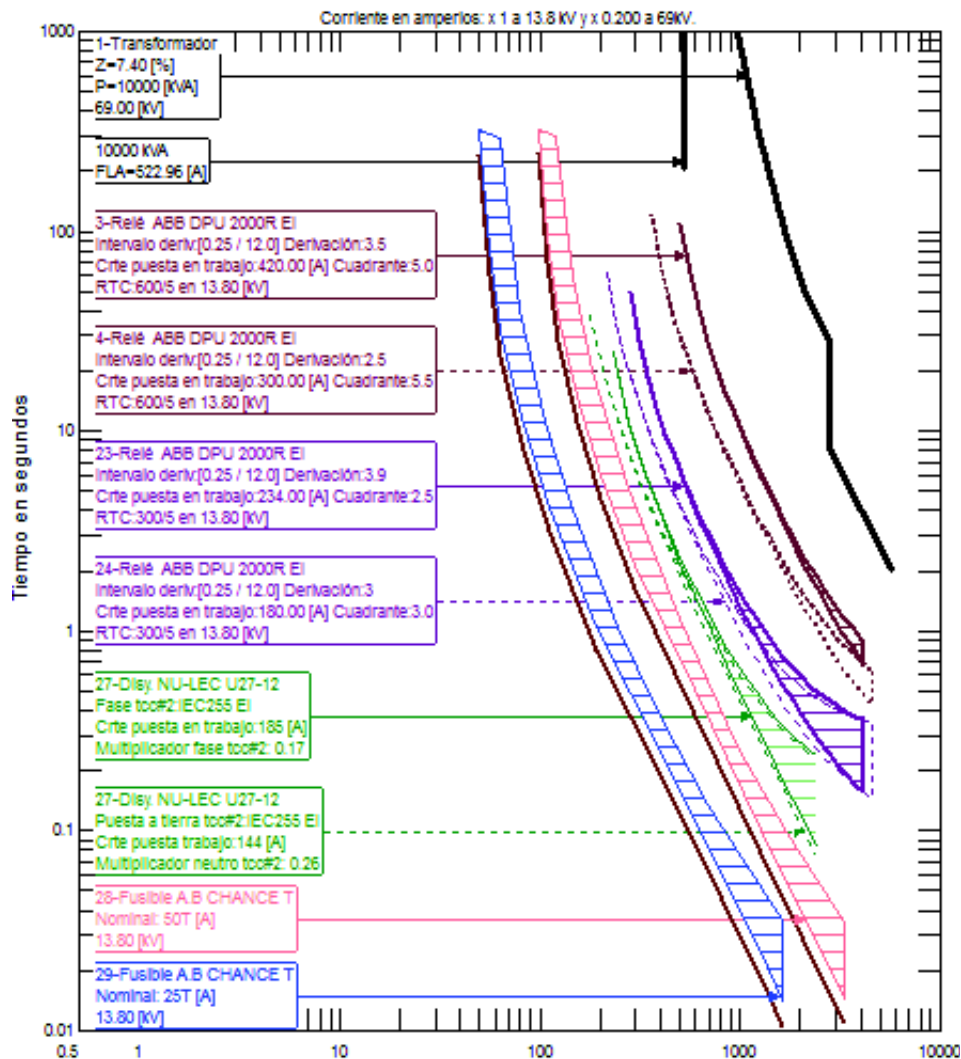


Figura 4.21. Coordinación del alimentador primario S5 después del reconector

4.11.3 Sensibilidad de los fusibles

Los datos del flujo de carga a demanda máxima para su simulación se indican en la siguiente tabla.

Tabla 4.40. Demanda para el alimentador S5
Fuente: EMELNORTE

	V [p.u.]	I [A]	cosφ
Fase A	0,99329	145,64	97,13
Fase B	0,99876	125,43	96,62
Fase C	0,98662	124,77	96,58

En la tabla 4.41 se indican las mediciones de corriente para el estudio cargas frías.

Tabla 4.41. Estudio de cargas frías del alimentador S5
Fuente: EMELNORTE

	I salida [A]	I ingreso [A]	R I _{CF}
Fase A	87,11	103,63	1,19
Fase B	76,37	90,62	1,19
Fase C	82,07	90,67	1,10

4.11.3.1 Aguas arriba del reconectador

- **Derivaciones primarias**

Corriente de fusión 65 T: 125,4 A

Corriente nominal conductor 2 AWG: 180 A

Se cumple que: $I_F < I_{nom}$

Mayor corriente a demanda máxima: 26 A

Relación $I_{CF} = 1,19$

$$I_{CF} = 26 A * 1,19 = 30,94 A$$

Se cumple que: $I_F > I_{CF}$

- **Derivaciones secundarias**

Corriente de fusión 30 T: 61,94 A

Corriente nominal conductor 2 AWG: 180 A

Se cumple que: $I_F < I_{nom}$

Mayor corriente a demanda máxima: 10 A

Relación $I_{CF} = 1,19$

$$I_{CF} = 10 A * 1,19 = 11,9 A$$

Se cumple que: $I_F > I_{CF}$

4.11.3.2 Aguas abajo del reconector

- **Derivaciones primarias**

Corriente de fusión 50 T: 98,9 A

Corriente nominal conductor 2 AWG: 180 A

Se cumple que: $I_F < I_{nom}$

Mayor corriente a demanda máxima: 22,9 A

Relación $I_{CF} = 1,19$

$$I_{CF} = 22,9 A * 1,19 = 27,25 A$$

Se cumple que: $I_F > I_{CF}$

- **Derivaciones secundarias**

Corriente de fusión 25 T: 49,7A

Corriente nominal conductor 2 AWG: 180 A

Se cumple que: $I_F < I_{nom}$

Mayor corriente a demanda máxima: 11,6 A

Relación $I_{CF} = 1,19$

$$I_{CF} = 11,6 A * 1,19 = 13,80 A$$

Se cumple que: $I_F > I_{CF}$

5. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS

El presente manual de procedimientos servirá como guía al personal de ingeniería de EMELNORTE para la ejecución de estudios de coordinación de protecciones. En este capítulo se cuenta con una descripción detallada paso a paso de cada una de las actividades que deben realizarse en los respectivos programas computacionales usados para la definición de este tipo de estudios.


5.1 Estudio de cortocircuito

El estudio de cortocircuito es la base para iniciar con la coordinación de protecciones ya que nos permite determinar las corrientes de cortocircuito a lo largo de todo el alimentador primario.

EMELNORTE ha proporcionado la base de datos de la modelación digital de sus redes de distribución en el programa computacional CYMDIST en el cual se detallan todas las características de sus componentes como son: conductores, transformadores, protecciones.

