

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN TABABELA Y LA NUEVA SUBESTACIÓN EL QUINCHE EN CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL Y TRANSFERENCIA DE CARGA

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

VIVIANA ALEJANDRA MEZA GAIBOR

VERÓNICA ALEJANDRA ROSERO MORILLO

DIRECTOR: Dr.-Ing. Fabián Ernesto Pérez Yauli

Quito, Enero 2019

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Viviana Alejandra Meza Gaibor y Verónica Alejandra Rosero Morillo, bajo mi supervisión.

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

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotras, Viviana Alejandra Meza Gaibor y Verónica Alejandra Rosero Morillo, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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.

Viviana Alejandra Meza Gaibor

Verónica Alejandra Rosero Morillo

DEDICATORIA

A Dios, por ser la fuerza que necesito para alcanzar cada una de mis metas.

A mis padres Pablo y Nelly, que siempre están a mi lado y me inspiran con su trabajo.

*A mis hermanas Gabriela, Jazmín y Cristina, por ser mis cómplices y llenar mi vida de
felicidad y alegría.*

*A mis amigos, Esther, Verónica, Sandy, Fernanda, Kevin, Hugo, Juan, Ángel, Carlos,
entre otros, por ser parte de esta maravillosa etapa de mi vida y compartir conmigo
increíbles momentos.*

*Finalmente, a mis abuelitos Rosa y Gerardo, que aunque no puedan estar físicamente a mi
lado, marcaron mi vida, me hicieron inmensamente feliz, siempre estuvieron orgullosos de
mí y desde el cielo bendicen mi camino y me envían su eterno amor.*

Viviana

DEDICATORIA

A mis amados Padres, Hermana y Luli.

Verónica

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme la oportunidad de alcanzar esta meta y guiar mi camino.

A mi familia, por apoyarme cada día, brindarme su cariño y motivarme siempre.

A mi compañera y amiga Verónica por su paciencia y por ser siempre un impulso para conseguir nuestro objetivo.

A mis amigos, por ser un apoyo durante los momentos más difíciles, por cada locura y risa que hemos compartido.

Al Dr. Fabián Pérez, por su acertada guía, por brindar todo su conocimiento y ayudarnos en cada paso del estudio técnico.

Un agradecimiento especial a la Ingeniera Edith Ocampo, por su colaboración, paciencia y conocimientos en la realización del estudio técnico, también a todo el personal de la Empresa Eléctrica Quito por su constante ayuda.

Viviana

AGRADECIMIENTO

A Dios y la Virgen María que me han guiado y cuidado a lo largo de estos años y me permitieron terminar exitosamente mi carrera.

A mis padres Julio y Aída así como a mi hermana Fer por su incondicional apoyo manifestado durante mi carrera estudiantil.

Al Dr. Fabián Pérez por su acertada dirección en el desarrollo de este Proyecto.

A la Ing. Edith Ocampo, funcionaria de la Empresa Eléctrica Quito, por su valiosa participación durante el desarrollo del presente Estudio.

A mi compañera y amiga Viviana por su esfuerzo y dedicación ya que junto a ella logramos culminar con éxito este proyecto.

A mis amigos por compartir grandes experiencias a lo largo de mi vida estudiantil.

A la Escuela Politécnica Nacional por haberme abierto las puertas para mi formación académica.

Verónica

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	2
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	3
ÍNDICE DE CONTENIDO	1
RESUMEN	3
ABSTRACT	4
1. INTRODUCCIÓN	5
1.1 Objetivos	5
1.1.1 Objetivo General.....	5
1.1.2 Objetivos Específicos.....	6
1.2 Alcance	6
1.3 Justificación.....	7
2. MARCO TEÓRICO	8
2.1 Generalidades de un Sistema de Distribución.....	8
2.1.1 Demanda del Sistema de Distribución	9
2.2 Generalidades de un Sistema de Protecciones.....	10
2.2.1 Características del Sistema de Protecciones.....	10
2.2.2 Ventajas del Sistema de Protecciones.....	12
2.2.3 Propiedades de un Sistema de Protecciones	12
2.3 Fallas en el Sistema	14
2.4 Corriente de Cortocircuito.....	14
2.4.1 Corriente Máxima de Cortocircuito	15
2.5 Carga Fría y Corriente Inrush	15
2.6 Equipos de Protección de las Redes Eléctricas de las Subestaciones Tababela y El Quinche	16
2.6.1 Fusible	16
2.6.2 Reconectador.....	17
2.6.3 Relé.....	21
3. DESCRIPCIÓN Y MODELACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ.....	25
3.1 Descripción del Sistema Tababela y El Quinche.....	25
3.2 Modelación del Primario D de la Subestación El Quinche	26
3.3 Modelación del Equivalente de Fuente de las Subestaciones	28

3.4	Modelación del Equivalente de Carga con Demanda Máxima Coincidente	32
3.5	Distribución de Carga.....	36
3.6	Ubicación de Relés de Sobrecorriente y Reconectores en el Sistema	36
3.7	Ubicación Fusibles Tipo T	38
4.	FILOSOFÍA DE PROTECCIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	40
4.1	Filosofía de Protecciones	40
4.1.1	Salvado de Fusible.....	40
4.1.2	Arranque de la Función Temporizada (51).....	42
4.1.3	Arranque de la Función Instantánea	46
4.1.4	Coordinación Reconector – Fusible	51
4.1.5	Coordinación Relé de Cabecera – Reconector.....	55
4.1.6	Coordinación Reconector – Reconector	58
4.1.7	Coordinación Relé del Transformador – Relé de Cabecera.....	61
4.1.8	Coordinación Relé – Fusible.....	63
4.2	Resultados de la Coordinación	65
4.2.1	Coordinación del Escenario de Operación Normal.....	65
4.2.2	Coordinación del Escenario de Salida del Primario 58 A.....	86
4.2.3	Coordinación del Escenario de Salida del Primario 58 B.....	88
4.2.4	Coordinación del Escenario de Salida del Primario 58 C	90
4.2.5	Coordinación del Escenario de Salida del Primario 58 D	93
4.2.6	Coordinación del Escenario de Salida de la Subestación 58 El Quinche	96
5.	CONCLUSIONES	105
6.	RECOMENDACIONES.....	108
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	109
8.	ANEXOS.....	111
	ANEXO I. Información Histórica de Demanda del Sistema Tababela y El Quinche, período Junio – Noviembre del 2017	110
	ANEXO II. Valores de Ajuste de Coordinación	110
	ANEXO III. Gráficas de Coordinación de los Casos de Estudio.....	110
	ANEXO IV. Grupos de Operación de los Reconectores del Sistema Tababela – El Quinche	110

RESUMEN

El presente proyecto corresponde al estudio de coordinación de protecciones del sistema eléctrico de distribución comprendido entre la subestación Tababela (SE 31) y la subestación El Quinche (SE 58) que pertenecen a la Empresa Eléctrica Quito (EEQ). La coordinación se realizó para seis diferentes topologías: el escenario de operación normal, salida del primario A de la SE 58, salida del primario B de la SE 58, salida del primario C de la SE 58, salida del primario D de la SE 58, y la salida completa de la SE 58.

El trabajo ha sido realizado en el programa CYMDIST, el mismo que cuenta con un módulo denominado TCC, que permite la coordinación de protecciones. La EEQ proporcionó la información necesaria para: la modelación del alimentador D de la subestación El Quinche y la modelación del equivalente de fuente y equivalente de carga. Además, en el sistema modelado en el programa, se realizaron correcciones en la base de datos, previo a la coordinación de protecciones.

Se realizó un estudio de corrientes de cortocircuito en el escenario de demanda máxima y junto con la filosofía de protecciones de la EEQ se determinaron los ajustes de los equipos de protección considerando la coordinación: relé – relé, relé – fusible, relé – reconectador, reconectador – reconectador y reconectador – fusible. Se presentan casos normales y especiales de coordinación y las consideraciones de cada uno. Una vez coordinados los equipos para cada escenario, se ajustaron los valores de manera que se utilizó el menor número de grupos de operación y así la distribuidora pueda incrementar nuevas topologías utilizando los mismos reconectores.

PALABRAS CLAVE: Coordinación de protecciones, modelación de primario, filosofía de protecciones.

ABSTRACT

The present project corresponds to the coordination of an electrical distribution system protections study between the Tababela substation (SE 31) and the El Quinche substation (SE 58) belonging to the Empresa Eléctrica Quito (EEQ). The coordination was carried out for six different topologies: the normal operation scenario, disconnection of the primary feeder A, disconnection of the primary feeder B, disconnection of the primary feeder C, disconnection of the primary feeder D, and the complete disconnection of the SE 58.

This work has been carried out in the CYMDIST program, which has a module called TCC, which allows the coordination of protections. The EEQ provided the necessary information for: the modeling of feeder D, which belongs to El Quinche substation and the modeling of source equivalent and load equivalent. In addition, the system modeled in the program, corrections were made in the database, prior to the coordination of protections.

A study of short-circuit currents in the maximum demand scenario was carried out and with the protection philosophy of the EEQ, the coordination of protection equipment was setting considering the relay- relay, relay- fuse, relay- recloser, recloser- recloser and recloser- fuse coordination. There are normal and special cases of coordination and the considerations of each one. Once the equipment of each scenario was coordinated, the values were adjusted so that the smallest number of operating groups was used and the distributor could increase new topologies using the same reclosers.

KEYWORDS: *Coordination of protections, primary modeling, protection philosophy.*

1. INTRODUCCIÓN

La cantidad de fallas presentadas en los primarios A y C de la Subestación Tababela (SE31) de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), ocasionaban que el sistema sea vulnerable a un sin número de desconexiones provocando inconvenientes a los abonados, disminución en la calidad de servicio técnico, riesgo a la integridad del personal, daño y pérdida de vida útil de los equipos, por citar los más relevantes. Por tal motivo, la EEQ con base a un estudio de análisis de desconexiones mayores a 3 minutos de los alimentadores A y C de la Subestación Tababela (SE31) en el período 2012-2016, en el que se encontró como resultados que el alimentador A había experimentado 38 desconexiones mayores a 3 minutos, con un promedio de duración de 1h 4min por desconexión, y el alimentador C ha presentado 27 desconexiones por fallas con un promedio de 1h 3min por desconexión, optó como solución a dicho problema, la implementación de una nueva subestación, de tal manera que se reduzca la cargabilidad de los alimentadores A y C de la subestación Tababela (SE31) y de este modo asegurar un servicio eléctrico continuo y seguro.

El cambio propuesto implica la construcción de la nueva subestación El Quinche (SE58) conformada por cuatro primarios A, B, C y D, los cuales tomarán carga de ambos alimentadores (A y C) de la subestación Tababela (SE31); se debe tomar en cuenta que la EEQ ha planificado la posible transferencia de carga ante condiciones de falla, las cuales han sido valoradas de manera estadística, de modo que los puntos de transferencia ya han sido definidos, siendo en total cuatro casos de transferencia entre alimentadores. Otra condición a considerar, es la salida de servicio de la Subestación el Quinche en cuyo caso será necesario transferir toda la carga alimentada eléctricamente por esta subestación hacia la subestación Tababela. Es decir, la EEQ al tener problemas con la continuidad de servicio, con base en la política que maneja presenta seis escenarios con mayor número de fallas que requieren un estudio de coordinación de protecciones, puesto que de cada escenario se genera una nueva configuración de red o topología que necesita un esquema individual de coordinación de protecciones para la correcta operación de los reconectores y relés y así mejorar la confiabilidad.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo General

- Desarrollar un estudio de coordinación de protecciones adaptado a las diferentes topologías de la red eléctrica comprendida entre las subestaciones Tababela y El

Quinche para garantizar la minimización del tiempo de desconexión de carga ante condiciones de falla.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Relevar la base de datos de la subestación Tababela y El Quinche, proporcionada por la Empresa Eléctrica Quito.
- Disponer de un modelo digital en CYMDIST para la realización de flujos de potencia y cortocircuitos, como estudios previos a la realización de coordinación de protecciones.
- Realizar la coordinación de protecciones considerando la operación normal del sistema y para las cuatro distintas topologías de transferencia de carga en la cabecera de la subestación El Quinche y para la salida intempestiva o desconexión de la subestación en mención, tomando en cuenta la filosofía de protecciones de la EEQ.

1.2 Alcance

El presente trabajo de titulación consiste en un estudio de coordinación de protecciones para el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito, específicamente de los primarios A y C de la subestación Tababela (SE31) y A, B, C y D de la subestación El Quinche (SE58). Dentro del trabajo se va a considerar los escenarios de operación normal, cuatro transferencias y la salida de la subestación El Quinche.

La información proporcionada por parte de la Empresa Eléctrica Quito para el desarrollo de este trabajo, abarca la base de datos en CYMDIST donde ya están modelados tres de los cuatro primarios mencionados, además se facilitará también la información para la modelación del primario D, la memoria técnica del proyecto donde se encuentran los diferentes estudios de confiabilidad, la estadísticas de las fallas más frecuentes del sistema y las coordenadas para la ubicación de los reconectores dentro del sistema.

Con base a la información proporcionada, en primera instancia se modelará en CYMDIST el primario D, que es el primario faltante. Luego de ello, dentro de la modelación de los cuatro alimentadores se colocarán los reconectores y relés de sobrecorriente en los lugares especificados por la EEQ.

Una vez completada la modelación, considerando el estado de demanda máxima, se procederá a analizar los diferentes escenarios de coordinación. El primer caso es la coordinación de protecciones en condiciones normales, es decir, como deben operar las

protecciones de manera correcta sin presentarse transferencias de carga. Para los demás casos, se considerarán los cuatro escenarios de transferencia de carga identificados por la EEQ. Estos casos corresponden a fallas que provocan la desconexión en cabecera de cada uno de los primarios señalados. Adicionalmente, se analizará un último escenario para la coordinación, el cual concierne a la desconexión completa o salida de la subestación El Quinche.

El estudio de coordinación se fundamentará en la filosofía de protecciones de la EEQ, de modo que se asegure una operación adecuada de las protecciones a través de las curvas características de tiempo-corriente de los reconectadores y relés de sobrecorriente. La coordinación de protecciones, será realizada mediante estudios de flujos de potencia y de análisis de cortocircuitos a través simulación en el software computacional CYMDIST.

1.3 Justificación

Una vez finiquitado el proyecto técnico, la Empresa Eléctrica Quito contará con una base de datos relevada y validada. También contará con el modelo completo del sistema eléctrico que comprende la subestación Tababela, la nueva subestación el Quinche y los cuatro primarios con sus respectivos equipos de protección ubicados, con ello la EEQ puede utilizar la modelación para otras topologías o cambios.

Cada uno de los seis escenarios planteados presenta una coordinación de protecciones en CYMDIST para una topología diferente, lo que le permitirá a la EEQ tomar decisiones operativas adecuadas para cada configuración de la red del sistema propuesto, precautelando la continuidad de servicio.

El desarrollo del presente estudio técnico, permitirá implementar una acertada coordinación de protecciones, con el fin de reducir los efectos de los cortocircuitos en el equipo protegido y de esta manera mejorar la calidad del servicio al aislar aquellos elementos que por su operación defectuosa puedan producir mayores perturbaciones.

2. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presenta una recopilación de los conceptos y descripciones que forman parte del sistema de distribución y sistema de protecciones, con el objetivo de comprender mejor el estudio técnico. Dentro de la información se destaca el funcionamiento y aplicación de varios de los componentes del sistema, así como la definición de varios términos que se utilizan durante el desarrollo del proyecto.

2.1 Generalidades de un Sistema de Distribución.

El sistema eléctrico está formado por diferentes fases que son generación, transmisión, distribución y carga o consumo. La etapa de distribución es en la que se disminuye el voltaje y se empieza a repartir la energía a las diferentes zonas de carga, suele llevarse la mayor parte de la inversión debido a que la misma se puede considerar sumamente compleja por las variaciones de carga, el rápido crecimiento de la demanda, las fallas que se presentan y las pérdidas de energía [1]. Para asegurar el correcto funcionamiento de esta parte del sistema, es necesario invertir en planificación, equipos de protección y mantenimiento, de tal manera que se cumplan los parámetros de calidad y se mantenga el servicio continuo.

Los Sistemas de Distribución son diferentes de los Sistemas de Transmisión y Subtransmisión, puesto que estos operan en bajos voltajes y presentan cargas a lo largo de su recorrido. Un sistema de distribución está constituido por una línea trifásica llamada alimentador, ramales laterales de circuitos monofásicos, bifásicos, o trifásicos, transformadores de distribución, cargas y sistemas de protección y maniobra. En la Figura 2.1 se muestra un típico sistema de distribución, junto a sus componentes.

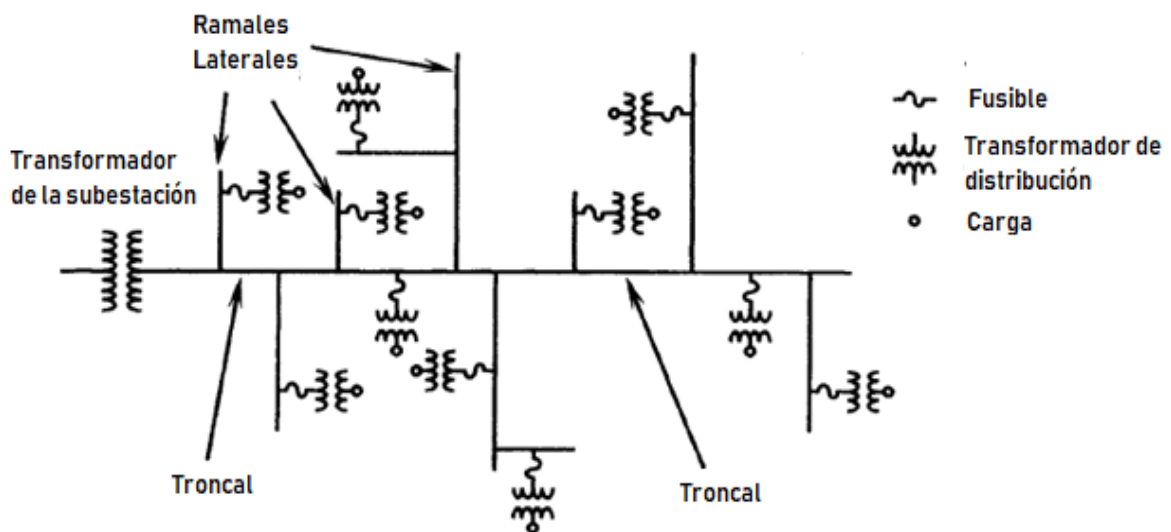


Figura 2.1 Esquema de un Sistema de Distribución [2].

Con el objeto de mejorar la confiabilidad de los alimentadores, es necesario seccionar el alimentador, por lo cual es de gran importancia que los equipos de protección y maniobra sean ubicados de manera estratégica a lo largo de los recorridos del alimentador, de modo que al ocurrir una falla en el sistema, estos equipos logren detectar y despejar la falla. A menudo son incluidos equipos de protección en los ramales laterales de los alimentadores, el propósito de incluir dichas protecciones es para aislar las fallas permanentes y temporales y así permitir la restauración del servicio eléctrico en todo el sistema exceptuando la zona con falla. En la Figura 2.2 se muestra un Sistema de Distribución con equipos de protección [2].

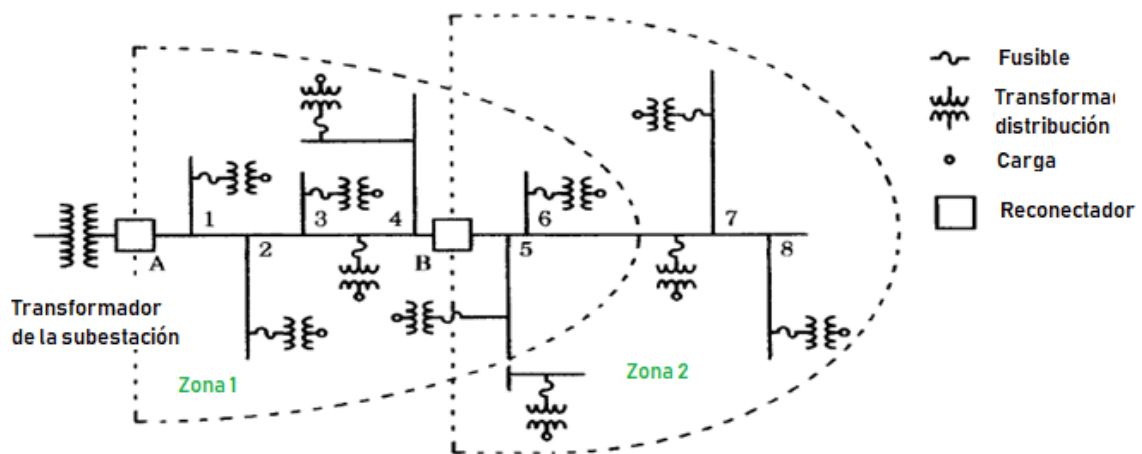


Figura 2.2 Esquema de un Sistema de Distribución con equipos de protección [2].

2.1.1 Demanda del Sistema de Distribución

La demanda de un sistema eléctrico es la carga promedio conectada en un intervalo de tiempo específico, es utilizada para conocer la potencia activa, reactiva y la corriente. Generalmente, se utiliza los datos de demanda para dimensionar los equipos que serán colocados en la red, para ello, se considera la demanda de cada usuario, tipo de usuario, y tiempo en el que se conecta la mayor cantidad de dispositivos, para la cual se utiliza especialmente la demanda máxima en un período de tiempo [3].

La demanda máxima es el mayor valor de carga presente en un sistema en un intervalo de tiempo establecido con anterioridad, denominado tiempo de trabajo. Este valor suele presentarse entre las 18:00 y las 22:00 horas, varía dependiendo de las características de la carga. La demanda máxima es importante debido a que es el punto pico de la curva de demanda y aquí se presenta la mayor caída de voltaje de un sistema en estudio, y además

ocasiona que existan valores altos de pérdida de energía y potencia. Cada usuario presenta una demanda máxima en una hora diferente, por lo tanto, la demanda máxima del sistema llega a diferir con la demanda máxima de los usuarios, a la demanda del sistema se la denomina demanda máxima coincidente [4].

La demanda máxima coincidente representa la demanda de un conjunto de cargas que pueden estar o no relacionadas entre sí, en un intervalo de tiempo. Para obtener la demanda máxima coincidente, se suman las cargas o demandas de todos los usuarios en un mismo intervalo de tiempo, de esta manera se genera una nueva curva de demanda. El máximo valor de esta curva es la demanda máxima coincidente, este valor difiere de los puntos de demanda máxima de cada usuario individual, como se muestra más adelante en la Figura 3.7 [4].

2.2 Generalidades de un Sistema de Protecciones

Un sistema de distribución y en general un sistema eléctrico se encuentra expuesto a diferentes perturbaciones, cambios de carga, fallas en equipos e instalaciones sea por maniobra o por agentes externos y medioambientales, entre otros. Al presentarse este tipo de eventualidades se puede perder la continuidad y disminuir los índices calidad de servicio técnico. Por estas razones, es necesario tener un sistema de protecciones, el mismo que se encarga de detectar las fallas y despejarlas. Básicamente consiste en aislar la falla a través de acciones de desenergización de ciertos tramos del sistema y una vez se haya eliminado el problema, se procede a realizar acciones para restablecer el servicio, buscando siempre afectar a la menor cantidad de consumidores. Dentro del sistema de protecciones se deben poner en consideración normas, estudios de fallas, estados de demanda y filosofía para coordinar equipos, pues depende de todos estos aspectos el éxito de la cobertura y protección del sistema.

2.2.1 Características del Sistema de Protecciones

El sistema de protecciones debe ser diseñado de tal manera que actúe solamente en el caso de presentarse una falla, de igual manera se debe buscar que se quede sin servicio la menor cantidad de usuarios, razón por la cual cada dispositivo que se utilice protegerá una zona en específico y dependiendo de su ubicación, será respaldo de otro equipo, como se observa en la Figura 2.3 [5]. Estas zonas de protección se enfocan en cubrir equipos, líneas y barras, se puede presentar que varios equipos se encuentren protegiendo un elemento del sistema eléctrico, dado esto, actuarían varias protecciones provocando una desenergización de carga mayor, por este motivo es necesario que exista una coordinación entre los elementos de protección de tal manera que actúe primero la *protección primaria*

y luego la *protección de respaldo*. Si bien al presentarse una falla los equipos se activan al mismo tiempo, operan en tiempos diferentes.

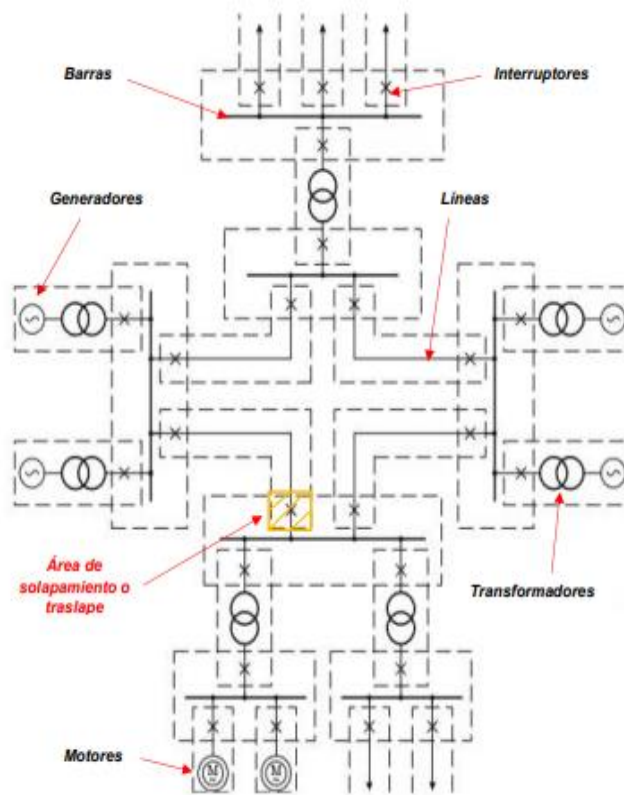


Figura 2.3. Zonas de Protección [5]

Protección Primaria

La protección primaria son todos los equipos que deben actuar automáticamente al momento de detectarse una falla en el sistema. Entonces, el equipo que se encuentra primero aguas arriba de donde se ha generado la falla, debe operar, de tal forma que un tramo se queda sin energía eléctrica pero se mantiene la alimentación en el resto del sistema. Dependiendo de la zona que se desea proteger, la filosofía de protecciones y el tipo de falla, actúan diferentes equipos sean fusibles, reconectores o relés [5].

Protección de Respaldo

La protección de respaldo tiene como función actuar si la protección primaria por cualquier motivo no ha operado o si dentro de un tiempo estipulado la falla no se ha eliminado. Cuando este tipo de protección opera, implica que una mayor cantidad de carga se ha desconectado.

Esta protección de respaldo puede ser local o remota. La protección es de respaldo local cuando se encuentra localizada dentro de la zona en donde la falla ocurre, generalmente

se habla de esta protección cuando se encuentra en la misma subestación. Ahora bien, la protección de respaldo remoto se presenta cuando está localizada en zonas adyacentes o en una segunda subestación [5].

2.2.2 Ventajas del Sistema de Protecciones

Un sistema de distribución al estar expuesto a perturbaciones es propenso a continuas desconexiones, provocando molestias a los usuarios, daño de equipos, riesgo a la integridad del personal entre otras, es así que un sistema de protecciones es de vital importancia puesto que detecta y aísla automáticamente las fallas presentadas en el sistema. Las ventajas más relevantes de un sistema de protecciones se mencionan a continuación [6]:

- El sistema de protecciones permite aislar fallas permanentes y fallas transitorias hasta su despeje sin afectar al resto del sistema de distribución.
- Consigue que se desconecte la menor cantidad de carga en el caso de fallas permanentes o de fallas transitorias.
- La falla es localizada más rápido y el sistema actúa de manera automática.
- Se evita daño a dispositivos e instalaciones.
- Mayor vida útil de conductores y equipos.
- Disminución de riesgos para el personal.

2.2.3 Propiedades de un Sistema de Protecciones

Un sistema de protecciones debe ser capaz de reducir al mínimo los efectos de las fallas sobre el equipo protegido y de esta manera mejorar la calidad del servicio al aislar aquellos elementos que por su operación defectuosa puedan producir perturbaciones y complicaciones en el sistema. Con base al manifiesto anterior, es de gran importancia que todo sistema de protecciones garantice el cumplimiento de las propiedades detalladas a continuación. Las siguientes definiciones fueron tomadas de la referencia [2].

Sensitividad

Es la capacidad de todo sistema de protecciones, para detectar hasta la mínima falla o anomalía del sistema. Al presentarse dichas perturbaciones, el sistema de protecciones debe operar de manera que la falla no cause daños irreparables.

Selectividad

La selectividad en un sistema de protecciones se refiere a la operación exclusiva de los dispositivos de protección más cercanos a una falla, es decir su actuación únicamente deberá sacar de servicio la región del sistema afectada por la falla o en su defecto la menor porción posible. Además, el sistema de protecciones deberá estar en condiciones de diferenciar entre la operación temporizada o instantánea de los dispositivos de protección, o simplemente reconocer donde la protección no debe operar.

Rapidez

La propiedad de rapidez hace mención a que el sistema de protecciones deberá operar rápidamente frente a una perturbación, minimizando los efectos de las fallas en el sistema y garantizando la seguridad del personal.

Confiabilidad

La confiabilidad de un sistema es definido como la probabilidad que el sistema de protecciones funcione correctamente cuando se lo requiera. Para que un sistema sea considerado como confiable debe tener dos aspectos importantes:

- El sistema deberá operar en la presencia de una falla que esté dentro de su zona de protección.
- El sistema no deberá operar innecesariamente debido a fallas ocurridas fuera de su zona de protección o en caso de no existir una falla.

Seguridad

Esta propiedad se refiere a la capacidad que presenta un dispositivo de protección para actuar exclusivamente en su zona de protección, y evitar la intervención del equipo bajo presencia de fallas fuera de su zona protegida.

Dependabilidad

Se dice que un sistema de protecciones presenta esta propiedad cuando en caso de ocurrir alguna anomalía, las protecciones operaran y por el contrario si no ocurre alguna falla en el que el sistema se vea afectado, el sistema de protecciones no deberá operar.

2.3 Fallas en el Sistema

Una falla o perturbación es una anomalía que se presenta en la red, la misma que puede provocar daño en equipos, conductores y el desabastecimiento de la carga, en otras palabras se habla de una interferencia en el flujo de corriente que saca al sistema de su estado de operación normal [4].

Una falla puede ser *temporal* o *permanente*, es importante tener claro la presencia de ambas fallas en el sistema, debido a que según la filosofía de protecciones que se aplique, deben actuar diferentes equipos para eliminarlas.

Las fallas temporales son de corta duración y se despejan antes que ocasionen problemas de mayor magnitud en los equipos, básicamente son eliminadas una vez que operan los equipos de protección, al detectarlas, las aíslan y éstas desaparecen. Entre las fallas más comunes se tienen arcos eléctricos en la superficie de aisladores provocados por descargas atmosféricas, movimiento en péndulo de los conductores lo que ocasiona contacto entre los mismos, ramas, animales o cualquier objeto que ha hecho contacto con los conductores por un período pequeño de tiempo. Alrededor del 80% de las fallas en los sistemas de distribución son temporales, sin embargo, pueden llegar a ser permanentes si no son despejadas a tiempo [7].

Las fallas permanentes son de duración prolongada, pese a que el circuito se haya desconectado, una vez realizada la reconexión se mantiene la falla, algunos equipos de protección están programados de tal manera que desconectan y reconectan al sistema un cierto número de veces con el objetivo de que la falla en ese tiempo se despeje. Muchas veces es necesario que la falla se elimine de manera manual, por este motivo los dispositivos de protección se bloquean y quedan abiertos hasta que la falla sea eliminada, luego de lo cual se resetean. Las fallas permanentes más comunes se dan por el daño de conductores u otros equipos que conforman parte del sistema eléctrico, debido a que alguno se haya roto, accidentes en los postes y caídas de los mismos, entre otros [7].

2.4 Corriente de Cortocircuito

El cortocircuito es una falla que se da cuando existe una conexión de baja impedancia o impedancia prácticamente nula entre dos puntos o conductores donde hay una diferencia de potencial, esto produce una corriente muy elevada denominada corriente de cortocircuito. La corriente de cortocircuito va a variar dependiendo de diferentes factores como es el tipo de falla y la impedancia de falla, con base en dichos aspectos para estudios de protecciones, generalmente se tienen presente la corriente de cortocircuito máxima y mínima.

2.4.1 Corriente Máxima y Mínima de Cortocircuito

Los valores de corriente de cortocircuito considerados para los diferentes estudios de fallas que permiten: conocer la reacción del sistema a dichas perturbaciones, tomar medidas de protección, seleccionar dispositivos del sistema y coordinar los equipos de protección, son las corrientes de cortocircuito máxima y mínima.

La corriente de cortocircuito máxima ocurre en condiciones de máxima generación e impedancia de falla nula. Estas corrientes son empleadas para determinar el rango máximo de interrupción de equipos.

La corriente de cortocircuito mínima se presenta bajo las siguientes condiciones: voltaje mínimo, impedancia de la fuente de mínima generación y valores de impedancia de falla diferentes de cero. Es de gran importancia esta corriente puesto que ésta debe ser comparada con la corriente de carga máxima y así asegura que no existe ambigüedad entre los dos valores.

Para obtener las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas se deben considerar las cuatro tipos de fallas: fallas trifásicas (LLL), fallas línea- línea-tierra (LLT), fallas línea-tierra (LT), fallas línea-línea (LL).

- Las fallas trifásicas son fallas simétricas y se presentan en sistemas trifásicos, generalmente poseen el valor más alto de corriente de falla.
- Los tres otros tipos de fallas, fallas línea-línea-tierra, línea-tierra y línea-línea, son fallas asimétricas, comúnmente presentes en sistemas monofásicos y trifásicos.

A pesar de lo mencionado en esta sección, y de conformidad a lo establecido en la Filosofía de Protecciones de la EEQ (ver Capítulo 4) en el presente trabajo se consideran únicamente las corrientes máximas de cortocircuito.

2.5 Carga Fría y Corriente Inrush

Las corrientes de falla de cortocircuito son sumamente elevadas y generan la actuación de los equipos de protección, no obstante, existen eventos que de igual manera pueden llegar a producir altas corrientes pero que al tratarse de condiciones tolerables, se espera que los equipos se mantengan en funcionamiento, estos son los casos de corrientes de arranque de carga fría e Inrush.

Se denomina carga fría a una carga máxima o sobrecarga en un tiempo corto que se da al reenergizar circuitos después de una desconexión prolongada. La corriente que se genera debido a todas las cargas conectadas instantáneamente en un lapso de alrededor de 1

segundo puede alcanzar valores de 2 a 6 veces la corriente nominal del transformador de distribución, la naturaleza de esta variación depende netamente del tipo de carga conectada [8].

De forma parecida sucede con el efecto dado por la corriente transitoria Inrush o de magnetización de los transformadores, esta corriente aparece cuando se energiza el transformador y se magnetiza el núcleo del mismo, es transitoria debido a que dura alrededor de 0.1 segundos y puede alcanzar valores de 8 a 12 veces la corriente nominal del transformador. Esta corriente se amortigua rápidamente en pocos ciclos, por este motivo los equipos de protección son calibrados de tal manera que toleren estas corrientes o a su vez que su tiempo de actuación se retrase, pues este efecto debe desaparecer antes del funcionamiento de los mismos [8].

2.6 Equipos de Protección de las Redes Eléctricas de las Subestaciones Tababela y El Quinche

El sistema de protecciones está formado por elementos como relés, reconectadores y fusibles, que si bien existen otros, estos equipos son los que se tomarán en cuenta para la coordinación. Es necesario considerar la información de los relés de sobrecorriente de las subestaciones indicadas y los reconectadores de la red, en el proceso de coordinación de protecciones. La EEQ dispone de los siguientes equipos: relés SIMENS 7SJ641 y General Electric F60 y T35, los cuales se encuentran integrados a las subestaciones El Quinche y Tababela respectivamente, reconectadores NOJA y Fusibles Tipo T en los alimentadores.

2.6.1 Fusible

El fusible es probablemente el equipo de protección más sencillo para sobrecorriente. Se dividen en fusibles de bajo y alto voltaje. Frente a cambios bruscos de corriente, el fusible dependiendo del tipo que sea posee un alto poder de ruptura, de esta manera desconecta una sección de la red protegiendo así al sistema. Los fusibles comúnmente utilizados son: fusible de desionización, fusible de expulsión y fusible de material sólido. Los fusibles tienen dos curvas principales que se consideran a la hora de coordinar equipos, estas son la curva mínima de fusión y la curva máxima de despeje, como se observa en la Figura 2.4.

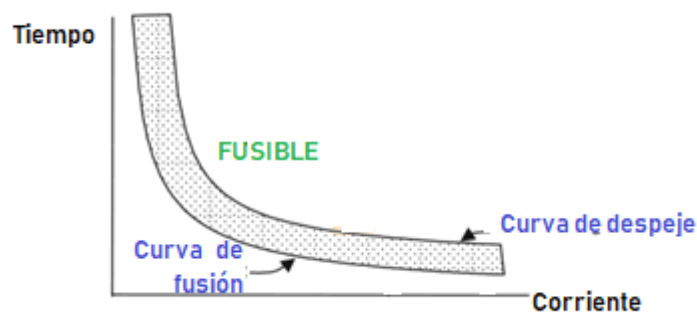


Figura 2.4. Curvas del Fusible [9]

En los sistemas de distribución generalmente se utilizan fusibles de expulsión, que tienen la función de proteger tanto a los equipos como a las redes eléctricas de tal manera que el suministro de energía eléctrica se mantenga constante al mayor número de consumidores. Tomando en cuenta que el costo de este tipo de fusible es bastante bajo en comparación con el equipo que va a proteger, resulta una inversión práctica y acertada.

Existen varios tipos de fusibles, que varían básicamente por sus componentes constructivos, velocidad de actuación y valores nominales de falla. Entre ellos se tiene los fusibles tipo K, T, H y Dual. De los cuales los favoritos por un largo período de tiempo han sido los K y T dependiendo de las necesidades del sistema, ya que los tipo K poseen un elemento rápido de operación y los tipo T poseen un elemento lento.

La EEQ para las derivaciones ha propuesto utilizar fusibles tipo T. Estos fusibles al poseer un elemento lento, implican que soportan altas corrientes transitorias, generalmente causadas en casos de corrientes de arranque, corrientes Inrush y carga fría.

2.6.2 Reconectador

El reconectador es un equipo de protección que permite desconectar y conectar automáticamente un circuito frente a la existencia de una falla. En un sistema de distribución se presentan una gran cantidad de fallas temporales, por lo que la mejor opción es aislar el elemento en falla por un tiempo corto y volverlo a conectar al sistema, puesto que de ser falla temporal, la causa de la misma puede simplemente desaparecer.

En este tipo de equipos se puede definir ciertos parámetros como el tiempo y modo de operación, grupos de operación, momento del disparo, etc. Los reconectores utilizados generalmente son los trifásicos, cuyas características varían dependiendo del sistema de control, exigencias de la empresa y el fabricante. Generalmente, los reconectores pueden reconectar cuatro veces el sistema dependiendo de la configuración del mismo,

adicionalmente se tiene la posibilidad de tener dos tipos de operación, que son lenta y rápida, como se muestra en la Figura 2.5, cada operación es representada por una curva que varía dependiendo de si se está trabajando con la fase o con el neutro, se tiene entonces curva rápida de fase, curva lenta de fase, curva rápida de neutro y curva lenta de neutro, como indica la Figura 2.6. Estas características permite la coordinación de los reconectores con otros equipos de protección dentro del sistema.

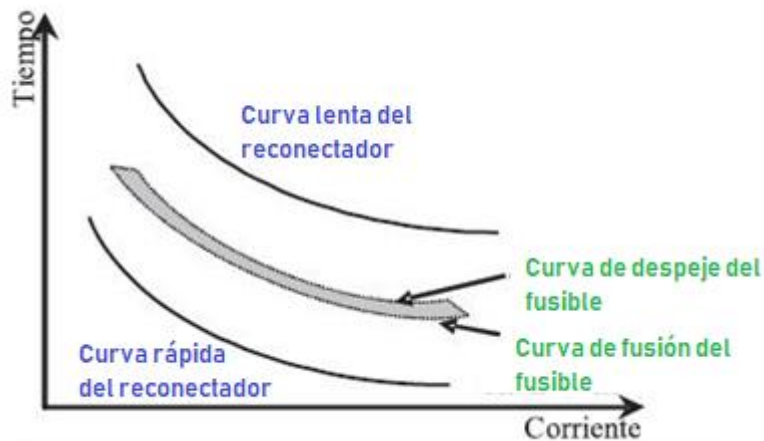


Figura 2.5. Curvas del Reconector y del fusible [10]

Además de lo señalado anteriormente, los reconectores poseen dos tipos de curvas que los caracterizan, la una es la curva instantánea y la otra que es la curva lenta o temporizada y que pueden ser varias dependiendo del tipo de reconector. Se tiene que la curva instantánea arranca para valores máximos de corriente de cortocircuito y las curvas temporizadas en valores de corriente obtenidos a partir de un estudio de flujo de carga de cada elemento de protección, como se observa en la curva "A" de la Figura 2.6.

