

**RECONFIGURACIÓN DEL ESQUEMA ACTUAL DE PROTECCIÓN DE DOS
CIRCUITOS DE 13.8 KV DE LA ESSA ESP, PARA MEJORAR LA
SELECTIVIDAD DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN**

**LUIS MIGUEL HERNANDEZ LIZARAZO
JONATHAN ALEXANDER PEREZ MUNEVAR**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2023**

**RECONFIGURACIÓN DEL ESQUEMA ACTUAL DE PROTECCIÓN DE DOS
CIRCUITOS DE 13.8 KV DE LA ESSA ESP, PARA MEJORAR LA
SELECTIVIDAD DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN**

**LUIS MIGUEL HERNANDEZ LIZARAZO
JONATHAN ALEXANDER PEREZ MUNEVAR**

Monografía presentada como requisito para optar al título de:
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:
Dr. Iván David Serna Suárez

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2023**

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme culminar esta nueva meta.

A mi familia por su apoyo incondicional y fortaleza.

A mis amigos, colegas y profesores por aportaron su aporte para mi crecimiento profesional.

Luis Miguel Hernandez Lizarazo

A Dios y a la virgen de Chiquinquirá, por permitirme obtener este nuevo título.

A mi madre y hermanos por su apoyo incondicional y fortaleza.

A mis amigos, colegas y profesores por su aporte para mi crecimiento profesional.

Jonathan Alexander Pérez Munevar

AGRADECIMIENTOS

A nuestros amigos y compañeros de la Electrificadora de Santander por compartirnos sus enseñanzas y sus conocimientos.

A la Universidad Industrial de Santander por permitirnos emprender este nuevo reto, a los profesores de la especialización y a nuestro director por su guía durante este proceso.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	13
1 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE NIVEL II.....	15
1.1 GENERALIDADES Y DEFINICIONES.....	15
1.1.1 Tipos de fallas en redes de distribución.....	15
1.1.2 Equipos de protección en redes de distribución.....	17
1.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	20
1.2.1 Coordinación de fusibles	20
1.2.2 Coordinación de Relés o Reconectores	22
1.2.2.1 Coordinación Relé (Reconector) – Fusible	22
1.2.2.2 Coordinación Relé (Reconector) – Seccionalizador	23
1.2.2.3 Coordinación Relé (Reconector) – Reconector	24
1.3 ESQUEMAS DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	25
1.3.1 Esquemas de protección tradicional	25
1.3.2 Esquemas por comunicación	27
1.4 NUEVAS FUNCIONES EN RECONECTADORES	30
1.4.1 Secuencia de coordinación o Control de secuencia	30
1.4.2 Seccionalizador.....	31
2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN IMPLEMENTADOS EN DOS CIRCUITOS DE 13.8 KV DE LA ESSA ESP	34
2.1 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO 34503	34

2.1.1	Características y descripción del circuito 34503	34
2.1.2	Equipos y zonas de protección del circuito 34503	35
2.1.3	Análisis del esquema del circuito 34503	37
2.1.3.1	Ajustes de protección actuales del circuito 34503	37
2.1.3.2	Verificación de la coordinación	38
2.2	ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO 64519	42
2.2.1	Características y descripción del circuito 64519	42
2.2.2	Equipos y zonas de protección del circuito 64519	43
2.2.3	Análisis del esquema del circuito 64519	45
2.2.3.1	Ajustes de protección actuales del circuito 64519	46
2.2.3.2	Verificación de la coordinación CTO 64519	46
3	ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PROPUESTO PARA DOS CIRCUITOS DE 13.8 KV DE LA ESSA ESP	49
3.1	ESQUEMA DE PROTECCIÓN PROPUESTO PARA EL CIRCUITO 34503.....	49
3.1.1	Ajustes de protección propuestos para el circuito 34503.....	49
3.1.2	Validación y comparación de esquemas del circuito 34503	51
3.2	ESQUEMA DE PROTECCIÓN PROPUESTO PARA EL CIRCUITO 64519.....	53
3.2.1	Ajustes de protección propuestos para el circuito 64519.....	54
3.2.2	Validación y comparación de esquemas del circuito 64519	55
4	CONCLUSIONES	58
	REFERENCIAS	60
	ANEXOS	63

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Tipos de fallas en sistemas de distribución	16
Figura 2. Curvas características de un fusible	19
Figura 3. Esquema simple de dos fusibles en un circuito.	20
Figura 4. Curvas características fusibles 10T, 15T y 25T	21
Figura 5. Esquema reconectador – fusible	22
Figura 6. Curvas de sobrecorriente reconectador – fusible	23
Figura 7. Esquema reconectador – seccionalizador	24
Figura 8. Esquema reconectador – reconectador	25
Figura 9. Arquitectura GOOSE	28
Figura 10. Funcionamiento de mensajería GOOSE	29
Figura 11. Diagrama de operación de secuencia de coordinación	31
Figura 12. Diagrama de operación del Seccionalizador Automático	32
Figura 13. Diagrama unifilar subestación Cabecera	34
Figura 14. Zonas de protección actuales CTO 34503	37
Figura 15. Modelo en Digsilent CTO 34503	39
Figura 16. Diagrama unifilar subestación San Silvestre	42
Figura 17. Zonas de protección actuales CTO 64519	45
Figura 18. Modelo en Digsilent CTO 64519	47
Figura 19. Zonas de protección propuestas CTO 34503	51
Figura 20. Zonas de protección propuestas CTO 64519	56

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características CTO 34503	35
Tabla 2. Equivalente de Red del CTO 34503.....	35
Tabla 3. Lista de Equipos de protección CTO 34503	36
Tabla 4. Caminos de coordinación CTO 34503	36
Tabla 5. Ajustes actuales del CTO 34503	38
Tabla 6. Tiempos de coordinación camino 1 (R_CTO3 – R1).....	39
Tabla 7. Tiempos de coordinación camino 2 (R_CTO3 - R4 - F1).....	40
Tabla 8. Tiempos de coordinación camino 3 (R_CTO3 - R6 - F2_F3).....	40
Tabla 9. Tiempos de coordinación camino 4 (R_CTO3 - R7 - R8).....	41
Tabla 10. Características CTO 34503	43
Tabla 11. Equivalente de Red del CTO 64519.....	43
Tabla 12. Lista de Equipos de protección CTO 64519	44
Tabla 13. Caminos de coordinación CTO 64519	45
Tabla 14. Ajustes actuales del CTO 64519	46
Tabla 15. Tiempos de coordinación camino 1 (R_CTO19 – R4).....	47
Tabla 16. Ajustes propuestos del CTO 34503	50
Tabla 17. Comparación de clientes afectados con esquema actual y propuesto CTO 34503	53
Tabla 18. Tiempos de coordinación camino 1 (R_CTO19 – R5).....	54
Tabla 19. Ajustes propuestos del CTO 64519	55
Tabla 20. Comparación de clientes afectados con esquema actual y propuesto CTO 64519	57

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE COORDINACIÓN DEL CTO 34503	63
ANEXO B. SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE COORDINACIÓN DEL CTO 6451979	
ANEXO C. SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE COORDINACIÓN PROPUESTO DEL CTO 64519	81

LISTA DE ABREVIATURAS

ESSA	<i>Electrificadora de Santander S.A E.S.P</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Devices (Dispositivos Electrónicos Inteligentes)</i>
ONAN	<i>Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire en forma natural.</i>
ORs	<i>Operadores de Red</i>
PICKUP	<i>Es la corriente mínima de operación del equipo de protección</i>
SDL	<i>Sistema de Distribución Local</i>

RESUMEN

TÍTULO: RECONFIGURACIÓN DEL ESQUEMA ACTUAL DE PROTECCIÓN DE DOS CIRCUITOS DE 13.8 KV DE LA ESSA ESP, PARA MEJORAR LA SELECTIVIDAD DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

AUTORES: ING. LUIS MIGUEL HERNANDEZ LIZARAZO
ING. JONATHAN ALEXANDER PEREZ MUNEVAR

PALABRAS CLAVE: Reconectores, seccionalizadores, esquemas de protección, coordinación de protecciones

DESCRIPCIÓN:

La instalación masiva de reconectores sobre las redes del SDL, trae consigo grandes retos en los esquemas de coordinación de protecciones. Por ejemplo, debido a la cercanía entre los equipos y a los niveles de cortocircuito no es posible habilitar todos los reconectores con funciones de protección, en consecuencia, la función de los reconectores queda limitada a un equipo de seccionamiento remoto.