Para ejecutar la simulación de cortocircuitos en CYMDIST se requiere cargar previamente la red a analizarse con sus respectivos parámetros equivalentes, el software nos permite identificar las corrientes máximas de cortocircuito en los nodos analizados del alimentador primario.

A continuación se explica paso a paso como ejecutar la simulación de cortocircuitos en CYMDIST y la exportación de las corrientes máximas obtenidas de este estudio.

- a) Abrir el programa CYMDIST y escoger el botón  **Seleccionar redes**.
- b) Buscar y seleccionar el alimentador primario requerido: Para este ejemplo se utiliza el alimentador San Agustín 1, cuyo código en la base de datos es **ALIM-1300080T01** y **Aceptar** para cargar la red.

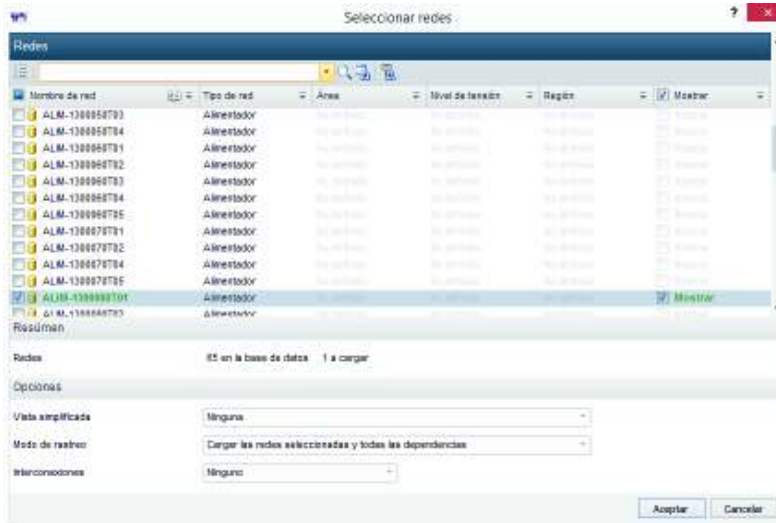



Figura 5.1. Selección de redes de distribución en CYMDIST.

- c) Hacer clic en la Red  , en la pestaña *Fuente* seleccionar en **Tipo de fuente:** Equivalente definido por el usuario.

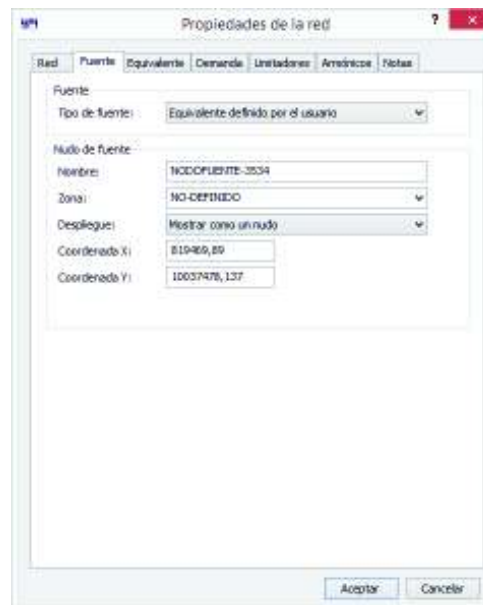



Figura 5.2. Propiedad fuente de la red

- d) En la pestaña **Equivalente**, establecer en **Tensión del equivalente de fuente** el valor nominal de 13,8 kVLL; en **Equivalente de la fuente** escoger el Modo: *Impedancias equivalentes*, los valores para R y X de secuencia positiva, negativa y cero; los valores para estos parámetros se encuentran definidos en la tabla 4.3.



Figura 5.3. Propiedades de la red equivalente

- e) En el menú **Simulación** seleccionar la opción **Cortocircuito** y pulsar el botón  **Ejecutar simulación**, en la ventana que se abre en **Modo de cálculo** elegir **Niveles de cortocircuito en todos los nodos y barras**.

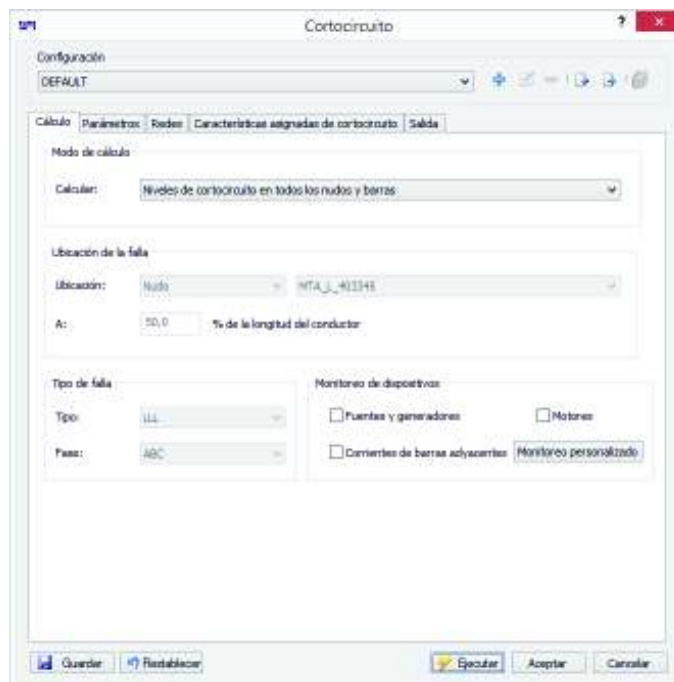




Fig. 5.4. Ventana de simulación de cortocircuito de CYMDIST.

- f) Pulsar el botón  **Mostrar reportes**, seleccionar la opción *Cortocircuito – Detallado* en la ventana **Reporte de análisis** y dar clic en *Propiedades*; en la subventana **Propiedades del reporte** dar clic en el botón  **Palabras claves** y añadir las palabras **CoordX** (Coordenada X) y **CoordY** (Coordenada Y); finalmente dar check en *Un solo reporte para todas las redes*.

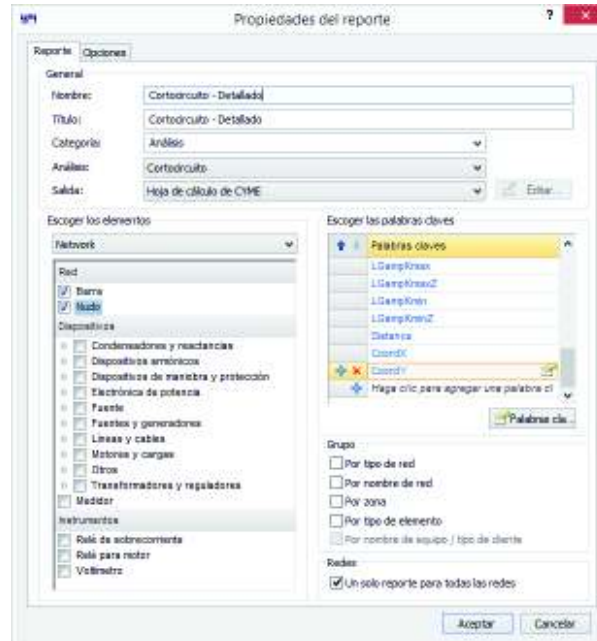


Figura 5.5. Subventana propiedades del reporte de cortocircuito.