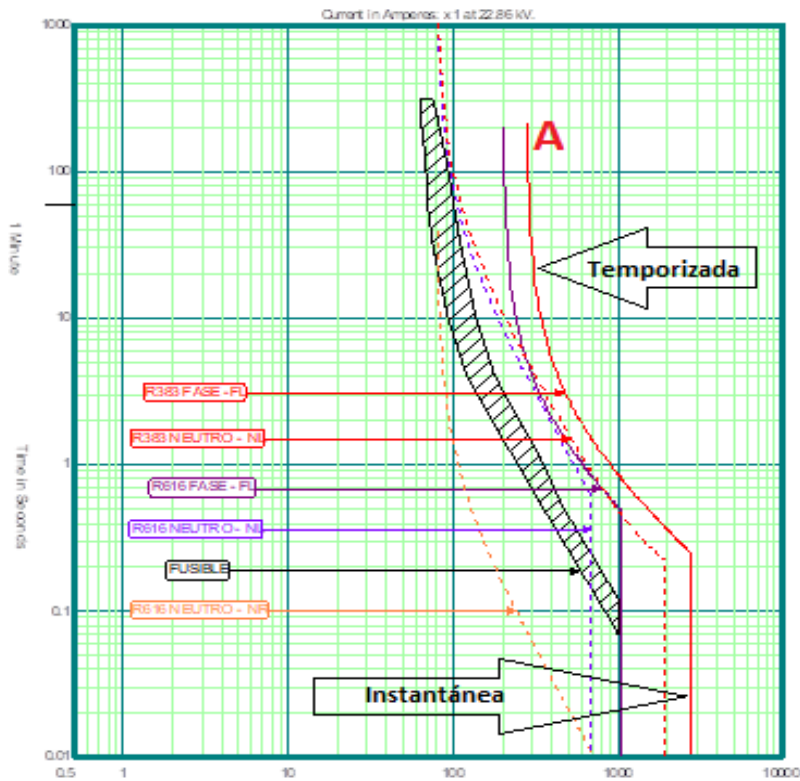


Figura 2.6. Curvas lentas y rápidas del reanclador [Captura de CYMDIST TCC]

Al momento de coordinar estos dispositivos es importante tener en cuenta que se necesita mover las curvas de tal manera que exista una separación de tiempo de actuación entre las mismas, para facilitar esto se tienen funciones como el dial y el adicionador que permiten mover las curvas en el tiempo, estas características permiten luego setear los equipos.

El dial o lever es un multiplicador que permite mover una misma curva entre distintos tiempos de operación y una corriente dada [11]. Hoy en día los valores que se toman para un dial son sumamente específicos, pueden ir desde números enteros como 1 ó 2, etc., hasta valores más precisos como 0.35, 0.05, etc., lo cual permite mayor precisión al momento de coordinar equipos. Esta característica no solo se presenta en reancladores, también se la utiliza en relés.

El adicionador de tiempo permite variar la curva en el tiempo manteniendo la corriente al igual que el multiplicador, la diferencia existe en que en esta característica se incrementa sumando el tiempo en pasos muy pequeños, menores a 0.01 segundos, al ser la escala logarítmica se observa diminutas variaciones a nivel de corrientes más bajas, y variaciones más significativas en corrientes más altas en la curva temporizada. Esta opción permite

calibrar de manera más fina el tiempo de separación entre curvas. A diferencia del dial, esta característica solo la poseen los reconectores, no la tienen los relés.

Existen diferentes marcas y tipos de reconectores, para el caso de este estudio se utilizarán los reconectores NOJA.

Estos reconectores automáticos están diseñados para uso en líneas de distribución aéreas y en aplicaciones de subestaciones con voltajes hasta los 38 kV. En la Figura 2.7 se muestra un reconector existente en el sistema de la EEQ.



Figura 2.7 Reconector automático [12].

La función principal de este reconector automático es la de actuar como un interruptor que dispara al detectar una falla en el sistema y posteriormente permite la restauración del servicio eléctrico. Este reconector también puede ser usado como un seccionador, para lo cual si una falla es detectada, se realiza el conteo de protección y la falla es interrumpida por un equipo aguas arriba, adicional a esto el reconector permite realizar un disparo de protección en el último ciclo para reducir el número de operaciones del equipo aguas arriba [12].

Operación de Reconexión

En el programa de simulación CYMDIST se puede incorporar las funciones de protección que ya tiene cada equipo, en este caso una de esas funciones es la reconexión. Dentro del simulador se llenan varios datos; en primer lugar el número de operaciones que implica el número de veces que va a actuar el equipo. Como se puede observar en la Figura 2.8, si se tienen configuradas 3 operaciones, implica que el equipo a la tercera operación abre definitivamente lo que se denomina bloqueo. Las dos operaciones anteriores representan las reconexiones. Los tiempos que se consideran para la reconexión y el número de operaciones son parámetros de ajuste establecidos por el área de operación y

mantenimiento de la EEQ. En este caso se tiene que la primera reconexión es de 5 segundos y la segunda reconexión es de 10 segundos. El tiempo de reposición es de 20 segundos, donde el reconectador espera dicho tiempo para ver si la falla persiste, si durante este intervalo vuelve a detectar una falla, el equipo asume que se trata del mismo evento y realiza su segunda reconexión, pero con su curva de neutro lento. Si la falla se presenta luego de los 20 segundos, el dispositivo se bloquea, en el caso de ser una falla a tierra.

Para el caso de la curva de fase, al no disponer de una curva rápida conforme la configuración de la EEQ, el reconectador tendrá dos reconexiones con la curva de fase lenta correspondiente a un tiempo muerto de 5 y 10 segundos respectivamente y al igual que en el caso de las fallas a tierra se tiene un tiempo de reposición de 20 segundos posterior a los recierres.

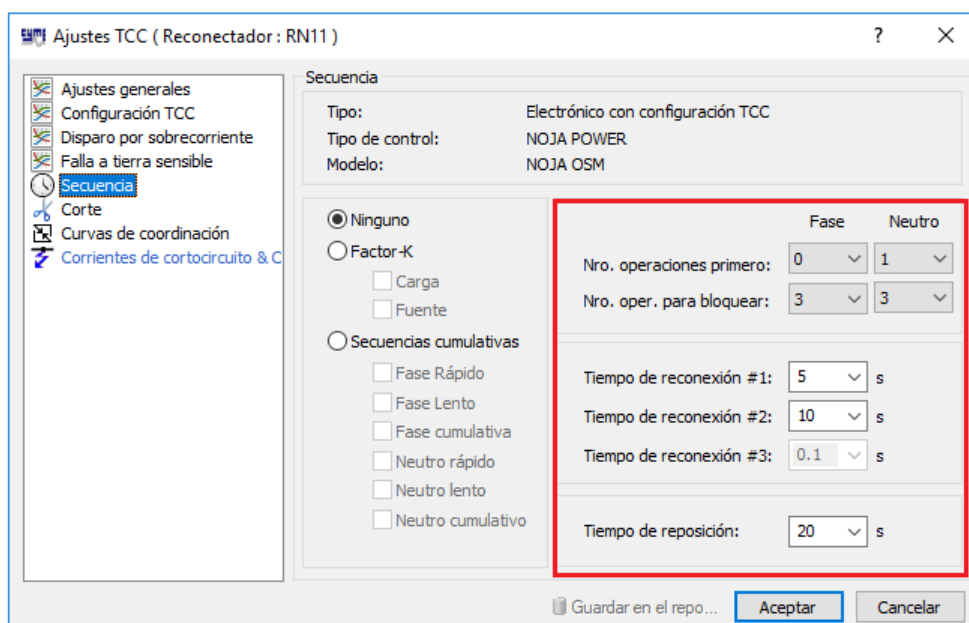


Figura 2.8. Opciones de configuración para el reconectador dentro de CYMDIST
[Captura de pantalla CYMDIST]

2.6.3 Relés de sobrecorriente

Los relés de sobrecorriente son equipos de protección que se encuentran instalados en las bahías del lado de alto y bajo voltaje del transformador de una subestación. Estos dispositivos reciben una señal de corriente medida por un transformador de corriente (TC), dicho valor al superar la corriente de arranque del relé, provoca que éste opere. De esta manera, después de un tiempo determinado, cierra sus contactos dando así la orden de disparo al disyuntor principal al cual se encuentra asociado.

El relé posee curvas características que dependiendo de su tipo permiten tener relés instantáneos y relés de temporizados como se ilustra en la Figura 2.9.

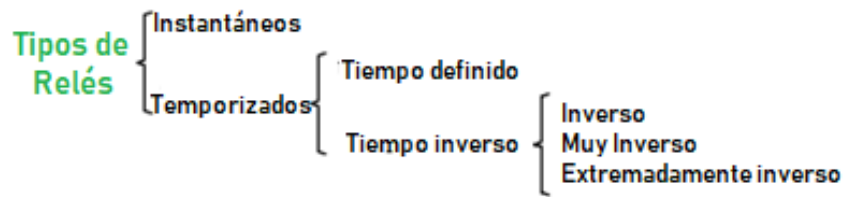


Figura 2.9. Clasificación de relés de sobrecorriente

El relé instantáneo está diseñado para operar con un tiempo de retardo entre 0.016 y 0.1 segundos una vez que la corriente haya superado el valor de arranque de dicha función Figura 2.10, curva a.

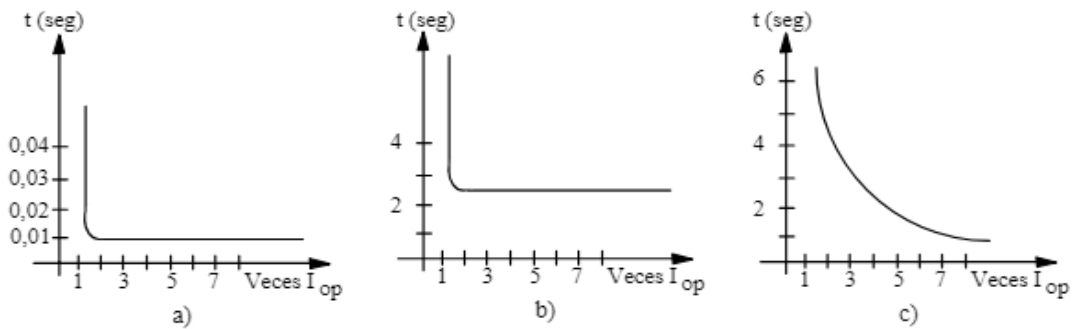


Figura 2.10. Curvas de tiempo corriente de relés: a) Instantáneo, b) Tiempo definido, c) Tiempo Inverso [13]

Con respecto al relé temporizado se tiene que sus tiempos de operación poseen una variación inversa a la corriente que pasa a través del mismo, en este caso se tiene relés de tiempo definido y de tiempo inverso como se observa en la Figura 2.10, b y c.

Estas curvas se definen por las siguientes expresiones [13]:

Instantáneos	$t = 0$ para $I \geq I_{op}$
Tiempo definido	$t = K$ para $I \geq I_{op}$
Tiempo inverso	$t = K / I$
Tiempo muy inverso	$t = K / I^2$
Tiempo extremadamente inverso	$t = K / I^3$

Donde, t es el tiempo, I representa la corriente, K es una constante definida por los fabricantes e I_{op} es la corriente de operación.

La protección de tiempo definido se obtiene con un relé instantáneo y un elemento temporizado que llegue a generar el retardo que se necesite [13].

La protección de tiempo inverso con base en la proporción en la que el tiempo de operación disminuye al aumentar la corriente, se caracteriza por las curvas: inversa, muy inversa y extremadamente inversa, como se muestra en la Figura 2.11 [13].

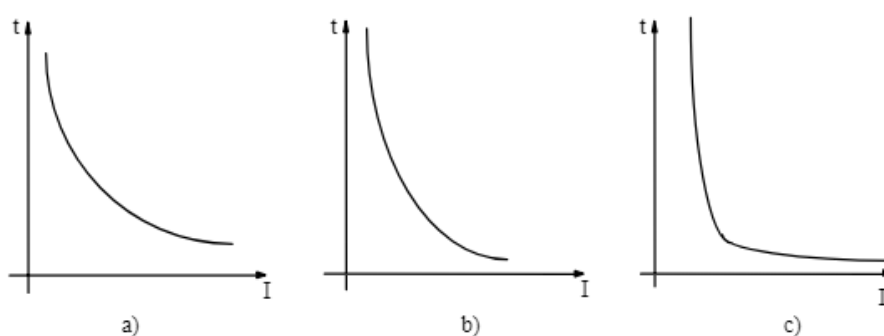


Figura 2.11. Curvas características del relé temporizado por curva: a) Inverso, b) Muy inverso, c) Extremadamente Inverso [13]

Estas curvas se grafican tomando en cuenta el tiempo en función de un factor K por la corriente de arranque del equipo. Es suficiente con graficar una familia de curvas que contenga las características de operación del relé y a ésta se le aplica distintos dial o lever para acoplarla a las necesidades del sistema [13]. Es importante mencionar que estas curvas también se aplican para el reconectador, es decir cumplen el mismo principio de cambio a la hora de coordinar relés y reconectadores. Cabe señalar que dichas curvas características del relé temporizado por curva, se rigen con la norma IEC, es así que la curva extremadamente inversa se la representa como IEC – C, la curva muy inversa (IEC – B) y finalmente la curva inversa se la denota como IEC – A.

En este proyecto técnico se consideraron relés marca SIMENS 7SJ641 y General Electric F60 y T35, los cuales se encuentran integrados a las subestaciones El Quinche y Tababela respectivamente.

Tiempo y secuencia de operación del relé

El programa CYMDIST para el caso del relé del alimentador también tiene varias opciones de datos a llenar una vez elegida la marca del equipo, en el caso del número de operaciones se tiene 2: la reconexión y el bloqueo. El relé tiene un tiempo muerto de 15 segundos y un tiempo de 30 segundos de reposición como se observa en la configuración en la Figura 2.12.

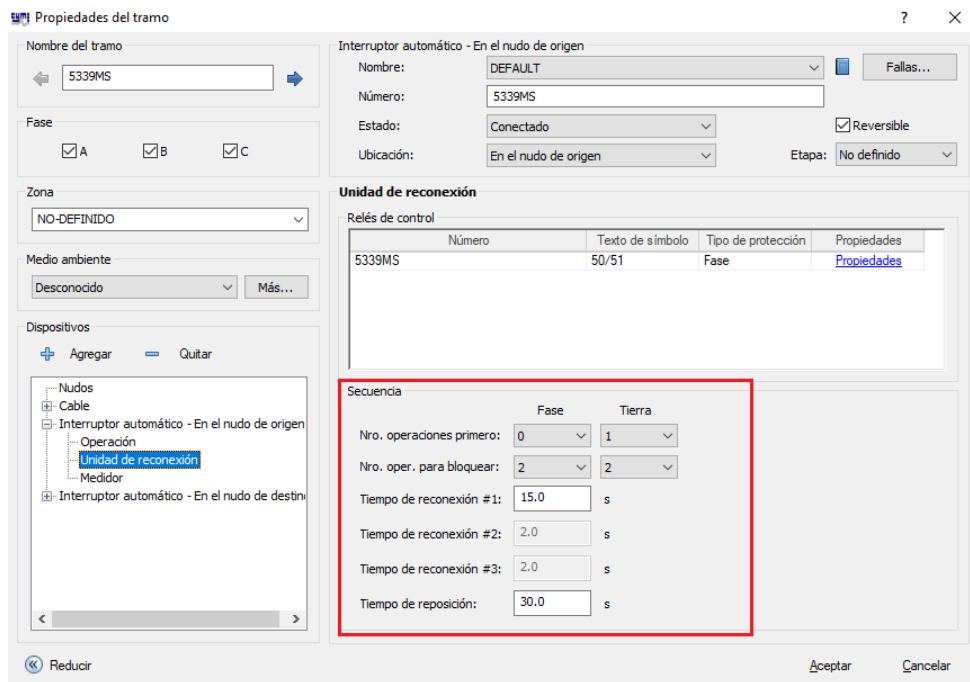


Figura 2.12. Opciones de configuración para el relé dentro de CYMDIST [Captura de pantalla CYMDIST]

3. DESCRIPCIÓN Y MODELACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ

En este capítulo se presenta la descripción del sistema Tababela y El Quinche, la modelación en CYMDIST del primario D de la Subestación El Quinche, junto con la modelación de las fuentes de las Subestaciones Tababela, El Quinche y Pomasqui. Además, dentro de los 6 alimentadores de las subestaciones El Quinche y Tababela se modelaron relés, reconectadores y fusibles en los lugares especificados por la EEQ.

3.1 Descripción del Sistema Tababela y El Quinche

Originalmente el sistema en estudio estaba comprendido únicamente por los alimentadores A y C de la subestación Tababela (SE 31), como se puede observar en la Figura 3.1. La EEQ ha construido la nueva subestación El Quinche (SE 58), que tomará carga de ambos alimentadores con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema, en este contexto, en la Figura 3.1, el óvalo azul representa el tramo del primario A de la SE 31, que marca desde donde se transfiere la carga a la SE 58. El óvalo rojo representa desde que parte se pasa a transferir carga del primario C de la SE 31 a la SE 58. El cambio topológico se lo puede observar en la Figura 3.2, en donde se muestra el diagrama unifilar actualizado del sistema Tababela – El Quinche de la EEQ.

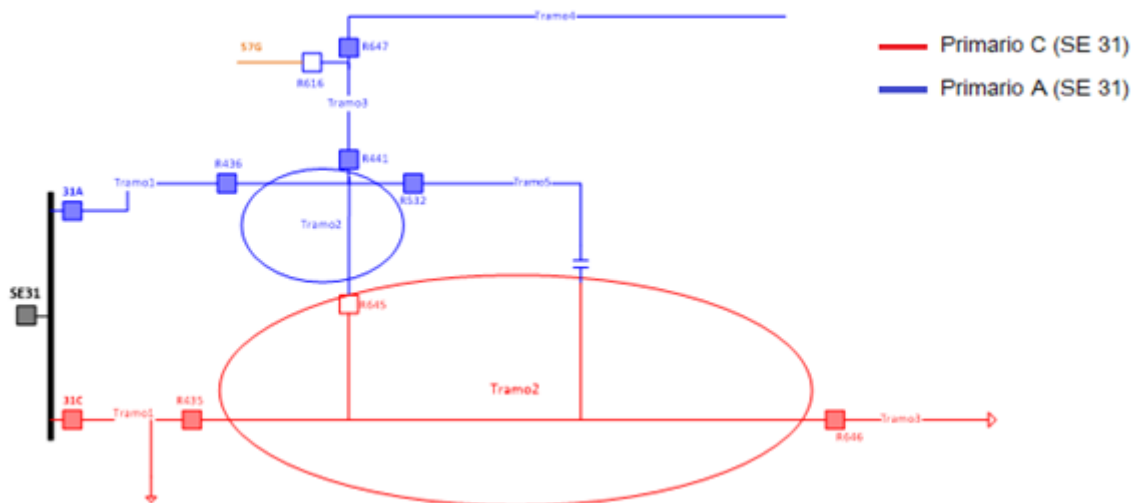


Figura 3.1. Diagrama unifilar alimentadores A y C SE Tababela, sin alimentadores de la SE El Quinche

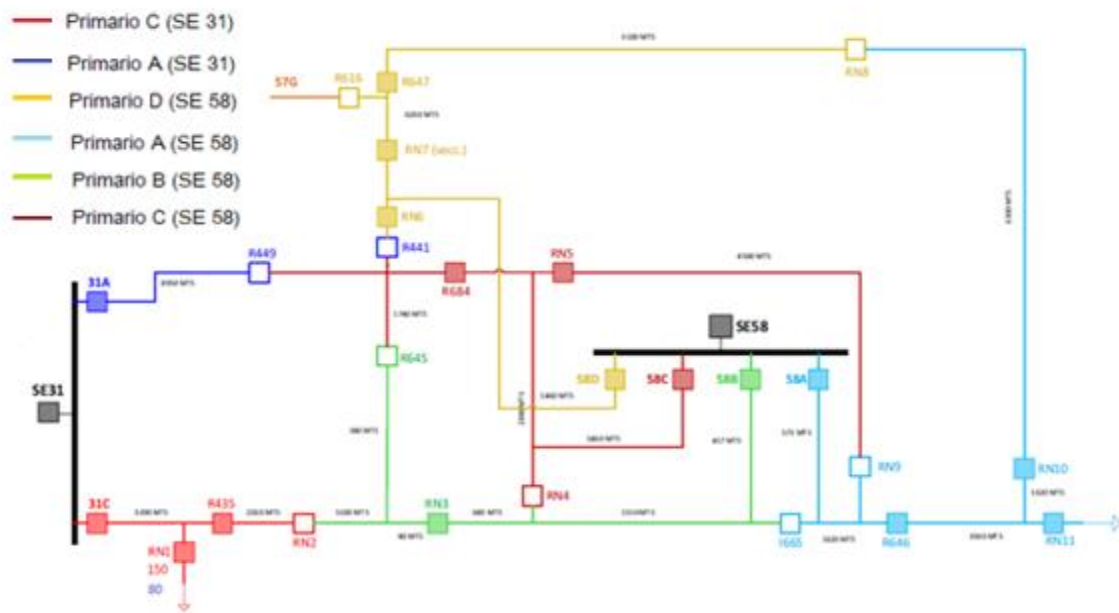


Figura 3.2. Diagrama unifilar alimentadores A y C SE 31 – A, B, C y D SE 58

Actualmente, el área de concesión del sistema Tababela – El Quinche de la EEQ, comprende las parroquias rurales de Yaruquí y El Quinche. La subestación Tababela se encuentra ubicada en la zona rural de la parroquia Yaruquí, sector de Campo Duro, barrio San Carlos de Yaruquí, que toma energía de la línea de subtransmisión El Inga a 138kV, para alimentar a un transformador reductor de 138kV a 22,8kV, con capacidad de 33MVA. Del lado de bajo voltaje (22,8 kV) del transformador se derivan los alimentadores A y C.

La subestación El Quinche se encuentra ubicada en la zona rural de la parroquia El Quinche, sector Ascázubi, barrio La Esperanza, que toma energía de la línea de subtransmisión El Inga a 138kV, para alimentar a un transformador reductor de 138kV a 22,8kV, con capacidad de 33MVA. Del lado de bajo voltaje (22,8 kV) del transformador se derivan los alimentadores A, B, C y D.

3.2 Modelación del Primario D de la Subestación El Quinche

El primario D de la subestación El Quinche tiene una longitud de 17780 m de línea trifásica, su recorrido es 100 % aéreo. Este primario sirve a las localidades de Atalpampamba, La Victoria y Guayllabamba. A lo largo de su recorrido tiene postes de hormigón de 12 m y 500 kg, en los cuales se encuentran instalados 5 reconectores.

La información proporcionada por parte de la Empresa Eléctrica Quito para el desarrollo de este trabajo, abarcó la base de datos en CYMDIST donde se encontraban modelados los

primarios A, B y C de la subestación El Quinche, junto con los primarios A y C de la subestación Tababela. Ver Figura 3.3.

El primario D de la subestación El Quinche, no se incluía en el sistema antes descrito y por ende requirió ser modelado ya que es necesario para la inclusión y coordinación de los respectivos equipos de protección, para tal efecto, la EEQ proporcionó la información respectiva.

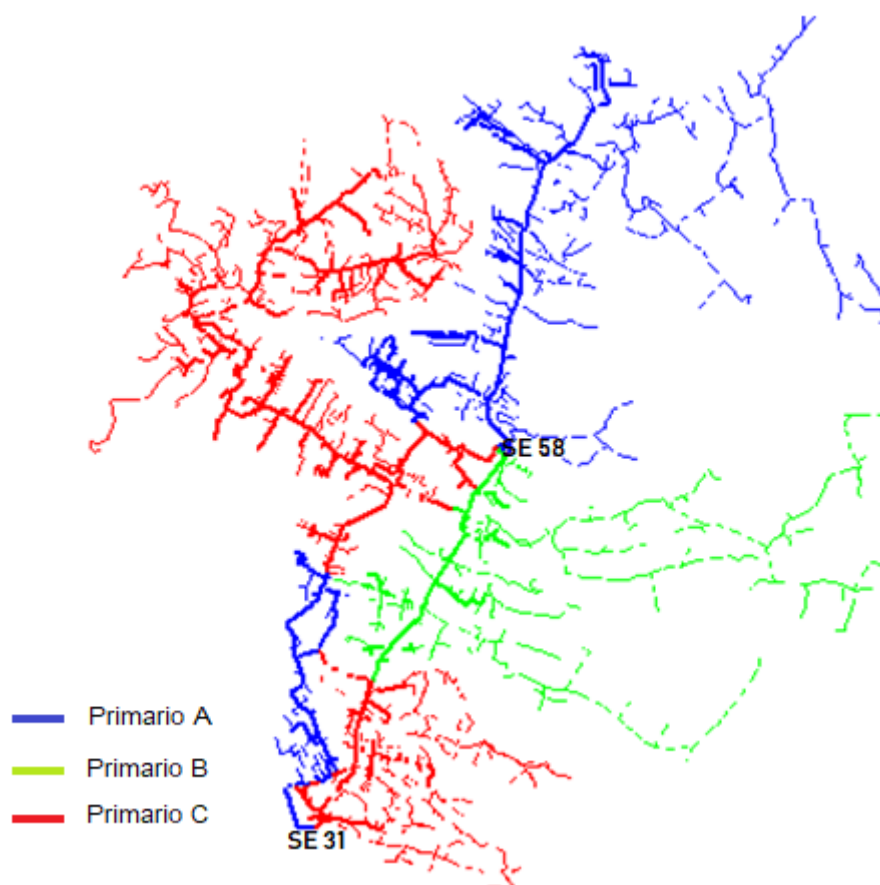


Figura 3.3. Primarios A y C de la Subestación Tababela y primarios A, B y C de la Subestación El Quinche. [Captura de CYMDIST]

La modelación comprende el trazado de una parte nueva de la línea entre el primario A y el nuevo primario D. También se realiza transferencias de carga de los primarios A y C al primario D de la subestación El Quinche y finalmente se procede con la modelación del equivalente de fuente de la subestación El Quinche, detallado en la sección 3.3. En la Figura 3.4 se muestra el sistema actualizado de Tababela – El Quinche de la Empresa Eléctrica Quito.

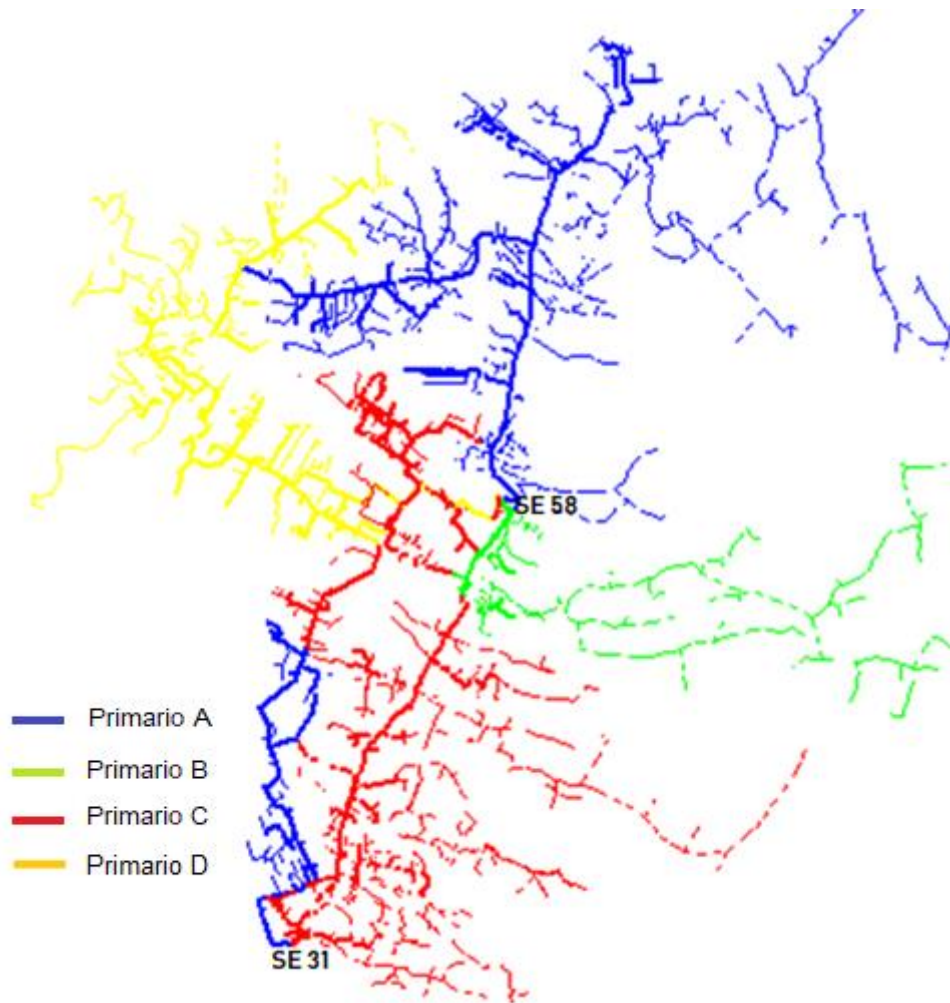


Figura 3.4. Primarios A y C de la Subestación Tababela y primarios A, B, C y D de la Subestación El Quinche. [Captura de CYMDIST]

3.3 Modelación del Equivalente de Fuente de las Subestaciones

El equivalente de fuente se lo define como el punto de partida de la red, el cual representa el voltaje nominal, voltaje de servicio, capacidad nominal, potencia aparente de cortocircuito monofásico y trifásico y finalmente la impedancia equivalente de falla monofásica y trifásica.

En la modelación en CYMDIST es importante considerar que la base de datos de los equipos contiene un conjunto de modelos de equipos genéricos que se usan en la red de distribución. Una vez colocado en un tramo de la red, el equipo *genérico* puede adquirir nuevas propiedades y los valores originales de algunos de sus parámetros pueden ser cambiados para que funcione de manera correcta el software CYMDIST. Así pues, debido

a su posición en la red y a los nuevos valores de sus parámetros, el equipo se transforma de *genérico a específico*.

Cabe destacar que los valores originales del equipo genérico no cambian en las tablas de la base de datos del equipo. En lugar de esto, los nuevos valores que representan los cambios hechos a los valores originales, también llamados parámetros, se guardan en las tablas de las bases de datos de la red.

En la Tabla 3.1 se muestran los voltajes y capacidad del equivalente de fuente de la Subestación Tababela, El Quinche y Pomasqui, información que fue proporcionada por la EEQ.

Tabla 3.1. Parámetros de la fuente de las subestaciones 31, 57 y 58

	SE Tababela (SE-31)	SE Pomasqui (SE-57)	SE El Quinche (SE-58)
Voltaje nominal	22,86 kVLL	22,86 kVLL	22,86 kVLL
Voltaje de servicio	22,86 kVLL	22,86 kVLL	22,86 kVLL
Capacidad	33MVA	33 MVA	33 MVA
Configuración de la fuente	Y aterrizada	Y aterrizada	Y aterrizada

Donde kVLL representa el voltaje entre líneas vivas.

Conocidos los parámetros del equivalente de la fuente, se ingresan en el panel como se observa en la Figura 3.5.

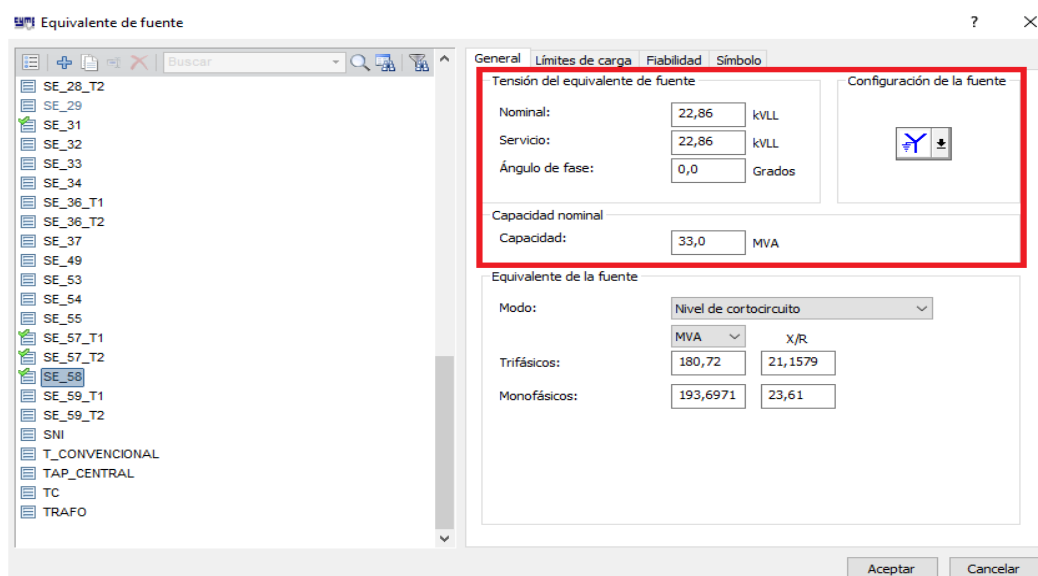


Figura 3.5. Parámetros de voltajes y capacidad del equivalente de fuente de la Subestación El Quinche [Captura de CYMDIST]

Los siguientes parámetros del equivalente de fuente se calculan mediante los valores de cortocircuitos proporcionada por la EEQ, como son la corriente de cortocircuito (I_{kss}), potencia aparente de cortocircuito (S_{kss}) e impedancias del equivalente Thévenin, mismos que representan los valores del equipo genérico, ver Tabla 3.2 y Tabla 3.3.

Tabla 3.2. Parámetros trifásicos del equipo genérico de las subestaciones 31, 58 y 57

Parámetros	SE Tababela (SE-31)	SE El Quinche (SE-58)	SE Pomasqui (SE-57)
I_{kss} [kA]	5,058	4,536	5,369
S_{kss} [MVA]	201,510	180,720	213,900
Equivalente Thévenin			
R [ohmios]	0,104	0,152	0,034
X [ohmios]	2,883	3,216	2,720

Tabla 3.3. Parámetros monofásicos del equipo genérico de las subestaciones 31, 58 y 57

Parámetros	SE Tababela (SE-31)	SE El Quinche (SE-58)	SE Pomasqui (SE-57)
I_{kss} [kA]	5,281	4,892	6,079
S_{kss} [MVA]	70,130	64,960	80,730
Equivalente Thévenin			
R_0 [ohmios]	0,075	0,075	0,046
X_0 [ohmios]	2,522	2,518	1,766
R_1 [ohmios]	0,104	0,152	0,034
X_1 [ohmios]	2,885	3,216	2,721

Los parámetros del equivalente de fuente que representan los valores del equipo específico son la potencia aparente de cortocircuito monofásico y trifásico y la relación X/R monofásica y trifásica respectivamente, detallados a continuación:

La potencia aparente de cortocircuito monofásica y trifásica en el lado secundario del transformador de la subestación se calcula a partir de la siguiente expresión matemática.

[13]

$$S_{cc} = V \times I \times \sqrt{3}$$

Ecuación 3.1. Potencia aparente de cortocircuito monofásica y trifásica

Donde V es el voltaje nominal de la subestación e I representa el valor de corriente de cortocircuito monofásico y trifásico respectivamente.

La relación X/R trifásica es el cociente de secuencia positiva de la impedancia equivalente de falla, con base a la Tabla 3.2, se calcula de la siguiente manera [14]:

$$X/R_{3\phi} = \frac{X_{3\phi}}{R_{3\phi}}$$

Ecuación 3.2. Relación X/R trifásica

Donde $X_{3\phi}$ y $R_{3\phi}$ son las impedancias trifásicas de secuencia positiva del equivalente Thévenin.

Considerando en sistemas monofásicos, impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, la relación X/R monofásica es calculada a partir de la siguiente ecuación [14]:

$$X/R_{1\phi} = \frac{2 \times X_1 + X_0}{2 \times R_1 + R_0}$$

Ecuación 3.3. Relación X/R monofásica

Donde X_1 y R_1 son las impedancias monofásicas de secuencia positiva del equivalente Thévenin y X_0 y R_0 son las impedancias monofásicas de secuencia cero.

Una vez obtenidos los valores de equivalente de la fuente, se ingresan en el panel de CYMDIST como se observa en la Figura 3.6.

Los valores de equivalente de fuente para la Subestación Tababela, El Quinche y Pomasqui se resumen en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Valores del equivalente de fuentes de las Subestaciones

Parámetros	SE Tababela (SE-31)	SE El Quinche (SE-58)	SE Pomasqui (SE-57)
$MVA_{3\phi}$	201,510	180,720	213,900
$MVA_{1\phi}$	209,099	193,697	240,696
$X/R_{3\phi}$	27,721	21,158	80,000
$X/R_{1\phi}$	29,300	23,615	63,228

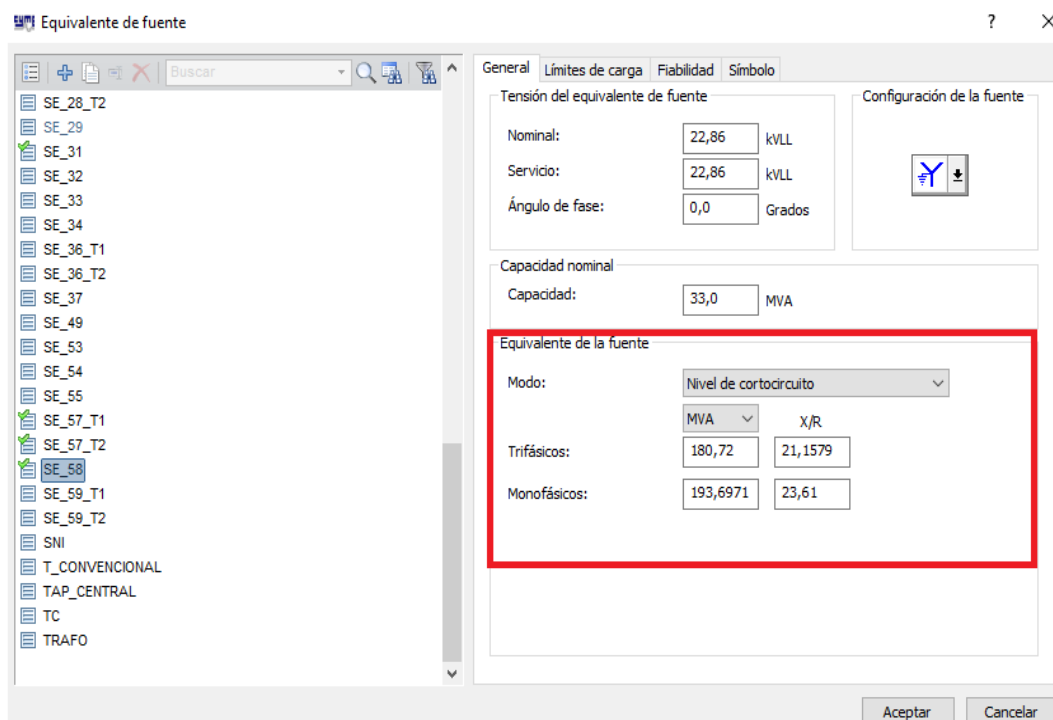


Figura 3.6. Parámetros de equivalente de fuente de la Subestación El Quinche [Captura de CYMDIST]

3.4 Modelación del Equivalente de Carga con Demanda Máxima Coincidente

El equivalente de carga es toda la carga que percibe un circuito aguas debajo de éste [14], en el caso del sistema entre las subestaciones Tababela y El Quinche, el equivalente es toda la carga que posee cada primario aguas debajo de la cabecera del alimentador. En el programa CYMDIST es necesario ingresar los valores específicos de la carga de cada primario.

Para la obtención del equivalente de carga, es fundamental considerar la demanda máxima coincidente, para lo cual es necesario obtener los valores de demanda diaria en un lapso de tiempo de cada uno de los primarios del sistema, y así conseguir la demanda individual por primario, se suma dichos valores de demanda individual; el máximo valor obtenido de la suma realizada, es la demanda máxima coincidente, ésta se encontrará en una fecha y hora específica, que no necesariamente coincide con las demandas máximas individuales de la curva de demanda de cada primario como se observa en la Figura 3.7.