Por lo anterior, en el presente trabajo de monografía se realiza una identificación de los esquemas de protección existentes en el SDL, como lo son; los esquemas tradicionales de coordinación en cascada y los esquemas por comunicación, así como también nuevas funciones de los reconectores que ayuden a mejorar o complementar estos esquemas. Luego de esto, se realiza una revisión y análisis del esquema de protección actual implementado en dos circuitos (uno rural y otro urbano) de 13.8 kV de la ESSA ESP, partiendo de la información de clientes afectados por fallas aguas abajo de cada equipo de protección y utilizando el software Digsilent Power Factory para verificar tiempos de coordinación. Con los resultados del análisis, se propone una reconfiguración de los esquemas actuales de los circuitos, lo cual deriva en nuevos esquemas que permiten un aumento en la eficiencia del mantenimiento correctivo de fusibles y el seccionamiento automático de nuevas zonas de protección creadas con la implementación de la nueva función de seccionalizador, disponible en algunos reconectores que se encontraban de corte y maniobra, permitiendo una mejora en la selectividad de los esquemas y en la calidad del servicio.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica.
Director: Dr. Iván David Serna Suárez.

SUMMARY

TITLE: RECONFIGURATION OF THE CURRENT PROTECTION SCHEME OF TWO 13.8 KV CIRCUITS OF ESSA ESP, TO IMPROVE THE SELECTIVITY OF THE PROTECTION EQUIPMENT

AUTHORS: ENG. LUIS MIGUEL HERNANDEZ LIZARAZO
ENG. JONATHAN ALEXANDER PEREZ MUNEVAR

KEYWORDS: Reclosers, sectionalizers, protection schemes, protection coordination.

DESCRIPTION:

The massive installation of reclosers on the SDL networks brings great challenges in the protection coordination schemes. For example, due to the proximity between equipment and short circuit levels it is not possible to enable all reclosers with protection functions, consequently, the function of the reclosers is limited to remote sectionalizing equipment.

From the above, this monograph presents an identification of the existing protection schemes in the SDL, such as the traditional cascade coordination schemes and communication schemes, as well as new functions of the reclosers that help to improve or complement these schemes. After this, a review and analysis of the current protection scheme implemented in two circuits (one rural and one urban) of 13.8 kV of ESSA ESP is carried out, starting from the information of clients affected by faults downstream of each protection equipment and using the Digsilent Power Factory software to verify coordination times. With the results of the analysis, a reconfiguration of the current circuit protection scheme is proposed, resulting in new scheme that allow an increase in the efficiency of the corrective maintenance of fuses and the automatic switching of new protection zones created with the implementation of the new sectionalizer function, available in some reclosers that were in cut-off and switching, allowing an improvement in the selectivity of the protection system and in the quality of service.

* Monograph

** Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of Electrical Engineering, Electronic and Telecommunication. Specialization in Distribution Systems. Director: Dr. Iván David Serna Suárez.

INTRODUCCIÓN

La dinámica regulatoria de los últimos años en Colombia ha obligado a los ORs a mejorar constantemente la calidad del servicio de energía eléctrica, esto mediante la resolución CREG 015 de 2018, la cual brinda un esquema de incentivos positivos o negativos que permiten mejorar o desmejorar los ingresos de los ORs [1]. Debido a esto y en busca de estas mejoras, los ORs han realizado inversiones en sus redes del SDL instalando más equipos, con el fin de que, ante la ocurrencia de una condición atípica en las variables eléctricas del sistema, se realice una operación de apertura de manera automática y selectiva, aislando solo la sección fallada, lo cual permite que los demás usuarios del circuito sigan con su servicio continuo.

Los equipos que cumplen esta función en las redes del SDL son los reconectores, cuya protección se enfoca esencialmente en despejar fallas de sobrecorriente y realizar un número de recierres preestablecidos para garantizar un restablecimiento rápido ante fallas transitorias [2]. Debido a la ventaja que ofrecen estos equipos los OR como ESSA ESP, han optado por instalar una cantidad importante de reconectores en circuitos críticos, con el fin de mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica por medio de la mejora en la selectividad de las protecciones, lo cual permite mejorar la continuidad del servicio. Sin embargo, no todos los equipos instalados se pueden configurar como equipos de protección, ya que su cercanía entre sí y los altos niveles de cortocircuito impiden garantizar una coordinación de protecciones selectiva, por lo que algunos equipos se deben configurar como equipos de corte y maniobra, lo cual también ayuda a la operación del sistema, ya que ante alguna falla el operador puede realizar pruebas de manera remota seccionando el circuito y realizar cierres con el reconector hasta que pueda encontrar el tramo fallado.

La práctica de realizar pruebas seccionando el circuito, es una práctica útil pero ineficiente, ya que depende de algunas variables tales como la pericia del operador y la estabilidad en la comunicación remota de los equipos, lo cual deriva en tiempos del orden de los minutos para detectar el tramo fallado y reestablecer el servicio a los demás usuarios, impactando directamente los indicadores de calidad. Por lo anterior, el objetivo principal de este trabajo es proponer una reconfiguración del esquema actual de protección de dos circuitos de 13.8 kV de la ESSA ESP, mediante la identificación de diferentes esquemas de protección existentes en las redes del SDL, así como nuevas funciones de los reconectores, con el fin de aprovechar de mejor forma los reconectores de corte y maniobra, para de esta manera mejorar la selectividad en los esquemas de protección actuales.

1 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE NIVEL II

Este capítulo contiene los fundamentos teóricos de las protecciones en sistemas de distribución, como lo son; tipos de fallas que se pueden presentar, equipos que lo componen, la coordinación de protecciones entre los diferentes equipos, esquemas de protecciones existentes y las nuevas funciones en los equipos que permiten implementar nuevos esquemas de protecciones.

1.1 GENERALIDADES Y DEFINICIONES

Los elementos de protección son equipos diseñados para proteger un activo eléctrico (transformador, línea, alimentador, etc.) ante la ocurrencia de una falla, la cual puede afectar su integridad. Los diferentes equipos más utilizados en los sistemas de 13,8kV son: relé (IED), reconectador, seccionalizador electrónico, seccionalizador y fusibles (cajas cortacircuitos), por lo que conocer su funcionamiento, permite su correcta coordinación para el despeje de fallas de manera selectiva. A continuación, se mencionan los tipos de falla que se presentan en las redes de distribución y una descripción de cada equipo.