- g) Escoger en el menú **Modo de salida:** Microsoft Excel (*.xls) y dar clic en **Aceptar**.

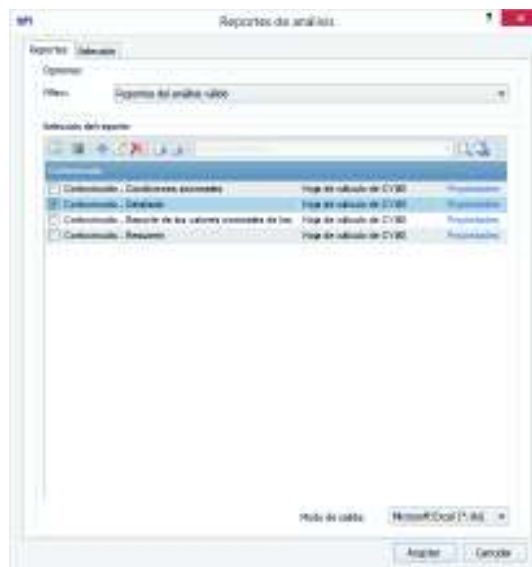



Figura 5.6. Ventana reporte de análisis de cortocircuito.

- h) En la hoja de Excel que se genera, definir en la columna AB los valores de corrientes de cortocircuito **lcc_max** mediante la función MAX(E2:X2), copiar la columna AB y pegarla en la columna AC usando *Opciones de pegado: Valores (V)* y eliminar la columna AB.
- i) Debido a que se tiene la modelación completa de la red, se obtiene las corrientes de cortocircuito de la red primaria y secundaria, debido a que solamente se requiere los valores a nivel del alimentador primario se debe aplicar un *Filtro* en la fila 1. En la columna D (kVLN) filtrar los valores distintos a 8 kV (0,1 y 4 kV) y eliminar todas las filas asociadas a estos niveles de voltaje. Seleccionar luego únicamente el voltaje de 8kV.
- j) Eliminar las columnas desde B hasta Y, para que queden únicamente las columnas:

Tabla 5.1. Celdas para corrientes de cortocircuito máximas

A	B	C	D
Nombre alim.	Coord. X	Coord. Y	lcc_max

- k) Guardar la hoja de cálculo de Excel con el formato: lccmax_código del alimentador, que para el caso del ejemplo sería:  lccmax_1300080T01.



Una vez definidas las corrientes máximas de cortocircuito a lo largo de los nodos del alimentador primario, su magnitud se debe importar a la topología del alimentador primario.

5.2 Creación de la base ArcGIS con información requerida para realizar la coordinación

El Sistema de Información Geográfica que ha sido proporcionado por EMELNORTE cuenta con los datos georreferenciados de todos los elementos del sistema e incluye un gran número de capas, ya que para el estudio de coordinación del alimentador solo se necesitan sus componentes eléctricos se deben seleccionar y exportar las capas más importantes.

5.2.1 Exportación de la capa principal del alimentador primario

Se considera la que la capa principal del alimentador primario es la línea de medio voltaje ya que esta permite identificar la topología del mismo, en el siguiente procedimiento se indica como seleccionar y exportar la capa de la línea de medio voltaje denominada en el GIS de EMELNORTE como *Tramo MT Aéreo*

- a) Abrir el último visor de ArcGIS con el sistema de distribución de EMELNORTE.
- b) Buscar el **Layer Tramo MT Aéreo** en la Ventana **Table of Contents**.
- c) Hacer clic derecho en la capa mencionada y elegir la opción  **Open Attribute Table**
- d) Seleccionar el botón  **Select by Attributes**.
- e) En la ventana que se abre seleccionar **"ALIMENTADORID"**, presionar el botón **=**, dar clic en **Get Unique Values** y escoger el alimentador San Agustín 1 cuya identificación es: **1300080T01 - ALIM-SAN AGUSTIN 1** y dar clic en **Apply**. Como se muestra en la figura.

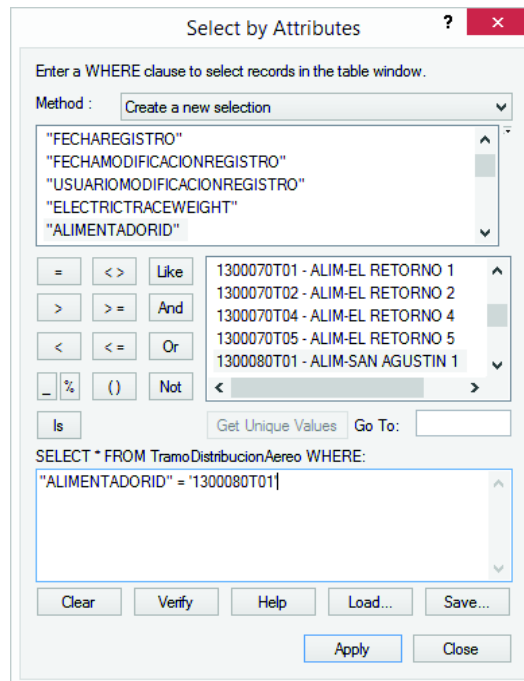



Figura 5.7. Ventana de selección por atributos.

En la ventana tabla se mostrarán solamente los Tramos de MT Aéreos que pertenecen al alimentador 1 de la subestación San Agustín.

Object ID	Enable	User	F Cre Sta	F Mod Sta	User ID	Electric Trac	Alim1	Alim2
330185	True	feraza	01/12/2012	09/05/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330186	True	feraza	01/12/2012	09/05/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330187	True	feraza	01/12/2012	09/05/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330188	True	feraza	01/12/2012	31/07/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330190	True	feraza	01/12/2012	31/07/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330191	True	feraza	01/12/2012	31/07/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330192	True	feraza	01/12/2012	30/08/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330193	True	feraza	01/12/2012	31/07/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330194	True	feraza	01/12/2012	30/08/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330195	True	feraza	01/12/2012	31/07/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330196	True	feraza	01/12/2012	19/09/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330197	True	feraza	01/12/2012	31/07/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330198	True	feraza	01/12/2012	19/09/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330199	True	feraza	01/12/2012	31/07/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330200	True	feraza	01/12/2012	31/07/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330201	True	feraza	01/12/2012	31/07/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330202	True	feraza	01/12/2012	31/07/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330203	True	feraza	01/12/2012	04/03/2015	almeda	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi
330204	True	feraza	01/12/2012	31/07/2013	feraza	1879849792	ALIM-SAN AGUSTIN 1	<Multi

Figura 5.8. Tabla de atributos con tramos del alimentador S1.