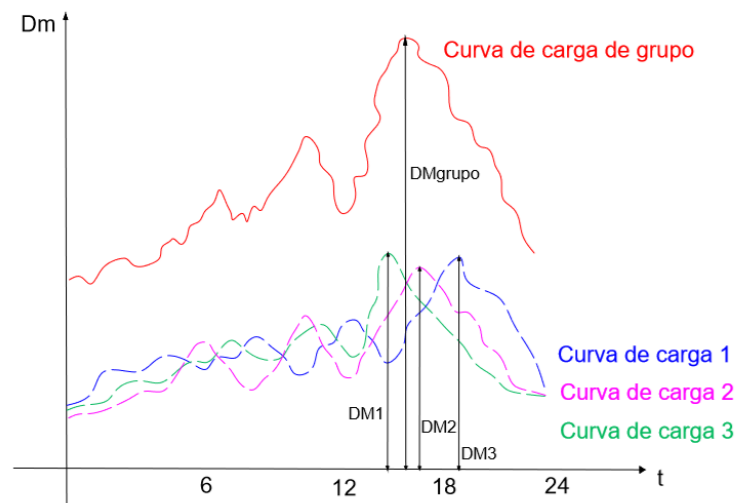


Figura 3.7. Representación de cargas individuales y la curva de carga de grupo.

Para el equivalente de carga, se obtienen los datos de demanda individual de cada uno de los primarios, exceptuando el primario D, es decir, se toman los datos de carga antes que el primario D entre en funcionamiento, estos datos de demanda fueron obtenidos de la red de datos de la EEQ. Dichos valores representan toda la carga que debe ser repartida entre los primarios A y C de la subestación Tababela y A, B, C y D de la subestación El Quinche, es así que el nuevo primario abastecerá partes de carga que inicialmente pertenecían a los otros primarios. Se considera un lapso de tiempo en que se tomarán los datos. Cada primario debe tener los datos durante dicho lapso de tiempo, puesto que, se puede dar el caso que haya errores de medición en los que la carga en algún primario sea *nula* en un período de tiempo dentro del lapso mencionado, esto provoca que no se tenga el valor máximo de demanda en la fecha correcta, alterando los resultados, por este motivo se eligió tomar las demandas desde julio 9, 2017 5:45 PM hasta noviembre 11, 2017 9:15 PM donde se revisó que se tenga todos los valores de demanda en cada medición de tiempo dentro del lapso elegido. Ver Anexo I.

Una vez obtenidos los datos de demanda de cada primario se los organiza por fecha y hora. Se suman las demandas individuales y se obtiene una nueva curva, Figura 3.8. Esta curva es un ejemplo de la curva de demanda de la carga total de la subestación El Quinche durante los primeros 10 días del lapso de tiempo escogido, de manera que, se presenta una muestra de la tendencia general de la curva; los datos del período de tiempo completo implican una gráfica más extensa.

DEMANDAS

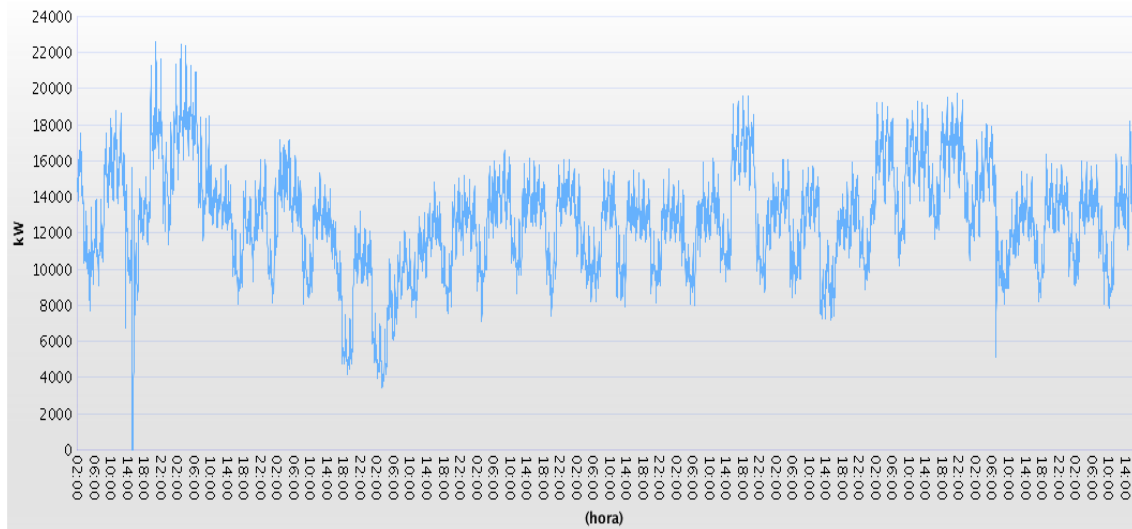


Figura 3.8. Curva de demanda de la carga total a analizar. [Gráfica de la Intranet de la EEQ]

Cuando se obtiene esta curva se procede a buscar la demanda máxima de todo este lapso de tiempo, este valor máximo de demanda es la demanda máxima coincidente. Al obtener este valor de 19333,51 kW, se tiene también una fecha y hora que en este caso es septiembre 14, 2017 7:45 PM. Con esta fecha se busca los valores de voltaje y corriente por fase de cada uno de los primarios en consideración, Tabla 3.5, esto con el objetivo de obtener los valores en VA para ingresarlos al programa.

Tabla 3.5. Valores de voltaje y corriente por fase de cada alimentador

SE	Voltaje Fase A (V)	Voltaje Fase B (V)	Voltaje Fase C (V)	Corriente Fase A (A)	Corriente Fase B (A)	Corriente Fase C (A)	Factor de Potencia
58 A	13237,86	13325,70	13205,02	75,51	99,77	134,52	0,98
58 B	13250,88	13337,94	13217,85	67,01	80,85	70,97	0,98
58 C	13258,05	13342,53	13220,49	182,21	189,62	184,26	0,95
31 A	13134,16	13241,79	13127,14	39,51	38,31	43,08	0,99
31 C	13120,94	13229,02	13116,62	99,27	100,19	97,81	0,97

Estos valores de corriente y voltaje se multiplican respectivamente por fase y se dividen para 1000, de esta manera se obtienen los valores de potencia en kVA (Tabla 3.6), dichos datos son ingresados en la cabecera de cada primario (Figura 3.9) y al realizar la distribución de carga del primario modelado 58 D, automáticamente se llena con los valores

de carga que le corresponde considerando la carga conectada al mismo y a los otros primarios.

Tabla 3.6. Valores en VA y W de cada alimentador por fase

SE	Potencia aparente Fase A (kVA)	Potencia aparente Fase B (kVA)	Potencia aparente Fase C (kVA)
58 A	999,61	1329,49	1776,35
58 B	887,942	1078,372	938,071
58 C	2415,749	2530,011	2436,007
31 A	518,931	507,293	565,517
31 C	1302,516	1325,416	1282,937

The screenshot shows the 'Propiedades de la red' dialog box with the 'Equivalentente' tab selected. The 'Equivalentente de carga' section is highlighted with a red box and contains the following data:

	A	B	C	Tipo de carga:
kVA	999.61	1329.49	1776.35	kVA & FP
FP	0.98	0.98	0.98	

Figura 3.9. Datos a ingresar en la cabecera del primario. Ejemplo primario 58 A [Captura de CYMDIST]

Una vez ingresados todos los datos al momento de distribuir carga y coordinar los equipos, se asegura el correcto funcionamiento de los mismos en condiciones en que el sistema puede llegar a tener su demanda máxima.

3.5 Distribución de Carga

La distribución de carga es una herramienta de gran utilidad en la modelación de un Sistema de Distribución, pues asigna las demandas del alimentador a través de la red en función de la capacidad conectada del transformador de distribución, los datos de consumo, o los datos de demanda existentes o calculados. El software CYMDIST permite al usuario realizar de manera conveniente una distribución de carga, considerando la demanda máxima coincidente de cada alimentador.

El objetivo de la distribución de carga como ya se dijo es distribuir o asignar un valor de carga actual a cada tramo y fase individualmente, de tal forma que se obtenga el valor medio en el medidor definido aguas arriba.

Los métodos de distribución disponibles son:

- **kVA conectados:** reparte de forma proporcional la demanda medida a las cargas considerando la capacidad del transformador de distribución.
- **kWh conectados:** reparte de forma proporcional la demanda medida a las cargas considerando el consumo de energía de cada una.
- **REA:** reparte de forma proporcional la demanda medida a las cargas considerando el número de abonados.
- **kVA real:** reparte de forma proporcional la demanda medida a las cargas considerando la carga en kVA definida para cada carga.

Para el caso específico de distribución de carga de los alimentadores del sistema Tababela y El Quinche, se utilizó el método de los kVA conectados, de modo que el valor de demanda máxima coincidente de cada alimentador se reparta a los 6 alimentadores del sistema, 2 de la subestación de Tababela y 4 de la subestación El Quinche, teniendo en cuenta la capacidad del transformador de distribución.

3.6 Ubicación de Relés de Sobrecorriente y Reconectores en el Sistema

Para la ejecución del proyecto, fue necesario considerar la información de relés y reconectores provista por la Empresa Eléctrica Quito. Es así que los relés empleados son de marca SIMENS 7SJ641 y General Electric F60 y T35, y para el caso de los reconectores se consideraron equipos trifásicos NOJA, los cuales se encuentran integrados a lo largo de los primarios de las subestaciones El Quinche y Tababela respectivamente.

Una vez modelado en CYMDIST el primario D, que fue el primario faltante, se procede a colocar los relés de sobrecorriente y reconectores en los lugares especificados por la EEQ. En la Tabla 3.7 se muestran los reconectores ubicados a lo largo del sistema.

Por último, los relés de sobrecorriente temporizado e instantáneo se situaron a la cabecera de los alimentadores de la subestación El Quinche y Tababela como se muestra en la Tabla 3.8.

Tabla 3.7. Reconectores ubicados en los recorridos del sistema Tababela y El Quinche.

Reconector	SE	Primario	Marca	Dirección	Coordenada X	Coordenada Y
RN1	TABABELA	C	NOJA	Yaruqui 4 esquinas	798017	9981720
R0435	TABABELA	A	NOJA	La Tola de Checa	798462	9983903
RN2	EL QUINCHE-TABABELA	58B-31C	NOJA	El Quinche Mercado	800680	9987731
RN3	QUINCHE	B	NOJA	El Quinche Semáforo	800791	9988085
R0645	EL QUINCHE	58B-58C	NOJA	Vía Guayllabamba El Quinche	800432	9988166
R0684	EL QUINCHE	C	NOJA	Urapamba	799122	9988963
R0441	EL QUINCHE	58C-58D	NOJA	La Victoria	798806	9988856
RN6	EL QUINCHE	D	NOJA	Vía Guayllabamba El Quinche	797059	9990014
RN7	EL QUINCHE	D	NOJA	Vía Guayllabamba El Quinche	797033	9990026
RN4	EL QUINCHE	C	NOJA	Terpel Gasolinera	801033	9988641
RN5	EL QUINCHE	A	NOJA	Urapamba/Cornelio Betancourt/	799753	9990111
R0665	EL QUINCHE	A	NOJA	La Espezanza	801768	9989494
RN9	EL QUINCHE	A	NOJA	Ascazubi Cementerio	801024	9991006
R646	EL QUINCHE	A	NOJA	Ascazubi	801548	9991270
RN11	EL QUINCHE	A	NOJA	" Y " de Cusubamba	802239	9995160
RN10	EL QUINCHE	A	NOJA	" Y " de Cusubamba	802050	9995198
RN8	EL QUINCHE	58A-58D	NOJA	Guayllabamba Escuadrón de carretera	795933	9994607
R0616	EL QUINCHE	D	NOJA	Guayllabamba	793876	9992813
R0647	EL QUINCHE	D	NOJA	Guayllabamba	793914	9992823
R0449	EL QUINCHE-TABABELA	58C-31A	NOJA	Checa	797345	9986544

Tabla 3.8. Relés 50/51 de las subestaciones El Quinche y Tababela.

Subestación	Primario	Marca	Modelo
SE Tababela - 31	A	General Electric	F60
SE Tababela - 31	C	General Electric	F60
SE El Quinche -58	A	SIEMENS	7SJ
SE El Quinche -58	B	SIEMENS	7SJ
SE El Quinche -58	C	SIEMENS	7SJ
SE El Quinche -58	D	SIEMENS	7SJ
SE El Tababela -31	Transformador	General Electric	T35
SE El Quinche -58	Transformador	SIEMENS	7SJ

3.7 Ubicación Fusibles Tipo T

Los fusibles son dispositivos de protección que se abren frente a una sobrecorriente que ha superado sus límites operativos. Si bien, al desconectar una parte del sistema se espera que se despeje la falla, el cambio de un fusible es manual, por este motivo se los utiliza como protección de las derivaciones en el sistema de distribución para separar cargas menores en caso de una falla o que el reconectador no funcione de manera correcta o no logre despejar la falla [2]. La EEQ ha propuesto la utilización de fusibles tipo T. De esta manera, considerando que la corriente de cortocircuito aumenta conforme la falla ocurre más cerca de cabecera, los fusibles más cercanos al relé antes de un reconectador (aguas arriba del reconectador) serán 65 T en la primera derivación y 30 T en las segundas derivaciones (ver Figura 3.10. Recuadro a).

Aguas abajo del reconectador, se colocarán fusibles 30 T en las primeras derivaciones y finalmente en las segundas derivaciones se colocarán fusibles 15T, como se indica en la Figura 3.10. Recuadro b.

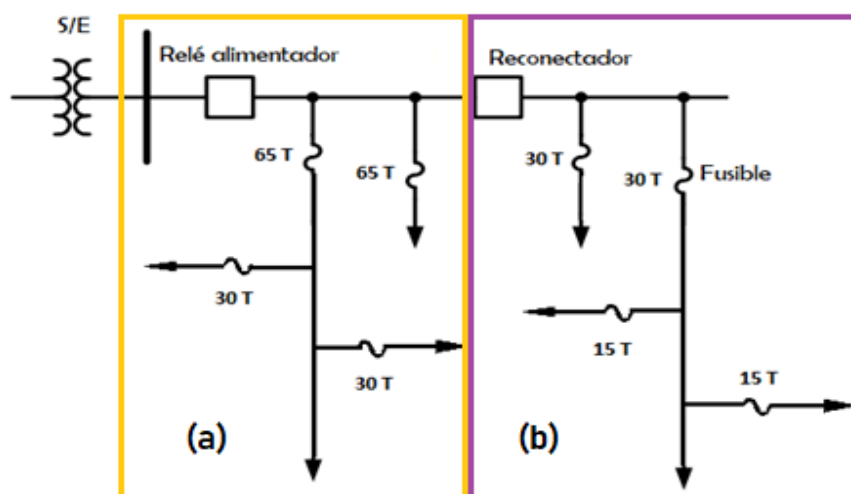


Figura 3.10. Sistema de distribución con varias derivaciones.

Es necesario mencionar que es recomendable no utilizar equipos de protección como fusibles en la troncal, debido a que si estos operan, una mayor cantidad de carga se desconectaría pues se estaría en una parte principal del primario. Al ser el fusible un equipo de cambio manual, el tiempo que se mantendría sin servicio eléctrico a los usuarios es muy prolongado. Por este motivo, al revisar la modelación completa, se encontraron varios fusibles en la troncal, puesto que, era un elemento de fácil acceso dentro de la EEQ y se lo utilizaba momentáneamente como protección hasta colocar un dispositivo adecuado, pero en algunos casos el sistema modelado no ha sido actualizado y no se encontraba el equipo que se encuentra hoy en día, en otros casos la EEQ no había notado la existencia de dichos equipos en el sistema. Para confirmar la existencia y ubicación de los mismos dentro del sistema, se comparó con la información actualizada del ArcGis de la EEQ y se revisó en campo los primarios, se pudo observar que si bien varios eran fusibles que se encontraban en la troncal, otros ya habían sido retirados o reemplazados por equipos de protección diferentes, sin embargo, algunos siguen ubicados en la troncal, por lo que para este estudio se retiró los siguientes equipos de la modelación (ver Tabla 3.9), y se recomienda que sean retirados o cambiados del sistema de distribución.

Tabla 3.9. Equipos retirados en la modelación.

58B			
NOMBRE	MODELO	Coordenada X	Coordenada Y
3F200K_V	MCGRAW K TIN	800903,085	9988353,12
58D			
3F200K_V	MCGRAW K TIN	794903	999986
3F200K_V	MCGRAW K TIN	795111,473	9991174,341
3F200K_V	MCGRAW K TIN	795147	9992269
3F100K_V	MCGRAW K TIN	795915	9994678
3F100K_V	MCGRAW K TIN	797475	9995685
58A			
S10976	MCGRAW K TIN	802154,935	9994665,674
S009858	MCGRAW K TIN	799126,421	9994309,874
151792MA-1	MCGRAW K TIN	804087,475	9999257,973
145723MA-1	MCGRAW K TIN	804137,573	9999090,308
153856MA-1	MCGRAW K TIN	804158,169	9998667,602
31A			
1034913MA-1	MCGRAW K TIN	797403	9981912

4. FILOSOFÍA DE PROTECCIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presenta la Filosofía de Protecciones que aplica la EEQ para la coordinación de los equipos de protección, también se detallan los resultados de la coordinación y los ajustes obtenidos. Se resaltan los casos normales y especiales de coordinación con las diferentes consideraciones para cada escenario del sistema Tababela – El Quinche.

4.1 Filosofía de Protecciones

Los sistemas de protección utilizados en las diferentes etapas del sistema eléctrico, generación, transmisión y distribución ayudan a evitar el daño o destrucción de dispositivos, instalaciones y cableado debido a la aparición de una falla, de esta manera se garantiza que los abonados no pierdan el suministro de energía eléctrica. Ahora bien, existen diferentes normas y recomendaciones a la hora de coordinar los diferentes equipos que componen un sistema de protecciones. Cada equipo se rige a normas de construcción y también se considera la realidad del sistema, es decir que cada empresa encargada de la coordinación se va a regir a la normativa del implemento, estudios del sistema y experiencia acumulada. La Empresa Eléctrica Quito con base en normas como la IEC e IEEE, acuerdos realizados por diferentes ingenieros de la institución con base a los cambios en la red, fallas y estudios realizados en su sistemas de distribución, plantean varias especificaciones a la hora de coordinar, las mismas que han sido acopladas a la realidad del sistema de distribución actual y que han ido cambiando a través de los años. Las consideraciones a la hora de coordinar y como fueron aplicadas para obtener los resultados de un sistema que brinde seguridad y respaldo en el caso de contingencias, se presentan a continuación.

4.1.1 Salvado de Fusible

La filosofía de salvado de fusibles se aplica para evitar la operación de fusibles frente a fallas transitorias. Acorde con esto, el reconectador que se encuentra aguas arriba del fusible realiza un disparo rápido en condiciones de falla que impide que los fusibles aguas abajo actúen. Para lograr esto, el reconectador y los fusibles deben coordinarse de tal manera que la curva de neutro rápido del reconectador se encuentre más bajo que la curva de fundido de fusible como se muestra en la Figura 4.1.

En el caso que una falla temporal haya sido detectada aguas abajo del fusible, como muestra la Figura 4.2, el reconectador al ser más rápido que el fusible, operará con su curva de neutro rápido y permanecerá abierto por un tiempo muerto de 5 segundos,

posterior a este tiempo se realiza un recierre automático del reconectador y se restablece de manera normal el suministro de energía, tal como se muestra en la Figura 4.3.

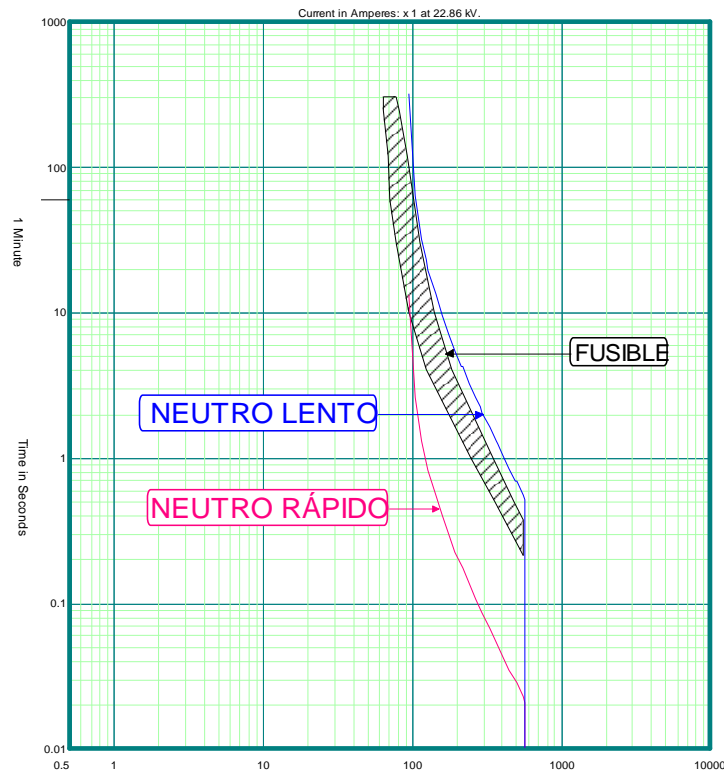


Figura 4.1. Salvado de fusible [Captura de CYMDIST TCC]

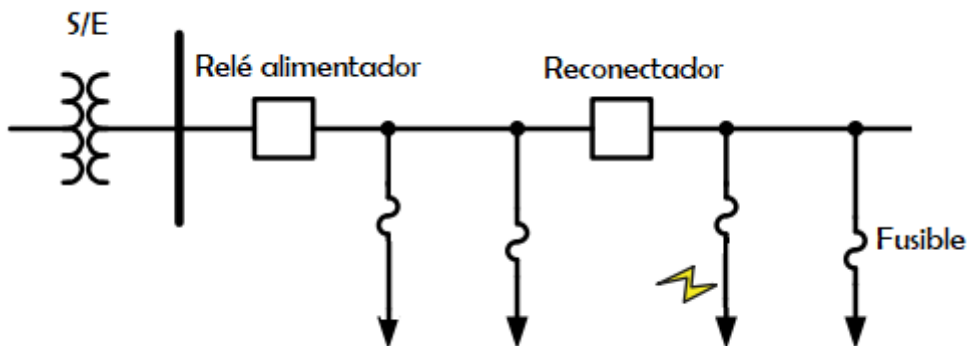


Figura 4.2 Sistema de distribución radial simple

Se estima que del 70% al 80% de las fallas en sistemas de distribución son de naturaleza transitoria [2], donde la estrategia de salvado de fusibles se emplea, puesto que estos al no distinguir entre fallas permanentes y temporales, actúan innecesariamente frente a estas últimas. Esto implica que los fusibles se funden sin necesidad un 80% de las veces al no implementarse un disparo de la curva rápida del reconectador.

La importancia de la filosofía de salvado de fusible radica en que los usuarios permanecen únicamente sin servicio de energía eléctrica por el tiempo de 5 segundos en los que abre el reconectador, y después de este mínimo tiempo se restituye la energía. Por el contrario, si no se implementara la operación de la curva rápida de neutro del reconectador, los usuarios que se encuentren afectados por la falla aguas abajo del fusible, experimentarían una interrupción de la energía por un tiempo prolongado hasta que el grupo de operación y mantenimiento se dirija al sitio de falla y cambie el fusible fuera de servicio por uno nuevo.

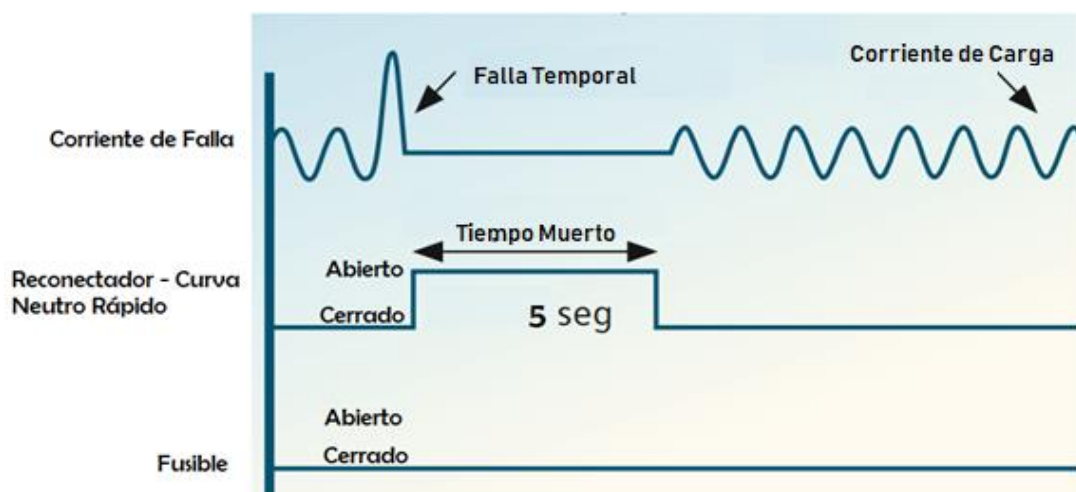


Figura 4.3. Operación del reconectador para Salvado de Fusible

4.1.2 Arranque de la Función Temporizada (51)

La corriente de arranque del relé es el valor de umbral de operación temporizada y para ser definido se considera la capacidad de corriente del elemento protegido. Además, es importante considerar un margen de seguridad para preservar su vida útil. En la Figura 4.4 se muestra la curva de operación de un relé de sobrecorriente 51.

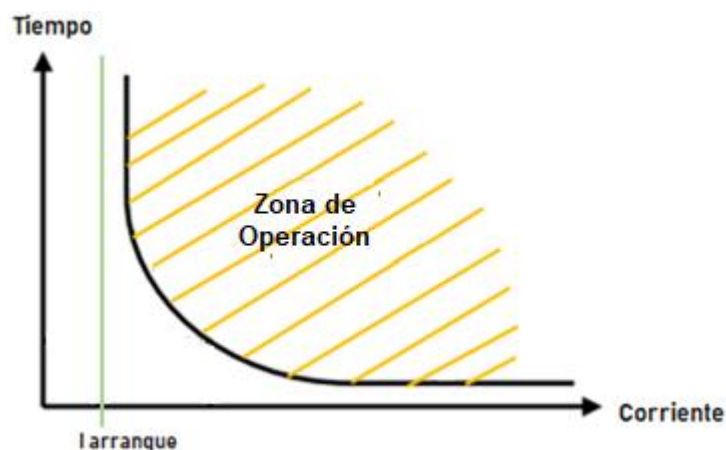


Figura 4.4. Curva de operación de un relé de sobrecorriente temporizado.

4.1.2.1 Corriente de Arranque de Relé de Sobrecorriente Temporizado (51) del alimentador

Los valores de arranque de la función temporizada para cabecera están definidos por el Departamento de Operación y Mantenimiento Zona Rural de la EEQ, es así que el arranque de la función temporizada para fase es de 300 A y 150 A para neutro. En la Figura 4.5 se presentan las curvas del relé del primario con sus respectivos arranques de fase y neutro. Dichos valores se consideraron en función del límite de cargabilidad del conductor, puesto que no pueden superar el 80% de la carga que puede soportar el conductor.

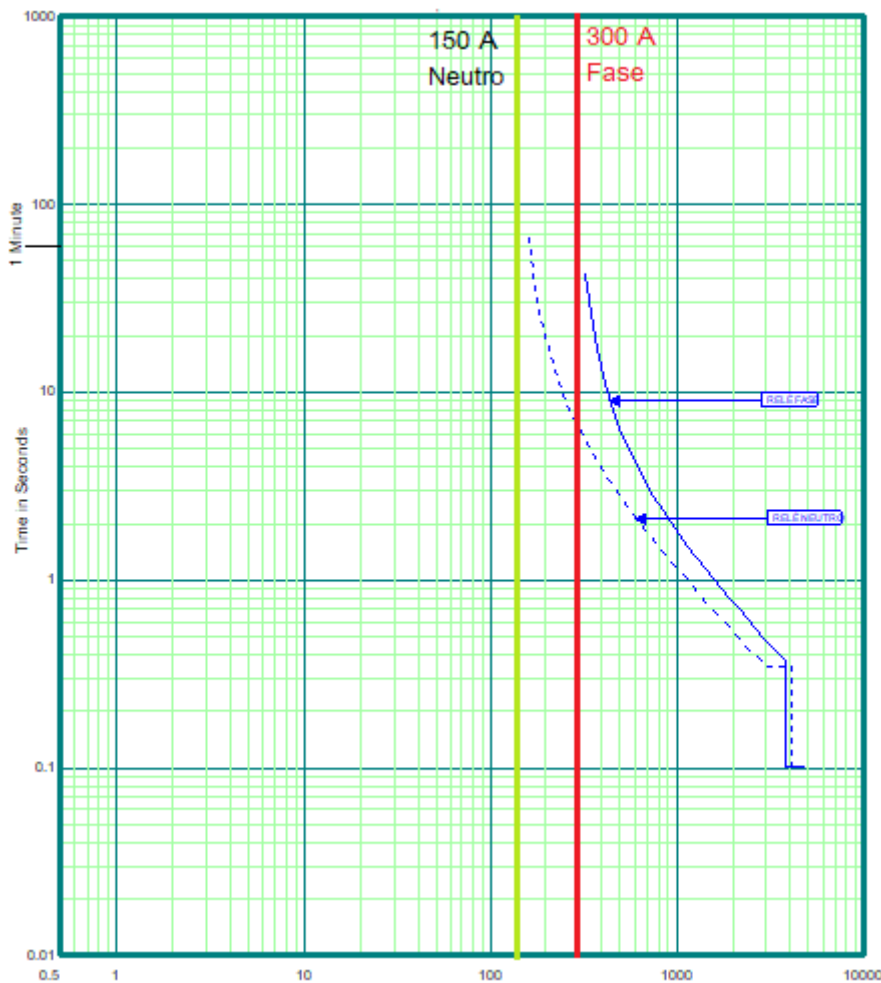


Figura 4.5. Arranque de la función temporizada para el relé de cabecera
[Captura de CYMDIST TCC]

4.1.2.2 Corriente de Arranque de la Función de Sobrecorriente Temporizada (51) de los Reconectores

Teóricamente para determinar la corriente de arranque de un relé de sobrecorriente temporizada para reconectores, se aplica la siguiente expresión matemática:

$$I_{arranque} = k \times I$$

Ecuación 4.1. Corriente de arranque de la función 51 de los reconectores

Donde I es la corriente máxima que pasa por cada reconector y k es un factor de seguridad que se encuentra entre 1,1 y 1,5. [5]

En el presente caso y en función de la normativa que maneja la Empresa Eléctrica Quito, para efectos de establecer las corrientes de arranque de reconectores, que fluctúan entre 150 A hasta 280 A como máximo para fase y entre 80 A y 150 A para neutro, se tiene que la corriente máxima que pasa por cada reconector se multiplica por el factor k , el cual se ajusta al valor designado como corriente de arranque.

Estos valores de corriente para el arranque del temporizado no se pueden acercar a los valores de carga, puesto que se presentan fenómenos anormales en las redes de distribución como son el fenómeno de carga fría e Inrush. En el caso de designar valores de arranque próximos a la carga, dichos fenómenos provocarían un pico de corriente muy elevado que causaría la operación innecesaria del reconector.

En el caso de reconectores en serie, se debe asegurar que con los valores de arranque designados para cada equipo, en efecto, se puedan coordinar entre sí, es decir si en cabecera para fase se tiene 300 A, el reconector aguas abajo tendrá un valor de corriente menor a estos 300 A y para el siguiente reconector de igual manera se colocará un valor menor al del reconector aguas arriba. Los valores de arranque se asignarán en orden descendente desde cabecera, tal como se indica en la Figura 4.6.

Mediante un análisis de cargabilidad de cada reconector y considerando la filosofía adoptada por la EEQ, se definieron los mismos valores de arranque para los reconectores en los escenarios de operación normal, transferencias de los primarios 58A, 58B, 58C y 58D, como se muestra en la Tabla 4.1. Para el caso específico de la salida de la subestación El Quinche (SE 58), los valores de arranque difieren con los demás escenarios, puesto que al transferir la carga de los cuatro primarios a la subestación de Tababela, los reconectores que se encuentran aguas abajo, para este escenario en

específico, se encontrarán aguas arriba y viceversa. Los valores de arranque para la topología de Salida de la subestación El Quinche se muestran en la Tabla 4.2.

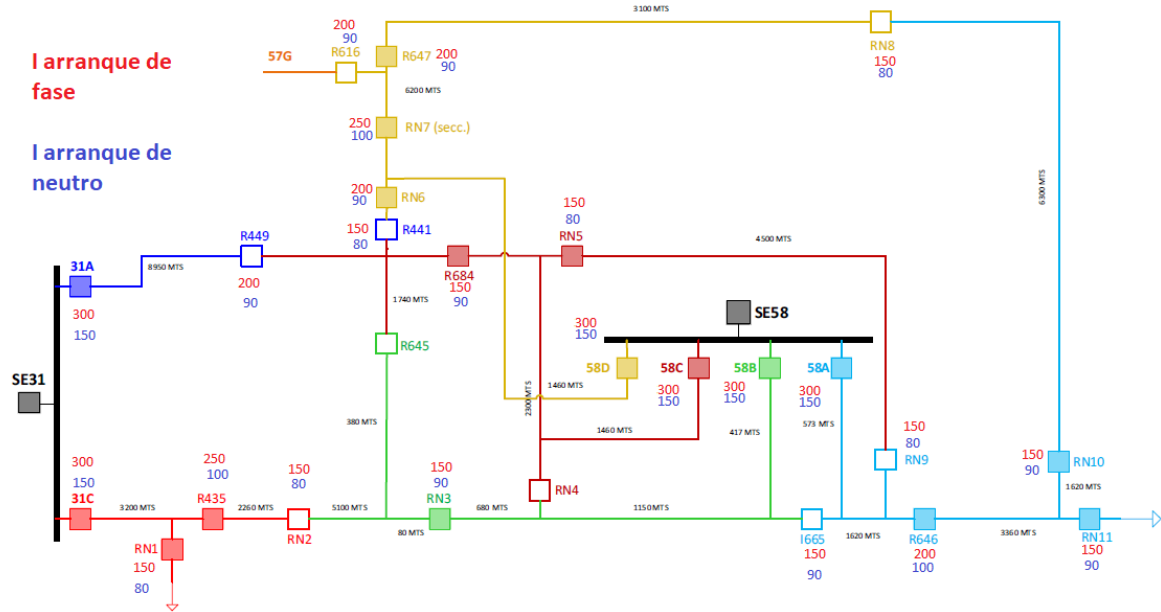


Figura 4.6. Arranque de la función temporizada en Operación Normal del Sistema

Tabla 4.1. Arranque de la función temporizada 51 – Escenarios Operación Normal y Transferencia de carga de los primarios 58A, 58B, 58C y 58D

Equipo	Corriente Fase (A)	Corriente Neutro (A)
RN1	150	80
R435	250	100
RN6	200	90
RN7	250	100
R647	200	90
RN5	150	80
R684	150	90
RN3	150	90
R646	200	100
RN10	150	90
RN11	150	90
RN2	150	80
R441	150	80
RN8	150	80
R616	200	80
R449	200	90
RN9	150	80

Tabla 4.2. Arranque de la función temporizada 51 – Escenario Transferencia de SE El Quinche (SE 58)

Equipo	Corriente Fase (A)	Corriente Neutro (A)
RN1	150	80
R435	250	120
RN6	150	80
RN7	-	-
R647	-	-
RN5	-	-
R684	150	90
RN3	200	100
R646	180	90
RN10	150	80
RN11	-	-
RN2	-	-
R441	200	90
RN8	-	-
R616	200	80
R449	250	100
RN9	-	-

4.1.3 Arranque de la Función Instantánea

El relé de sobrecorriente frente a una falla de un valor excesivo de corriente, es capaz de operar con su función instantánea, esto significa que el dispositivo empezará a funcionar automáticamente sin ningún tipo de retardo ante dicha perturbación. El arranque de la función instantánea corresponde al valor de corriente a partir del cual el equipo de protección operará inmediatamente en presencia de una falla en el sistema. En la Figura 4.7 se presenta la zona de operación de la función instantánea.

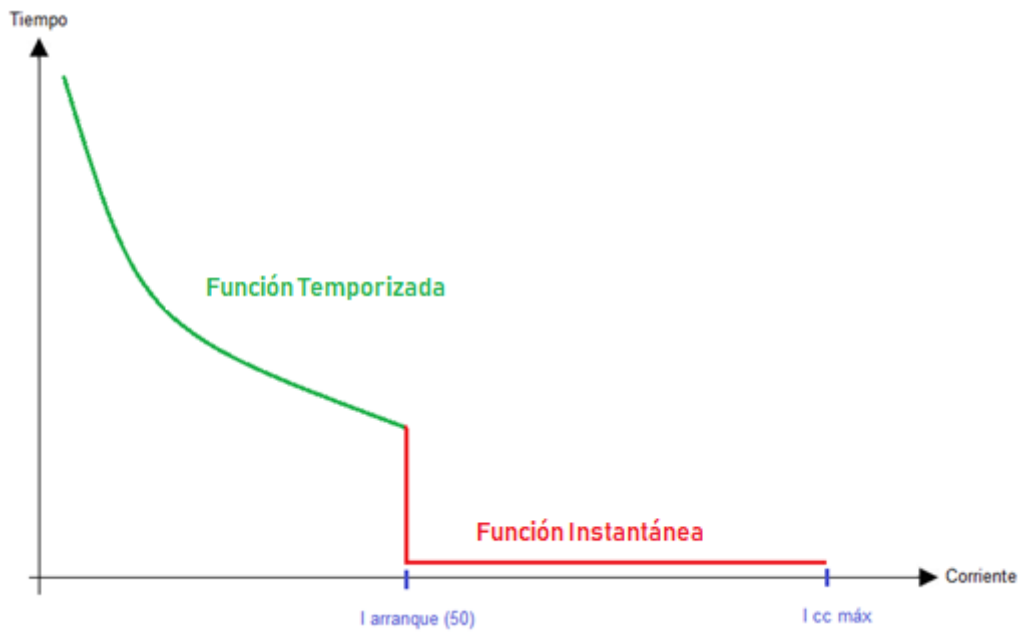


Figura 4.7. Operación de un relé de sobrecorriente instantáneo

4.1.3.1 Arranque de la Función Instantánea del Relé de Sobrecorriente (50) del Alimentador

El arranque de la función instantánea se lo ajusta considerando el 80% de la longitud del tramo protegido hacia el reconectador más cercano, como se indica en la Figura 4.8.

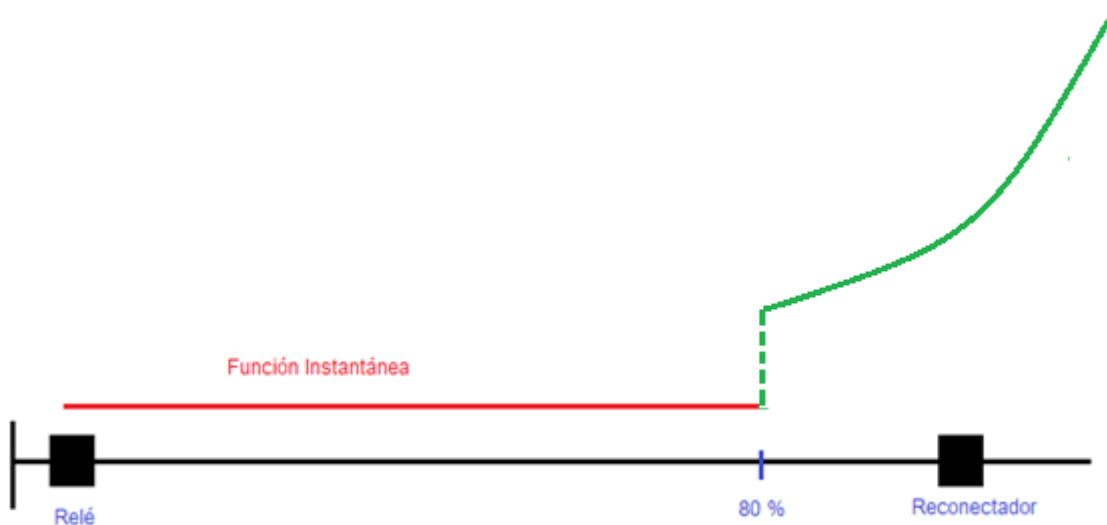


Figura 4.8. Alcance de la Función Instantánea de un Relé de Sobrecorriente

Bajo dicho criterio los valores de arranque fueron obtenidos a partir de un estudio de cortocircuito y en base a la siguiente ecuación:

$$I_{50} = 1,2 \times I_{cc \text{ REC}}$$

Ecuación 4.2. Corriente de arranque del relé de sobrecorriente instantáneo

Donde I_{50} es la corriente de arranque del relé de sobrecorriente instantáneo e $I_{cc \text{ REC}}$ es la corriente de cortocircuito máxima en el punto donde se ubica el reconectador más cercano al relé de cabecera. Cabe mencionar que para la $I_{cc \text{ REC}}$ se considera fallas trifásicas para fase y fallas monofásicas para neutro, en el punto exacto del reconectador.