1.1.1 Tipos de fallas en redes de distribución

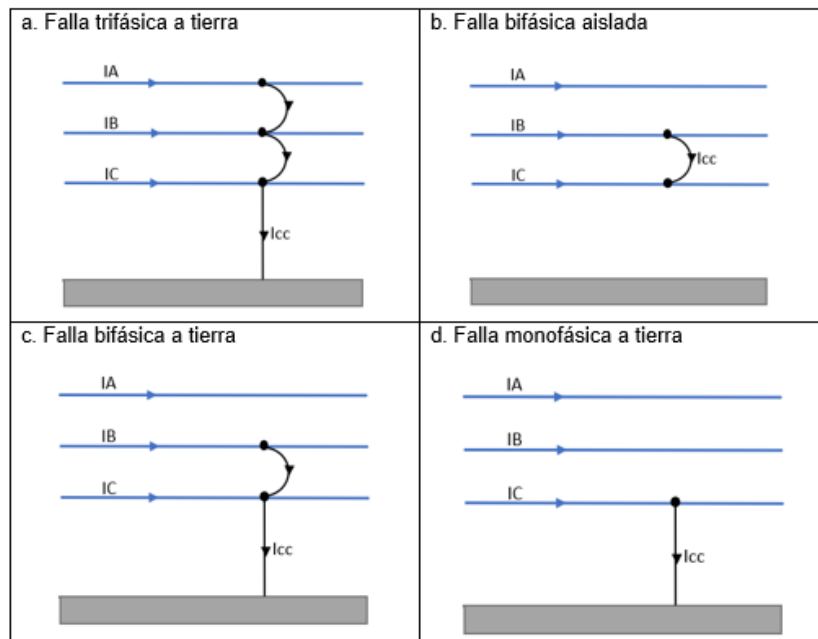
Los sistemas de potencia están expuestos a la ocurrencia de eventos no deseados por diversos factores (condiciones climáticas, entorno, personas) que afectan la continuidad del suministro de energía [9]. La consecuencia de estos eventos se conoce como fallas en el sistema y se clasifican en:

- *Falla trifásica a tierra:* Ocurre cuando se pierde el aislamiento eléctrico entre tres fases y durante el evento se crea un camino de impedancia diferente a la propia del conductor, que lleva a conducir la corriente a tierra. Este tipo de falla produce corrientes y tensiones equilibradas o balanceadas, por lo que

su detección cuando se materializa debe ser muy acertada y así evitar falsas operaciones en condiciones normales de operación.

- *Falla bifásica aislada:* Ocurre cuando se pierde el aislamiento eléctrico entre dos fases del sistema de potencia, produciendo un desbalance en la red trifásica.
- *Falla bifásica a tierra:* Ocurre cuando se pierde el aislamiento eléctrico entre dos fases y durante el evento se crea un camino de impedancia diferente a la propia del conductor, que lleva a conducir la corriente a tierra produciendo un desbalance en la red trifásica.
- *Falla monofásica a tierra:* Ocurre cuando se crea un camino de impedancia diferente a la propia del conductor, que lleva a conducir la corriente a tierra produciendo un desbalance en la red trifásica.

Figura 1. Tipos de fallas en sistemas de distribución



Fuente: Autores

1.1.2 Equipos de protección en redes de distribución

Existen diferentes equipos de protección utilizados para las redes de distribución, los cuales se diferencian en su relación costo/beneficio teniendo en cuenta factores remuneratorios, facilidad de instalación, operatividad y dependabilidad.

- Relé (IED): Es un dispositivo electrónico cuya función consiste en comparar variables respecto a unos parámetros o lógicas definidas y enviar una señal de disparo al interruptor si estas se desvían. Este dispositivo contiene múltiples funciones de protección que pueden variar dependiendo de la aplicación. Las funciones de protección típicamente utilizadas en los relés a nivel de 13,8kV son: ANSI 51 (sobre corriente temporizada de fases), 50 (sobrecorriente instantánea de fases), 51N (sobrecorriente temporizada de neutro), 50N (sobrecorriente instantánea de neutro), 25 (sincronismo), 27 (subtensión), 81U (subfrecuencia), 81O (sobrefrecuencia), 59 (sobretensión), 46 (sobrecorriente de secuencia negativa), 50BF (falla interruptor), 60FL (falla fusible), ROCOF (diferencia de frecuencia).

- Reconectador: Es un interruptor capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para restablecer el servicio [8]. Está conformado por un control (programable) y un tanque (interruptor, CT's, PT's). Su aplicación en las redes de distribución es que al ser un equipo telegestionado y telecontrolado, permita reducir tiempos de respuesta ante eventos, además de dar la posibilidad de restablecimiento automático ante fallas transitorias y despeje de falla ante fallas permanentes. Las funciones de protección utilizadas a nivel de 13,8kV son: ANSI 51, 50, 51N, 50N, 27, 59 entre otras.

- Seccionalizador electrónico: Aunque no es considerado un equipo de protección por definición, si cuenta con una función que integrada a un

esquema de recierres aguas arriba, permite aislar la falla en los tiempos muertos de la desconexión. Constructivamente es un fusible telemedido, que está conformado por una parte programable y un soporte similar al de los fusibles. Su operación se da cuando la corriente medida supera el valor umbral programado y se cumplen las cuentas programadas, dadas por las aperturas del equipo de corte ubicado aguas arriba de él. La gran ventaja que tiene frente a un fusible es que no posee curva característica de tiempo inverso, lo cual permite facilitar la coordinación de protecciones en ramales que sugieren un fusible de gran capacidad.

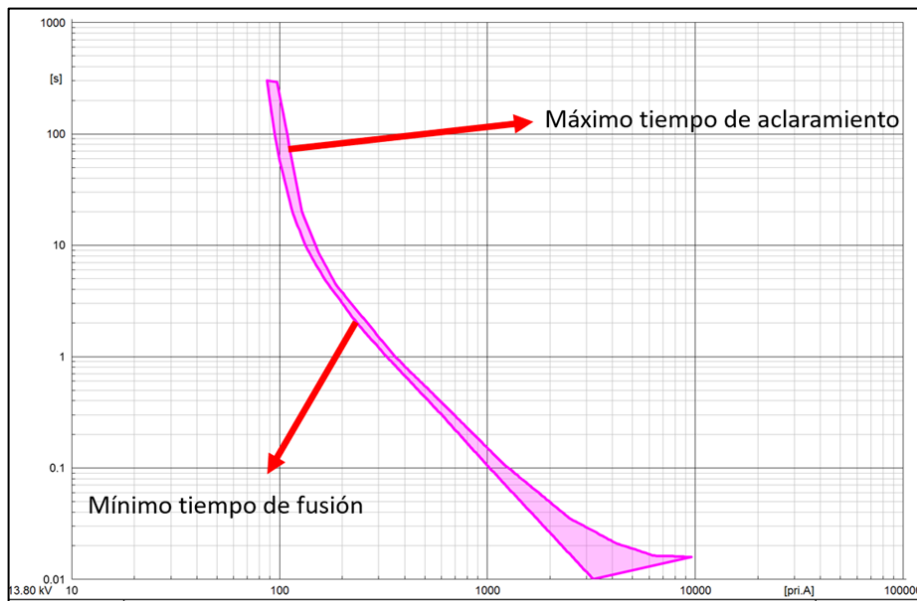
- Seccionalizador bajo carga: Es un dispositivo que puede trabajar en conjunto con el reconectador o relé para aislar las zonas falladas de una red de manera automática [6]. Este equipo al igual que el seccionalizador electrónico, no es un equipo de protección por definición, por lo que no interrumpe corrientes de falla. Su principio de operación se basa en el conteo de operaciones del equipo de protección aguas arriba, en simultánea con la medición de una corriente predefinida que indique falla, luego de alcanzar estas condiciones realiza la apertura antes del ultimo recierre del equipo de protección aguas arriba. Estos equipos también se usan típicamente en las suplencias para operar bajo carga. La ventaja que tienen respecto al seccionalizador electrónico es que se puede cerrar de manera remota por telegestión.
- Fusible: Es el elemento más simple de interrupción automática de corriente cuando se presentan sobrecargas o cortocircuitos de valor igual o superior a la corriente de ruptura del hilo conductor. Este elemento es parte de un equipo conocido como caja cortacircuitos; la cual está formada por un elemento sensible a la corriente (hilo de fusible) y un mecanismo que le da soporte (base y tubo porta fusible). El hilo del fusible se funde cuando se presenta una corriente “peligrosa” por un tiempo determinado, llevando a que

el mecanismo de soporte establezca rápidamente una distancia eléctrica prudente a fin de minimizar el tiempo de duración del arco.