- f) A continuación se debe extender el menú **Selection** y escoger  **Select by Location**.
- g) En la ventana que se despliega seleccionar en **Tarjet layer(s)** las capas: *Subestación, Poste, Puesto Protección Dinámico, Puesto TransfDistribución y Seccionador Fusible*; escoger en **Source Layer** la capa *Tramo MT Aéreo* y dar clic en **OK**.

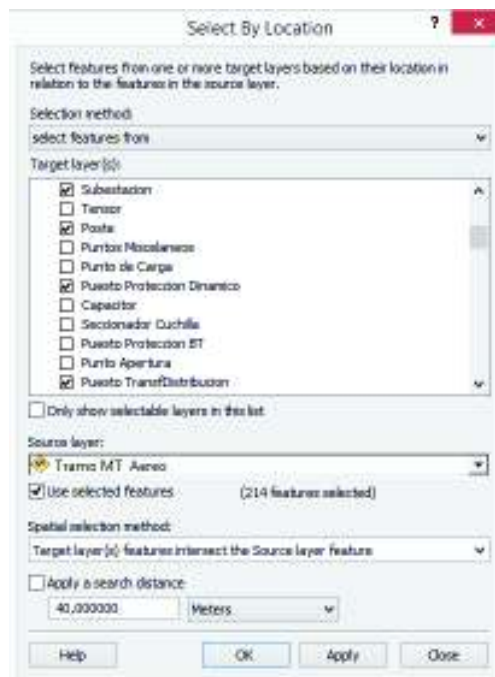




Figura 5.9. Ventana de selección por localización.

- h) Hacer clic derecho en el **Layer Tramo MT Aéreo**, seleccionar **Data**, escoger la opción  **Export Data**.
- i) Abrir el icono  y crear la carpeta destino llamada Capas. El nombre del archivo será igual al del **Layer** que se está exportando y el tipo de archivo debe ser **Shapefile**. Hacer clic en **Save** y **OK**.

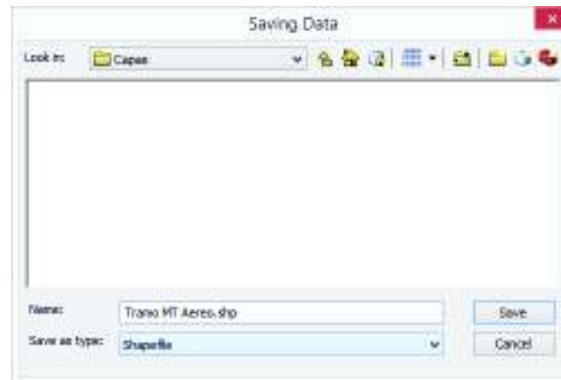


Figura 5.10. Almacenamiento de la capa Tramo MT Aéreo.


- j) En el cuadro de diálogo que aparece, elegir la opción **No** para finalizar con la exportación de datos.


5.2.2 Exportación de capas complementarias del alimentador primario.


Los elementos eléctricos adicionales a la línea de medio voltaje son aquellos que se incluyen en las capas:

- *Subestación*
- *Puesto TransfDistribución*
- *Puesto Protección Dinámico*
- *Seccionador Fusible*
- *Poste*

Por lo cual se deben repetir los pasos detallados en los literales h), i), j) del numeral 5.2.1 con las capas citadas anteriormente.




En la carpeta Capas copiar el archivo de Excel  *Iccmax_1300080T01* con las corrientes de cortocircuito máximas y todos los archivos del **Layer fuseplantilla**, la cual es una capa que permite la ubicación de los fusibles determinados por el estudio de coordinación.

Finalmente copiar en la carpeta Capas el archivo de ArcGIS llamado  *Visor FORMATO Z2*, el cual es un visor en blanco que contiene solamente las capas que fueron exportadas anteriormente, cambiar el nombre del archivo por: código del alimentador asociado, subestación y número de alimentador; para este caso de ejemplo el nombre para el archivo será:

 *1300080T01 – San Agustín 1.*


5.2.3 Reparación de las capas

Para extraer dentro del visor en blanco la capa principal y las capas complementarias del alimentador primario se deben realizar los siguientes pasos:


- a) Abrir el archivo de ArcGIS:  *1300080T01 – San Agustín 1.*
- b) En la Ventana **Table of Contents**, los **Layers** aparecen con el símbolo de advertencia . Seleccionar el **Layer Tramo MT Aéreo**, hacer clic derecho en la capa, seleccionar Data y elegir  **Repair Data Source**, buscar el mismo **Layer** dentro de la carpeta Capas y dar clic en **Add**.
- c) De ser necesario repetir el literal b) de este numeral, para la(s) capa(s) que no hayan sido reparadas.

5.2.4. Formato de las capas

Para facilitar una mejor visualización de las capas extraídas se indica a continuación el proceso a realizar para definir su formato:

- a) Desplegar el **Layer Puesto Proteccion Dinamico** y dar clic sobre el símbolo  del reconector, en el campo **Size** poner el valor 20,00.
- b) Dar doble clic en la capa **Subestación** y dirigirse a la pestaña **Labels** de la ventana **Layer Properties**, poner check en **Label features in this layer**, seleccionar

Comentarios en **Label Field**, definir como tamaño de la fuente 14 en el campo **Text Symbol** y dar clic en **OK**.

- c) Desplegar el **Layer** Subestación y dar clic sobre el símbolo  en el campo **Size** poner el valor 30,00.
- d) Hacer doble clic en la capa *Tramo MT Aéreo*, seleccionar la pestaña **Symbology**, ir a la ventana **Show** y en el menú **Categories** escoger *Unique values, many fields*; en el menú **Value Fields** elegir las opciones *SUBTIPO* y *OBSERVACION*; pulsar el botón **Add All Values**, eliminar los valores 4 y 6 (referidos a tramos de bajo voltaje) seleccionándolos y usando el botón **Remove**.