Los valores de las corrientes de arranque para la función instantánea se observan en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Valores de arranque de la función instantánea 50 de los relés de cabecera

Relé	Corriente Fase (A)	Corriente Neutro (A)
31 A	2314	1688
31 C	5768	4392
58 A	4034	3516
58 B	4128	3758
58 C	4030	3625
58 D	4853	4711

4.1.3.2 Arranque de la Función Instantánea del Reconectador

El valor de arranque de la función instantánea de los reconectores está fijado con la corriente de cortocircuito máxima que pasa por el reconectador. Las fallas que se consideran para las corrientes de arranque son fallas trifásicas y monofásicas a tierra. Es así que, el valor de arranque de la instantánea de fase se obtiene simulando una falla trifásica (LLL) en el punto del reconectador, así mismo para neutro se toma el valor de corriente de falla monofásica a tierra en el punto del reconectador.

Cabe recalcar que la función instantánea del reconectador tanto de fase como de neutro operará en caso único en que la falla se de en el punto de ubicación del reconectador, tal como se muestra en la Figura 4.9.

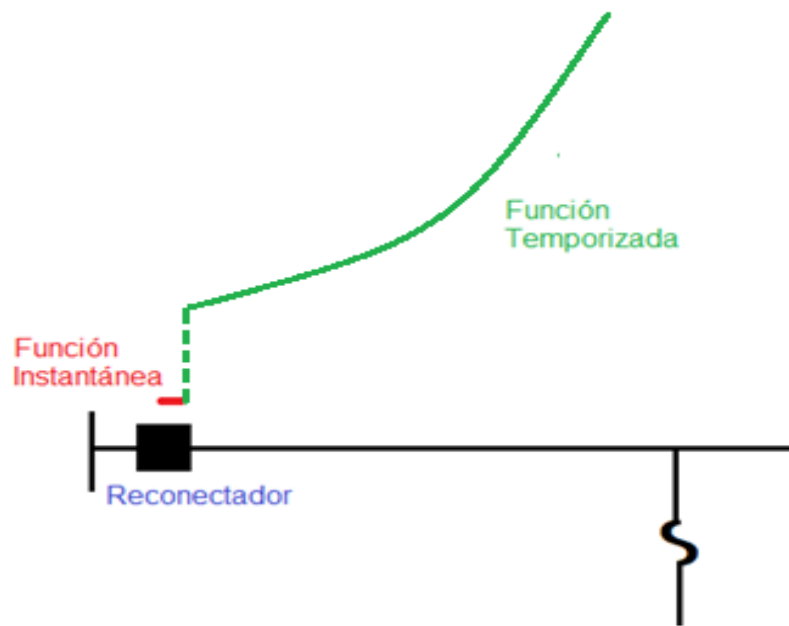


Figura 4.9. Función Instantánea de un Reconector

Debido a las diferentes topologías que presenta el sistema por las transferencias que se pueden realizar, se conecta y desconecta carga a los reconectores. Al variar los valores de corriente de cortocircuito en cada punto dentro del alcance del reconector para los 6 casos de estudio, se tendría que considerar un nuevo grupo de operación a ser ajustado en el equipo para cada escenario, lo cual implicaría 6 diferentes grupos de operación para cada equipo, siendo esto un inconveniente pues se busca implementar el mínimo número de operaciones; esta es la razón por la cual una vez que se analizan todos los casos de falla en cada uno de los escenarios de operación, se procede a estandarizar los valores de corriente de falla trifásica y de línea a tierra para las curvas fase y neutro respectivamente como se puede observar en la Tabla 4.4. De esta manera se reduce el número de grupo de operación de cada reconector. Una vez realizado el análisis se obtuvo que los valores de arranque de la función instantánea para el caso de operación normal y algunos de transferencia son los mismos, puesto que para estos escenarios las variaciones resultaron leves, sin embargo, para la topología de salida de la Subestación El Quinche, se necesitó considerar nuevos arranques, pues se desenergizan cuatro primarios y la carga se redistribuye, siendo necesaria la creación de un nuevo grupo de operación.

Tabla 4.4 Corriente de arranque de la función instantánea de los reconectores

Reconector	Grupo de Operación	Corriente de Arranque Función Instantánea	
		Fase (A)	Neutro (A)
R449	GRUPO 1	1282	717
	GRUPO 2	1282	718
R435	GRUPO 1	2170	1264
	GRUPO 2	2171	1264
	GRUPO 3	2170	1264
RN1	GRUPO 1	3261	1721
RN10	GRUPO 1	1643	1317
	GRUPO 2	726	565
	GRUPO 3	764	511
R646	GRUPO 1	2856	2505
	GRUPO 2	952	627
RN11	GRUPO 1	1684	1353
RN3	GRUPO 1	2910	2642
	GRUPO 2	1252	798
RN5	GRUPO 1	2790	2488
R684	GRUPO 1	2263	1930
	GRUPO 2	1019	597
	GRUPO 3	2263	1930
RN6	GRUPO 1	3355	3155
	GRUPO 2	888	535
R647	GRUPO 1	1449	1162
	GRUPO 2	1449	1162
RN7	GRUPO 1	3357	3157
RN2	GRUPO 1	1282	816
RN9	GRUPO 1	2920	2573
RN8	GRUPO 1	955	748
R441	GRUPO 1	2150	1814
	GRUPO 2	1036	606
R616	GRUPO 1	759	489

Para casos excepcionales en los cuales no sea posible la coordinación entre equipos, una alternativa consiste en ampliar la zona de protección de la función instantánea, como se muestra en la Figura 4.10. Con esto se puede incrementar el delta mínimo de tiempo entre equipos y se hace factible la coordinación.

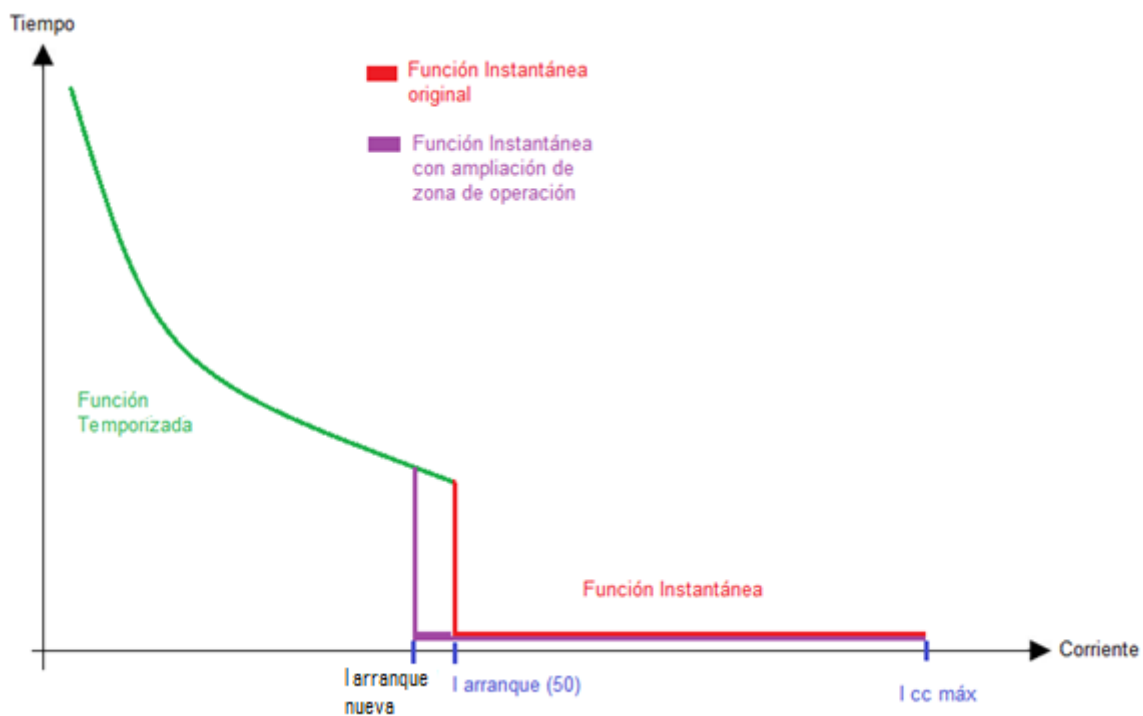


Figura 4.10. Función Instantánea de un Reconectador – Zona de operación ampliada

Es importante configurar una reconexión de la función instantánea en estos casos, debido a que en la zona de operación ampliada, pueden suscitarse fallas temporales las cuales requieren una reconexión. El tiempo muerto previo a la reconexión del equipo es de 5 segundos, posterior a éste el reconectador seguirá detectando fallas por un intervalo de 20 segundos; al ocurrir una falla dentro de este tiempo de 20 segundos el reconectador abrirá el circuito y finalmente se bloqueará.

Al darse una descoordinación entre dos reconectadores, en los que es primordial incrementar el alcance de la función instantánea, es vital asegurarse que la zona de protección del instantáneo del reconectador aguas arriba no sobrepase el 80% del tramo protegido. En cuanto al reconectador de aguas abajo puede disminuir la corriente de arranque de la función instantánea tanto como se requiera a fin de asegurar la coordinación.

Cabe señalar que con esta práctica, la función instantánea del reconectador entra en zona de protección del fusible con lo cual se pierde selectividad entre equipos.

4.1.4 Coordinación Reconectador – Fusible

En todo sistema de distribución radial como el que se muestra en la Figura 4.11, se consideran equipos de protección tales como el fusible, reconectador y relé en la cabecera. El reconectador que se halla aguas arriba del fusible, hace las veces de protección de

respaldo del fusible, esto quiere decir que para los casos en los que el mecanismo del fusible se encuentre averiado y por ende no pueda actuar frente a una falla, actuará de manera coordinada el reconectador. Además, el reconectador juega un rol importante puesto que con su curva de operación de neutro rápido, permite el salvado de fusible para fallas temporales como se detalla en la sección 4.1.1.

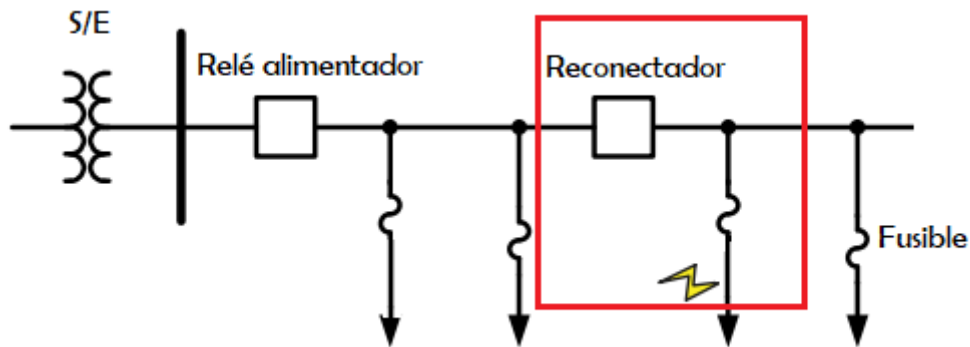


Figura 4.11 Sistema con reconectador y fusible considerados en la coordinación.

A continuación se detallan cada una de las coordinaciones realizadas entre reconectador y fusible.

4.1.4.1 Coordinación Reconectador – Fusible (Neutro)

En la coordinación Reconectador – Fusible (Neutro), es fundamental mencionar el número de operaciones del reconectador de neutro, en atención a esto se consideran 2 operaciones: una lenta y una rápida. El reconectador con estas dos operaciones será capaz de detectar fallas monofásicas a tierra y bifásicas a tierra, las cuales representan el 80% de fallas en el sistema.

La coordinación entre la curva de neutro rápido del reconectador y el fusible, se la consigue ubicando la curva rápida bajo la curva de fundido de fusible como se muestra en la Figura 4.12, de modo que el reconectador actuará antes que el fusible para fallas a tierra, evitando la fundición del fusible.

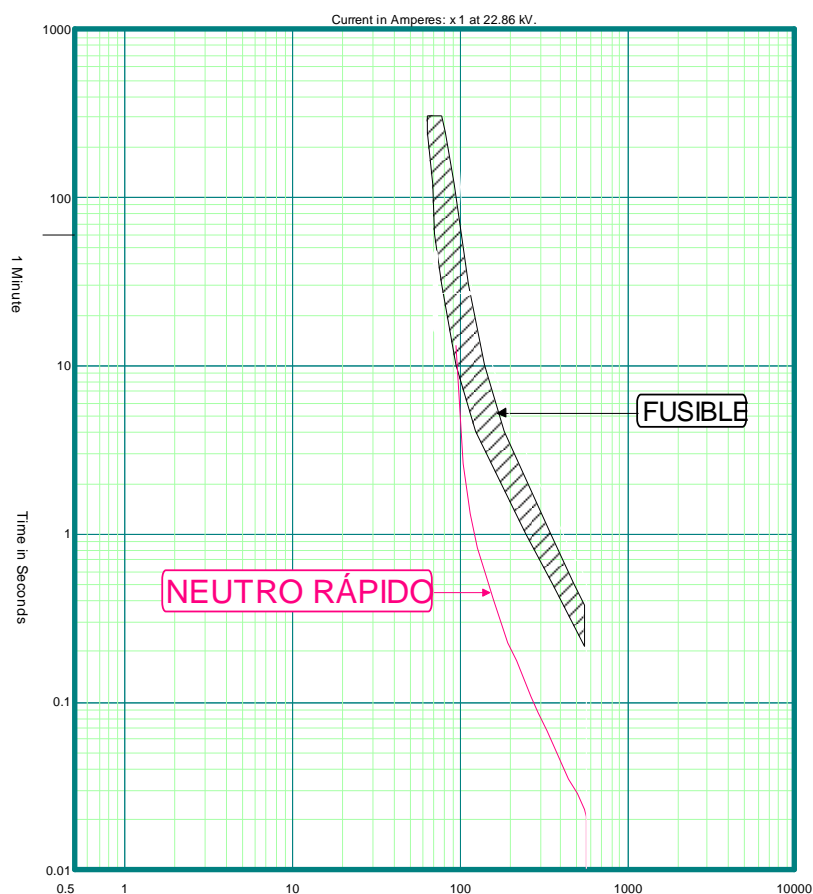


Figura 4.12 Coordinación reconectador Neutro-rápido - fusible
[Captura de CYMDIST TCC]

El reconectador al detectar una falla a tierra abre con su curva rápida, permaneciendo en un tiempo muerto de 5 segundos, seguido a este tiempo hace su primera reconexión. Si la falla persiste, actuará el fusible y caso contrario que no opere el fusible, el reconectador operará con su curva lenta y luego tendrá un tiempo muerto de 10 segundos, al término de este tiempo hará su segunda reconexión. Finalmente, si la falla continúa, el reconectador abrirá por última vez y se bloqueará. Por lo mencionado anteriormente es necesario detallar la coordinación entre la curva de neutro lento del reconectador y el fusible.

Para dicha coordinación se considera un tiempo mínimo de 120ms entre un punto de la curva de despeje del fusible y otro punto de la curva lenta de neutro del reconectador como se muestra en la Figura 4.13. Cabe señalar que los puntos de las curvas considerados para obtener el delta de tiempo, fue definido de manera automática por el programa CYMDIST TCC, y estos puntos muestran el lugar entre curvas donde se tendrá el tiempo mínimo, con el cual se asegura la selectividad entre equipos.

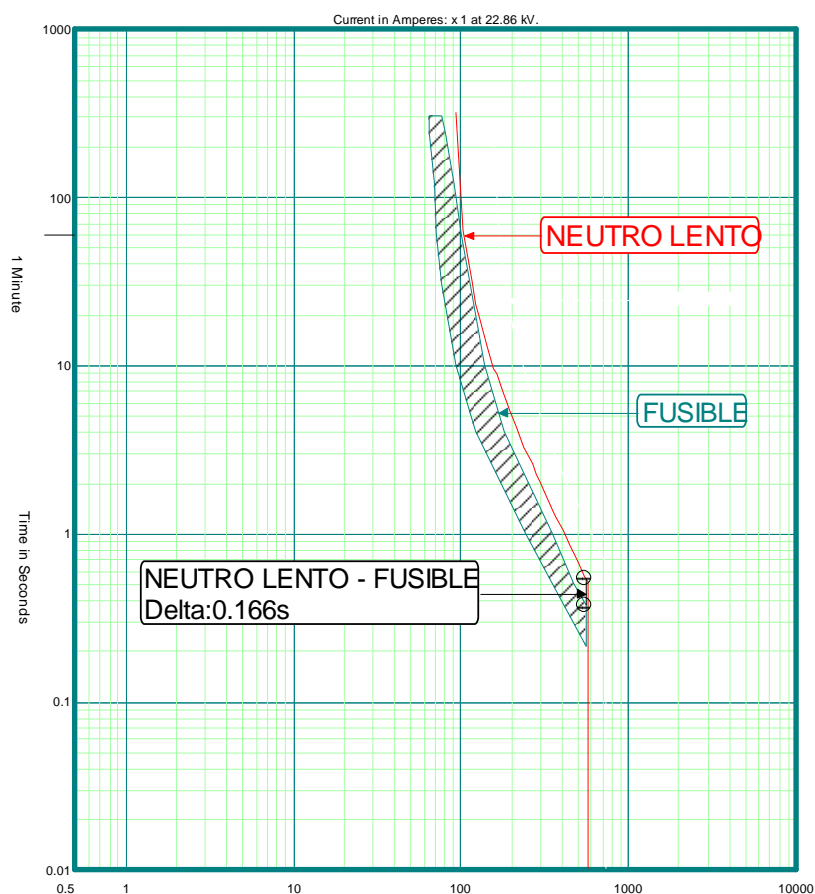


Figura 4.13. Coordinación reconectador neutro– lento - fusible [Captura de CYMDIST TCC]

4.1.4.2 Coordinación Reconectador – Fusible (Fase)

Acorde con la metodología de la Empresa Eléctrica Quito, se considera una sola operación lenta del reconectador para fase y no se concibe la operación rápida de fase para la coordinación de protecciones. Además, en el sistema los fenómenos de carga fría e Inrush perjudican de mayor manera a fase, por lo que existe la posibilidad que haya una nueva desconexión de carga por la operación del reconectador que actuó con su curva rápida de fase, debido a los picos elevados de corriente provocados por dichos fenómenos al reestablecer el suministro energético.

Para esta coordinación se considera un tiempo mínimo de separación de 120 ms entre puntos de la curva de despeje del fusible y la curva lenta de fase del reconectador, rango de tiempo con el cual se asegura la coordinación de estos equipos de protección. En la Figura 4.14, se indica la coordinación fase lenta - fusible.

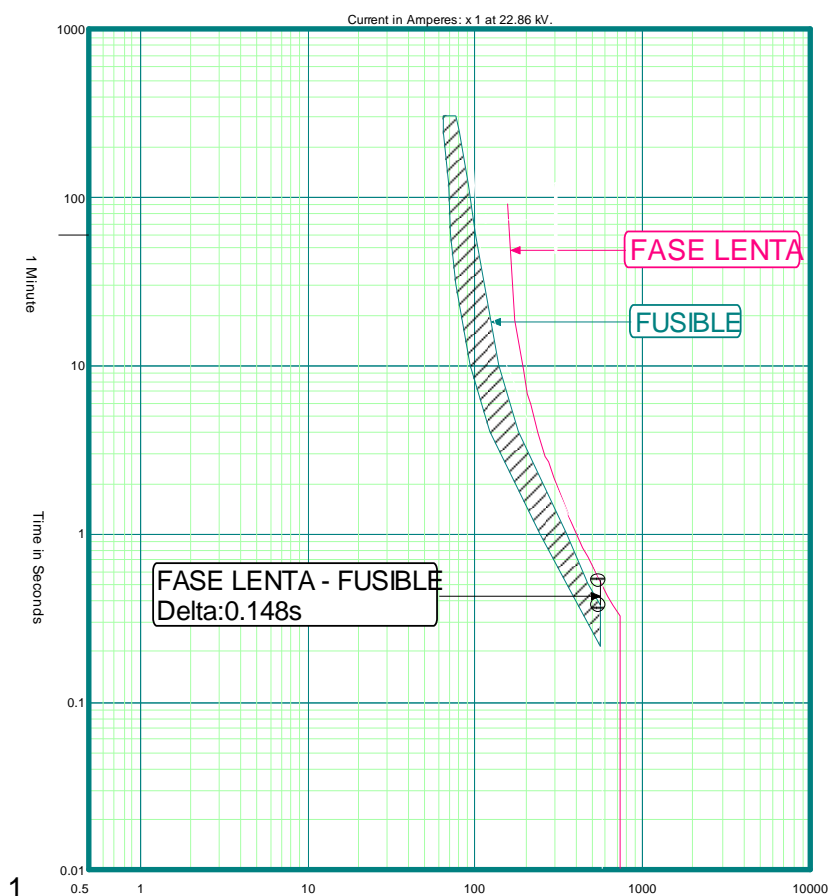


Figura 4.14. Coordinación reconector fase lenta – fusible [Captura de CYMDIST TCC]

4.1.5 Coordinación Relé de Cabecera – Reconector

En la presente coordinación, el relé de cabecera brinda una protección de respaldo al reconector que se encuentra debajo de éste como muestra la Figura 4.15, esto implica que el relé del primario actuará en los casos que el reconector o los equipos de protección aguas abajo no operen. Para tal efecto es necesario que la curva de operación del reconector se ubique debajo de la curva del relé de cabecera.

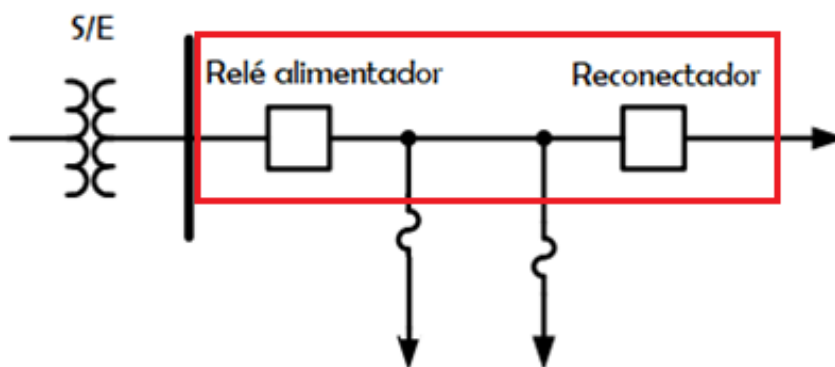


Figura 4.15. Sistema con relé de cabecera y reconector a considerar en la coordinación.

Asimismo, para esta coordinación se considera un tiempo mínimo de separación entre un punto de la curva de operación del relé del alimentador y otro punto de la curva lenta de fase/neutro del reconectador como se muestra en la Figura 4.16 y Figura 4.17. El tiempo mínimo comprendido entre esos dos puntos de las curvas del relé de cabecera y reconectador es de 200ms, de modo que se garantice una coordinación apropiada entre estos equipos de protección.

Cabe destacar que la curva de neutro, ya sea del reconectador como del relé de cabecera, debe ir debajo de la curva de operación de fase, como se muestra en la Figura 4.18, esto se debe a que la curva de neutro tiene que ser más rápida que la de fase, caso contrario la curva de neutro lento no actuará en su segunda reconexión.

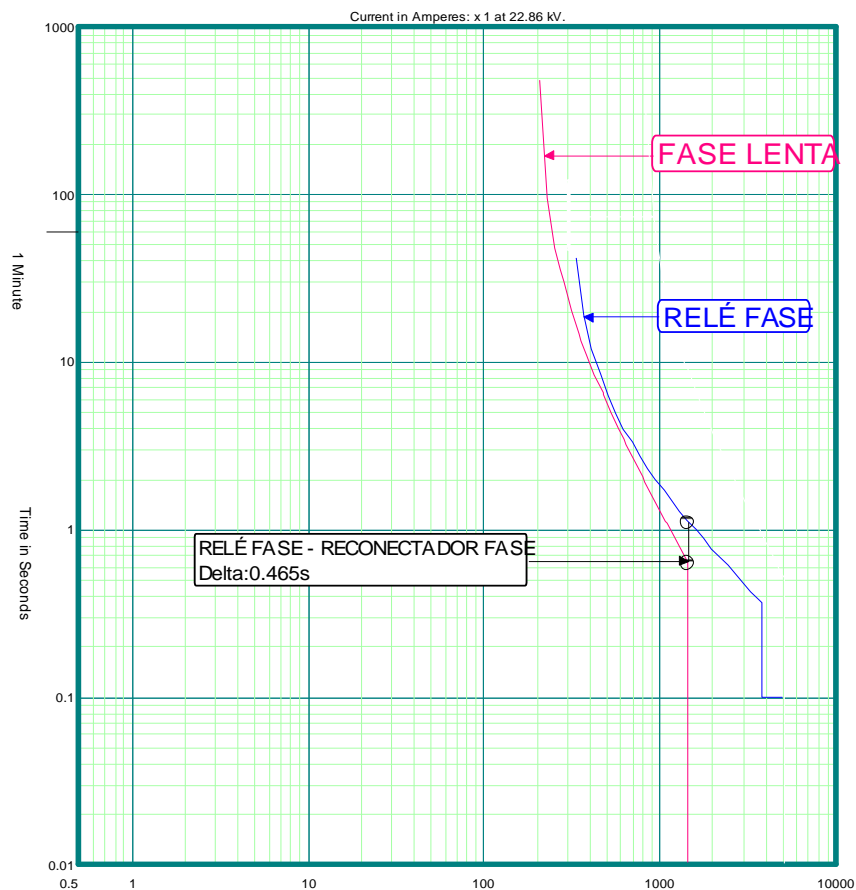


Figura 4.16. Coordinación Relé Fase – Reconectador Fase [Captura de CYMDIST TCC]

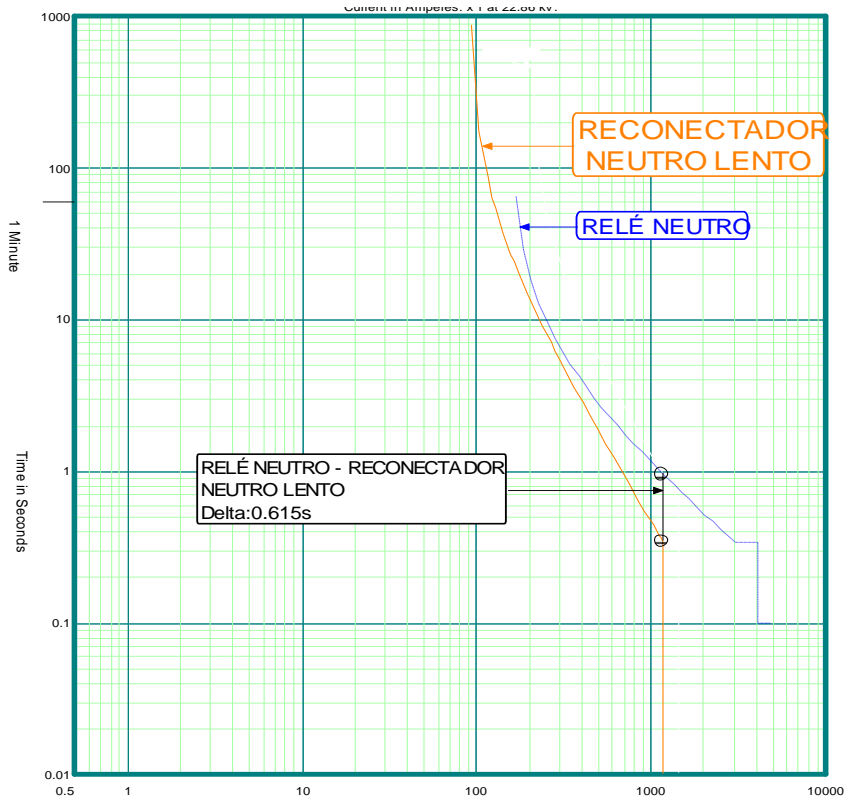


Figura 4.17. Coordinación Relé Neutro – Reconectador Neutro [Captura de CYMDIST TCC]

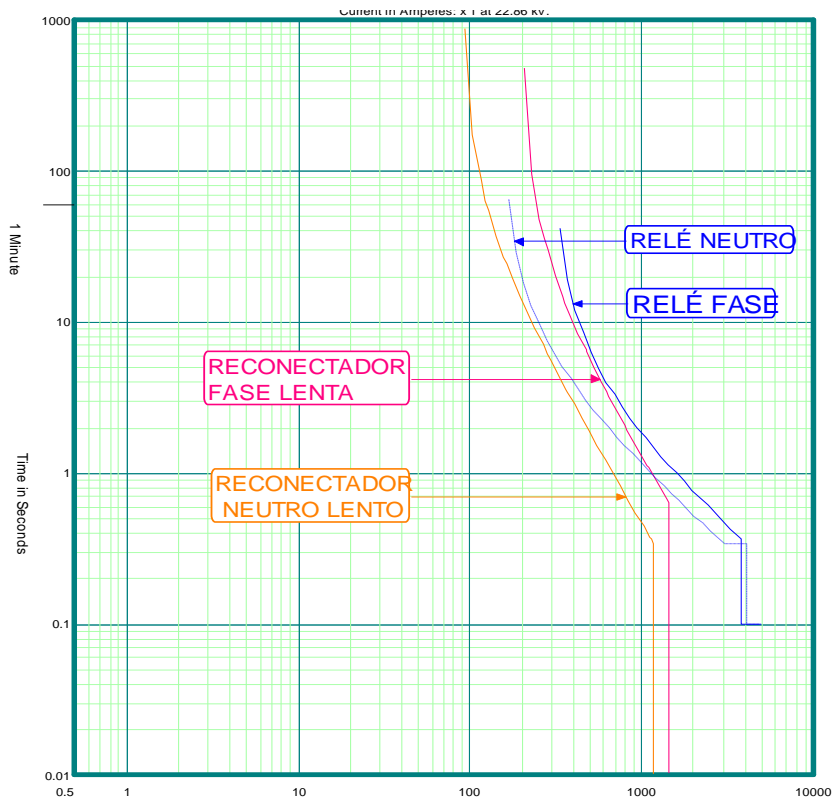


Figura 4.18. Verificación de Curvas de neutro y fase [Captura de CYMDIST TCC]

4.1.6 Coordinación Reconectador – Reconectador

La coordinación entre reconectador - reconectador es una de las más complejas, debido a que se sabe que se debe tener coordinación no solo entre los dos, sino también con dispositivos aguas arriba y aguas abajo, como se presenta en la Figura 4.19, reduciendo de esta manera el rango en el que se puede coordinar. La coordinación entre reconectador – reconectador, relé – reconectador y relé – relé tienen prioridad sobre los otros tipos de coordinación, debido a que mientras más arriba se encuentre un dispositivo de protección en la troncal, más carga sin suministro implica su operación, por este motivo de ser necesario se puede aceptar la pérdida de coordinación entre reconectador y fusible. Es importante resaltar que para la coordinación entre estos dispositivos según la filosofía de la EEQ, las curvas de neutro se deben encontrar por debajo de las curvas de fase.

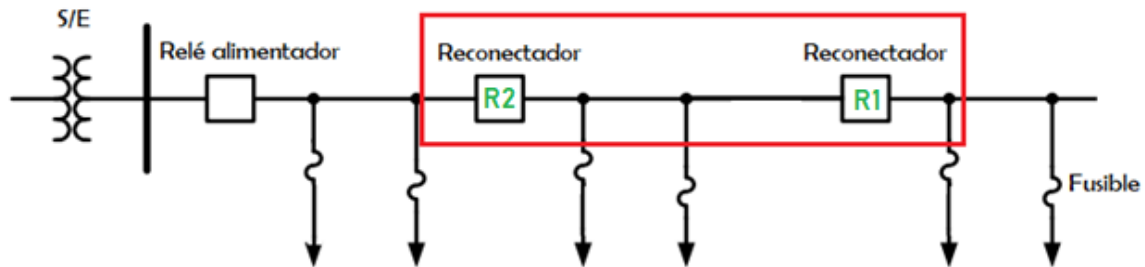


Figura 4.19. Sistema de dos reconectadores para coordinación

4.1.6.1 Coordinación Reconectador – Reconectador (Neutro)

En este caso se tiene un delta mínimo de 200 ms entre los puntos de las curvas lentas de neutro de los reconectadores. Las curvas del neutro deben encontrarse debajo de las curvas de fase. Cabe mencionar que la coordinación entre los neutro rápidos no ha sido posible debido a que el neutro rápido del reconectador más cercano a cabecera entra en la zona de operación del fusible y el neutro rápido del reconectador que se ubicaba aguas abajo se sale del rango y no se logra la coordinación mínima de 200 ms, ver Figura 4.20. Por este motivo se retira la curva rápida de neutro del reconectador más cercano a la cabecera o que se encuentre aguas arriba, dejando una zona sin salvado de fusible como se ilustra en la Figura 4.21.

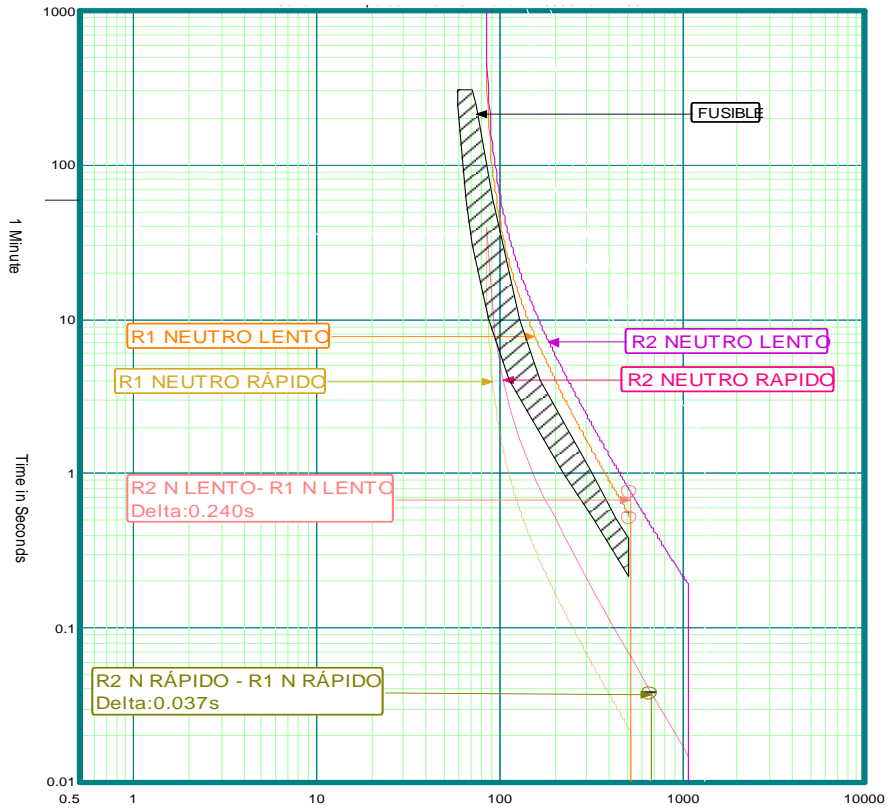


Figura 4.20. Curvas de neutro rápido sin coordinación y neutro lento coordinadas
[Captura de CYMDIST TCC]

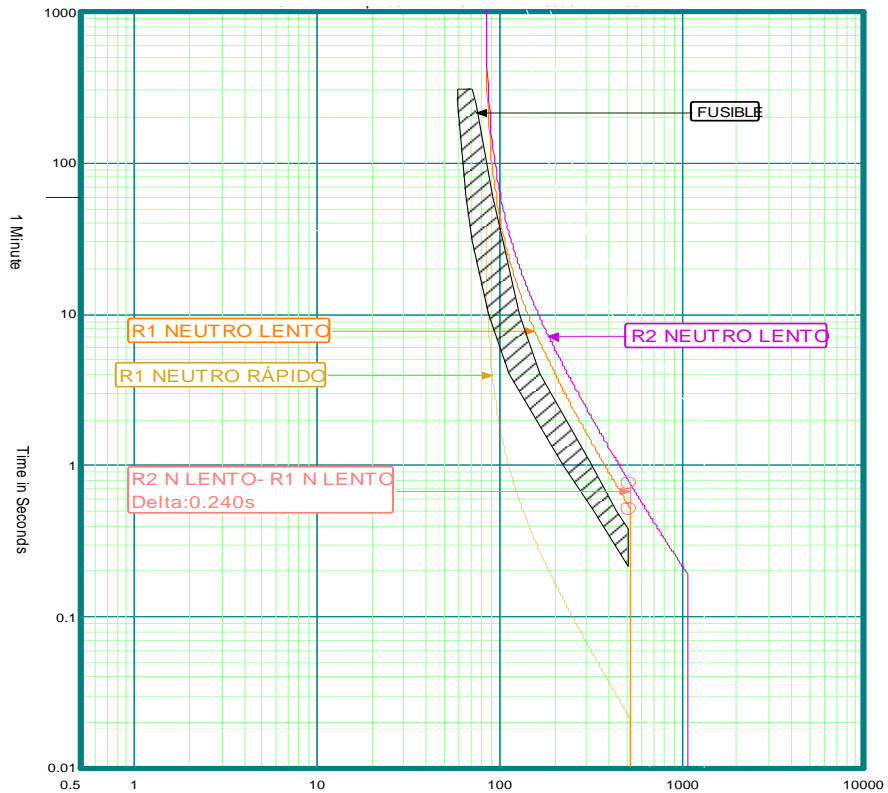


Figura 4.21. Curvas de neutro lento de reconectores, se considera solamente un neutro rápido.

4.1.6.2 Coordinación Reconectador – Reconectador (Fase)

Para los puntos de las curvas de fase de los reconectadores se tiene un delta mínimo de 200 ms entre las curvas como se muestra en la Figura 4.22. Estas curvas se deben ubicar por encima de las curvas de neutro como se ilustra en la Figura 4.23.