El fusible posee una característica propia que lo hace actuar con diferente tiempo dependiendo de la magnitud de corriente en determinado momento. Esta característica varía de acuerdo con el material utilizado en su construcción y su disposición final. Normalmente los fabricantes suministran las curvas para corrientes con fusión menor a 5 min y temperaturas de 20 a 25°C. Se pueden dividir en 2 partes:

- Mínimo tiempo de fusión: relaciona la corriente con el tiempo mínimo al cual se funde el fusible.
- Máximo tiempo de aclaramiento: se obtiene adicionando un margen de tolerancia en corriente a la curva del mínimo tiempo de fusión.

Figura 2. Curvas características de un fusible



Fuente: Autores

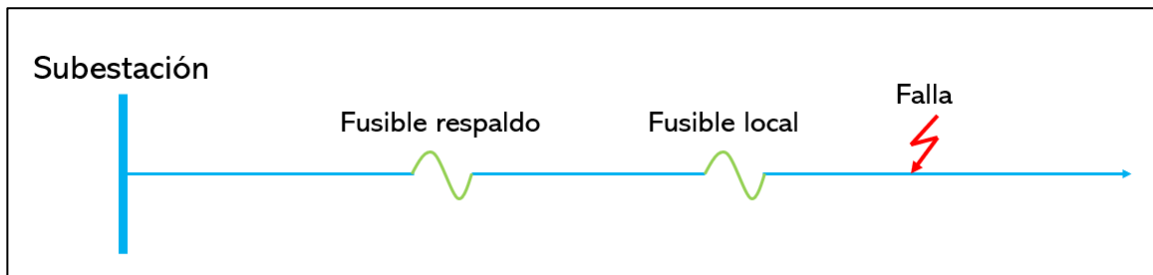
1.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

La necesidad de conseguir la mayor seguridad, selectividad y eficiencia en la operación de los sistemas de distribución, han llevado a las empresas a invertir en equipos de protección con diferentes tecnologías en la búsqueda de mejorar sus indicadores de calidad y tener el retorno financiero deseado. Estos equipos tienen su principio de funcionamiento propio, que al coexistir en una misma red se deben analizar en conjunto y no de forma individual. Como solución a este análisis, surgen los estudios de coordinación de protecciones en donde se busca garantizar la correcta operación de los equipos ante fallas cumpliendo con unos criterios mínimos y garantizando selectividad, confiabilidad y seguridad. A continuación, se presentarán los diferentes métodos de coordinación entre fusibles, relés, reconectores, seccionadores electrónicos y seccionadores bajo carga.

1.2.1 Coordinación de fusibles

Para realizar una coordinación entre fusibles, se debe conocer los diferentes tipos de fusibles que existen en el mercado (Tipo T, K, HH, SS, etc.) y sus datos técnicos de fabricación. También se deben conocer otros datos como la corriente máxima de carga y la corriente máxima de cortocircuito a lo largo de la topología del circuito.

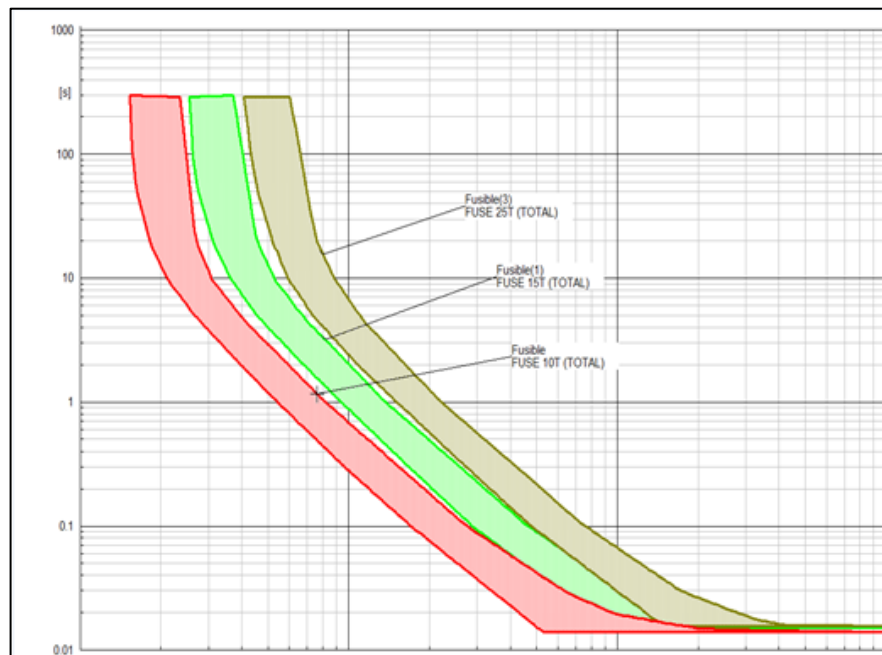
Figura 3. Esquema simple de dos fusibles en un circuito.



Fuente: Autores

El análisis inicia con la definición de un fusible local para analizar las fallas aguas abajo de él y un fusible de respaldo. La coordinación se basa en las curvas características de cada fusible y consiste en garantizar que la curva de tiempo máximo de aclaramiento del fusible local esté por debajo de la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible remoto. En otras palabras, que ante una falla en la zona de protección del fusible local (ver figura 3); se garantice que opere primero el fusible local antes que el remoto permitiendo obtener selectividad entre ellos.

Figura 4. Curvas características fusibles 10T, 15T y 25T



Fuente: Autores

No existen criterios unificados de aceptación de una coordinación de protecciones entre fusibles, ya que esto depende de la experiencia y conocimiento de cada OR acerca de las características que tienen sus redes de distribución, sin embargo, un criterio utilizado para realizar la coordinación mediante curvas se basa en que el máximo tiempo de aclaramiento del fusible local no debe superar el 75% del mínimo tiempo de fusión del fusible de respaldo [8].

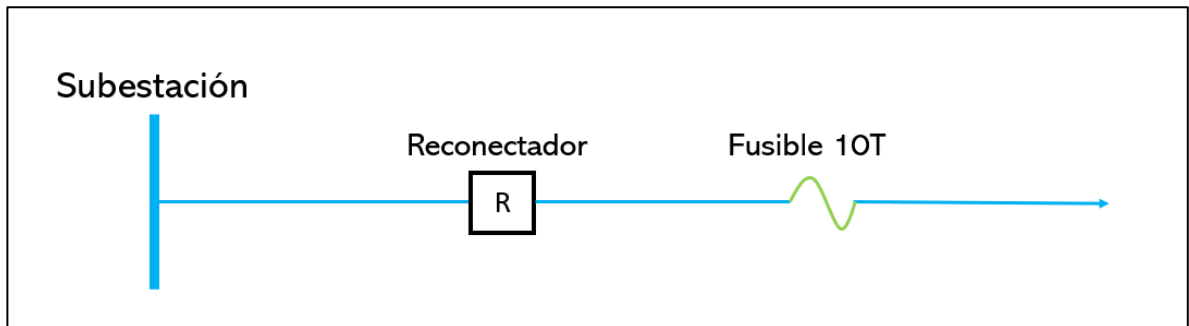
1.2.2 Coordinación de Relés o Reconectores

En este apartado se mencionan los aspectos a tener en cuenta para realizar una coordinación de protecciones entre un reconnector que contiene un dispositivo IED (Intelligent Electronic Device) con dispositivos del mismo y diferente principio de funcionamiento.

1.2.2.1 Coordinación Relé (Reconector) – Fusible

En un esquema Reconnector-Fusible como el de la figura 5, se busca garantizar que la curva de máximo tiempo de aclaramiento del fusible (protección local) esté siempre por debajo de la curva de sobrecorriente de neutro del reconnector (protección respaldo), con un margen de tiempo mínimo aceptable de coordinación, que dependiendo del diseñador del estudio de protecciones puede variar, pero habitualmente puede ser de 200 [ms].