Finalmente dar clic en cada símbolo y asignar los colores para los tramos de medio voltaje de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 5.2. Formato para tramos del alimentador primario

Tramo MT	Valor	Color	Tamaño
Monofásico	1	Café	2,00
Dos fases	2	Rojo	2,00
Trifásico	3	Morado	3,00

5.3 Migración de las corrientes de cortocircuito máximas a la base

Para importar en ArcGIS las corrientes de cortocircuito máximas en los nodos a analizarse del alimentador primario se siguen los pasos descritos a continuación:

- a) Extender el menú **File**, desplegar **Add Data** y seleccionar  **Add XY Data**.
- b) Abrir el icono  y buscar en la carpeta Capas el archivo que contiene las corrientes máximas de cortocircuito  *Iccmax_1300080T01.xlsx*, escoger la tabla de Excel  '*Cortocircuito - Detallado\$*' y pulsar **Add**.

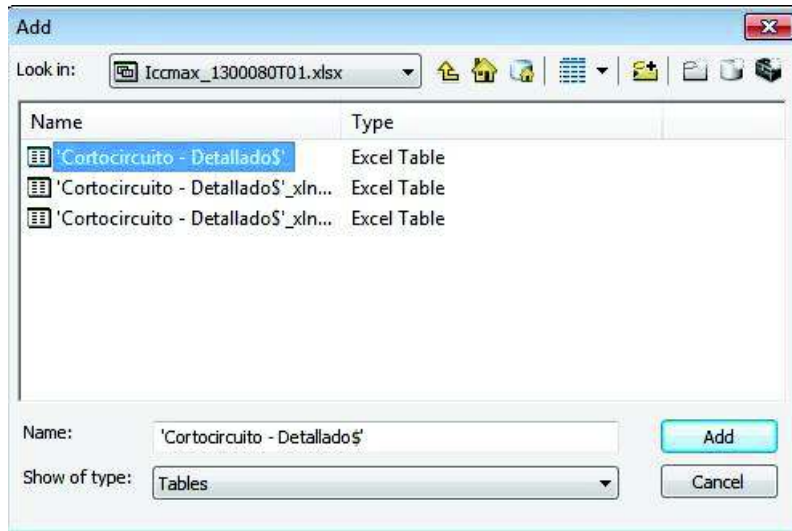


Figura 5.11. Adición de corrientes de cortocircuito máximas.

c) Para obtener las coordenadas de las corrientes del estudio de cortocircuito se debe especificar en los campos:

X field: la coordenada X

Y field: la coordenada Y

Finalmente dar clic en **OK**.

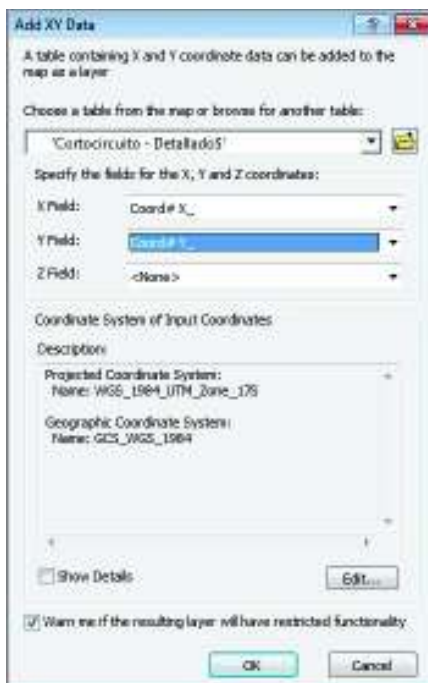





Figura 5.12. Ventana de adición de coordenadas XY.

d) En la ventana que se despliega, elegir la opción **Aceptar**.

- e) Dar clic derecho en el **Layer Cortocircuito - Detallado\$**, elegir Data y seleccionar  **Export Data**.
- f) Dar clic en el icono  y direccionar a la carpeta Capas. Este **Layer** debe tener como nombre el código del alimentador primario: *1300080T01* y el tipo de archivo debe ser **Shapefile**. Hacer clic en **Save** y **OK**.
- g) En el cuadro de diálogo que aparece, elegir la opción **Sí** para finalizar con la exportación de datos.
- h) Eliminar el **Layer Cortocircuito - Detallado\$**, dando clic derecho en esta capa y seleccionando la opción  **Remove**.
- i) Hacer doble clic en la capa *1300080T01* para acceder a la ventana **Layer Properties**, dirigirse a la pestaña **Symbology**, dar doble clic en el recuadro **Symbol**, abrir el botón **Edyt Symbol**, quitar el check del símbolo y hacer clic en **OK**.
- j) Ir a la pestaña **Labels** de la misma ventana **Layer Properties**, poner check en **Label features in this layer**, seleccionar lcc_max en **Label Field** y dar clic en **OK**.

5.4 Ajuste de equipos, selección de fusibles y coordinación

5.4.1 Ingreso del transformador de potencia y barra de bajo voltaje

- a) Para ingresar estos equipos se los debe seleccionar la pestaña crear equipo de la ventana de proyectos de CYMTCC y arrastrarlos al diagrama unifilar en donde se ubicaran y conectaran adecuadamente.

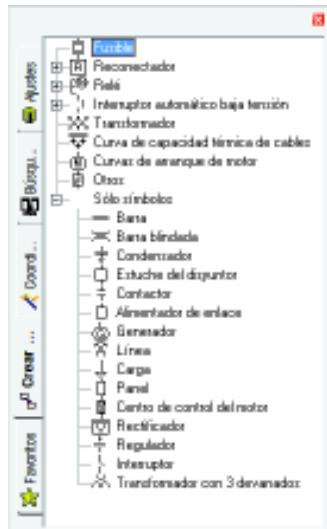


Figura 5.13. Ventana de proyectos de CYMTCC

- b) Los datos para la configuración de la barra y el transformador se muestran en las figuras 5.14 y 5.15 respectivamente

Figura 5.14. Datos de la barra

Figura 5.15. Datos del transformador de potencia

5.4.2 Ingreso de ajustes de relés de sobre corriente de alimentadores

- a) Para ingresar el relé en la cabecera del alimentador se escoge en la pestaña crear equipo el relé electrónico. Los parámetros a ajustarse para la configuración del relé son: voltaje de operación, protección de fase o neutro, la compañía fabricante, el tipo de curva del relé y el ajuste en tiempo (dial), el tap y sus pasos se definen en Toma L y Ext. de tomas, la relación de transformación del TC. En la opción dispositivo auxiliar se ingresa el tiempo de 200 ms que ocurre entre la operación del relé y apertura del disyuntor.