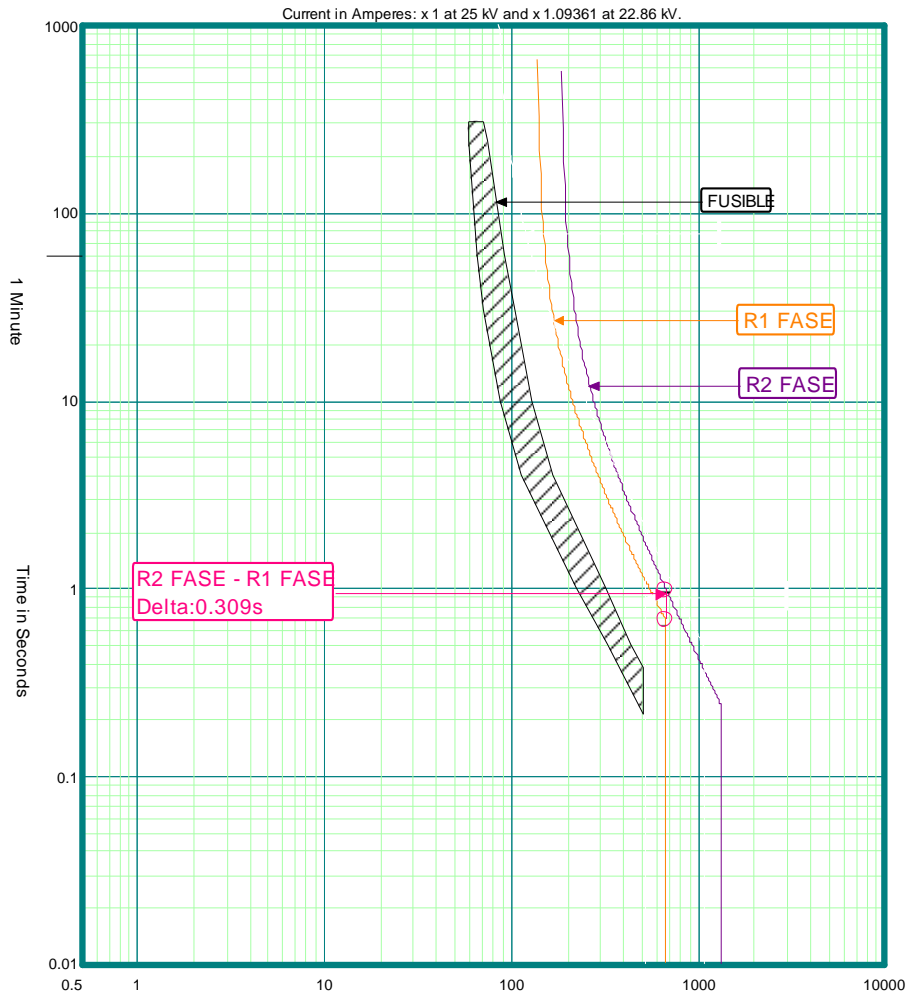


Figura 4.22 Curvas de fase de los reconectadores R2 y R1 coordinados. [Captura de CYMDIST TCC]

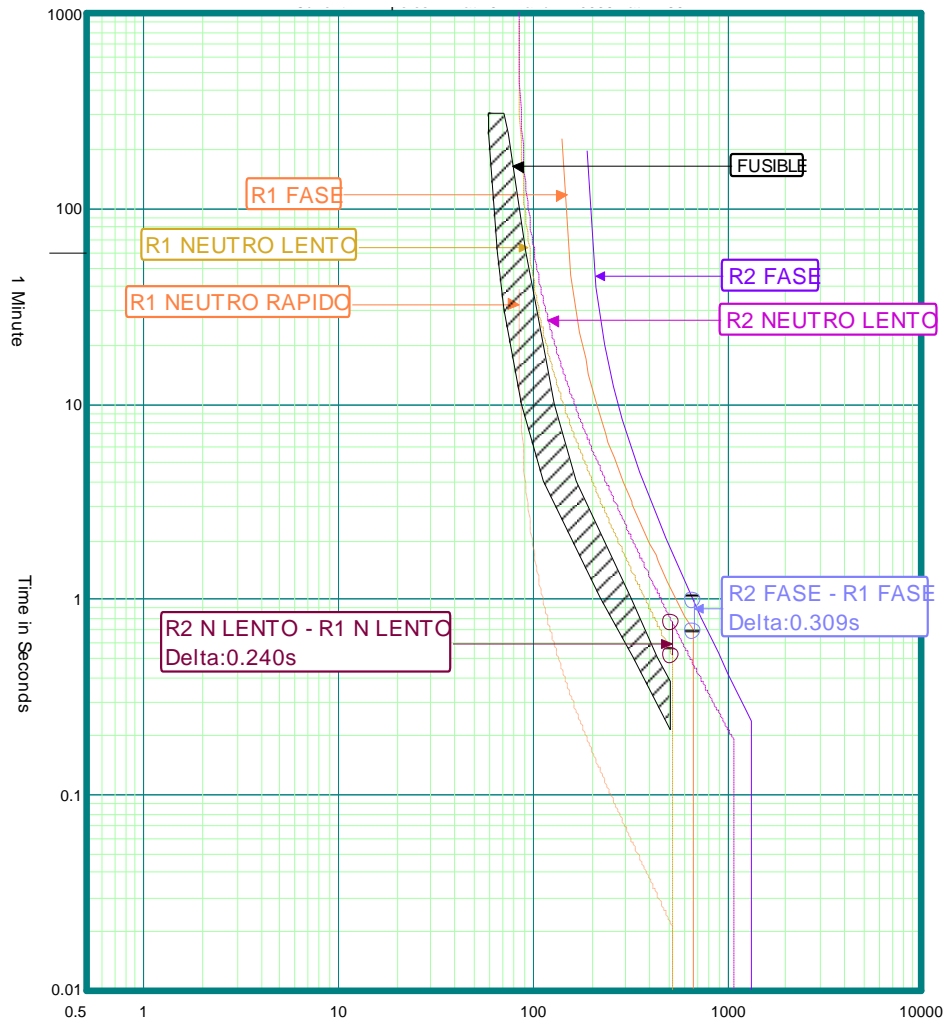


Figura 4.23. Curvas de fase lenta, neutro lento y rápido de los reconectores R1 y R2 coordinadas entre sí. [Captura de CYMDIST TCC]

4.1.7 Coordinación Relé del Transformador – Relé de Cabecera

La coordinación entre dos relés aparece en la subestación con el relé del transformador y el relé de cabecera como se puede observar en la Figura 4.24. Los relés tienen dos curvas (fase y neutro), por lo cual se coordinan fase con fase y neutro con neutro de cada equipo como se muestra en las Figuras 4.25 y 4.26. Entre los puntos de las curvas de estos dispositivos debe existir un delta mínimo de 200 ms. Para el caso del relé de cabecera, se cumple que se encuentra la curva de neutro bajo la curva de fase. El dial, arranque del temporizado y tipo de curva del relé del transformador, se los considera fijos y como referencia del sistema, se da la prioridad a la coordinación con este dispositivo debido a que aguas arriba ya se tiene el sistema de potencia con sus respectivos dispositivos ya coordinados. El relé de cabecera puede variar en su tipo de curva y dial, más es importante

considerar que una vez coordinados los dos relés, esta coordinación debe ser válida para todos los reconectadores en los diferentes casos de transferencia que se presenten.

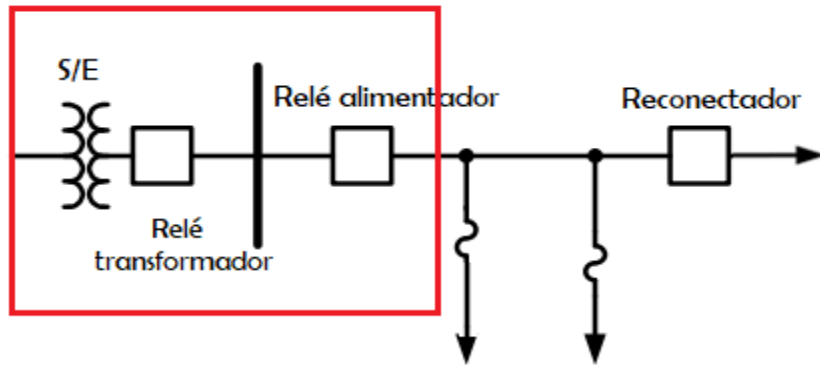


Figura 4.24 Sistema con relé de cabecera y transformador considerados en la coordinación.

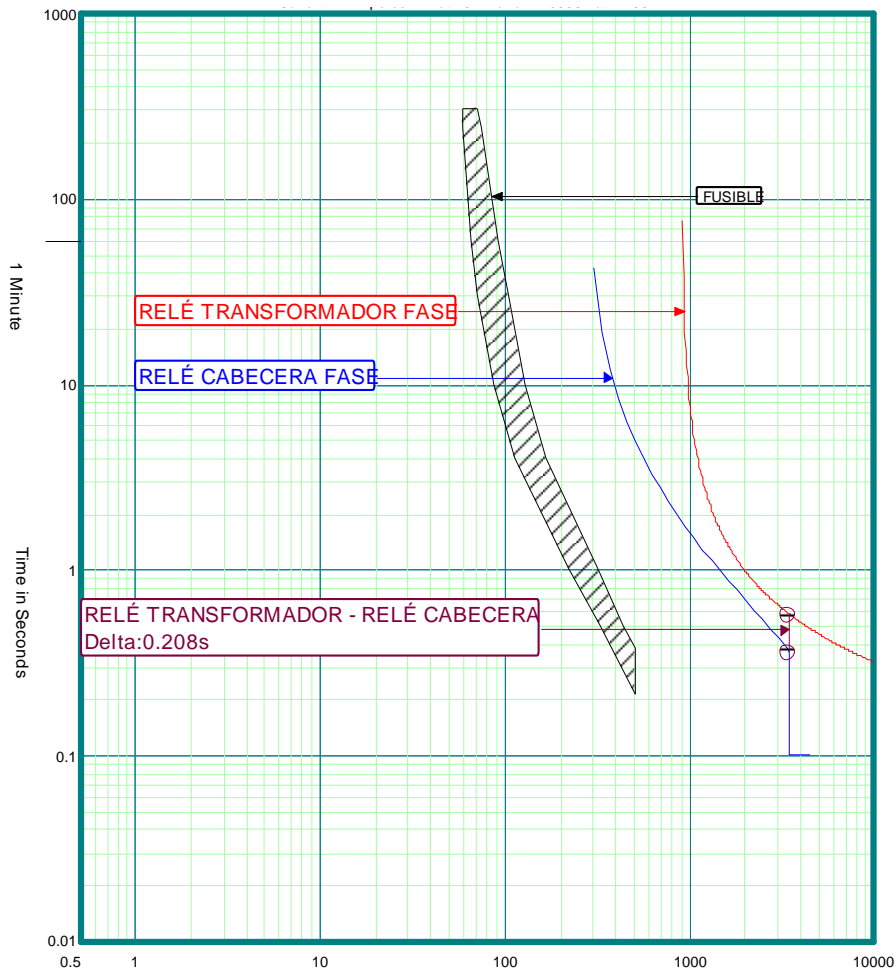


Figura 4.25 Coordinación entre curvas de fase del relé del transformador (roja) y fase del relé de cabecera (azul) [Captura de CYMDIST TCC]

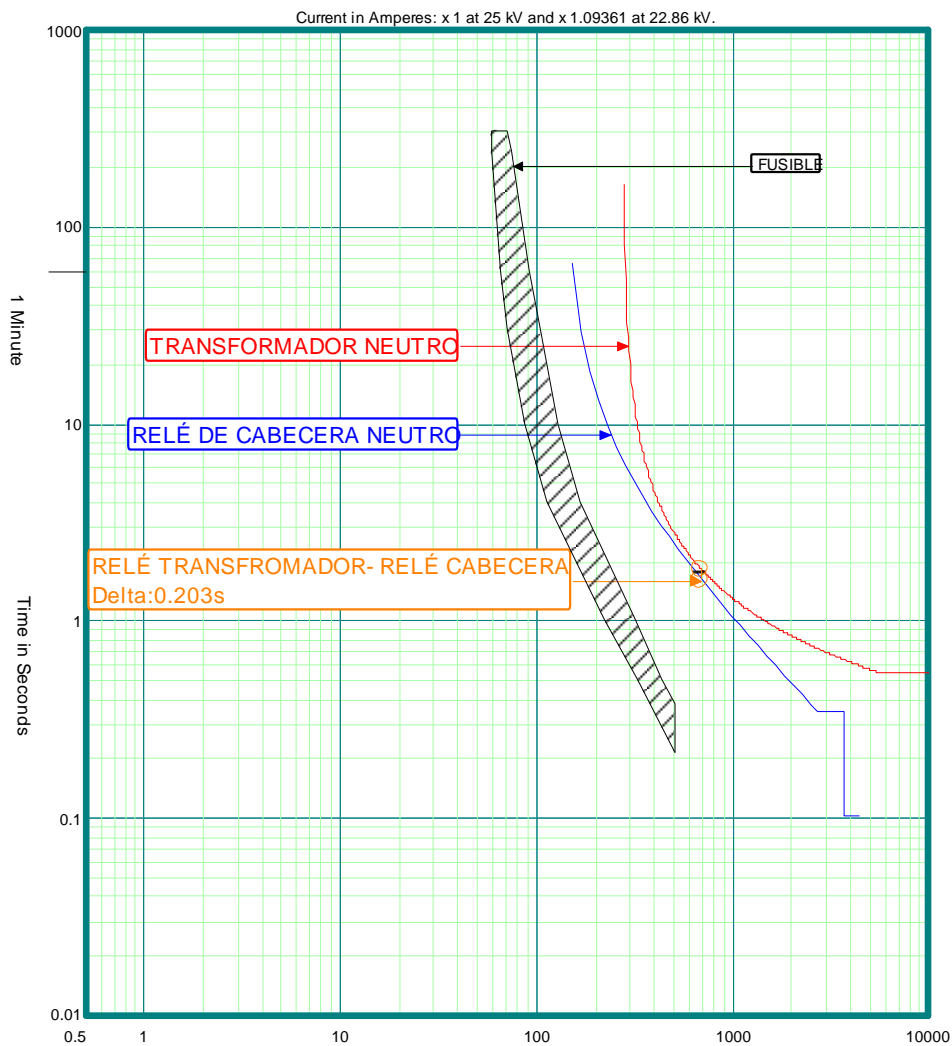


Figura 4.26 Coordinación entre curvas de neutro del relé del transformador (roja) y neutro del relé de cabecera (azul) [Captura de CYMDIST TCC]

4.1.8 Coordinación Relé – Fusible

La coordinación Relé-Fusible es similar a la coordinación Reconectador-Fusible, cumple los mismos parámetros entre los deltas de tiempo que existen entre estos equipos. En el caso del relé se tiene únicamente dos curvas, neutro y fase, ambas deben encontrarse en coordinación con el fusible. En esta coordinación existen ciertas variaciones que la hacen destacable a nivel de prioridades de coordinación.

Según la EEQ los fusibles que se encuentran aguas arriba del reconectador y aguas abajo del relé como se observa en la Figura 4.27 son del tipo 65T. El relé se coordina con este fusible cumpliendo un delta mínimo de 120 ms.

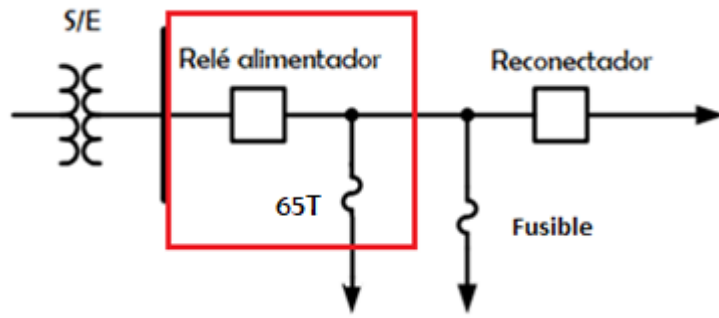


Figura 4.27. Sistema con relé de cabecera y fusible considerados en la coordinación.

Debido a que los relés se encuentran en la cabecera del primario llegan a ser respaldo de todos los equipos que se encuentran aguas abajo del mismo, por este motivo el delta entre el relé y el fusible suele ser bastante alto como se observa en la Figura 4.28.

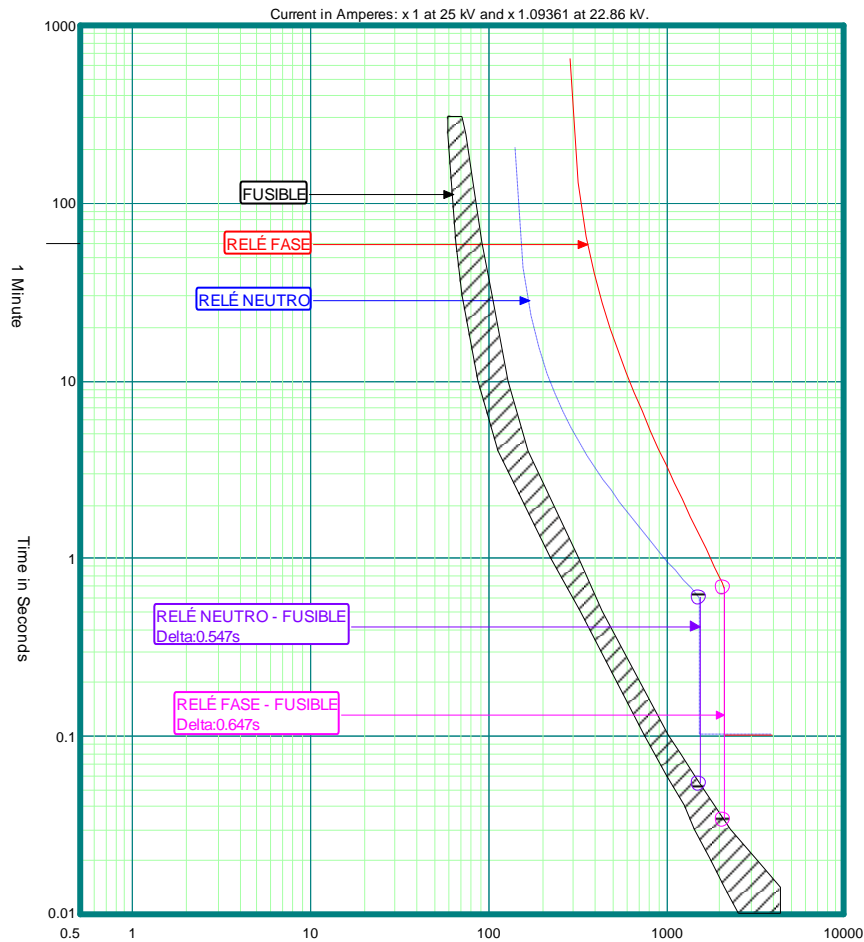


Figura 4.28. Coordinación de las curvas de fase y neutro de relé con fusible [Captura de CYMDIST TCC]

4.2 Resultados de la Coordinación

En esta sección se presentan los resultados de la coordinación del sistema Tababela - El Quinche, dentro de cada escenario se presenta la ejemplificación de los diferentes tipos de coordinaciones entre equipos y los casos de coordinación particulares o que presentaron variaciones relevantes durante la realización del estudio. Se encuentran también las características de cada escenario, los principales ajustes realizados a los equipos y las curvas de coordinación simuladas en la herramienta TCC del CYMDIST de las coordinaciones principales o utilizadas como ejemplo. Los resultados de las coordinaciones son presentados en los siguientes anexos:

Anexo II.- Valores de ajustes de coordinación.

Anexo III.- Gráficas de coordinación de los casos de estudio.

Anexo IV.- Grupo de operaciones de los reconectores del sistema Tababela – El Quinche.

4.2.1 Coordinación del Escenario de Operación Normal

La topología de operación normal del sistema Tababela y El Quinche, se caracteriza por el hecho de no contemplar ninguna transferencia de carga a otros alimentadores, es así que éste representa el escenario de operación más frecuente del sistema. La Figura 4.29, presenta el diagrama unifilar de las subestaciones Tababela y El Quinche, con los primarios que son parte del escenario en operación normal.

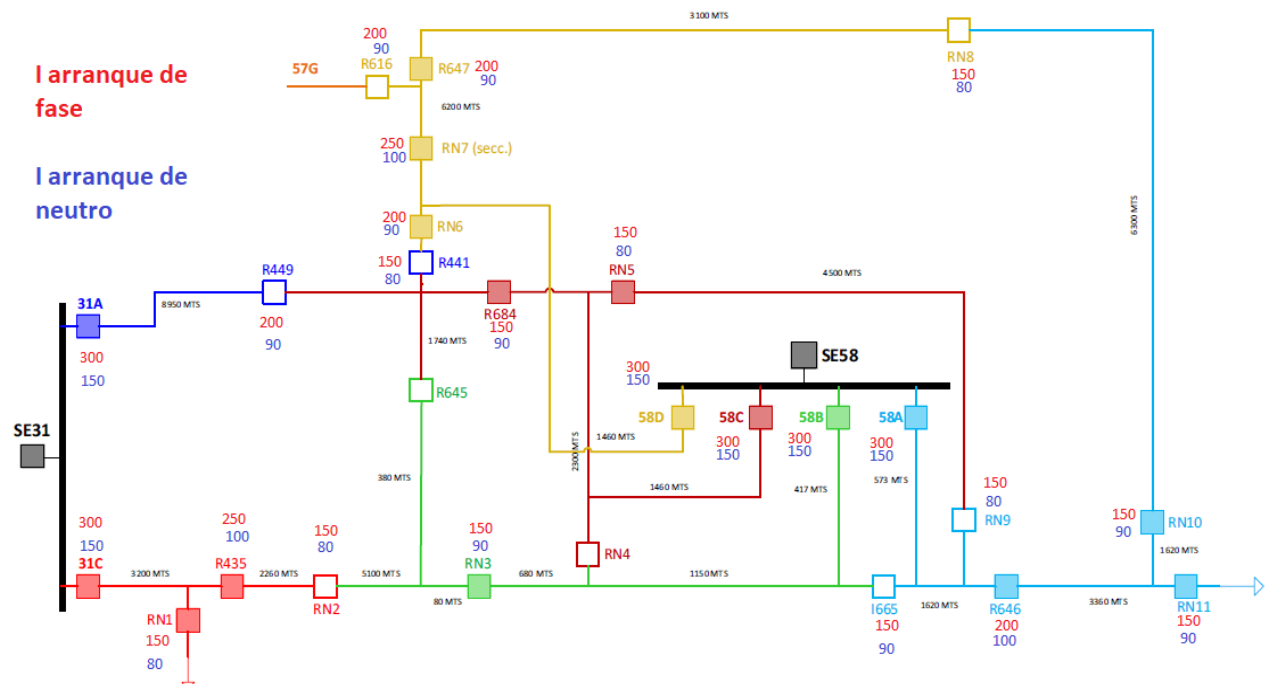


Figura 4.29. Diagrama unifilar – Escenario de Operación Normal

Para todas las topologías implicadas en el desarrollo de este proyecto, se considera la coordinación de protecciones por caminos, es conveniente mencionar que se entiende como camino al grupo de equipos coordinados desde el relé del transformador hasta un reconectador o fusible.

Es así que para el escenario de operación normal del sistema, se tienen 10 diferentes caminos, los cuales abarcan las respectivas coordinaciones de las troncales y las derivaciones de los primarios. En la Tabla 4.5 se presenta la distribución de caminos a coordinar correspondiente a cada primario del sistema.

Tabla 4.5. Caminos y dispositivos a coordinar para el Escenario de Operación Normal

Primario	Caminos a coordinar	Relé del transformador	Relé de Cabecera	Reconectador 1	Reconectador 2	Fusible
31A	1	✓	✓	-	-	✓
	2	✓	✓	RN1	-	✓
58A	1	✓	✓	R646	RN10	✓
	2	✓	✓	R646	RN11	✓
58B	1	✓	✓	RN3	-	✓
58C	1	✓	✓	RN5	-	✓
	2	✓	✓	R684	-	✓
58D	1	✓	✓	RN6	-	✓
	2	✓	✓	RN7	R647	✓

El presente estudio se lo realizó con base a la filosofía de coordinación detallada en la sección 4.1 y como muestra de las coordinaciones más relevantes, se presentan a continuación algunos de los casos mencionados en la Tabla 4.5.

4.2.1.1 Coordinación Camino 31A

En esta coordinación intervienen equipos de protección como: relé del transformador, relé de cabecera y fusible, tal como indica la Figura 4.30.

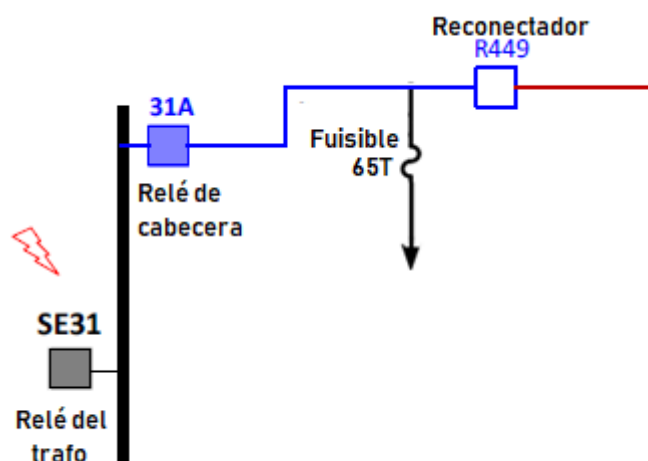


Figura 4.30. Diagrama unifilar – Coordinación camino 31A

La filosofía de coordinación de relé – relé y relé – fusible detallado anteriormente, se la emplea para este caso en específico, pues se coordina el relé del transformador de la SE 31A con el relé del alimentador 31A, y el relé 31A del alimentador con el fusible 65T. Por consiguiente la coordinación de fase, neutro, y fase/neutro juntos, se muestran a continuación en la Figura 4.31, 4.32 y 4.33 respectivamente.

Los ajustes determinados para los equipos de protección se detallan en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Ajustes de Protecciones – Camino 31A

Equipos	Ajustes		Arranque Función Instantánea (A)	Arranque Función Temporizada (A)
	Diales	Tipo de Curva		
Relé de cabecera Fase (31A/F)	0,49	IEC-C*	2314	300
Relé de cabecera Neutro (31A/N)	1,2	IEC-B*	1688	150
Relé del transformador Fase	0,14	IEC-A*	-	996
Relé del transformador Neutro	0,38	IEC-B	-	498
* Ver sección 2.6.3.				

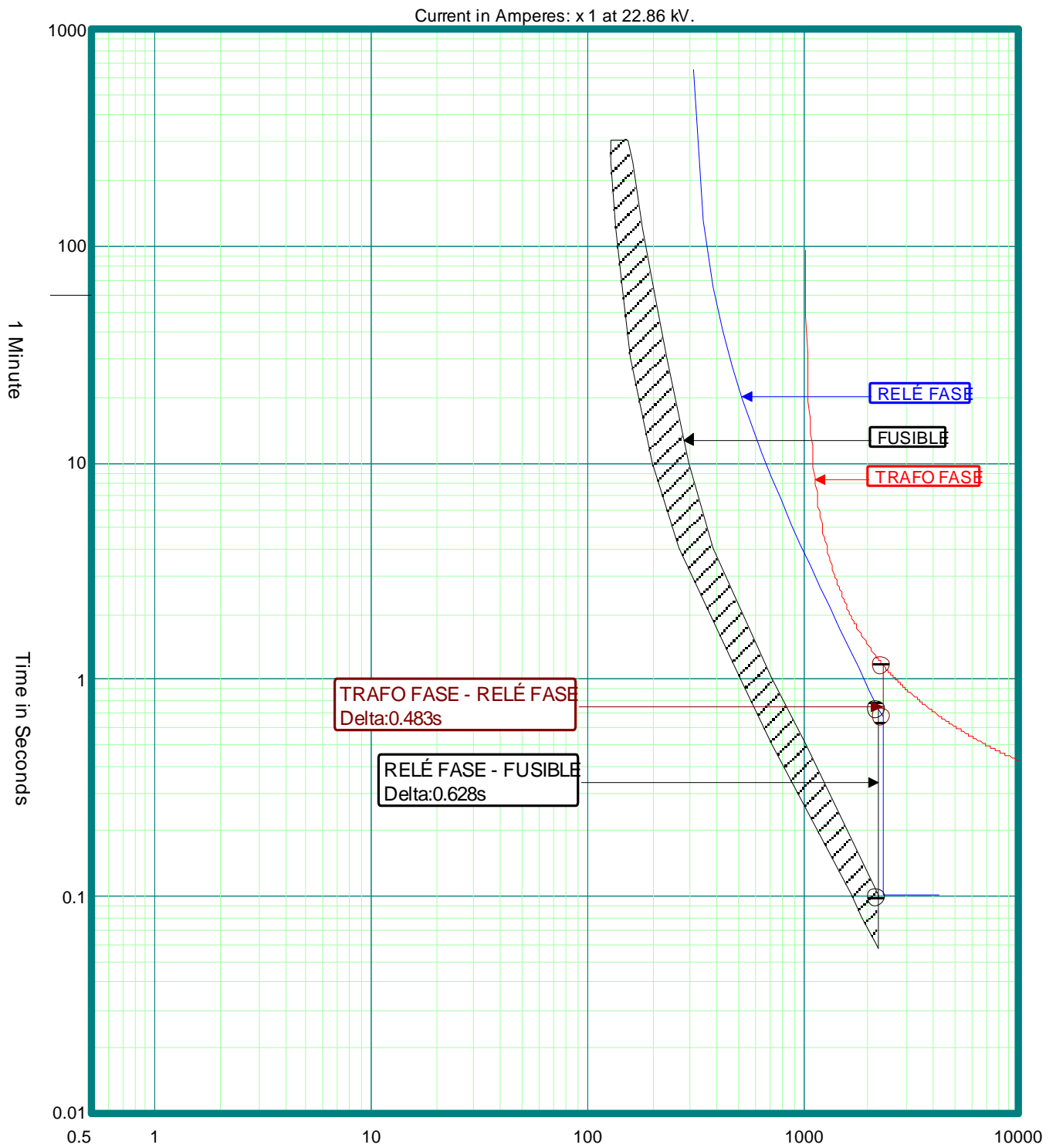


Figura 4.31. Coordinación Camino 31A – Fase [Captura de CYMDIST TCC]

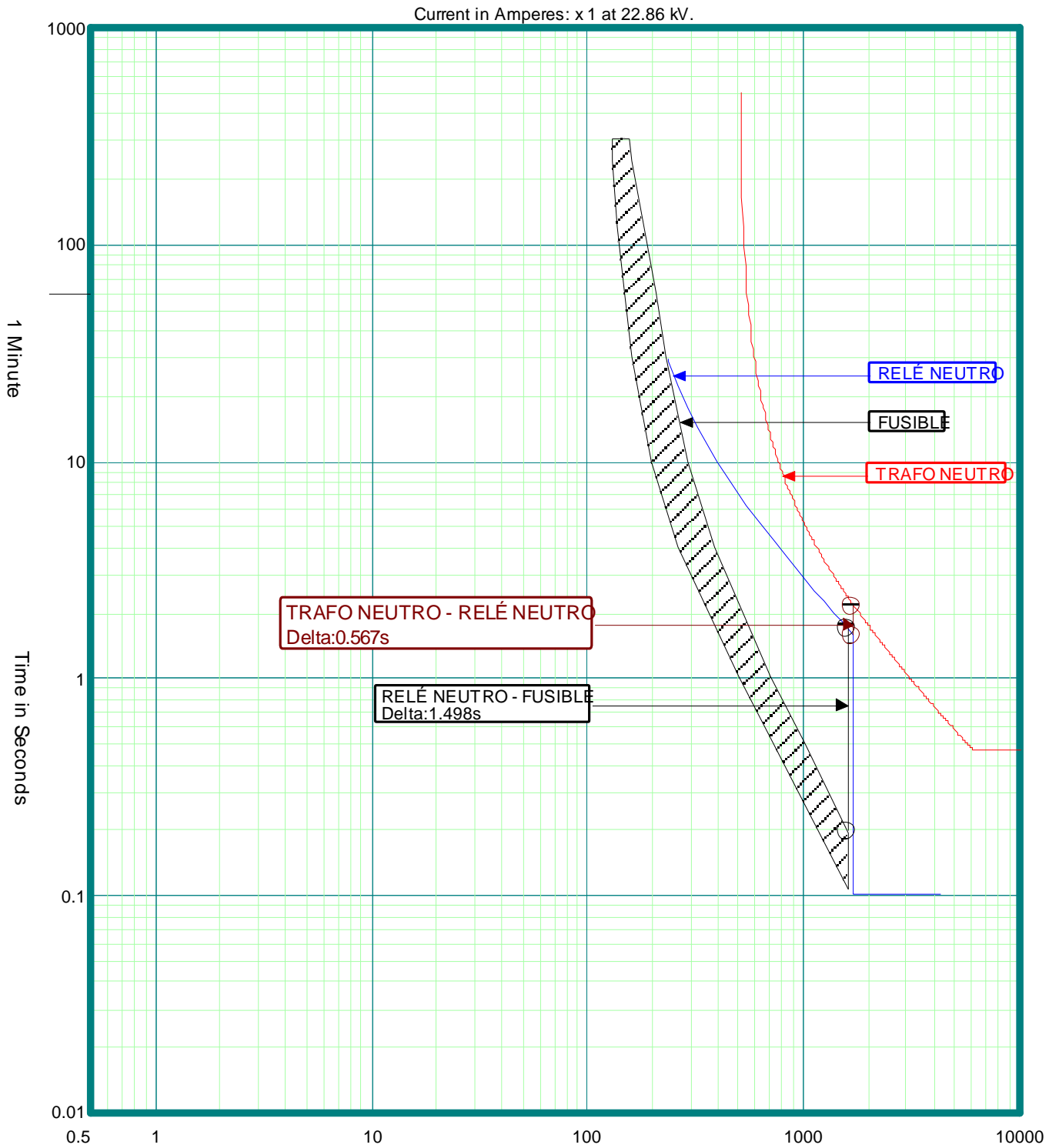


Figura 4.32. Coordinación Camino 31A – Neutro [Captura de CYMDIST TCC]

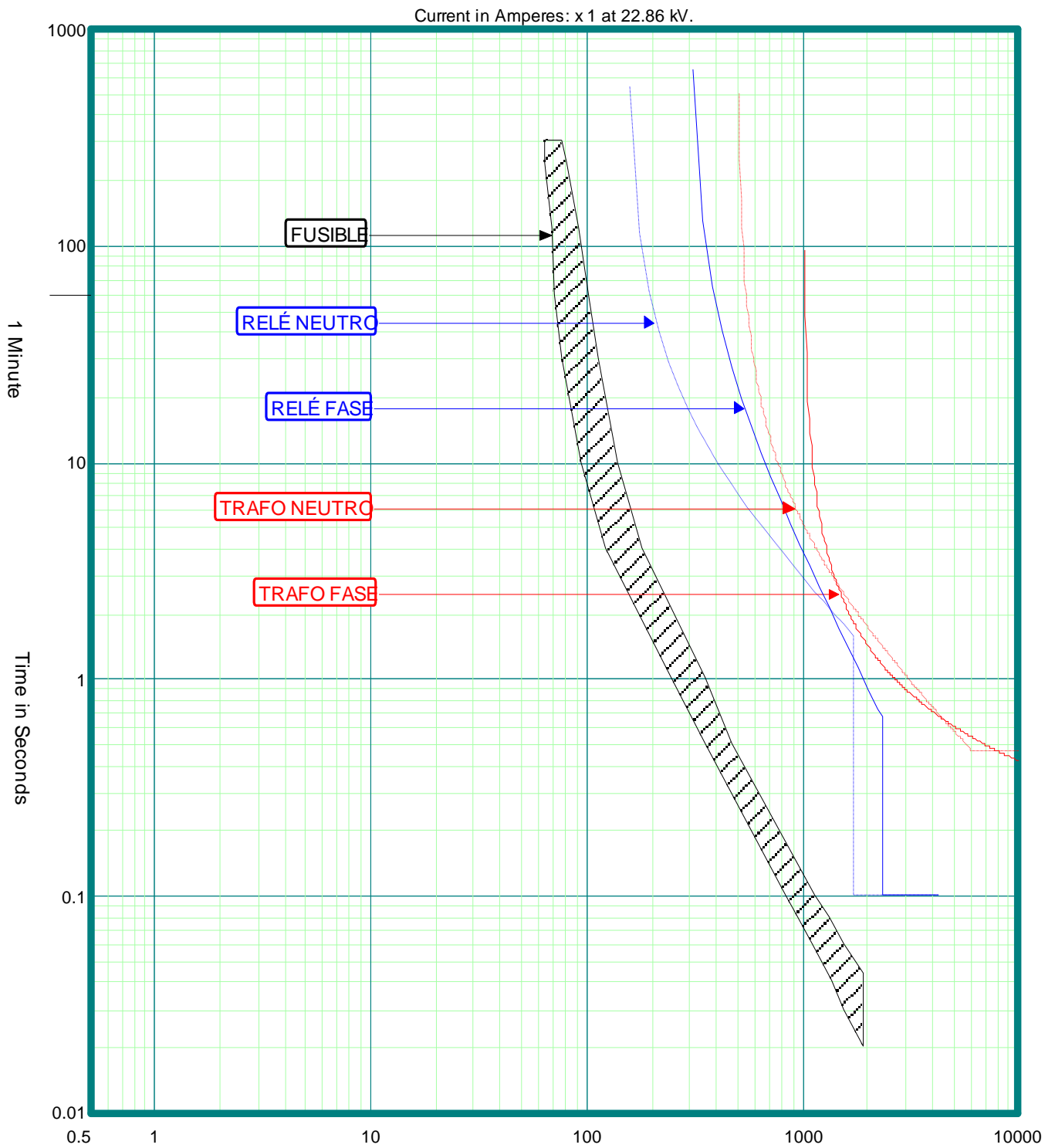


Figura 4.33. Coordinación Camino 31A – Completo [Captura de CYMDIST TCC]

4.2.1.2 Coordinación Camino 31C -2

En esta coordinación intervienen equipos de protección como: relé del transformador, relé de cabecera, reconectador y fusible, tal como indica la Figura 4.34.