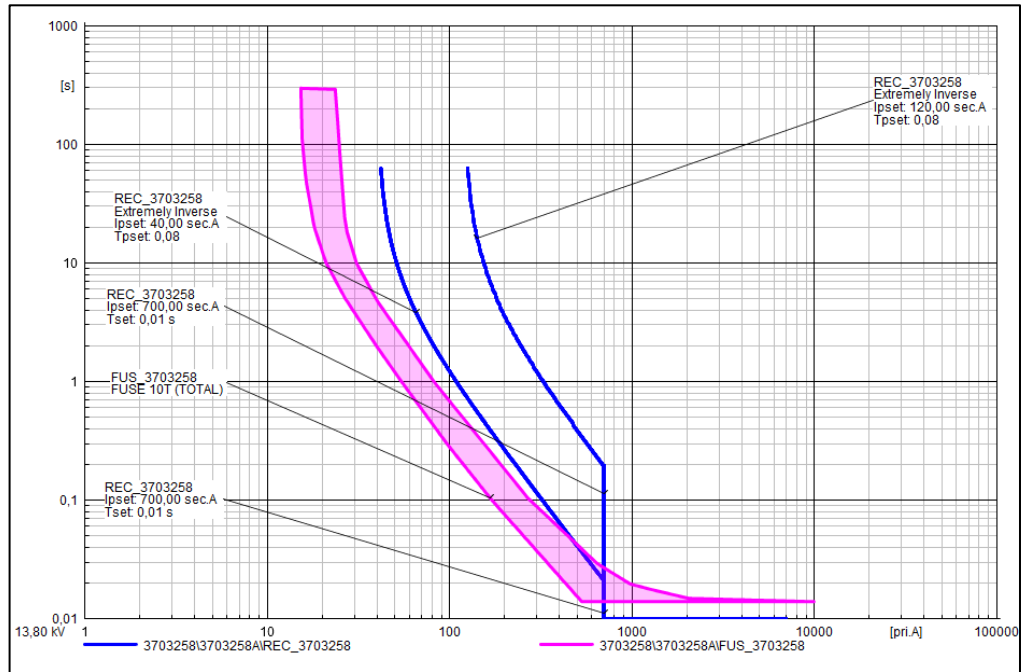
Figura 5. Esquema reconnector – fusible



Fuente: Autores

En la figura 6 se puede observar de manera gráfica lo anteriormente expuesto donde la curva de color fucsia es la curva de tiempo mínimo de fusión y máximo tiempo de aclaramiento para el fusible y las curvas azules son la característica de sobrecorriente de fases y neutro del reconnector; donde la más cercana al fusible es la sobrecorriente de neutro.

Figura 6. Curvas de sobrecorriente reconectador – fusible

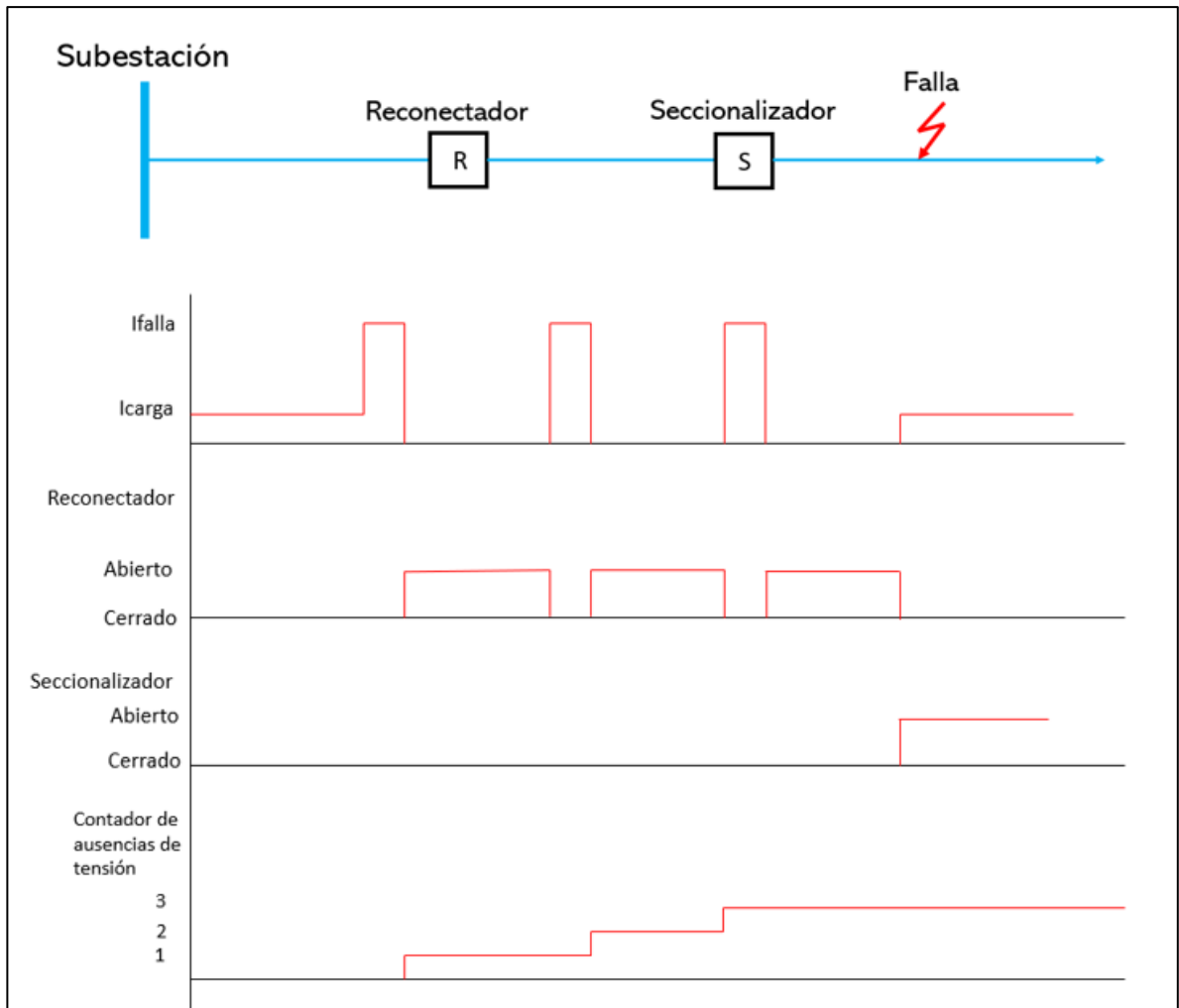


Fuente: Autores

1.2.2.2 Coordinación Relé (Reconectador) – Seccionalizador

Para explicar este esquema es necesario plantear el diagrama mostrado en la figura 7. En caso de existir una corriente de falla en la zona de alimentación del seccionalizador de un valor que supere el ajuste del reconectador y seccionalizador, operará el reconectador con N número de recierres, pero no completará su ciclo de operación, ya que en el ajuste del seccionalizador que está contando las ausencias de tensión realizadas por el reconectador con un ajuste N-1 recierres del reconectador, aislará la zona de falla de la red principal.