La figura 5.16 muestra la configuración para el relé de sobrecorriente del primer alimentador primario de la subestación San Agustín

The image shows a software interface for configuring a relay. The main window is titled "Relé" and contains several sections for configuration. The "Dispositivo" section includes "Número" (3) and "Tipo control" (Relé electrónico). The "General" section includes "Tensión de operación" (13.800 kV), "Protección" (Fase), "Compañía" (ASEA BROWN BOVERI), "Tipo" (ABB DPU 2000R E1), "Cuadrante tiempo" (4.000), and "Puesta trab." (0.01). The "Puesta en trabajo" section includes "Ext. de tomas" (0.25 / 12.0), "Tornal. (t. largo)" (3), and "Puesta trab. pins." (180.0 A). The "Modo de operación" section includes "Toma regulación con est." (checked), "Toma regulación sin est.", "Intensidad primaria", "Solo instantáneo", "Tiempo corto + inst. solamente", and "Múltiple del FLA del motor (0.0 [A])". A "Dispositivo auxiliar" dialog box is open, showing "Puesta en trabajo" (200 ms) and "Mostrar curva original" (checked). The bottom section includes "Compañía" (ASEA BROWN BOVERI), "Compañía" (A1), and "Descripción" (EXTREMELY INVERSE). A vertical label "Relé electrónico" is on the right side of the window.

Figura 5.16. Configuración del relé de fase del alimentador primario.

- b) La configuración del relé de neutro se la hace de igual forma que el de fase definiéndolo en la ventana general como protección de neutro.
- c) Para definir la corriente máxima de cortocircuito que observa el relé se toma en cuenta la corriente a la salida de la subestación obtenida en el estudio de cortocircuito realizado en CYMDIST, cuyo valor es de 4567 A, el cual se ingresa en el botón CC & CP.

Figura 5.17. Corriente de cortocircuito máxima del relé.

5.4.3 Selección de fusibles

- a) Para determinar el fusible tipo T que se ubicará en las derivaciones primarias, este se grafica en el diagrama unifilar debajo del relé del alimentador primario, la figura 5.18 muestra los parámetros a configurarse al ingresar un fusible en CYMTCC.

Figura 5.18. Configuración de fusibles

El voltaje de operación para el fusible es de 13,8 kV se puede escoger entre diversos tipos de fusibles existentes y en servicio nominal su capacidad.

- b) La reducción del 75% de la curva mínima de fusión se la puede dibujar en la pestaña *Coordinación*, definiendo un multiplicador de tiempo de 0,75 y aplicándola a la curva de despeje mínimo.

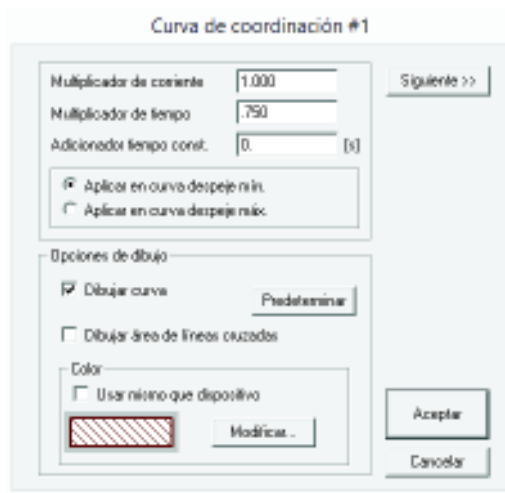


Figura 5.19. Curva de coordinación del fusible


- c) Para elegir la capacidad máxima del fusible que coordina con los relés del alimentador para fase y neutro se utiliza ícono *Ajuste Rápido*  que permite mover las curvas de los dispositivos de protección en función de sus parámetros de configuración.



Figura 5.20. Ajuste del fusible

- d) Los fusibles para las derivaciones secundarias y terciarias se escogen en base al criterio expuesto en el numeral 3.3.1 del capítulo 3 y se los configura como se indica en la figura 5.18.

- e) Los valores para las corrientes máximas de cortocircuito en los fusibles serán límites superiores de los rangos de corriente de la respectiva derivación, estos valores se ingresarán mediante el botón *CC & CP*.

5.4.4 Ingreso de ajustes de reconectores

En el caso de que se considere adecuado el uso del reconector para seccionar al troncal principal los ajustes de este dispositivo se los realiza de la siguiente manera:

- a) Ingresar el reconector cuyo control es: *Electrónico Cooper Form 4C* eligiéndolo de la pestaña crear equipo.
- b) Los parámetros ajustarse inicialmente son el voltaje nominal en 13,8 kV; en tipo de reconector se elige *NU-LEC U27-12*, solo se grafican las curvas lentas (CTC #2) del reconector seleccionándolas para fase y neutro las cuales son extremadamente inversas (EI) de acuerdo a la norma IEC 255. Las corrientes de operación para el reconector de fase y neutro se definen en Nominal (01p) y Nominal (01n) respectivamente, considerando que su valor será el 80% de las corrientes de pick up de los relés ubicados en la cabecera del alimentado primario.

Figura 5.21. Configuración general para del reconector

- c) Los ajustes de tiempo para el reconectador se los realiza con el botón *Regular CTC*, solo se selecciona la modificación de las curvas lentas (CTC#2).

The image shows a dialog box titled "Modificación CTC". At the top, there is a checkbox "Usando un Schwabler 351/651R / Elastinold" and a "Más info..." button. Below this are two main sections: "Ajustar CTC#1" and "Ajustar CTC#2". Each section contains three rows of settings: "Adicionador tiempo const", "Multiplicador", and "Tiempo respuesta mín". For each row, there are two columns of dropdown menus. In the "Ajustar CTC#2" section, the "Fase" and "Neutro" checkboxes are checked, while they are unchecked in the "Ajustar CTC#1" section. At the bottom right, there are "Aceptar" and "Cancelar" buttons.

Figura 5.22. Ajuste de tiempo del reconectador

- d) En el botón de *Coordinación* se escoge que el modo de operación de las curvas lentas de coordinación para el reconectador como *Definidas por el usuario para fase y neutro* aumentando un tiempo constante de 0,15 segundos.

The image shows a dialog box titled "Curva de coordinación del disyuntor de reconexión automática". It has several sections: "Modo de operación" with radio buttons for "Ninguno" and "Factor K"; "Opciones factor K" with checkboxes for "Dibujar todo fuente", "Dibujar todo carga", "Dibujar", and "Área del trayecto"; "Secuencias cumulativas" with checkboxes for "Dibujar curvas rápida y lenta" and "Dibujar tiempo total (Rápido + Lento)" for both "Curvas de fase" and "Curvas de puesta a tierra"; and "Definido/Usuario" with a dropdown menu showing "Fase rápido", "Fase lento", "Neutro Rápido", and "Neutro Lento". At the bottom, there are "Predeterminar", "Aceptar", and "Cancelar" buttons.