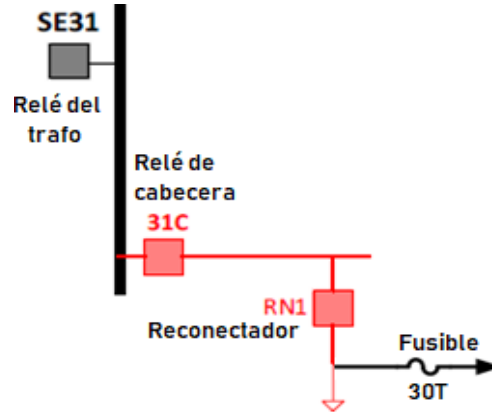


Figura 4.34. Diagrama unifilar – Coordinación camino 31C-2

Se emplea la filosofía de coordinación de relé – relé conjuntamente con la coordinación relé – reconectador y reconectador – fusible. Se coordina el relé SE 31 con el relé 31C, el relé 31C con el reconectador RN1 y finalmente el reconectador RN1 con el fusible trifásico y monofásico más cercano al reconectador. La coordinación de fase, neutro, y la fase/neutro juntos, se muestran a continuación en las Figuras 4.35, 4.36 y 4.37 respectivamente. Los ajustes determinados para los equipos de protección se detallan en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7. Ajustes de Protecciones – Camino 31C-2

Equipo	Fase Lenta			Neutro Rápido			Neutro Lento			Relé					
	Dial (s)	Adicionador	Tipo de Curva	Dial (s)	Adicionador	Tipo de Curva	Dial (s)	Adicionador	Tipo de Curva	Curva y dial		Arranque Función Instantánea		Arranque Función Temporizada	
										Dial (s)	Tipo de Curva	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Reconectador RN1	0,34	0,1	IEC C	0,01	-	IEC C	0,64	0,13	IEC C	-	-	4807	3660	150	80
Relé de cabecera Fase (31C/F)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,283	IEC B	5768		300	
Relé de cabecera Neutro (31C/N)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,37	IEC B	4392		150	

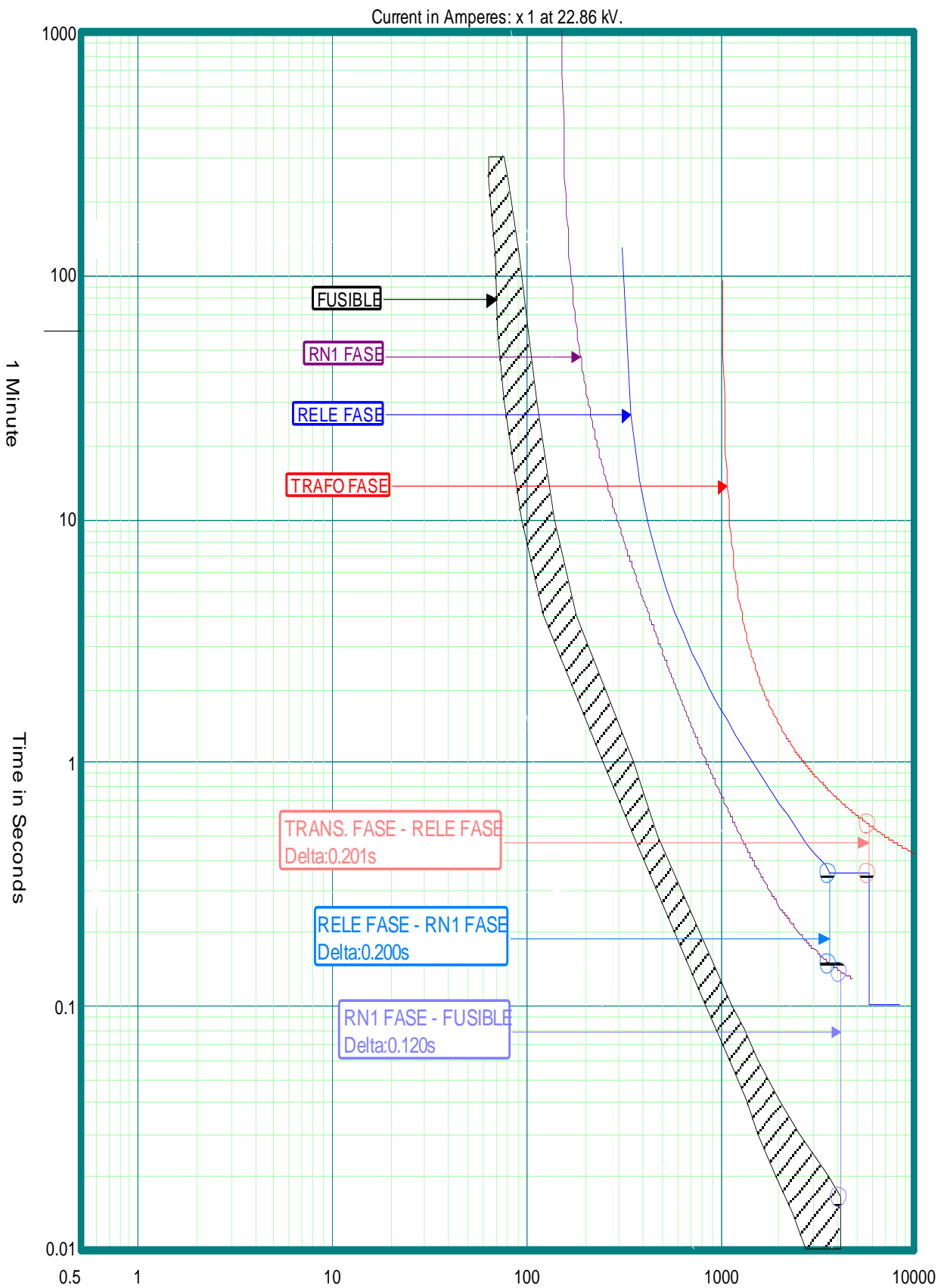


Figura 4.35 Coordinación Camino 31C-2 – Fase [Captura de CYMDIST TCC]

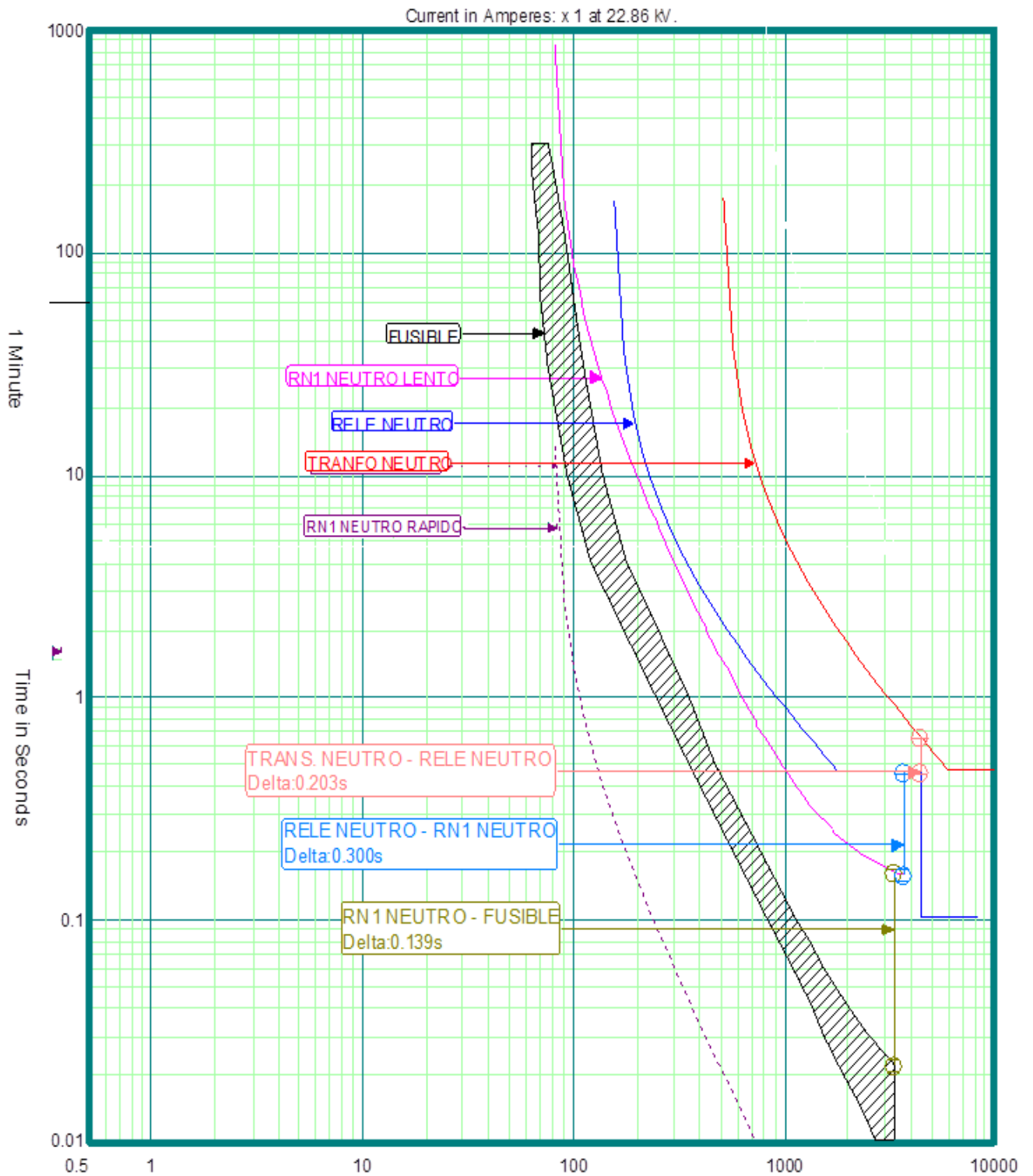


Figura 4.36 Coordinación Camino 31C-2 – Neutro [Captura de CYMDIST TCC]

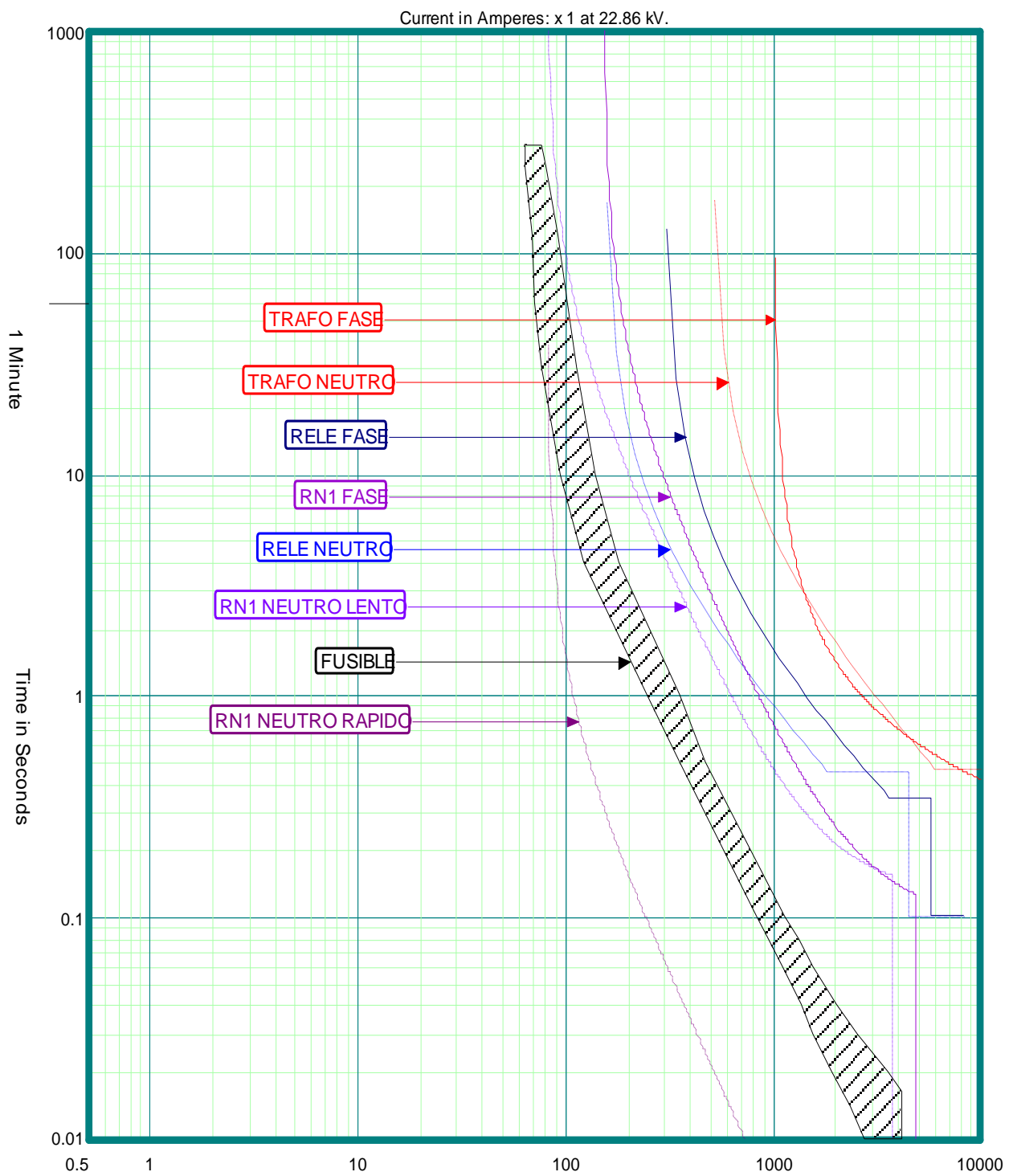


Figura 4.37 Coordinación Camino 31C-2 – Fase/ Neutro [Captura de CYMDIST TCC]

4.2.1.3 Coordinación Camino 58D-2

En esta coordinación intervienen equipos de protección como: relé del transformador, relé de cabecera, 2 reconectores y fusible, tal como indica la Figura 4.38.

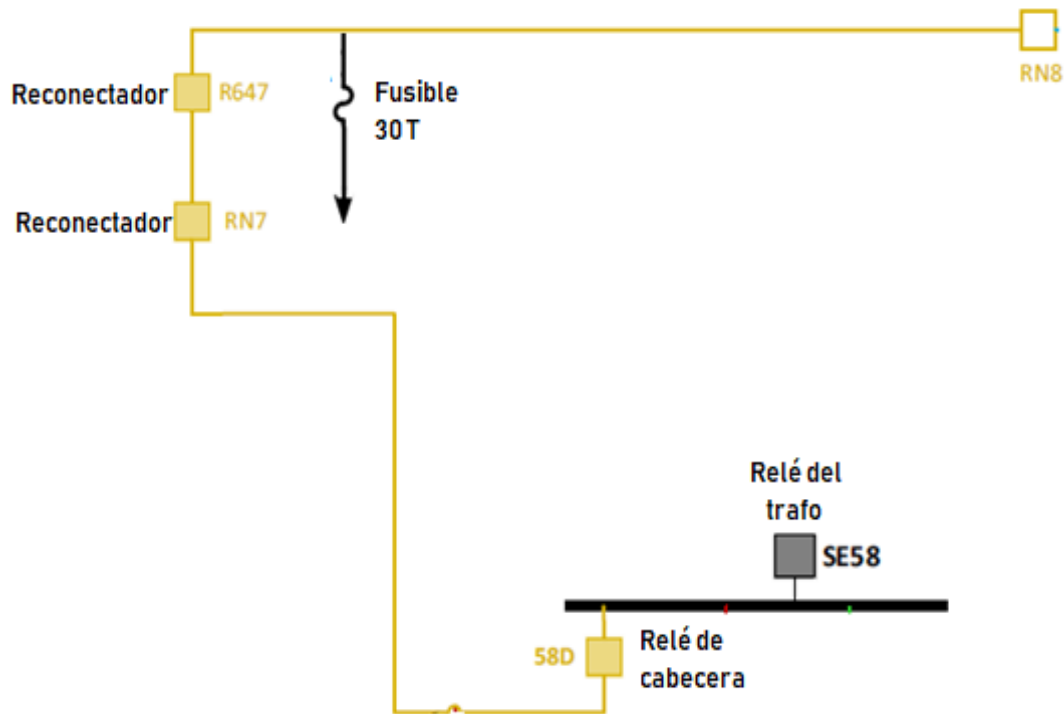


Figura 4.38. Diagrama unifilar – Coordinación camino 58D

De forma similar que los casos anteriores, se emplea la filosofía de coordinación de relé – relé, relé – reconector y reconector – fusible, y se añade la filosofía de reconector-reconector. Se coordina el relé SE 58 con el relé 58D, el relé 58D con el reconector RN7, el reconector RN7 con el reconector R647 y finalmente el reconector R647 con el fusible.

En esta situación se presenta una descoordinación de protecciones en fase y neutro entre el reconector R647 y el fusible, dicha descoordinación que no es posible corregirla ocasiona que opere el reconector y el fusible de manera simultánea ante una falla en la zona de protección del fusible. La descoordinación de protecciones provoca problemas de selectividad entre equipos, es así que en sistemas de distribución es preferible que la descoordinación sea a nivel de reconector - fusible, no a nivel de reconector – reconector o reconector - relé, de tal manera que se reduzca el número de usuarios desconectados ante una falla en el sistema.

La coordinación de fase, neutro, y fase/neutro juntos, se muestran a continuación en las Figuras 4.39, 4.40 y 4.41 respectivamente.

Los ajustes determinados para los equipos de protección se detallan en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8. Ajustes de Protecciones – Camino 58D

Equipo	Fase Lenta			Neutro Rápido			Neutro Lento			Relé					
										Curva y dial		Arranque Función Instantánea		Arranque Función Temporizada	
	Dial (s)	Adicionador	Tipo de Curva	Dial (s)	Adicionador	Tipo de Curva	Dial (s)	Adicionador	Tipo de Curva	Dial (s)	Tipo de Curva	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Reconec-tador R647	0,06	0,08	IEC C	0,01	-	IEC C	0,33	-	IEC C	-	-	2055	1582	200	90
Reconec-tador RN7	0,22	0,07	IEC C	-	-	-	0,61	0,1	IEC C	-	-	4044	3926	250	100
Relé de cabecera Fase (58D/F)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,313	IEC B	4853		300	
Relé de cabecera Neutro (58D/N)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,474	IEC B	4853		150	

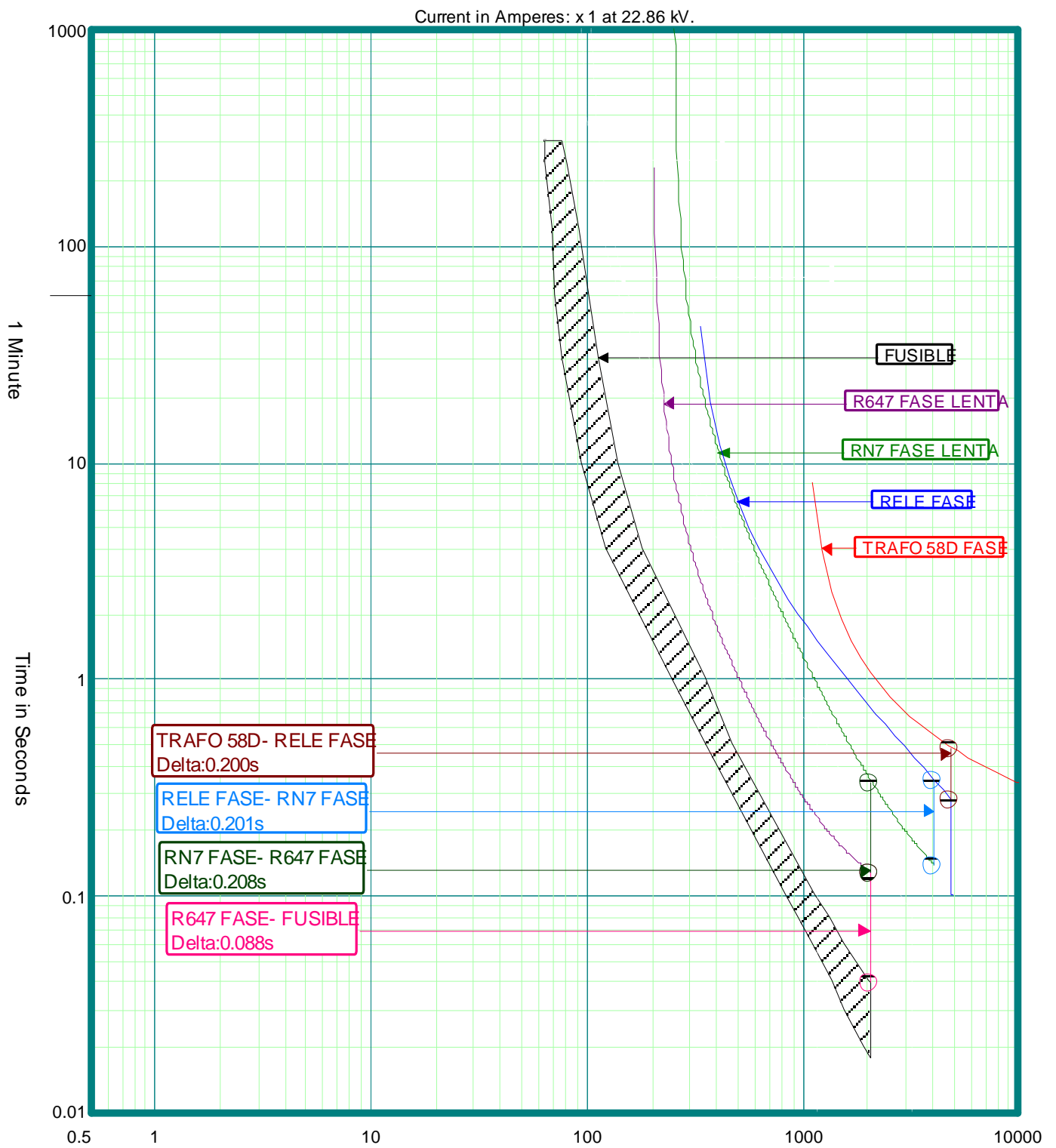


Figura 4.39. Coordinación Camino 58D – Fase [Captura de CYMDIST TCC]

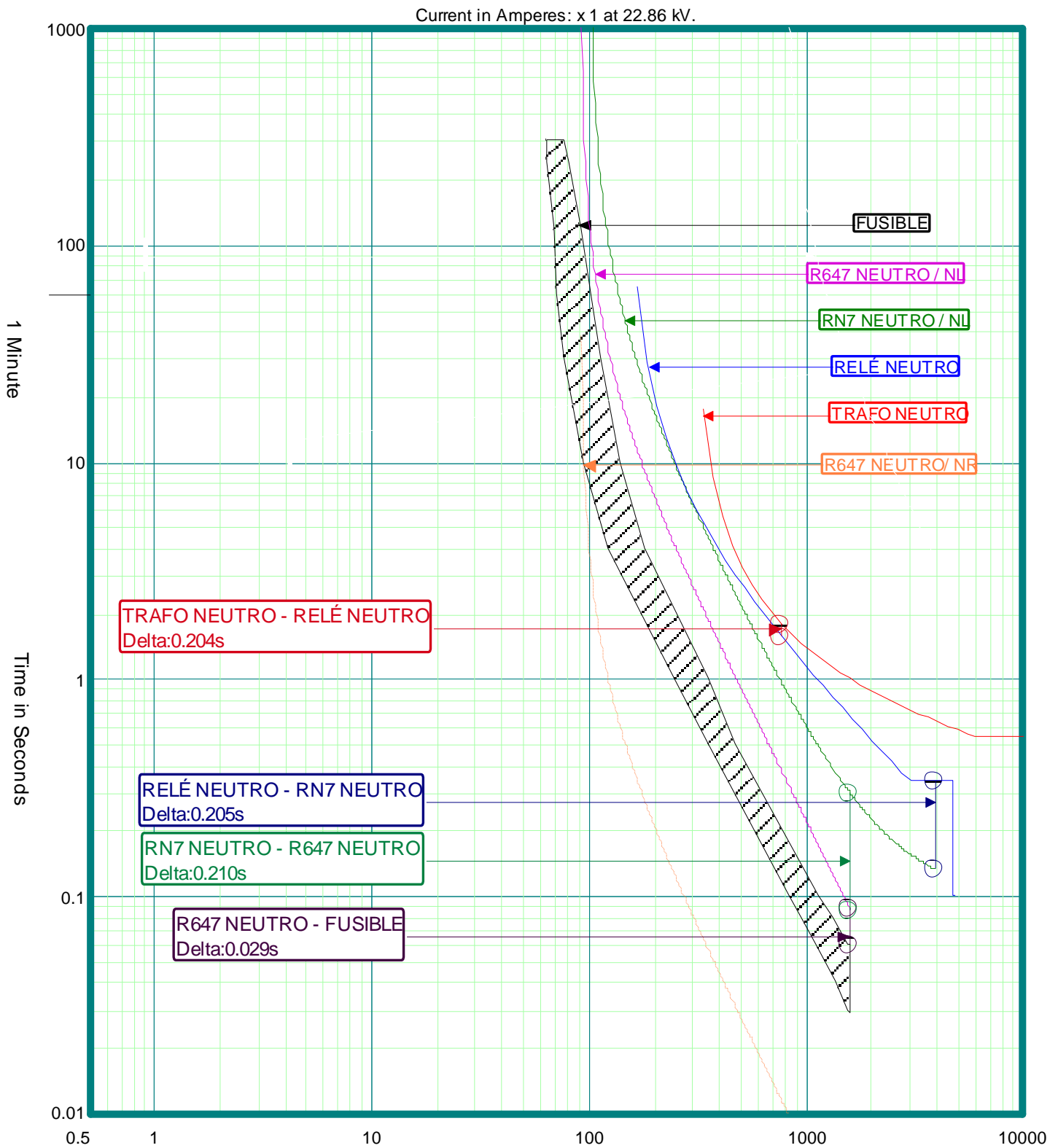


Figura 4.40. Coordinación Camino 58D – Neutro [Captura de CYMDIST TCC]

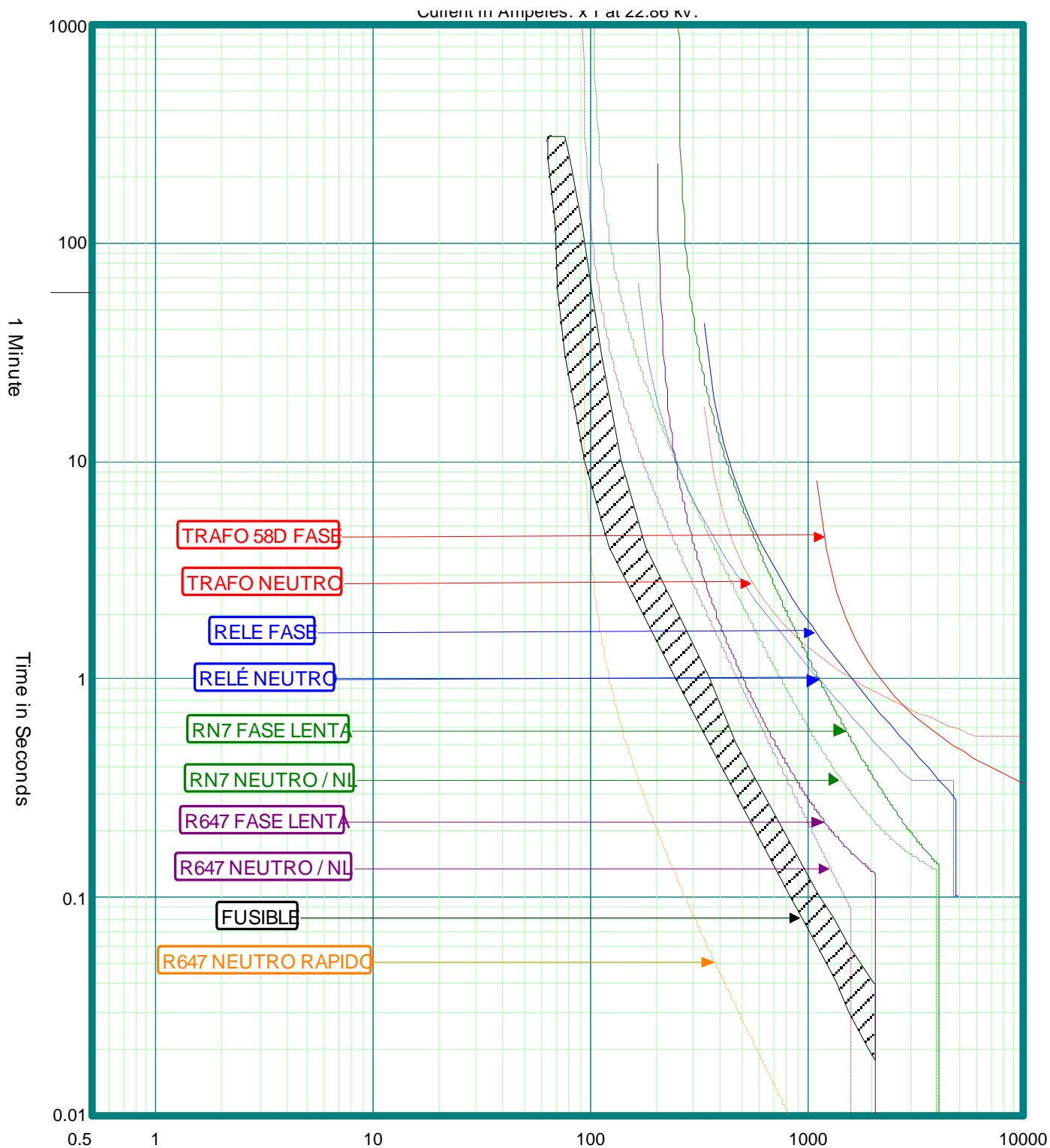


Figura 4.41. Coordinación Camino 58D – Fase/ Neutro [Captura de CYMDIST TCC]

4.2.1.4 Coordinación Camino 58A -1

En esta coordinación intervienen equipos de protección como: relé del transformador, relé de cabecera, 2 reconectores y fusible, tal como indica la Figura 4.42.

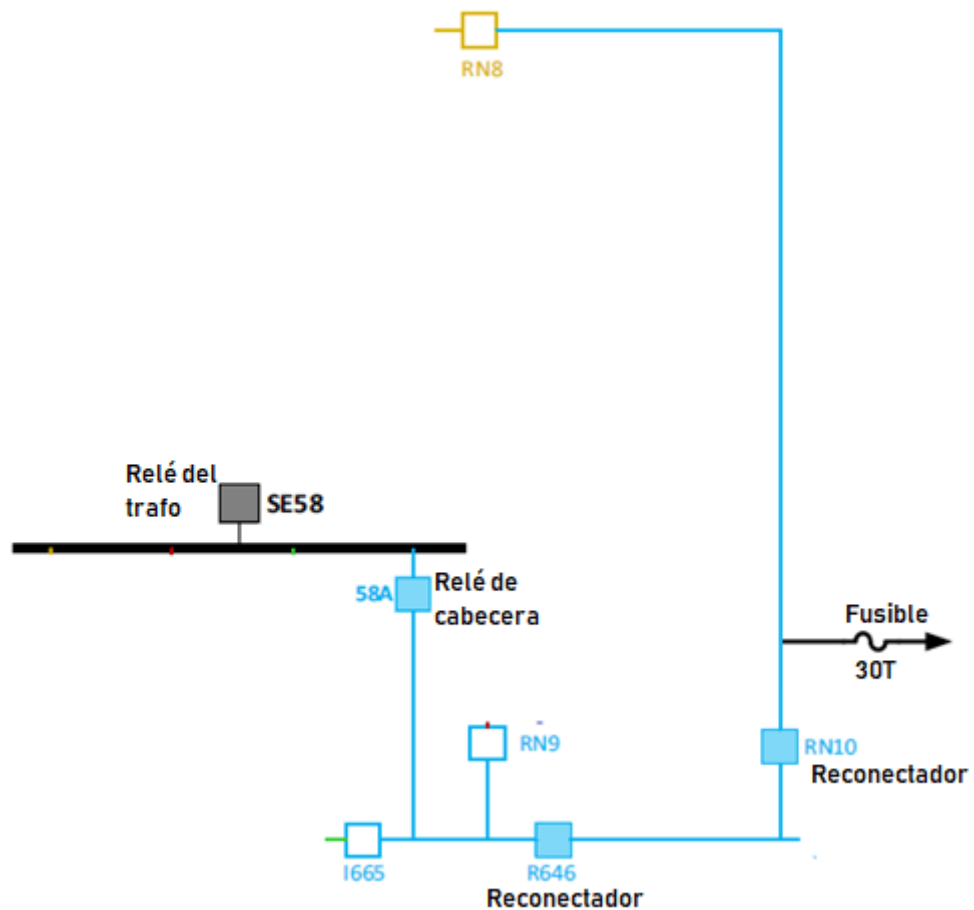


Figura 4.42 Diagrama unifilar – Coordinación camino 58A-1

Se emplea la filosofía de coordinación de relé – relé, relé – reconector y reconector – fusible, y reconector - reconector. Se coordina el relé SE 58 con el relé 58A, el relé 58A con el reconector R646, el reconector R646 con el reconector RN10 y finalmente el reconector RN10 con el fusible.

En este escenario para lograr el delta mínimo de 200ms entre el reconector RN10 y R646, el RN10 peculiarmente tendría que meterse en la zona de protección del fusible, como muestra la Figura 4.43, lo cual es erróneo pues se estaría incumpliendo la propiedad de selectividad de los sistemas de protecciones.

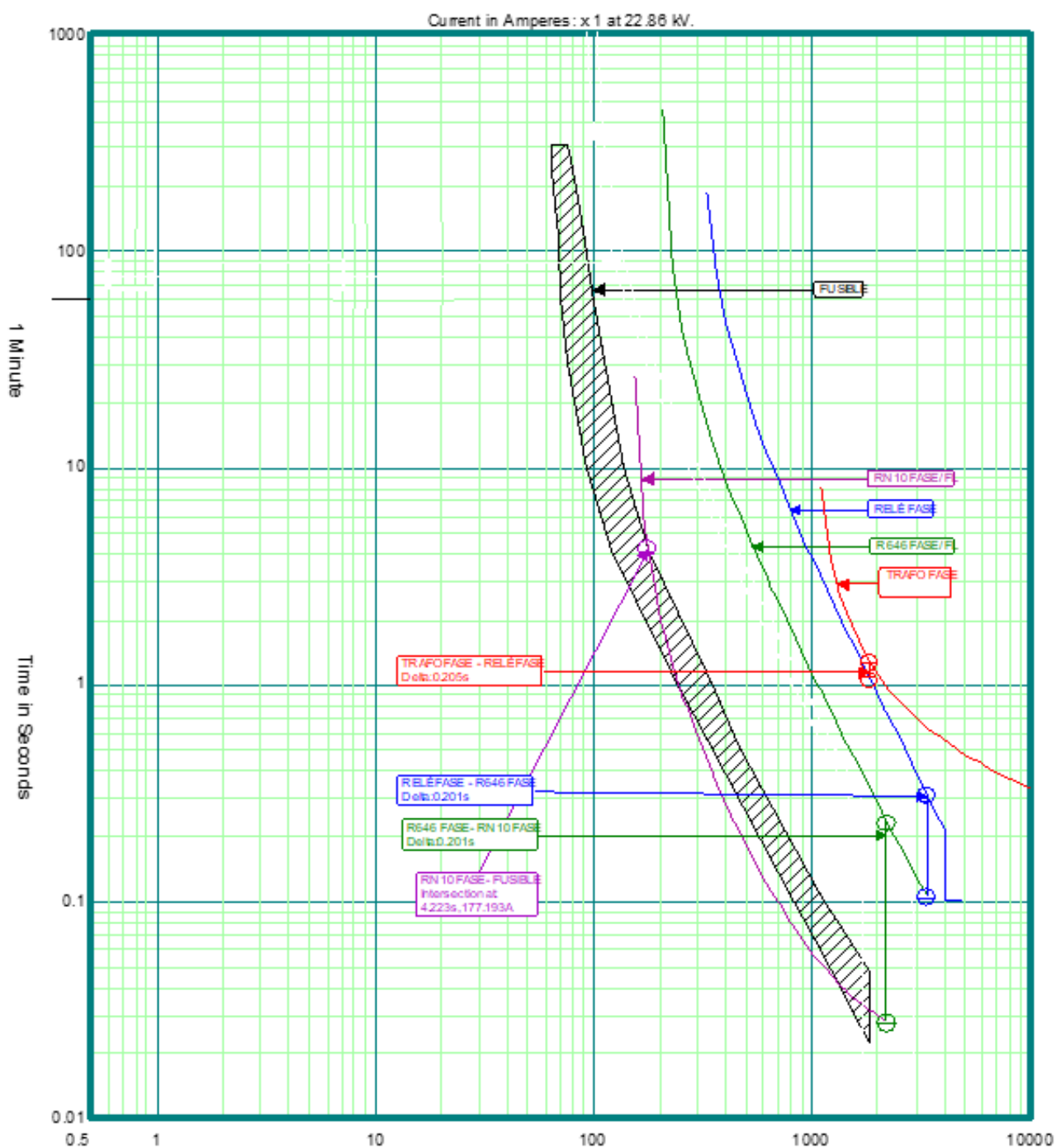


Figura 4.43 Curva Lenta de Fase en la Zona de Protección del Fusible [Captura de CYMDIST TCC]

Para lograr una coordinación adecuada, la función instantánea del reconector RN10 incrementa su zona de protección lo cual se logra disminuyendo la corriente de arranque, como se muestra en la Tabla 4.9. Al realizar dicho procedimiento es necesario agregar una reconexión al instantáneo del RN10.

Tabla 4.9. Modificación de la Corriente de Arranque de la Función Instantánea RN10 – R646

Equipo	Nombre	Icc MAX - Arranque Instantánea Antigua (A)		Icc MAX - Arranque Instantánea Nueva (A)	
		FASE	NEUTRO	FASE	NEUTRO
Reconectador	RN10	2209	1694	2000	1200
Reconectador	R646	3362	2930	2800	2500

Seguido a esto se debe reducir el arranque del R646 asegurándose de no sobrepasar el 80% de la línea protegida, en la Tabla 4.9 también se muestra dicho procedimiento. Al igual que con el reconectador RN10, se agrega una reconexión al instantáneo del R647.

Es fundamental mencionar que este tipo de procedimiento se lo realiza únicamente cuando la coordinación sea imposible de lograr.

La coordinación de fase, neutro y fase/neutro juntos, se muestran a continuación en las Figuras 4.44, 4.45 y 4.46 respectivamente.

Los ajustes determinados para los equipos de protección se detallan en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10. Ajustes de Protecciones – Camino 58A-1

Equipo	Fase Lenta			Neutro Rápido			Neutro Lento			Relé					
										Curva y dial		Arranque Función Instantánea		Arranque Función Temporizada	
	Dial (s)	Adicionador	Tipo de Curva	Dial (s)	Adicionador	Tipo de Curva	Dial (s)	Adicionador	Tipo de Curva	Dial (s)	Tipo de Curva	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Reconectador RN10	0,33	0,02	IEC C	0,01	-	IEC C	0,46	0,01	IEC C	-	-	2000	1200	150	90
Reconectador R646	0,48	-	IEC C	-	-	-	0,5	0,14	IEC C	-	-	2800	2500	200	100
Relé de cabecera Fase (58A/F)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,45	IEC C	4034		300	
Relé de cabecera Neutro (58A/N)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,474	IEC B	3516		150	

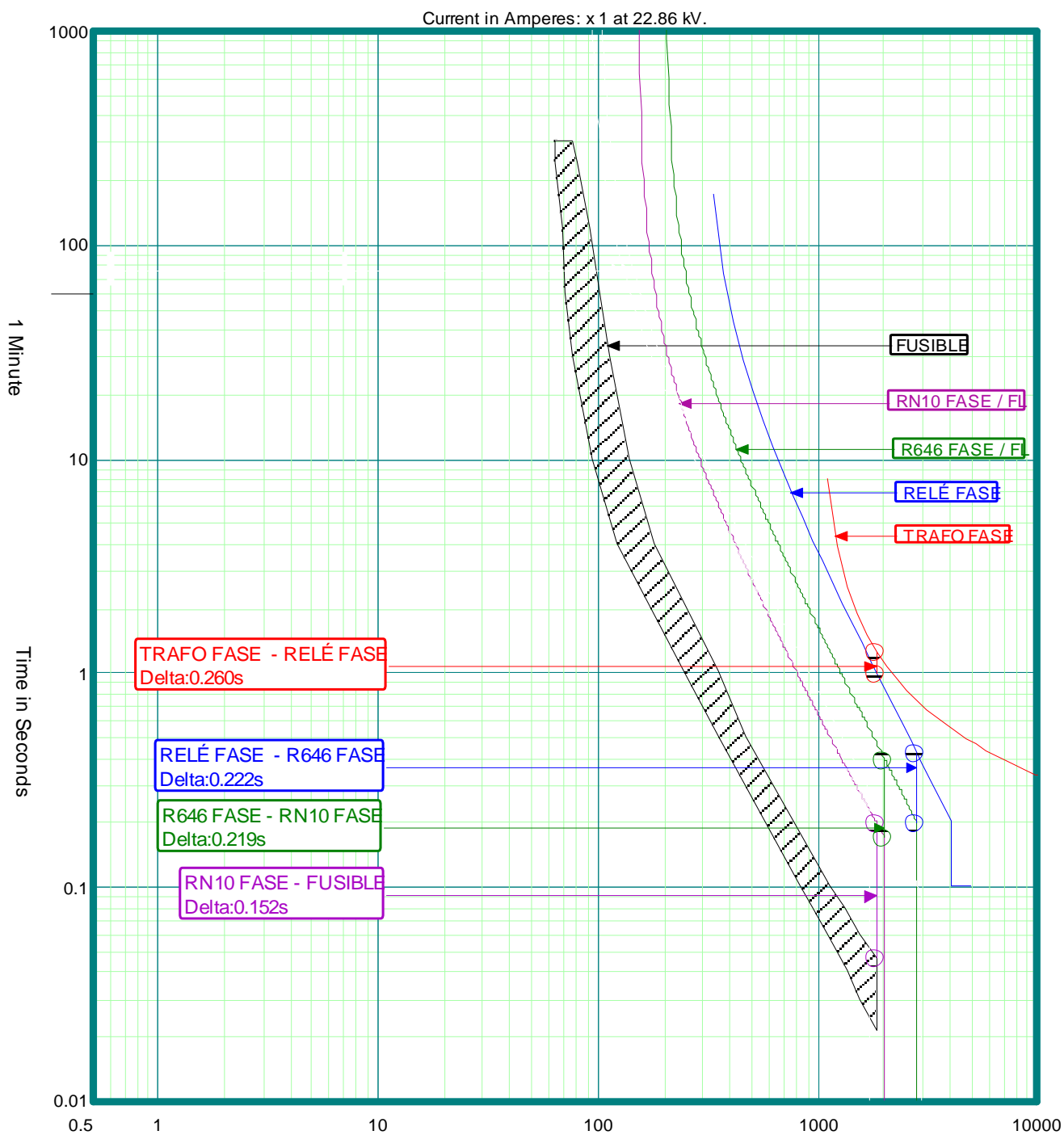


Figura 4.44. Coordinación Camino 58A /1 – Fase [Captura de CYMDIST TCC]

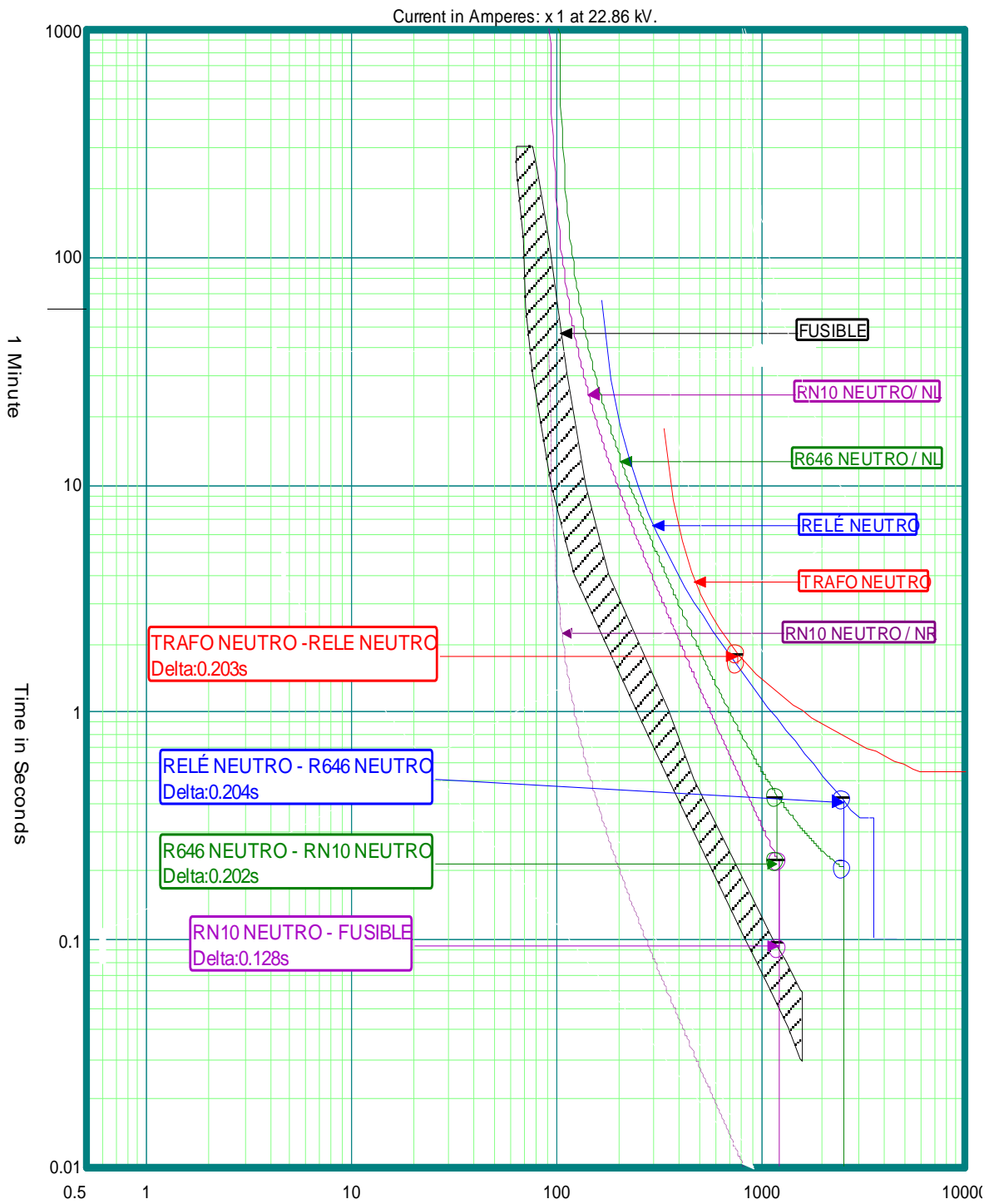


Figura 4.45 Coordinación Camino 58A /1 – Neutro [Captura de CYMDIST TCC]

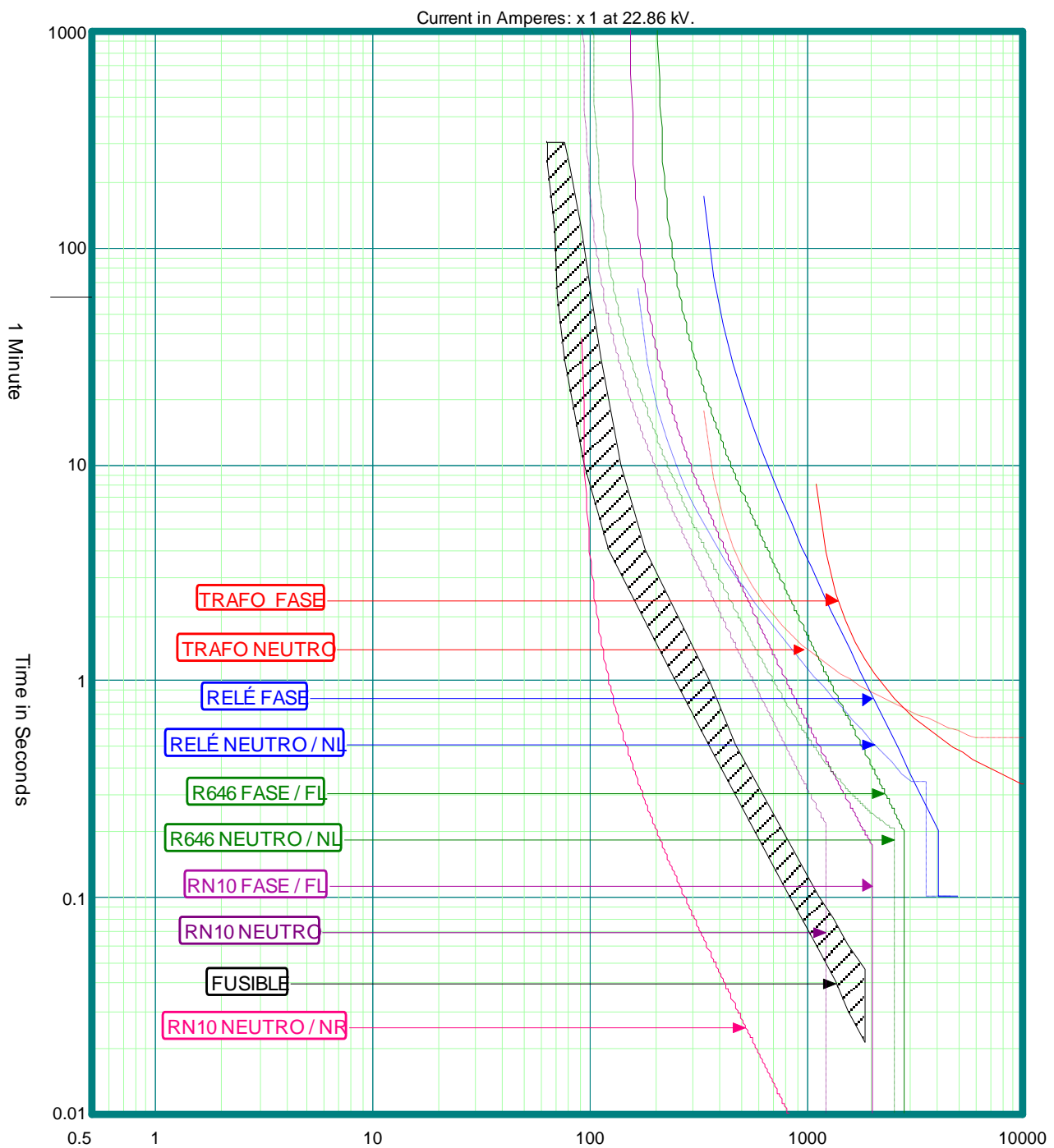


Figura 4.46. Coordinación Camino 58A /1 – Fase/Neutro [Captura de CYMDIST TCC]

4.2.2 Coordinación del Escenario de Salida del Primario 58 A

Ante una falla permanente en la red de medio voltaje del primario 58-A El Quinche entre la cabecera del primario 58A, interruptor I665, reconectores RN9 y R646, como se muestra en la Figura 4.47, se abre el disyuntor 58A por actuación de los relés de protección 50-50N y/o 51-51N en cualquiera de las fases, como se muestra en la Figura 4.48. La señal de actuación de cualquiera de estas funciones de protección, junto con la señal de apertura del disyuntor 58A, es el permisivo para realizar las transferencias requeridas.