Figura 7. Esquema reconectador – seccionalizador



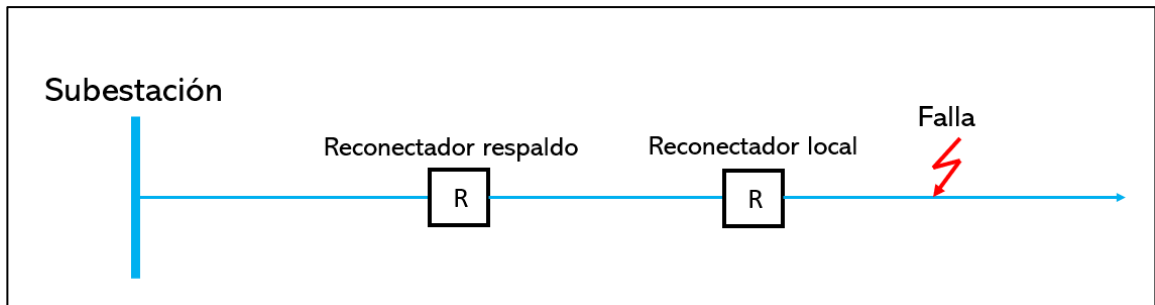
Fuente: Autores y adaptado de [17]

En el gráfico de la figura 7 se puede observar un diagrama de tiempo de operación del reconectador y la validación que realiza el seccionalizador ante eventos de falla en su zona de alimentación.

1.2.2.3 Coordinación Relé (Reconectador) – Reconectador

En este esquema, se coordinan las curvas de sobrecorriente de fases (ANSI 51/50) y las curvas de sobrecorriente de neutro (ANSI 51N/50N) de los reconectadores en serie o cascada, como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Esquema reanectador – reanectador



Fuente: Autores

Ante cualquier tipo de falla que se presente en la zona de protección del reanectador local, se busca garantizar que la protección local opere lo más rápido posible y siempre manteniendo un margen de coordinación de tiempo con la protección de respaldo; tiempo que es definido por el coordinador basándose en el conocimiento de la red y la experiencia de coordinación entre equipos. Habitualmente el tiempo entre curvas puede ser de 200 [ms].

1.3 ESQUEMAS DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

1.3.1 Esquemas de protección tradicional

Los esquemas de protección tradicionales constan de la coordinación entre equipos de protección que se encuentran en una configuración serie o cascada que tienen como protección principal la función de sobrecorriente de tiempo [5]. Para garantizar una correcta selectividad y seguridad del esquema, se deben garantizar un tiempo mínimo de coordinación de 200 [ms] entre las funciones de sobrecorriente de fases (ANSI 51 y 50) y entre las funciones de sobrecorriente de neutro (ANSI 51N y 50N) de cada uno de los equipos de protección. Este tiempo contempla factores presentes en la operación real de los equipos como la tolerancia del algoritmo (± 20 ms) y el tiempo de operación propio del interruptor (± 50 a 80ms).

Adicional a tiempo mínimo de coordinación, se deben definir otros criterios para ajustar los parámetros de las curvas de sobrecorriente como:

- ANSI 51: Corriente de arranque, tipo de curva, dial de tiempo
- ANSI 50: Corriente de arranque y retardo de tiempo
- ANSI 51N: Corriente de arranque, tipo de curva, dial de tiempo
- ANSI 50N: Corriente de arranque y retardo de tiempo

Los criterios pueden variar dependiendo del coordinador, ya que depende de la corriente de carga, corriente de cortocircuito, tipos de carga conectadas, capacidad de los elementos de la red y la tecnología de los demás equipos de protección de la red.

Otra función utilizada en este tipo de esquemas es la función ANSI 79 o función recierre. Durante su ciclo de operación se busca restablecer de forma automática en caso de existir fallas transitorias sobre el área protegida con un numero de intentos que para las redes de distribución existe un máximo de 4 recierres con un tiempo diferente para cada uno y que al sumar su tiempo acumulado debe ser menor al tiempo regulatorio de penalizaciones por indicadores de calidad del servicio [1].

En consulta de otros documentos sobre el tema de interés, se encuentra que en [2] presentan criterios de coordinación de protecciones para esquemas radiales en el SDL, que se utilizan como punto de partida para iniciar un estudio de coordinación sobre unos activos específicos, pero que no son camisa de fuerza, es decir, se muestra que pueden ser flexibles en aras de optimizar los esquemas de protección actuales siempre garantizando el triángulo base de los sistemas de protección: seguridad, confiabilidad y sensibilidad.

También es importante destacar que en [3], se muestra que teniendo una base de equipos existentes en una red radial; se puede mejorar u optimizar el esquema de

protecciones con la inclusión de nuevos equipos de protección que permiten reducir la zona de impacto ante una falla en los diferentes puntos de la topología del circuito y llevando a mejorar los índices de calidad del servicio de energía eléctrica de los usuarios finales. Para que se materialice un estudio de optimización de este tipo, es necesario que la empresa realice un caso de estudio evaluando el costo/beneficio de la inversión.

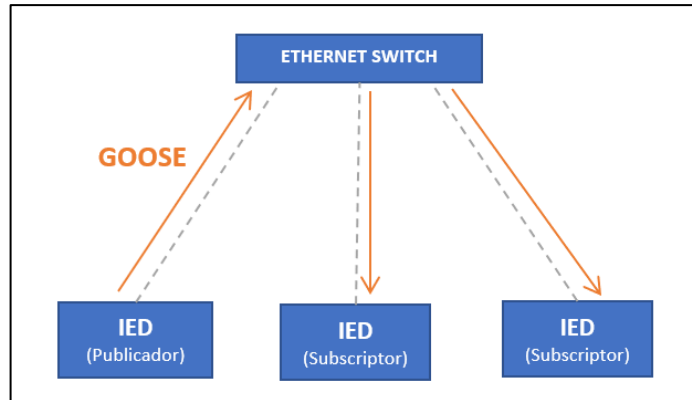
Estos esquemas tradicionales tienen como limitante los márgenes de coordinación de protección, motivo por el cual se deben instalar los equipos a distancias largas, de tal forma que los parámetros varíen lo suficiente para tener coordinación, lo que lleva a que solo se puedan instalar un número limitado de equipos.

1.3.2 Esquemas por comunicación

Los esquemas de protección por comunicación en redes de distribución permiten instalar cualquier cantidad de reconectores sobre un circuito con el fin de reducir el número de clientes afectados debido a una falla, es decir, se logra tener mejor selectividad. Adicionalmente, como el esquema no funciona con curvas de tiempo inverso, sino por comunicación, esto permite despejar las fallas en menores tiempos, favoreciendo la vida útil de todos los componentes de la red.

Este esquema es posible por medio de la implementación del protocolo GOOSE (Evento de Subestación Orientado a Objetos Genéricos). La mensajería GOOSE es un protocolo de comunicación utilizado en sistemas de automatización de subestaciones eléctricas. Fue desarrollado para permitir la transmisión rápida y confiable de información crítica entre dispositivos en una subestación [14].

Figura 9. Arquitectura GOOSE

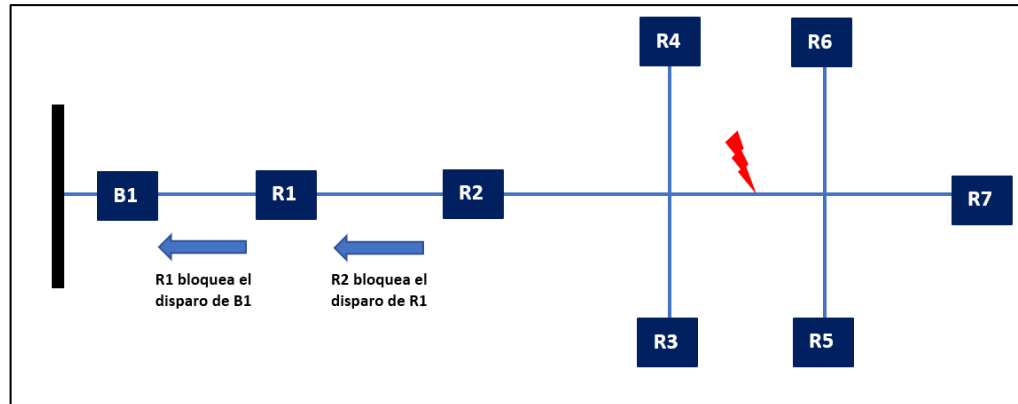


Fuente: Adaptado de [13]

El objetivo principal de GOOSE es facilitar la protección, control y supervisión de una red eléctrica. Permite la transmisión de eventos en tiempo real, como cambios en el estado de interruptores o detectores de fallas, de manera eficiente y confiable. El protocolo GOOSE utiliza el estándar Ethernet para la transmisión de datos y se basa en un modelo de publicación/suscripción, como se muestra en la figura 9. En este modelo, los dispositivos que necesitan recibir información se suscriben a eventos específicos, mientras que los dispositivos que generan los eventos publican la información a través de tramas GOOSE [13] [18].