Figura 5.23. Configuración de curvas del reconectador

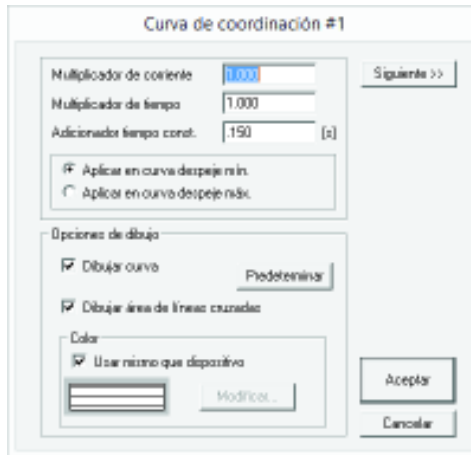



Figura 3.24. Curva de coordinación del reconectador.

- e) Se usa el ícono de *Ajuste Rápido*  para determinar el valor del multiplicador necesario en el cual la curva lenta del reconectador se ubica por debajo de la curva del relé.


5.4.5 Selección de fusibles aguas abajo del reconectador

Estos fusibles se seleccionan de igual manera como se explicó en el numeral 5.4.3 pero considerando como referencias las curvas lentas del reconectador de fase y neutro.

5.5 Identificación troncal y derivaciones en el alimentador primario

5.5.1 Rangos de las corrientes de cortocircuito

Se debe considerar los rangos de las corrientes de cortocircuito que se definen de las comparaciones explicadas en el numeral 3.3.3 del capítulo 3, estos rangos serán ingresados en ArcGIS, clasificados e identificados con distintos tipos de colores para cada una de las posibles derivaciones que pueden realizarse en el alimentador primario.

- a) Seleccionar la capa con las corrientes máximas de cortocircuito, dar clic derecho sobre la misma y seleccionar la opción **Open Attribute Table**.
- b) Escoger la opción  **Select by Attributes**.



- c) Para las derivaciones primarias, en la ventana de selección escoger el campo I_{cc_max} , en la cual se debe cumplir la condición: $I_{cc_max} \geq I_{primera\ comparación}$. Con los valores seleccionados dar clic derecho en la capa escoger la opción  **Export Data**, direccionar y guardar este layer dentro de la carpeta Capas con el nombre: Icc_DPrim.
- d) Para las derivaciones secundarias y terciarias se realiza de igual manera que en el literal c) previamente borrando la condición con el botón  **Clear Selection**, cumpliendo las condiciones y nombre para las capas:
 $I_{cc_max} < I_{primera\ comparación}$ **AND** $I_{cc_max} > I_{segunda\ comparación}$, capa: Icc_DSec y
 $I_{cc_max} \leq I_{segunda\ comparación}$, capa: Icc_DTer.
- e) Los formatos para la identificación visual de cada uno de los rangos de corrientes para las derivaciones se indican en la siguiente tabla.

Tabla 5.3. Formato para rangos de corrientes

Capa	Derivación	Color	Tamaño
Icc_D_Prim	Primaria	Mars Red	12
Icc_D_Sec	Secundaria	Creten Blue	12
Icc_D_Ter	Terciaria	Medium Apple	10









- f) Cuando se activan las curvas lentas del reconector, se debe diferenciar las corrientes antes y después del mismo, para lo cual se escoge las corrientes aguas arriba, dando clic en el botón  **List by Selection** de la ventana **Table of Contents** y seleccionando la capa 1300080T01. Con la opción de selección  **Select by Laso** traza una curva que encierre a los tramos de alimentador con sus corrientes de falla antes del reconector y se definen las derivaciones como se indica en los numerales c), d) y e) de este manual.
- g) Para las corrientes aguas abajo del reconector se abre la tabla de atributos (**Open Attribute Table**) con la selección previa y se da clic en el botón  **Switch Selection**, se procede de igual manera para las derivaciones con la diferenciación del nombre de las capas y su color, parámetros que se especifican en la siguiente tabla.

Tabla 5.4. Formato para rangos de corrientes aguas abajo del reconector.

Capa	Derivación	Color	Tamaño
Icc_R_D_Prim	Primaria	Tuscan Red	12
Icc_R_D_Sec	Secundaria	Dark Navy	12
Icc_R_D_Ter	Terciaria	Fir Green	10

5.5.2 Troncal principal

- a) Para identificar el troncal principal cargar la red del alimentador primario requerido en CYMDIST, seleccionar el botón  el cual permite resaltar el circuito desde la fuente hacia el tramo seleccionado, identificando la parte trifásica más alejada a la subestación.
- b) En ArcGIS abrir el alimentador primario, en donde se deben seleccionar los tramos que pertenecen al troncal, en la pestaña **Editor** seleccionar la opción  **Start editing**.
- c) En la ventana **Table of Contents**, escoger la pestaña  **List by Selection** y seleccionar únicamente la capa Tramo MT Aereo.
- d) Con la herramienta  **Select by Laso** se seleccionan lo tramos que pertenecen al troncal visualizado en CYMDIST y se da clic en la opción  **Attributes**, en la lista que se despliega en el campo **OBSERVACION** escribir *Troncal Principal*.
- e) En el listado de capas abrir las propiedades de la capa Tramo MT Aereo y ubicarse en la pestaña **Symbology** donde se añadirá la nueva observación pulsando el botón **Add Values** y en la ventana **Complete List** escoger el Troncal Principal

5.5.3 Derivaciones


Se repiten los pasos c), d) y e) del numeral 5.5.2 para las derivaciones primarias, secundarias y terciarias.

Los formatos de la capa Tramo MT Aereo para el troncal y las derivaciones se indican en la siguiente tabla.

Tabla 5.5. Formato de tramos para el troncal y derivaciones.

Elemento	Color	Nombre Color	Tamaño
Troncal Principal	Verde	Quetzal Green	4
Derivación Primaria	Amarillo	Solar Yellow	3
Derivación Secundaria	Azul	Lapis Lazuli	2
Derivación Terciaria	Naranja	Electron Gold	2