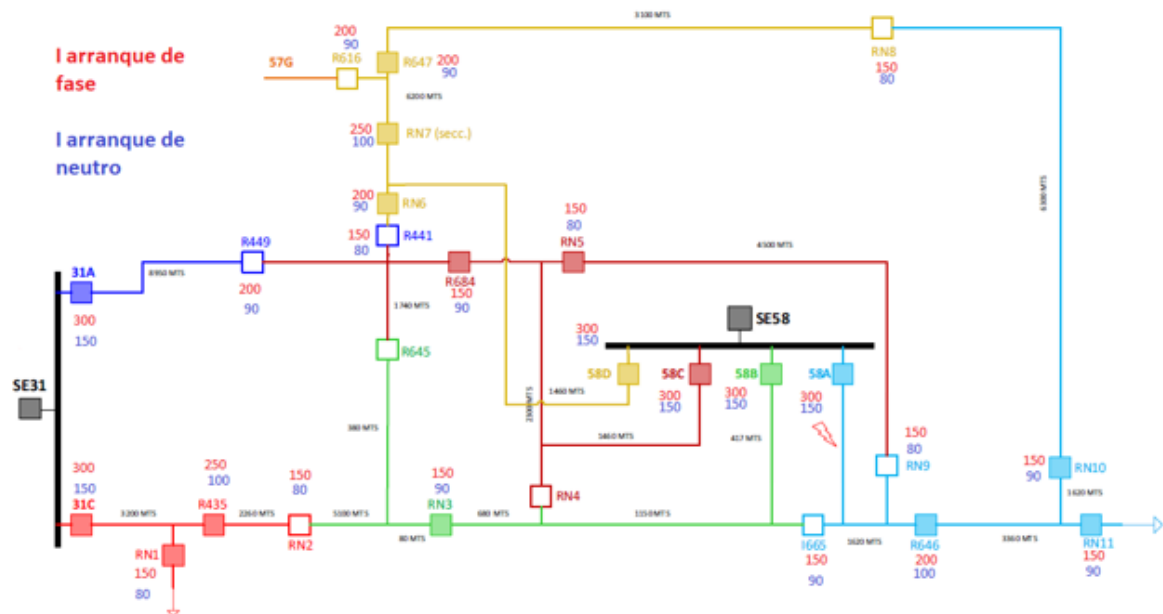


Figura 4.47. Diagrama unifilar – Escenario de operación normal con falla en el primario 58A entre el relé 58A, I665, RN9 y R646

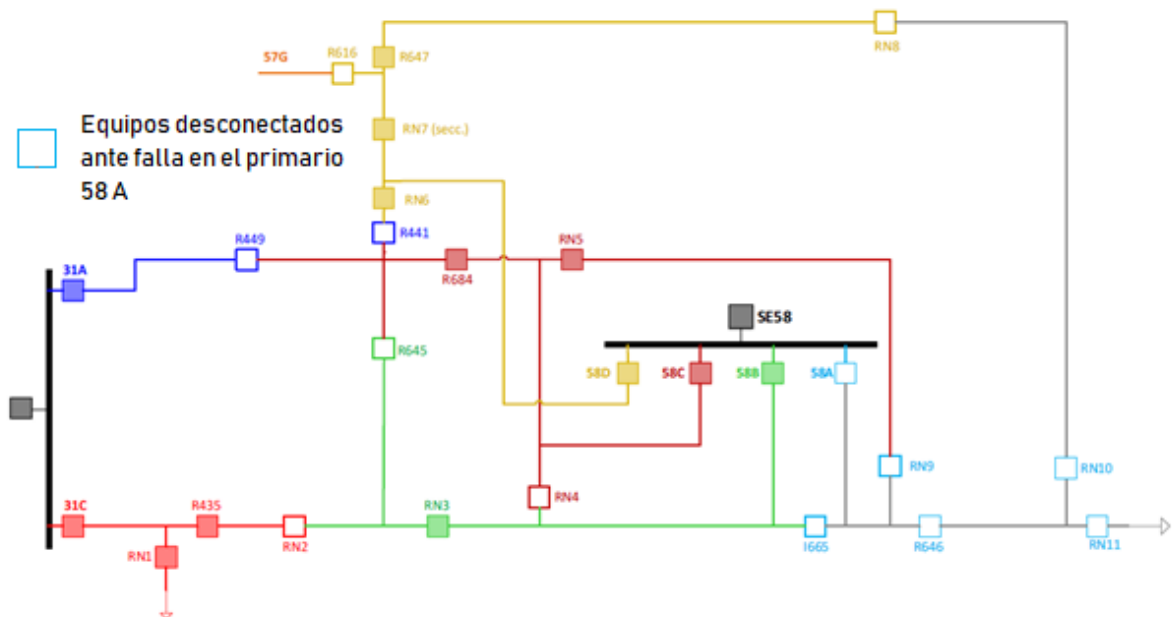


Figura 4.48. Diagrama unifilar – Escenario Salida 58A

Ante esta situación presentada, se abre el reconectador R646 para aislar la falla entre 58A, I665, RN9 y R646. Una vez abierto el reconectador, puede cerrarse el RN8, transfiriendo parte de la carga de la sección no fallada al primario 58D, tal como muestra la Figura 4.49.

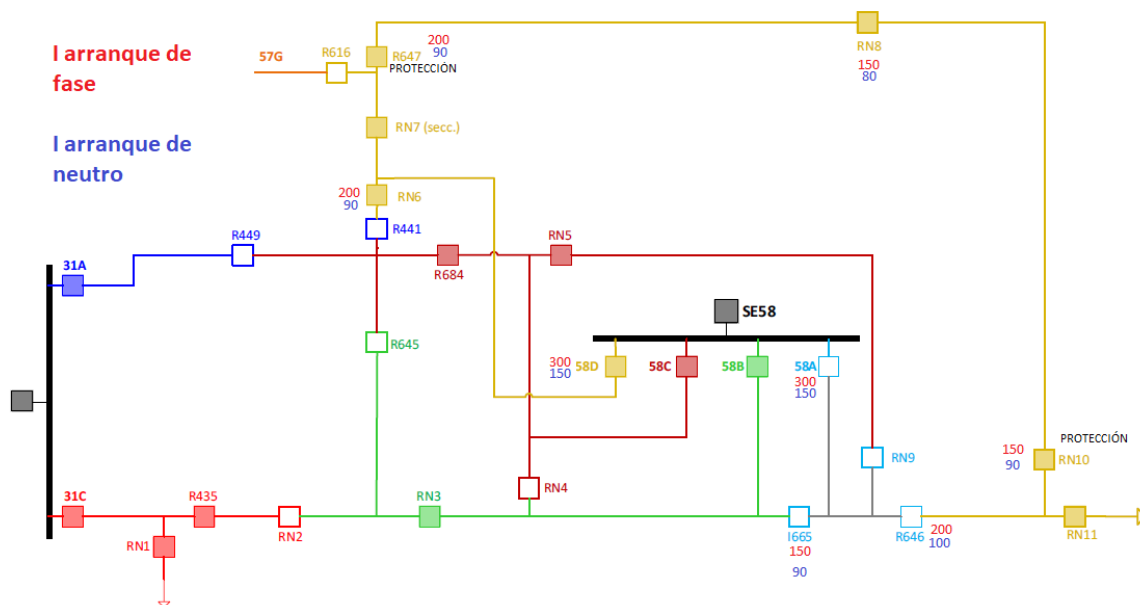


Figura 4.49. Diagrama unifilar – Escenario Salida 58A con transferencia de carga

Es así que para el escenario de transferencia de carga del primario 58A ante una falla, se tiene la reconfiguración del camino 58D, cabe señalar que en la presente coordinación se cuenta con 5 reconectores en serie, lo cual impide realizar una coordinación adecuada, es por tal motivo que se da prioridad de protecciones a ciertos reconectores en función a su importancia de carga. Para este escenario se conservan las protecciones en los reconectores RN10 y R647. En la Tabla 4.11 se muestran las distintas coordinaciones del primario con sus respectivos elementos de protección que participaron en dicho estudio.

Tabla 4.11. Coordinaciones para el Escenario de Transferencia de Carga del Primario 58

A

Primario	Número de Coordinaciones	Relé del transformador	Relé de Cabecera	Reconector 1	Reconector 2	Fusible
58D	1	✓	✓	RN6	-	✓
	2	✓	✓	R647	RN10	✓

Para las coordinaciones de protecciones del presente escenario, se tomó en cuenta la filosofía de protecciones indicada anteriormente.

4.2.3 Coordinación del Escenario de Salida del Primario 58 B

Ante una falla permanente en las red de medio voltaje del primario 58B El Quinche entre la cabecera del primario 58B, RN3, RN4 y I665, como se indica en la Figura 4.50, se abre el disyuntor 58B por actuación de los relés de protección 50-50N y/o 51-51N en cualquiera de las fases, tal como muestra la Figura 4.51. La señal de actuación de cualquiera de estas funciones de protección, junto con la señal de apertura del disyuntor 58B, es el permisivo para realizar las transferencias requeridas.

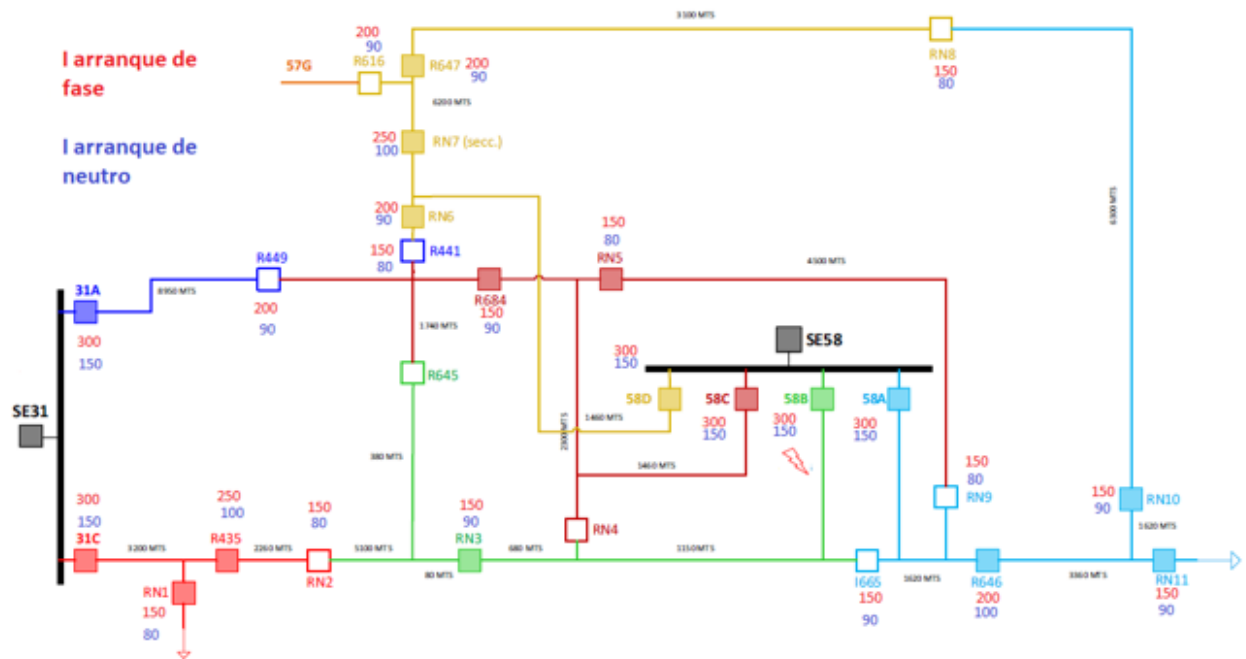


Figura 4.50. Diagrama unifilar – Escenario de operación normal con falla en el primario 58B entre el relé 58B, I665, I665, RN3 y RN4

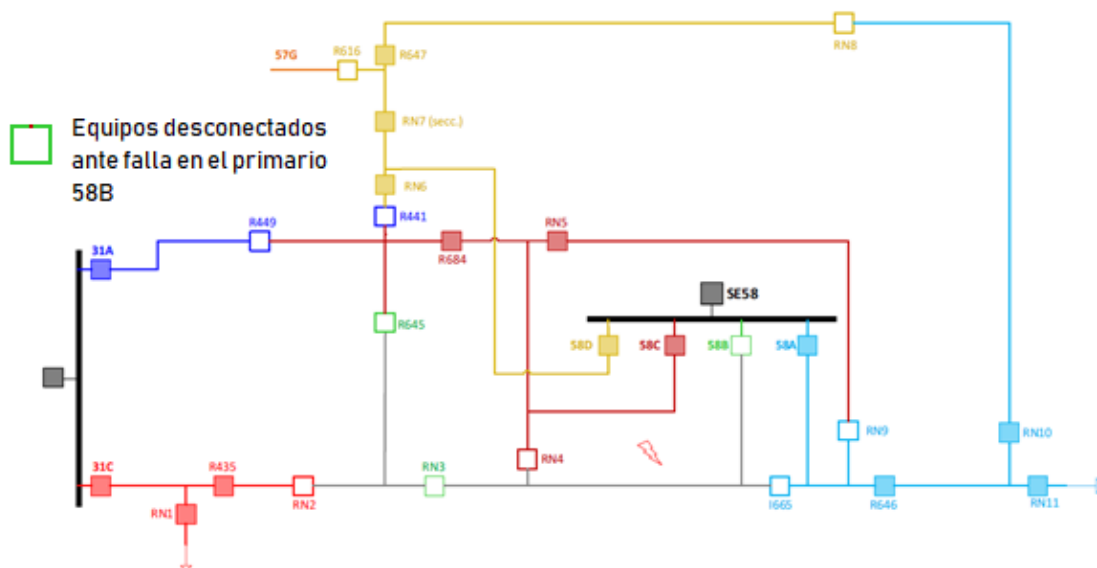


Figura 4.51. Diagrama unifilar – Escenario Salida 58B

Debido a esta nueva topología se abre el reconectador RN3, para aislar la falla entre RN3, RN4, I665 y 58B. Una vez abierto este reconectador, puede cerrarse el RN2, transfiriendo parte de la carga de la sección no fallada al primario C de la SE 31, como se muestra en la Figura 4.52.

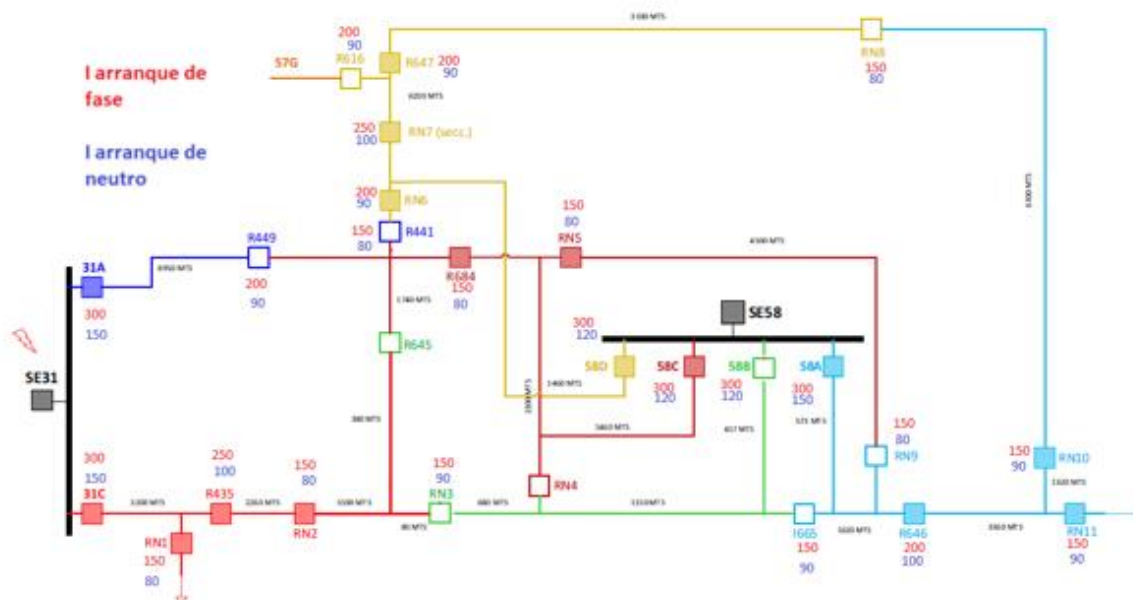


Figura 4.52. Diagrama unifilar – Escenario Salida 58B con transferencia de carga

Para este escenario de transferencia de carga del primario 58B, se tiene la reconfiguración del camino 31C. En la Tabla 4.12 se muestran las distintas coordinaciones del primario con sus respectivos elementos de protección que participaron en dicho estudio.

Tabla 4.12. Coordinaciones para el Escenario de Transferencia de Carga del Primario 58 B

Primario	Número de Coordinaciones	Relé del transformador	Relé de Cabecera	Reconectador 1	Reconectador 2	Fusible
31C	1	✓	✓	R435	RN2	✓
	2	✓	✓	RN1	-	✓

Para las coordinaciones de protecciones del presente escenario, se tomó en cuenta la filosofía de protecciones indicada anteriormente.

4.2.4 Coordinación del Escenario de Salida del Primario 58 C

Al existir una falla cerca de cabecera en el primario 58 C, el sistema presenta la topología indicada en la Figura 4.53. En este caso, se abre el disyuntor en cabecera 58 C desenergizando el primario como se presenta en la Figura 4.54, una vez abierto este dispositivo, actúan los reconectadores R684 y RN5 abriéndose para aislar la falla y el reconectador R449 se cierra para transferir una parte de la carga al primario 31 A de la SE Tababela. El reconectador RN9 se cierra para transferir otra parte de la carga al 58 A de la SE El Quinche como en la Figura 4.55.

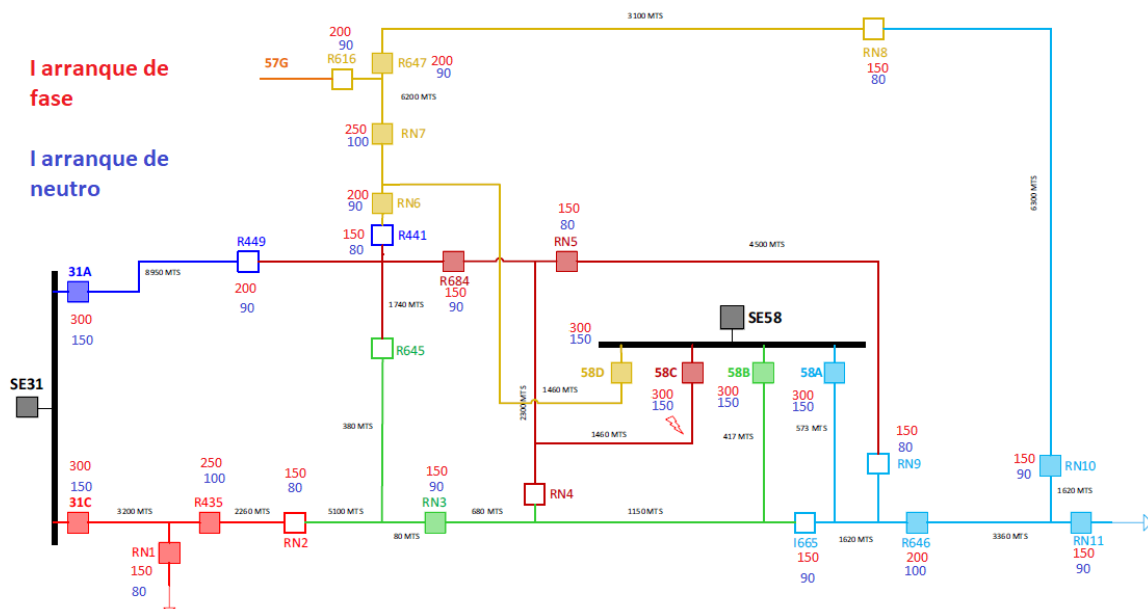


Figura 4.53. Diagrama unifilar – Escenario de operación normal con falla en el primario 58C entre el relé 58C, RN4, RN5 y R684

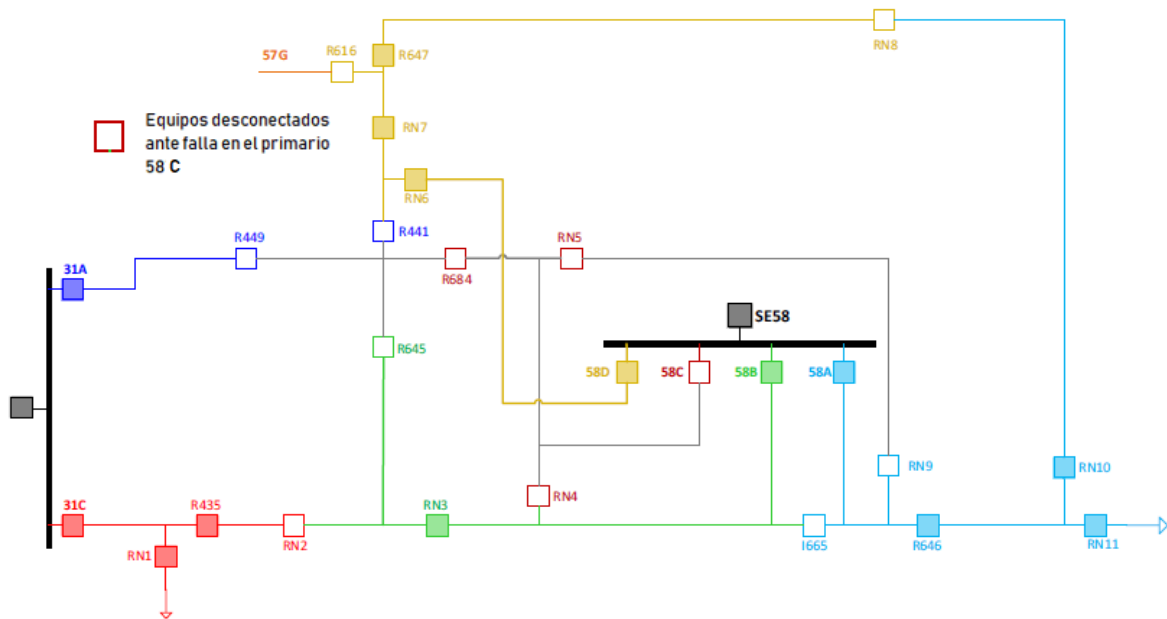


Figura 4.54. Diagrama unifilar – Escenario Salida 58C

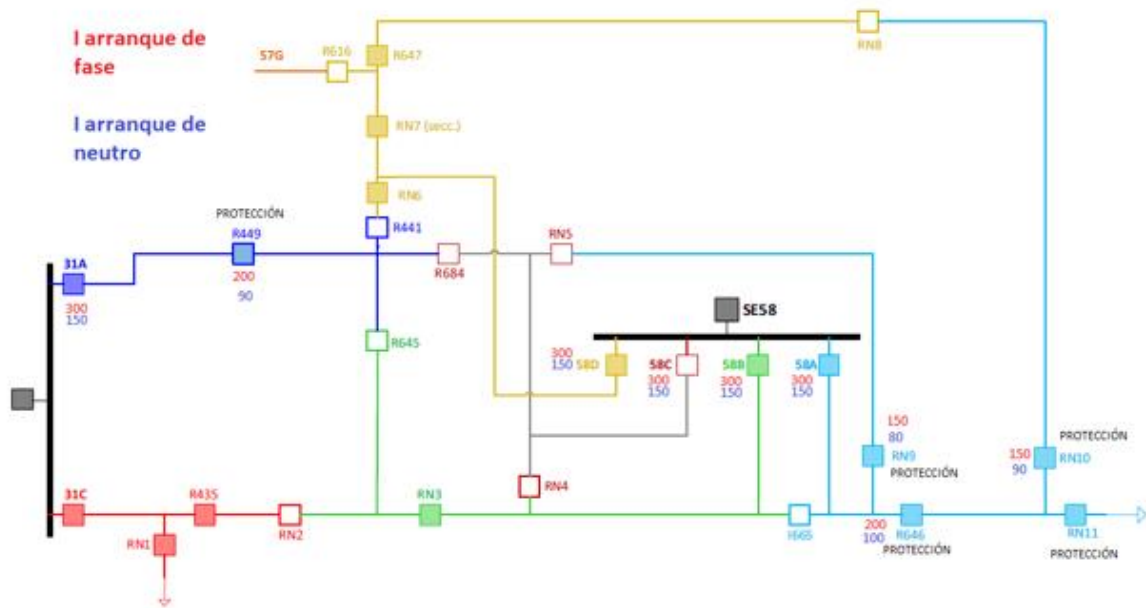


Figura 4.55. Diagrama unifilar – Escenario de transferencia de carga del primario 58C

Debido a la transferencia de carga, los equipos en cabecera 31 A con el reconector R449 deben ser coordinados, presentando una disposición Relé- Reconector y Reconector-Fusible, en la Figura 4.56 se puede observar el ramal señalado.

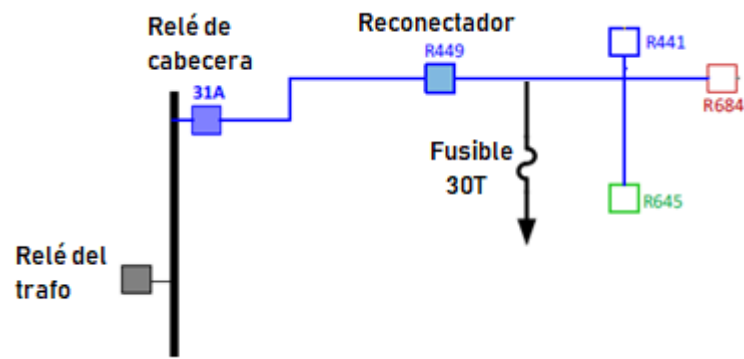


Figura 4.56. Camino 31 A (Relé), R449 (Reconector) y Fusible

En el primario 58 A hay nuevos equipos por lo tanto se coordina la cabecera con RN9, R646, RN10, RN11, presentándose así coordinaciones Relé- Reconector, Reconector - Reconector y Reconector- Fusible. En la Figura 4.57 se puede observar la distribución de los equipos en este ramal. Para la coordinación del reconector RN9 se consideró el relé de cabecera con un ajuste fijo de tal manera que este valor se encuentre coordinado con los dos re conectadores RN9 y R646. De igual manera el reconector R646 será después un ajuste fijo que debe encontrarse coordinado con los dos re conectadores RN10 y RN11. En la Tabla 4.13 se muestran las distintas coordinaciones del primario con sus respectivos elementos de protección que participaron en dicho estudio.

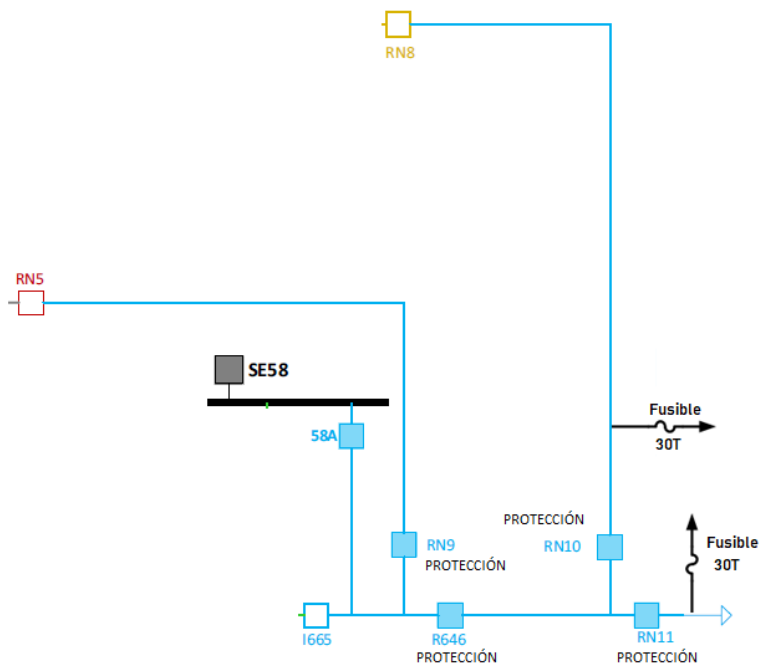


Figura 4.57. Distribución de equipos a coordinar RN9, R646, RN10, RN11 con su respectivo fusible.

Tabla 4.13. Coordinaciones para el Escenario de Transferencia de Carga del Primario 58 C

Primario	Caminos a Coordinar	Relé del Transformador	Relé de Cabecera	Reconec-tador 1	Reconec-tador 2	Reconec-tador 3	Fusible
31A	1	✓	✓	R449	-	-	✓
58A	1	✓	✓	RN9	-	-	✓
	2	✓	✓	R646	RN10	RN11	✓

4.2.5 Coordinación del Escenario de Salida del Primario 58 D

Al presentarse una falla cerca de la cabecera en el primario 58 D, el sistema tiene la topología indicada en la Figura 4.58. En este caso, se abre el disyuntor 58D desenergizando el primario 58 D como se muestra en la Figura 4.59, los reconectadores RN6, RN7 y R647 se abren para aislar la falla y el reconectador R616 se cierra para transferir una parte de la carga al 57 G de la SE Pomasqui. El reconectador RN8 se cierra para transferir otra parte de la carga al 58 A de la SE El Quinche y el reconectador R441 se cierra para transferir carga a la SE 58 C como en la Figura 4.60.

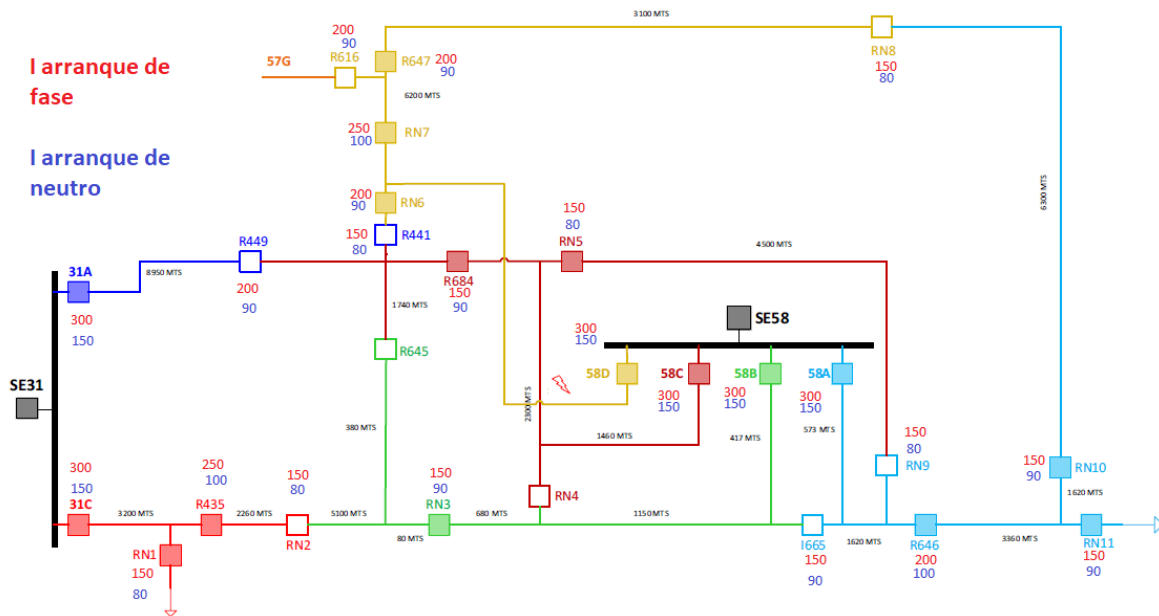


Figura 4.58. Diagrama unifilar – Escenario de operación normal con falla en el primario 58D entre el relé 58D, RN6 y RN7

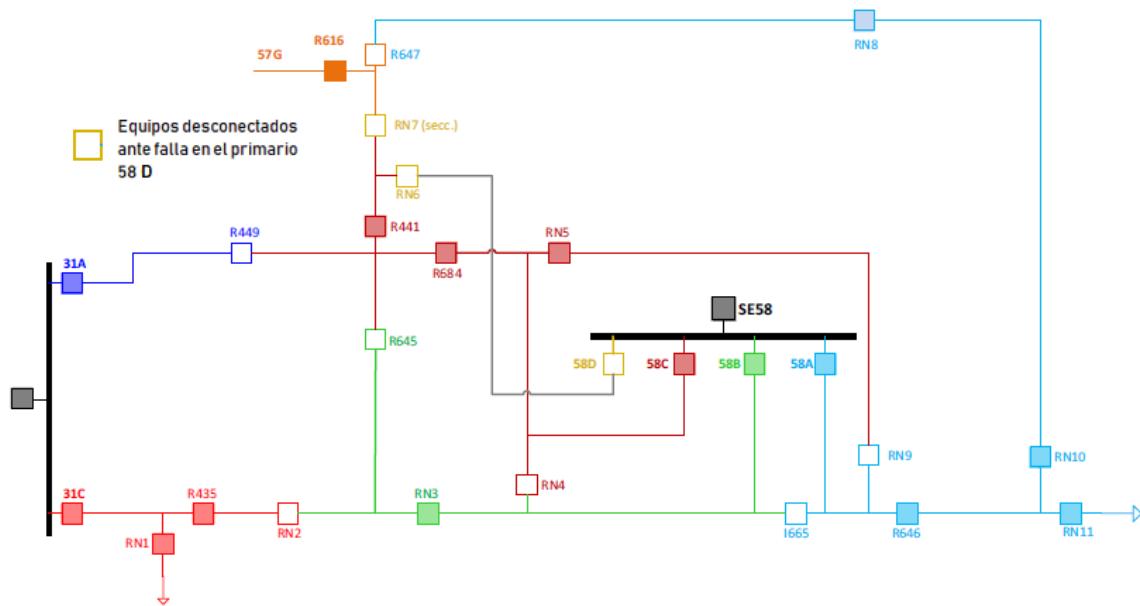


Figura 4.59. Diagrama unifilar – Escenario Salida 58D

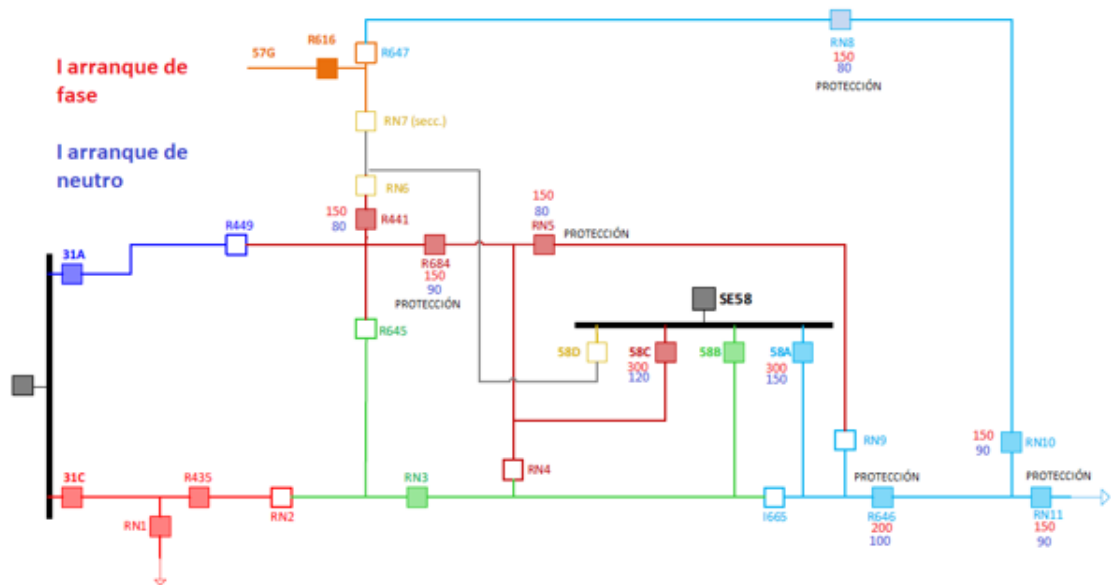


Figura 4.60. Diagrama unifilar – Escenario de transferencia de carga del primario 58D

En este caso la carga se divide en tres primarios, la primera coordinación se tendrá con cabecera 58A y los dispositivos R646, RN11 y RN8, presentándose así coordinaciones Relé- Reconectador, Reconectador - Reconectador y Reconectador- Fusible. En la Figura 4.61 se puede observar la distribución de equipos a coordinar en el camino.