Un ejemplo del funcionamiento de la mensajería GOOSE en redes de distribución se ilustra en la figura 10. En este diagrama se tiene una red con un interruptor (B1) y siete reconectadores (R), todos los equipos tienen configurada una corriente de arranque a partir de la cual publican el estado de falla a los suscriptores que son los equipos aguas arriba. Por ejemplo, para la falla que se muestra en la figura 10, R2, R1, y B1 publican este estado, pero R1 y B1 no disparan ya que al R2 publicar que también ve falla, bloquea el disparo de R1 y R1 bloquea el disparo de B1, despejando correctamente la parte fallada en pocos ciclos.

Figura 10. Funcionamiento de mensajería GOOSE



Fuente: Adaptado de [12]

La mensajería GOOSE en sistemas de distribución ayuda a mejorar la eficiencia, confiabilidad y seguridad de la red eléctrica. Permite una respuesta rápida ante eventos y cambios en la red, facilita la coordinación de la protección y el control de equipos y contribuye a la detección y resolución más eficiente de fallas o problemas en la distribución de energía eléctrica [10] [11].

Un planteamiento interesante sobre la comunicación por GOOSE se realiza en [16], donde se discuten los problemas que puede causar la generación distribuida a los sistemas de protecciones, allí se muestra la incidencia que tiene la conformación de islas sobre los niveles de cortocircuito debido a la ausencia de la fuente de suministro del OR, por lo que se planea una microred automatizada, para que por medio de mensajería GOOSE los grupos de protección se adapten a las condiciones y cambios de red.

Una revisión interesante de estos esquemas tradicionales y por comunicación se plantea en [4], donde se analiza el esquema de protección actual del anillo 34.5 kV del SDL en el área metropolitana de Bucaramanga, allí se evidenciaron los inconvenientes del esquema tradicional de coordinación encascada, ya que bajos ciertos escenarios de falla se podrían generar disparos no deseados en

subestaciones adyacentes. Debido a esto, se revisaron varios esquemas por comunicación implementados en líneas de transmisión, llegando a la conclusión que estas tecnologías en líneas de media tensión tienen alto costo de inversión y mantenimiento. Finalmente se propone una arquitectura de comunicación para la implementación de la mensajería GOOSE, por medio de la creación de una VLAN exclusiva en la red LAN, donde se combina el esquema tradicional de coordinación con el esquema de comunicación para bloquear o acelerar el disparo de ambos extremos de la línea.

1.4 NUEVAS FUNCIONES EN RECONECTADORES

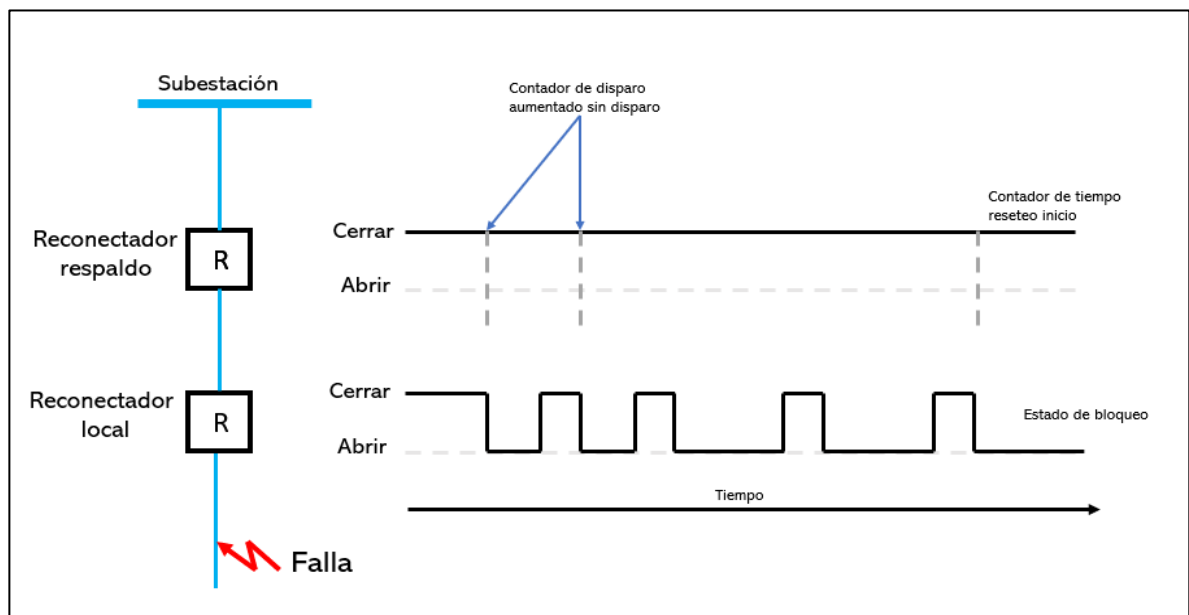
En esta sección se revisan las nuevas funciones con las que vienen equipados algunos reconectores instalados en las redes de 13.8 kV de ESSA. Para esto se realizó una recopilación de información de los equipos existentes y se buscó en los manuales de los equipos estas funciones. El objetivo es mostrar aquellas nuevas funciones que permitan mejorar la selectividad de los esquemas actuales de protección, es decir, aquellas funciones que se complementen con las funciones de sobrecorriente. Para esto se realizó una revisión de las funciones en dos de los reconectores más instalados en ESSA (NULEC ADVC y ENTEC ETR 300R-600) y se identificaron dos funciones, las cuales se presentarán a continuación.

1.4.1 Secuencia de coordinación o Control de secuencia

Esta función se utiliza cuando se tienen varios reconectores en serie y estos tienen esquema salva fusible, es decir, uno o dos disparos rápidos y uno o dos disparos lentos, estos últimos coordinados. Si no se tiene esta función, la activación de disparos rápidos en los reconectores en serie genera descoordinación del esquema de protecciones y operaciones innecesarias.

En la figura 11 se muestran dos re conectadores en serie sobre una red de distribución, los dos tienen ajustados un disparo rápido y dos disparos lentos para coordinarse con los fusibles. Si ocurre una falla aguas abajo del re conectador descendente, la cual es suficiente para activar el re conectador de respaldo, el re conectador más cercano a la falla debería despejarla y pasar en su segunda operación a disparo lento. Si la falla persiste y el re conectador de respaldo no tiene activada la función de secuencia de coordinación, se generaría un problema, ya que el re conectador de respaldo seguiría en su secuencia de disparo rápido, por lo que deriva en una descoordinación del esquema. Esto se soluciona con la función de secuencia de coordinación, ya que al detectar la operación del re conectador descendente pasa su secuencia de operación al disparo lento.