5.5.4 Ubicación de los fusibles

- a) En la pestaña  **List by Selection**, de la ventana **Table of Contents**, añadir la capa Seccionador Fusible.
- b) Dar clic en el menú **Editor**, desplejar la opción **Snapping** y seleccionar **Snapping Window**. En la ventana que se despliega seleccionar con un check en la columna **Vertex** las capas Poste y Tramo MT Aereo.
- c) En la ventana **Create Features** , seleccionar el número de fusibles requeridos y su capacidad, ubicarlos en el mapa para la protección de las respectivas derivaciones definidas anteriormente.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- La metodología para coordinación de protecciones empleada por EMELNORTE se basa en principalmente en el estudio de cortocircuito debido a que la magnitud de las corrientes máximas de cortocircuito se relaciona directamente con la topología del alimentador primario en estudio, lo cual permite determinar la capacidad de los fusibles.
- El estudio de coordinación ejecutado para los alimentadores primarios de la Subestación San Agustín se lo realizó desde la fuente hacia la carga considerando los ajustes de los relés de sobrecorriente ubicados en la cabecera de cada alimentador los cuales son dados por la coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE.
- Los fusibles tipo SloFast (SF) resultan ser los más adecuados para la protección de transformadores de distribución, debido al comportamiento dual de su curva característica, la cual se ubica sobre la curva de magnetización (permitiendo la energización normal del transformador) y por debajo de la curva de daño (protegiendo al transformador de sobrecargas sostenidas).
- La colocación de fusibles al inicio de las derivaciones busca proteger a los conductores de cada una de las derivaciones, el uso de fusibles tipo T resulta conveniente por su característica de operación “lenta” lo cual permite el despeje de fallas transitorias y la actuación del fusible solamente en condición de fallas permanentes.
- La operación instantánea del relé de sobrecorriente tanto en la cabecera de los alimentadores, como en el totalizador no debe ser activada debido que si esta operarí de manera descoordinada con los fusibles de las derivaciones haciendo poco selectivo al sistema ya que si llegara a ocurrir una falla se desconecta el alimentador en su totalidad.

- El uso de reconectores en los alimentadores primarios S2 y S3 no resulta conveniente debido a su cercanía a la subestación, lo cual no permite un margen de coordinación adecuado con el relé de sobrecorriente del alimentador.
- Debido a la topología y a la longitud relativamente corta de los alimentadores S1 y S3 en estos solo se pueden realizar derivaciones primarias del troncal principal, para el alimentador S2 se pueden realizar derivaciones primarias y secundarias.
- Para los alimentadores primarios S4 y S5 se activan las curvas lentas del reconector pudiendo en ambos casos realizar derivaciones primarias y secundarias aguas abajo del reconector.
- La homologación de fusibles tipo T a lo largo de las derivaciones de los alimentadores primarios permite el uso de una sola capacidad de fusible, lo cual reduce el tiempo de respuesta para su reposición.
- El manual de procedimientos detalla paso a paso las tareas que deben realizarse en cada uno de los programas computacionales requeridos a fin de determinar la coordinación de protecciones para los alimentadores primarios y puede ser aplicado a las demás subestaciones de EMELNORTE.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda trabajar con bases de datos actualizadas del sistema de distribución tanto de ArcGIS y CYMDIST de la subestación en estudio, teniendo de esta manera la topología real de los alimentadores primarios.
- Se recomienda implementar el presente estudio de coordinación a los alimentadores de la subestación San Agustín el cual permite la operación selectiva de los dispositivos de protección, lo cual reducirá notablemente los índices de calidad debido a la mayor selectividad del sistema ante interrupciones no programadas por fallas.
- Se recomienda utilizar la metodología de coordinación de protecciones y el manual de procedimientos a fin de determinar en extensiones de red de medio voltaje si el fusible ubicado en la última derivación tiene capacidad y puede brindar protección o se requiere la inserción de fusibles en las nuevas derivaciones.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. Villarroel, *Protecciones de Sistemas Eléctricos*. Temuco, Chile: Universidad de la Frontera, 2003.
- [2] S. Ramírez, *Protección de Sistemas Eléctricos*. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2005.
- [3] P.M. Anderson, *Power System Protection*. New York: Mc Graw Hill, 1999.
- [4] M. Ramírez, *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Nuevo León, México: Universidad Autónoma de Nuevo León, 2005.
- [5] S. Ramírez, *Redes de Distribución de la Energía*, 3ra ed. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2004.
- [6] J. Yebra, *Sistemas Eléctricos de Distribución*. Barcelona: Reverte, 2009.
- [7] T.A. Short, *Electric Power Handbook*. New York: CRC Press, 2004.
- [8] T.Gonen, *Electric Power Distribución System Engineering*. New York: CRC Press, 2008.
- [9] M. Oliveira, A. Bretas, O. Perrone, J. Reversat, H. Muñoz, R. Orellana, “*Principales Características de la Corriente Inrush en Transformadores*”, [Online]. Disponible: http://www.ceed.org.ar/wp-content/uploads/2012/12/Oliveira_et_al_Paper_1.pdf
- [10] O. Torres, “*La protección de los alimentadores de distribución*”, [Online]. Disponible: <http://blog.espol.edu.ec/econde/files/2012/08/Conferencia-7.-La-protecci%C3%B3n-de-losalimentadores-de-distribuci%C3%B3n.pdf>
- [11] L. Lawhead, J. Horak, V. Madani, M. Vaziri, “*A Survey of Cold Load Pickup Practices*”, Western Protective Relay Conference, October 25-27, 2005.
- [12] Fundación Universidad Nacional De San Juan, *Protección de sistemas eléctricos de potencia y automatismos*. Curso de posgrado, Quito: Corporación CENACE, 2001.

- [13] CYME Programas de análisis de redes eléctricas, [Online]. Disponible: <http://www.cyme.com/es/software/cymdist/>
- [14] *Manual y guía de referencia de CYMTCC*, CYME International Inc.
- [15] R. Puerta, J. Rengifo, N. Bravo, *ArcGIS 10 Básico*. Tingo María, Perú: Universidad Agraria de la Selva, 2011.
- [16] *Specification for High-Voltage Expulsion Type Distribution Class Fuses, Cutouts, Fuse Disconnecting Switches and Fuse Links*, ANSI Standard C37.42-1996
- [17] *IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays*, IEEE Std. C37.112-1996.
- [18] *Electrical relays - Part 3: Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time*. Internatuonal Standar IEC 255-3.
- [19] *IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration*, IEEE Std C57.109 – 1993 (R2008).
- [20] D. Cuasapaz, “*Estudio de coordinación de protecciones para los cinco alimentadores primarios de la subestación San Vicente, de la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE)*”. Trabajo de grado previo a la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico, Universidad Técnica del Norte, Ibarra, 2016.
- [21] J. Álvarez, “*Estudio e implementación del sistema de protecciones eléctricas de los alimentadores primarios de la subestación La Carolina de EMELNORTE S.A.*” Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2013.
- [22] O. Chacón, “*Coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE*”. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2014.
- [23] C. Cruz, “*Diseño de la coordinación del sistema de protecciones eléctricas en los alimentadores interconectados urbanos de la EERSA*”, Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2015.

- [24] L. Chanatasig, *“Coordinación de protecciones de los alimentadores primarios a 13,8 kV de la S/E Pujilí para la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi”*. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2016.
- [25] E. Romero, *“Coordinación de protecciones para la subestación eléctrica Buenavista de la zona de distribución de Poza Rica C.F.E.”*, Tesina para obtener el título de Ingeniero Mecánico Electricista, Universidad Veracruzana, Veracruz, México, 2003.