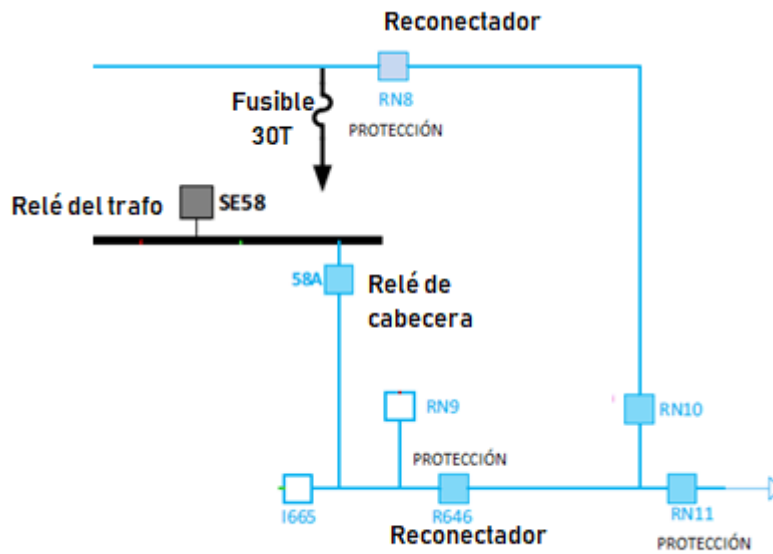


Figura 4.61. Distribución de protecciones del ramal 58A

La segunda coordinación se presenta al transferir carga al primario 58C, en este caso se tienen como equipos del ramal el relé de cabecera que se coordina con los equipos RN5 y también se lo coordina con el R684. Se debería considerar dentro de este camino la coordinación del reanclador R441, pero las corrientes de cortocircuito son muy similares entre sí, razón por la cual no se puede aplicar reconexión de instantáneo, y se opta por no considerar ese reanclador. En la Figura 4.62 se puede observar la distribución de los equipos de este ramal.

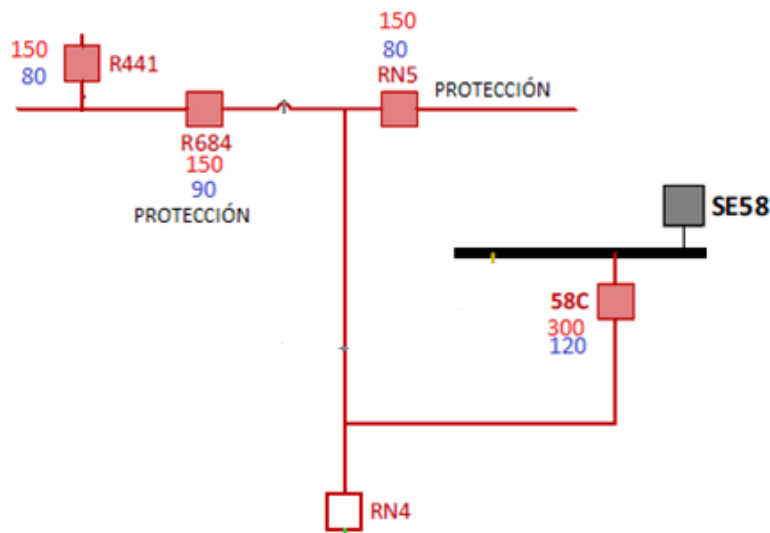


Figura 4.62. Distribución de los equipos del ramal 58C

En esta topología también se encuentra la entrada de un nuevo primario como es el 57G de la subestación Pomasqui, los relés y reancladores aguas arriba ya se encuentran

coordinados, por lo tanto se toma los datos del último dispositivo en este caso el reconectador R383 y se lo coordina con el nuevo reconectador colocado que viene a ser el R616, llegando así a coordinaciones Reconectador - Reconectador y Reconectador-Fusible. En la Figura 4.63, se puede observar la ubicación únicamente del reconectador R616 en el diagrama unifilar, debido a que no es necesario conocer todo lo que se encuentra aguas arriba, tan solo los datos del reconectador anterior a éste, que se denomina R383. En la Tabla 4.14 se observa la distribución de la coordinación de equipos para este escenario.

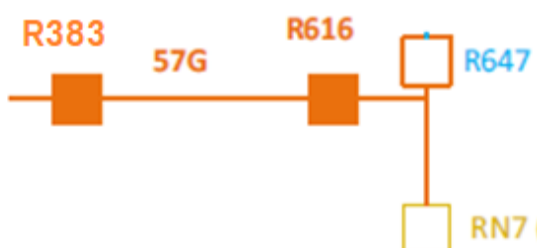


Figura 4.63. Reconectador conectado para transferencia al 57G

Tabla 4.14. Coordinaciones para el Escenario de Transferencia de Carga del Primario 58 D

Primario	Caminos a Coordinar	Relé del transformador	Relé de Cabecera	Reconectador 1	Reconectador 2	Fusible
58A	1	✓	✓	R646	RN8	✓
	2	✓	✓	R646	RN11	✓
58C	1	✓	✓	RN5	-	✓
	2	✓	✓	R684	-	✓
57G	1	-	-	R383	R616	✓

4.2.6 Coordinación del Escenario de Salida de la Subestación 58 El Quinche

Al presentarse una falla en la subestación 58 El Quinche Figura 4.64, se desenergizan los 4 primarios que posee la misma. En este caso se abren los disyuntores de cabecera automáticamente a los 4 segundos, ver Figura 4.65. La apertura de cabecera da el permiso para la transferencia. Los equipos no se abren todos, simplemente se encuentran desenergizados, una vez existe la orden por parte del RTU de la subestación, se cierran los equipos automáticamente de tal manera que se genere la nueva topología, donde el estado final se señala en la Tabla 4.15. De esta manera, se transfiere la mayor cantidad de

carga posible a los primarios A y C de la subestación 31 Tababela y al primario G de la subestación 57 Pomasqui como se muestra en la Figura 4.66.

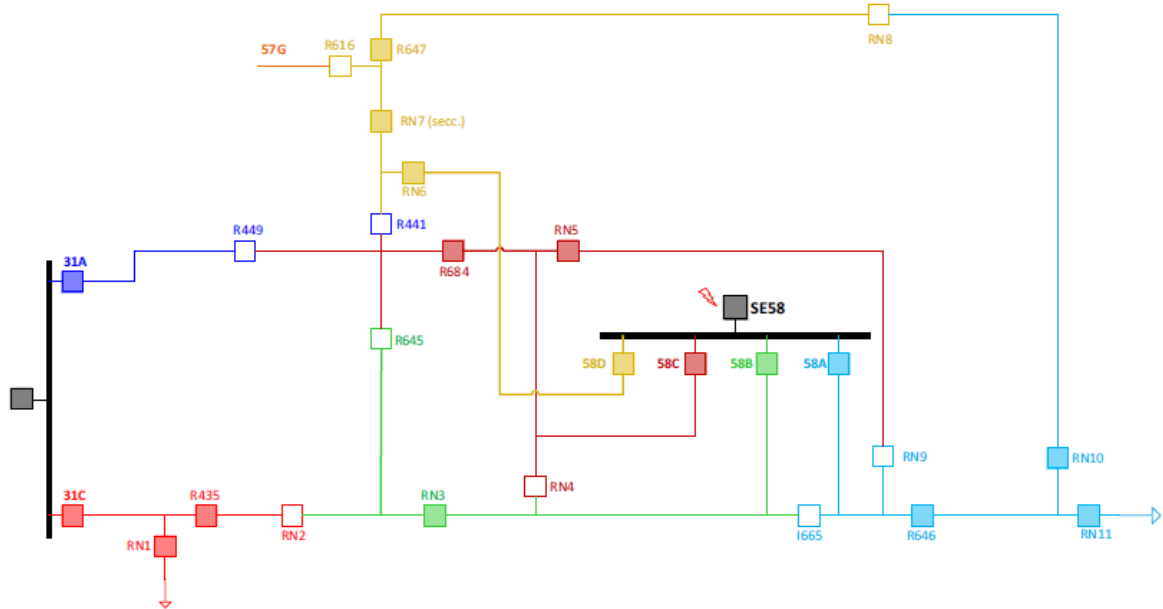


Figura 4.64. Diagrama unifilar – Falla en la Subestación 58 El Quinche

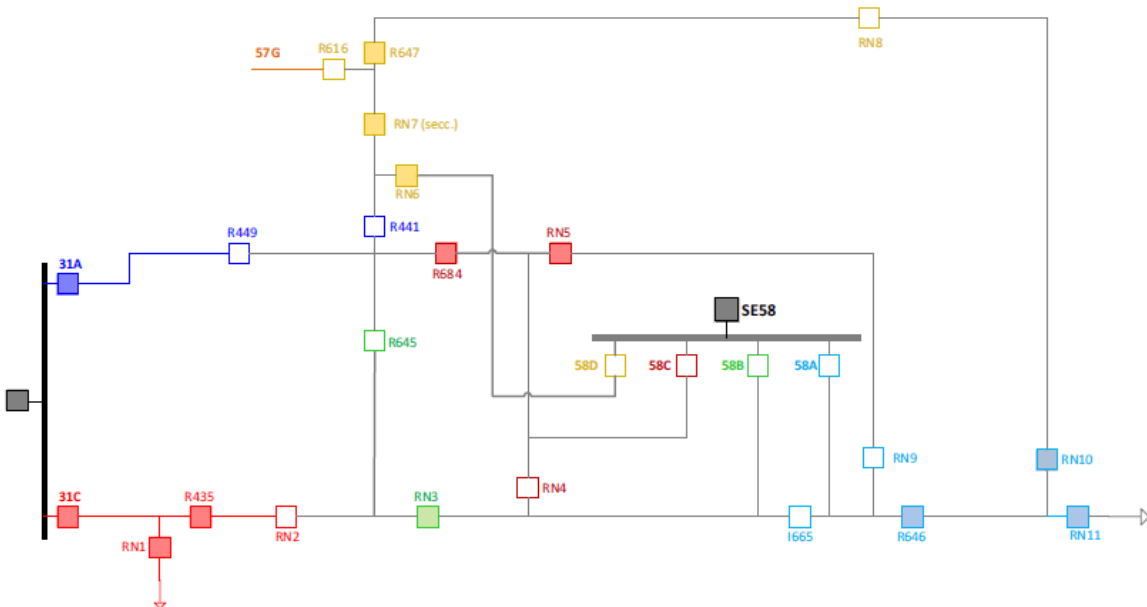


Figura 4.65. Diagrama unifilar – Escenario de salida de la subestación 58 El Quinche

Tabla 4.15. Estado de los reconectadores para transferir carga en el Escenario de Salida de la SE 58

EQUIPO	ESTADO
RN1	Cerrado
R435	Cerrado
RN2	Cerrado
R449	Cerrado
RN6	Cerrado
RN7	Abierto
R647	Cerrado
R616	Cerrado
RN8	Abierto
RN4	Abierto
RN5	Abierto
R684	Cerrado
R441	Cerrado
RN3	Cerrado
R645	Abierto
I665	Cerrado
RN9	Cerrado
R646	Cerrado
RN10	Cerrado
RN11	Cerrado

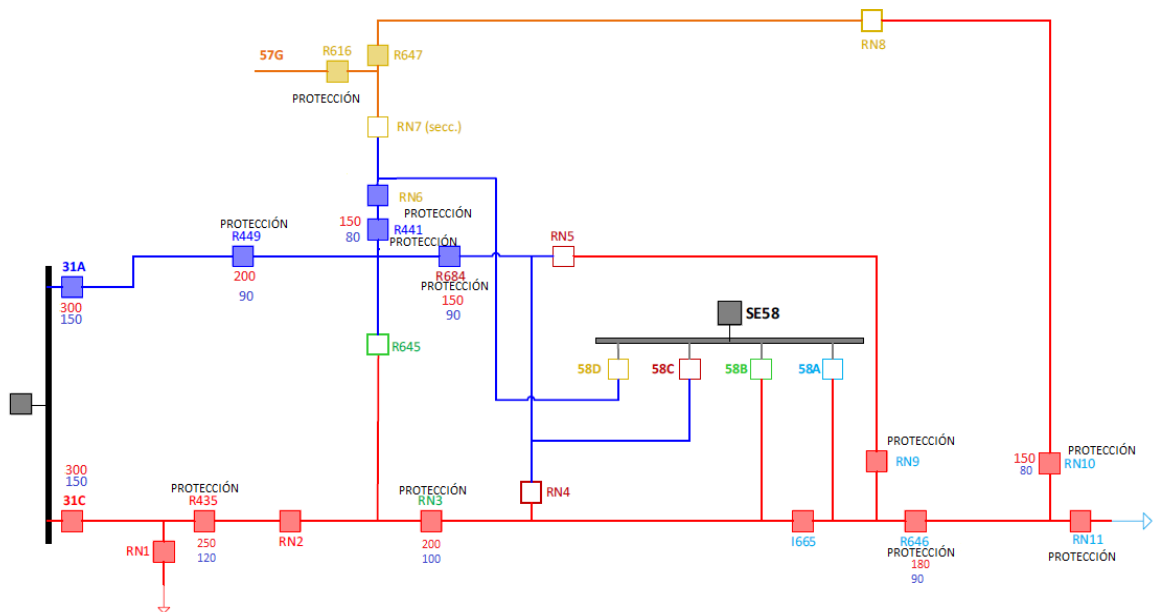


Figura 4.66. Diagrama unifilar – Escenario de transferencia de carga de la subestación 58 El Quinche

En la Tabla 4.16 se puede observar los equipos pertenecientes a cada primario y los diferentes caminos considerados para la coordinación de este escenario.

Para este escenario se tiene únicamente tres primarios energizados (31A, 31C y 57G) y varios reconectadores en serie, por lo cual es necesario dar prioridad a algunos reconectadores y a otros no se los considera dentro de la coordinación. La prioridad a ciertos equipos se da basándose en la densidad de carga y el tipo de carga aguas arriba y aguas debajo de los reconectadores, por ejemplo entre los reconectadores RN7 y R647 se encuentra una industria, por lo cual ese tramo se debe mantener alimentado, pues se lo considera como una carga especial.

Para el primario 31 A se tiene coordinación en cabecera con los equipos R449, R441, RN6 y R684, en este caso se prioriza la coordinación de relés y reconectadores como se puede observar en la Figura 4.67. Debido al valor de las corrientes instantáneas la coordinación no fue posible por lo cual fue necesario realizar reconexión de la instantánea aumentando la zona de protección de la misma y permitiendo generar un mayor delta de tiempo entre las curvas para poder coordinar, esto se da debido al número de reconectadores a coordinar, aquí se presenta la coordinación de 3 de estos equipos en serie.

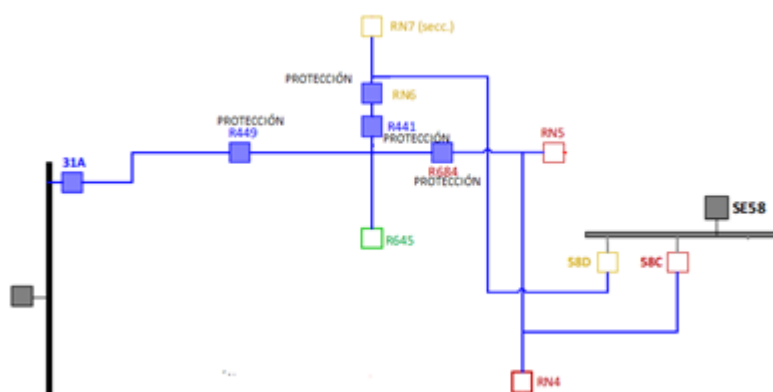


Figura 4.67. Distribución de equipos a coordinar ramal 31 A

Para el primario 31 C se tiene coordinación en cabecera con los equipos R435, RN3, RN9, R646, RN10 y RN11 como se indica en la Figura 4.68. El reconectador R435 se encuentra coordinado con el RN9 y R646, generando dos caminos, a su vez, el reconectador R646 debe tener coordinación con RN10 y RN11; en este caso es particular, se presenta una coordinación de 4 reconectadores en serie, para ejemplificar se presentan en las Figuras 4.69, 4.70 y 4.71 el resultado final del camino 2 del ramal 31 C, pues es uno de los casos en el que se tiene el mayor número de reconectadores en serie dentro de todo el estudio realizado.

En la Tabla 4.17 se presentan los ajustes en los equipos de este camino, en los cuales se tiene que para conseguir la coordinación de los reconectores se necesita realizar reconexión de instantáneo y al igual que en el 31 A se prioriza coordinación entre relés y reconectores.

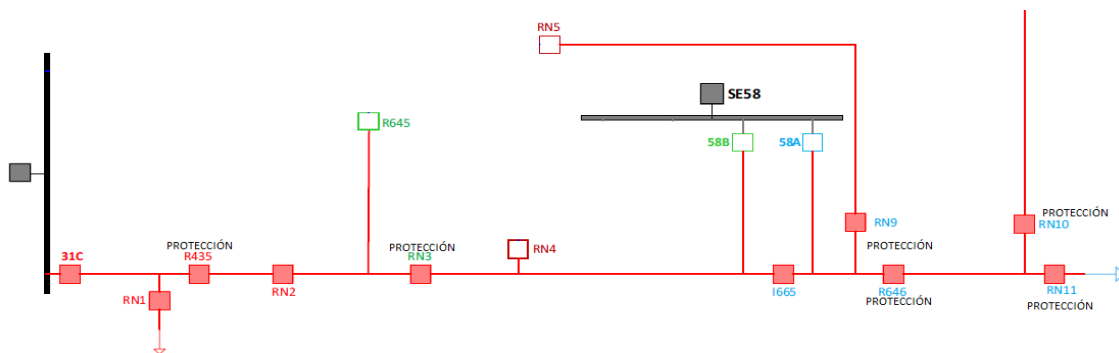


Figura 4.68. Distribución de reconectores para el ramal 31 C

Para el primario 57 G se tiene coordinación en cabecera con los equipos R616 y R383 de del alimentador 57G, como se puede observar en la Figura 4.69, presentando así una coordinación reconector - reconector y reconector - fusible.



Figura 4.69. Distribución de reconectores a coordinar del ramal 57 G

Tabla 4.16. Coordinaciones para el escenario de transferencia de carga para el caso de la salida de la subestación 58 “El Quinche”

Primario	Caminos a Coordinar	Relé del transformador	Relé de Cabecera	Reconector 1	Reconector 2	Reconector 3	Reconector 4
31 A	1	✓	✓	R449	R441	RN6	-
	2	✓	✓	R449	R684	-	-
31 C	1	✓	✓	R435	RN3	R646	RN10
	2	✓	✓	R435	RN3	R646	RN11
	3	✓	✓	R435	RN3	RN9	-
57 G	1	✓	✓	R616	R647	-	-

Tabla 4.17 Ajustes de Protecciones – Camino 2 del primario 31 C. Caso especial, ejemplo de coordinación de varios reconectadores en serie.

Equipo	Fase Lenta			Neutro Rápido			Neutro Lento			Relé					
										Curva y dial		Arranque Función Instantánea		Arranque Función Temporizada	
	Dial (s)	Adicionador	Tipo de Curva	Dial (s)	Adicionador	Tipo de Curva	Dial (s)	Adicionador	Tipo de Curva	Dial (s)	Tipo de Curva	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Reconec-tador RN11	0,05		IEC C	0,01	-	IEC C	0,05		IEC C	-	-	900	620	150	80
Reconec-tador R646	0,11		IEC C	-	-	IEC C	0,18	0,015	IEC C	-	-	1200	940	180	90
Reconec-tador RN3	0,17	0,02	IEC C	-	-	IEC C	0,37	0,01	IEC C	-	-	1856	1288	200	100
Reconec-tador R435	0,2	0,09	IEC C	-	-	IEC C	0,3	0,18	IEC C	-	-	3215	2322	250	120
Relé de Cabecera Fase (31C/F)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,283	IEC B	5768		300	
Relé de Cabecera Neutro (31C/N)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,37	IEC B	4392		150	

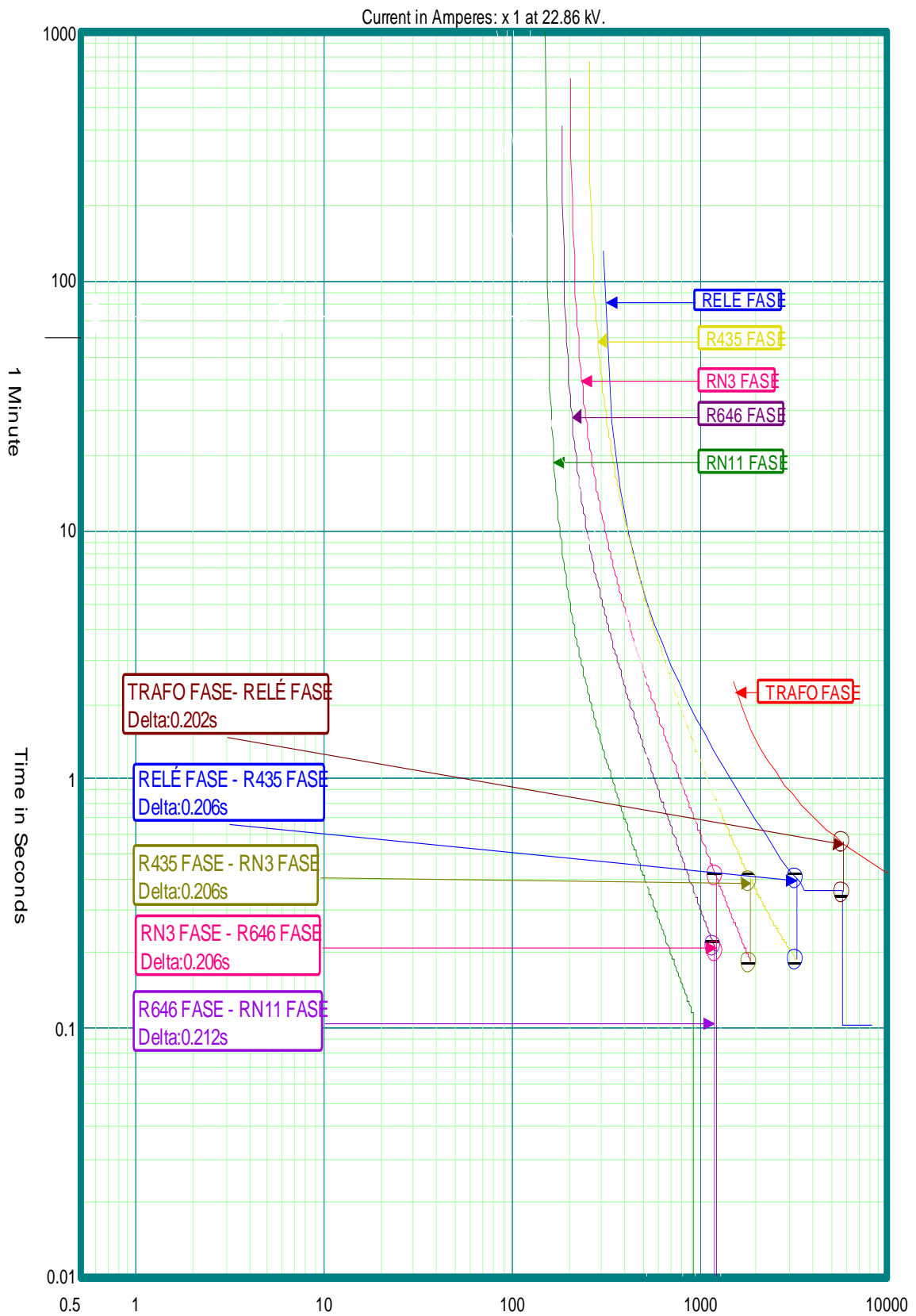


Figura 4.69. Ejemplo de coordinación de curvas de FASE de varios equipos, camino 2 del primario 31 C. Relé transformador, relé de cabecera, R435, RN3, R646 y RN11.

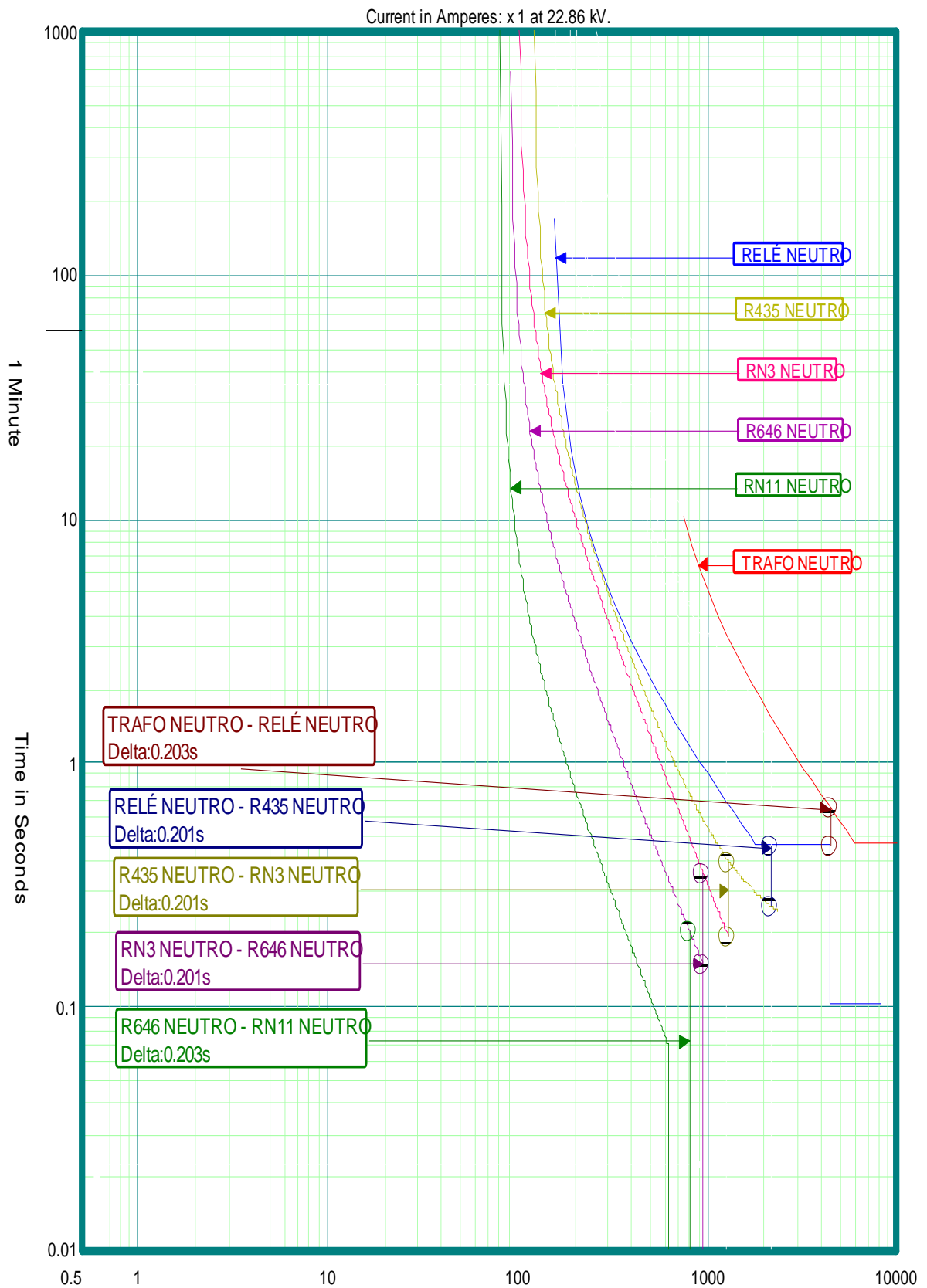


Figura 4.70. Ejemplo de coordinación de curvas de NEUTRO de varios equipos, camino 2 del primario 31 C. Relé transformador, relé de cabecera, R435, RN3, R646 y RN11.

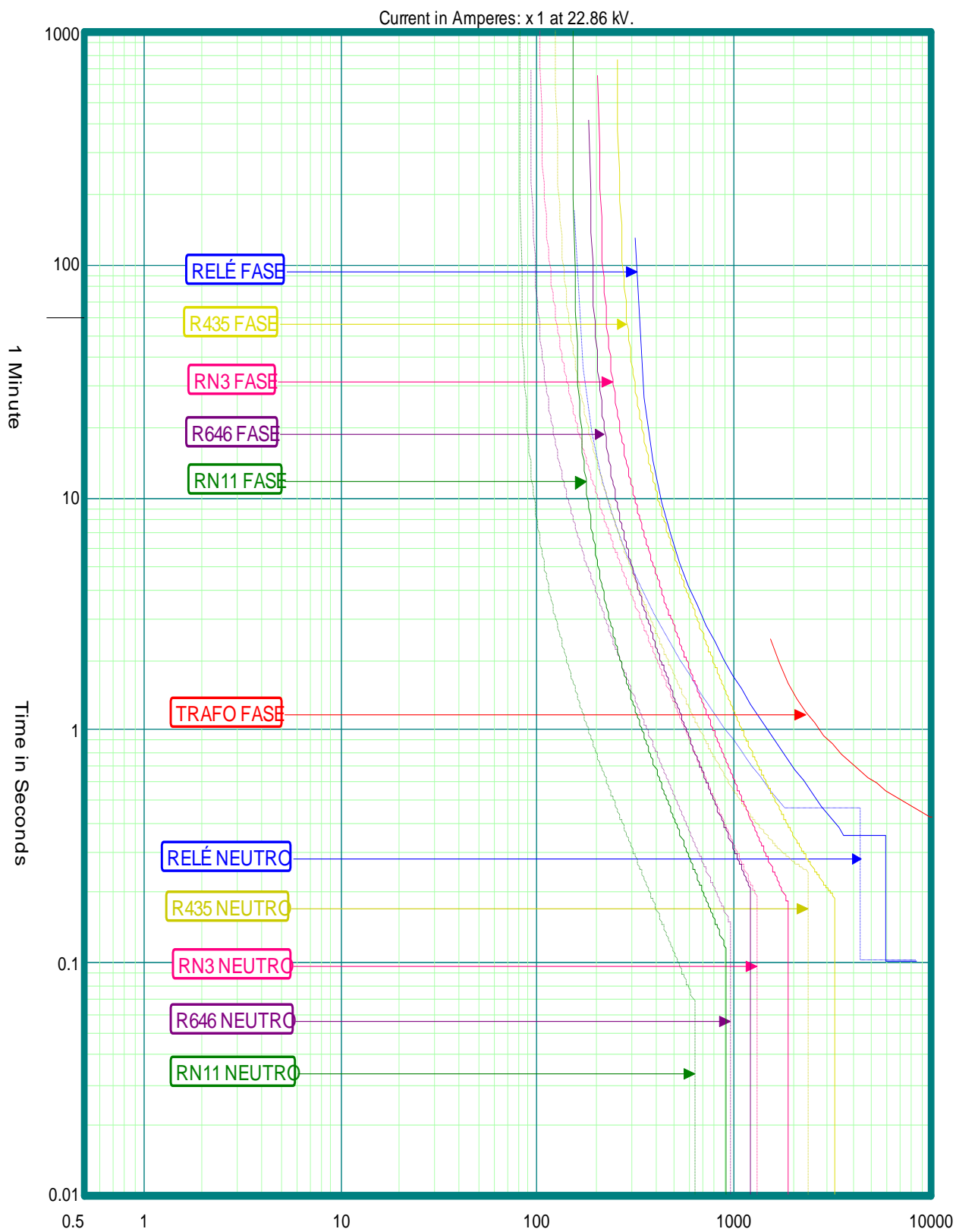


Figura 4.71. Coordinación de varios equipos, todas las curvas, camino 2 del primario 31
C. Relé transformador, relé de cabecera, R435, RN3, R646 y RN11.

5. CONCLUSIONES

- Mediante este trabajo se deja una guía bibliográfica actualizada en cuanto se refiere a la filosofía de coordinación de protecciones de la EEQ, para la realización de futuros trabajos técnicos.
- El sistema modelado en CYMDIST entregado por la EEQ fue complementado con el primario D, modelación de equivalente de fuente y equivalente de carga, ubicación de los equipos de protección en las coordinadas especificadas, retiro de fusibles que se encontraban en la troncal, anillos erróneos que no permitían el correcto cálculo de flujos de potencia en la simulación y se ingresó los datos de todos los conductores neutros en la troncal y ramales que anteriormente estaban incompletos. De esta manera se presenta un sistema funcional y actualizado.
- Se ha realizado la coordinación de protecciones en los diferentes escenarios, donde se utilizaron reconectores con cuatro grupos de operaciones. Cada grupo de operación se activa dependiendo de la topología que se ha generado, dándole nuevos ajustes de actuación al equipo. Dentro del estudio técnico realizado se ha optado por activar el menor número de grupos de operación, estandarizando los ajustes de tal manera que un mismo grupo de ajustes sirva para varios escenarios, se obtuvo como resultado que el caso en el que fue completamente necesario utilizar un grupo de operación particular fue en el caso de la salida de la subestación El Quinche, debido a que éste presenta un cambio completo al escenario de operación normal. El hecho de utilizar menos grupos de operaciones le permitirá a la EEQ tener más libertad de coordinación en el caso de estudiarse escenarios nuevos.
- Los reconectores al permitir cambiar de topología consiguen que se afecte a un menor número de usuarios al momento de una falla, también es importante considerar que en este sistema hay zonas de gran carga, incluso se tiene la industria Grupo Superior y florícolas, por lo que se debe reducir la energía no suministrada.
- En los casos en los que no se logró la coordinación entre equipos como reconector- reconector o relé- reconector en sus curvas lentas y a fin de lograr el intervalo de tiempo de coordinación establecido según la filosofía de protecciones, se hace necesario un incremento de la zona de operación del instantáneo del reconector en cuestión; es decir, se reduce el arranque de la

función instantánea. Es importante implementar una reconexión de la función instantánea en estos casos, puesto que al ocurrir una falla en la zona de protección que se amplió, pueden suscitarse fallas temporales las cuales requieren una reconexión. Cabe señalar que con esta práctica, la función instantánea del reconectador entra en zona de protección del fusible con lo cual se pierde selectividad entre equipos.

- En sistemas de distribución es preferible que, en caso de ser necesario, la descoordinación sea a nivel de reconectador- fusible y no a nivel de reconectador – reconectador o reconectador- relé, puesto que en caso de fallas a tierra se tiene el respaldo de la curva rápida del reconectador y para fallas de fase los reconectores presentan reconexiones en sus curvas lentas, por lo que al actuar simultáneamente con el fusible, después de 5 segundos se cerrará el reconectador, suministrando nuevamente energía a su tramo protegido mientras que el tramo donde ocurrió la falla aguas abajo del fusible se quedará sin suministro de energía.
- Los intervalos de tiempos de coordinación entre equipos, fueron definidos por la Empresa Eléctrica Quito a fin de que impida la operación del dispositivo de protección aguas arriba, asegurando la selectividad de protecciones. El intervalo definido para el ajuste de equipos como reconectador-fusible es de 120ms o más, mientras que para los otros dispositivos se define un tiempo igual o mayor a 200ms.
- La filosofía de salvado de fusible se lo considera expresamente para fallas a tierra y no para fallas entre fases, porque al considerar que el 80% de las fallas en sistemas de distribución son fallas a tierra temporales, se pretende salvaguardar el fusible ante dicho tipo de fallas, mientras que para fallas fase temporales al ser estadísticamente menores que las fallas a tierra, es innecesario implementar la filosofía de salvado de fusible.
- La filosofía de protecciones de la distribuidora dictará la manera de coordinación de los equipos, de esta forma se realizarán los estudios necesarios para cumplir con las necesidades de la empresa al momento de coordinar y se considerarán los rangos establecidos por la misma.
- En el presente estudio técnico no se utiliza la curva rápida de fase de los reconectores para la coordinación de protecciones, puesto que al existir en el sistema fenómenos de carga fría e Inrush que afectan de mayor manera las fases, existe la posibilidad que haya una nueva desconexión de carga por la operación de

la curva rápida de fase del reanectador, debido a los picos elevados de corriente provocados por dichos fenómenos al reestablecer el suministro energético.

6. RECOMENDACIONES

- Se debería homologar los calibres de conductores para todo el sistema de 22,8 kV, independientemente de la disponibilidad en bodega de la EEQ.
- Es importante revisar los parámetros de la red, los datos que se ingresan en todos los equipos y confirmar que se encuentren correctamente modeladas las fuentes dentro del sistema, debido a que se generan errores al pasar del ArcGis a CYMDIST y es necesario que lo mencionado anteriormente se encuentre correctamente modelado antes de realizar la coordinación.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ramírez, S. Redes de Subtransmisión y Distribución de Energía. Segunda Edición. Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
- [2] Hussain, S.M. Sharkh, S. Hussain, M.A. Abusara, An Adaptive Relaying Scheme for Fuse Saving in Distribution Networks With Distributed Generation, IEEE Transactions on Power Delivery.
- [3] Short, T. A. Electric Power Distribution Equipment and Systems. Electric Power Distribution Handbook, Inc. Taylor and Francis Group. Schenectady, NY 2006.
- [4] Ramírez, C. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. Segunda Edición. Mejía Villegas S.A. Colombia 2003.
- [5] Juan M. Gers y Edward J. Holmes, Protection of Electricity Distribution Networks, Third Edition. The Institution of Electrical Technology, 2011 UK.
- [6] Ramírez, S. Redes de Subtransmisión y Distribución de Energía. Segunda Edición. Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
- [7] Pinos, M. <<Coordinación Gráfica de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas Radiales de Distribución>>. Tesis de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador, 2017.
- [8] Wright, A. y Christopolous, C. Electrical Power System Protection. Second Edition. Springer Science+Business Media Dordrecht, 1999 UK.
- [9] Stanley H. Horowitz y Arun G. Phadke, Power System Relaying, Third Edition. 2008
- [10] Anderson, P. M. Power System Protection. Pwer Math Associates, Inc. IEEE Power Engineering Society, Sponsor.Wiley Interscience. 1999 New York, EE.UU.
- [11] Mora, J. Pérez, L. Pérez, S. Utilización de redes ANFIS y señales de corriente para localización de la zona de falla en sistemas de distribución de energía eléctrica. Scielo Vol.26. No.3. ISSN 0120-5609. 2006, Bogotá.
- [12] NOJA Power Switchgear. OSM Guía del Producto RECONNECTADOR AUTOMÁTICO OSM MODELOS 15KV, 27KV & 38KV. Manual de Usuario. NOJA-581-07. NOJA Power Switchgear Pty Ltd.
- [13] Moreno, B. Protecciones de Sobrecorriente. Cap. 3. DocPlayer. 13101147. 2016 Chile.

[14] CYME. << CYMDIST User Manual>> Opción de Ayuda, Guía de Usuario CYMDIST
7.2. CYME Power Engineering Software.

8. ANEXOS

Los anexos se presentan en formato digital debido a la gran extensión de las imágenes y tablas correspondientes al estudio técnico.

Los respectivos anexos se presentan a continuación:

ANEXO I. Información histórica de demanda del sistema Tababela y El Quinche, Período Junio - Noviembre del 2017.

ANEXO II. Valores de ajustes de coordinación.

ANEXO III. Gráficas de coordinación de los casos de estudio.

ANEXO IV. Grupo de operaciones de los reconectores del sistema Tababela – El Quinche.