Figura 11. Diagrama de operación de secuencia de coordinación



Fuente: Adaptado de [14]

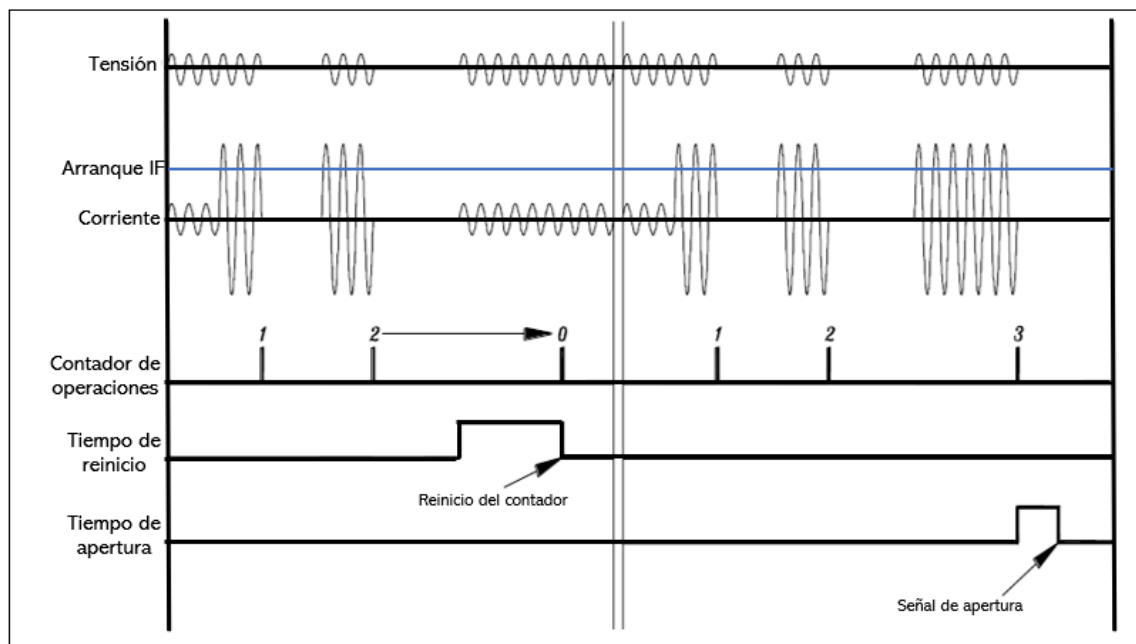
1.4.2 Seccionalizador

Los re conectadores NULEC ADV C y ENTEC ETR 300R-600 vienen equipados con la función seccionalizador, la cual permite el seccionamiento selectivo con ayuda

del equipo de protección aguas arriba (Relé o Reconectador) ante la ocurrencia de fallas permanentes. Los dos equipos tienen su lógica de funcionamiento muy similar y se basa fundamentalmente en dos parámetros, el primero es detectar una corriente de falla y el segundo es detectar una ausencia de tensión, para luego de esto iniciar los conteos y finalmente si se alcanzan los conteos predefinidos se realiza la apertura.

En la figura 12 se ilustra un diagrama con la lógica de funcionamiento. En este diagrama se tiene la tensión y corriente de la red, así como parámetros de la función del seccionizador, como lo son:

Figura 12. Diagrama de operación del Seccionizador Automático



Fuente: Adaptado de [14]

- Arranque de indicador de falla: Es la corriente a partir de la cual el equipo detecta que hay una falla.

- Contador de operaciones: Realiza el conteo cuando la corriente de falla sobrepasa el valor de FI y luego de esto detecta una ausencia de tensión.
- Tiempo de reinicio: Tiempo durante el cual se reinicia el contador de operaciones.
- Tiempo de apertura: Tiempo de apertura del reconectador una vez se cumpla el número de operaciones del contador.

De la figura 12 se puede observar que cuando ocurre una falla (corriente superior al arranque FI) y a su vez el equipo de protección aguas arriba realiza un disparo se inicia el contador. Si una vez que se inicia el contador alcanza su valor definido que para el caso del ejemplo es tres, se envía orden de apertura. Cabe resaltar que, si el seccionalizador tiene tres conteos, el equipo de protección aguas arriba (Relé o reconectador) debe tener cuatro disparos (tres recierres) para que el esquema funcione correctamente.

2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN IMPLEMENTADOS EN DOS CIRCUITOS DE 13.8 KV DE LA ESSA ESP

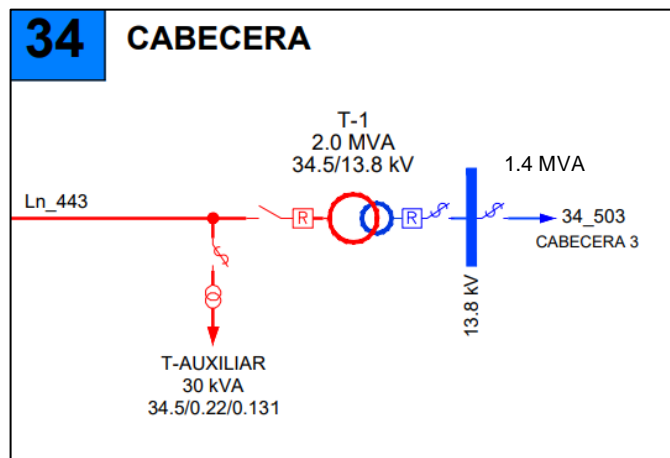
En este capítulo se revisa el esquema de protección implementado en dos circuitos de 13.8 kV de la ESSA ESP, así como sus características relevantes.

2.1 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO 34503

2.1.1 Características y descripción del circuito 34503

En la zona metropolitana de Bucaramanga, en el municipio de Piedecuesta se encuentra ubicada la subestación Cabecera, la cual es alimentada por una línea de 34.5 kV. La barra de 13.8 kV es alimentada por un transformador de 34.5/13.8 kV, el cual tiene una capacidad de 2 MVA y suministra energía al circuito denominado 34503 (Cabecera 3), cuya carga máxima es de 1.4 [MVA], como se muestra en la figura 13. Las características del circuito se muestran en la tabla 1 y el equivalente de red externa en la tabla 2.

Figura 13. Diagrama unifilar subestación Cabecera



Fuente: Tomado de [20]

Tabla 1. Características CTO 34503

CIRCUITO	TENSIÓN (kV)	LONGITUD MT (km)			NUMERO DE CLIENTES POR CIRCUITO		
		URBANO	RURAL	TOTAL	% RURAL	% URBANO	TOTAL
34 503	13,8	3,42 (1%)	225,43 (99%)	228,85	98%	2%	5127

Fuente: Tomado de [15]

Como se observa en la tabla 1, el circuito es mayormente rural y suministra energía a un total de 5127 clientes.

Tabla 2. Equivalente de Red del CTO 34503

EQUIVALENTE DE RED					
Barra	Equivalente trifásico		Equivalente monofásico		
	I _{cc} 3 Φ [kA]	R/X [Ω]	I _{cc} 1 Φ [kA]	X0/X1 [Ω]	R0/X0 [Ω]
13,8 [KV]	1,2887414	0,0661998	1,3734835	0,8181456	0

Fuente: Autores

2.1.2 Equipos y zonas de protección del circuito 34503

Este circuito cuenta con una variedad de equipos de protección sobre toda su extensión, donde se protegen transformadores de distribución, ramales y la troncal del circuito, mediante fusibles y reconectores. En la tabla 3 se listan los reconectores y fusibles que protegen un volumen de clientes importantes, detallando el número de transformadores y clientes aguas abajo, los cuales serán objeto de estudio en la revisión del esquema.

De la tabla 3, se puede evidenciar que no todos los reconectores tienen la función de protección habilitada, en total, tres de los ocho reconectores son de maniobra, esto debido a su cercanía entre sí y a los niveles de cortocircuito, lo cual genera problemas en la coordinación de protecciones

Tabla 3. Lista de Equipos de protección CTO 34503

Ubicación	Tipo de equipo	Marca	Función	# de clientes	# de transformadores
Cabecera - CTO 34503	Reconectador	NOJA	Protección	5129	399
Apoyo - 1186639 (R1)	Reconectador	ENTEC	Protección	1742	128
Apoyo - 2829070 (R2)	Reconectador	ENTEC	Maniobra	955	68
Apoyo - 2459205 (R3)	Reconectador	ENTEC	Maniobra	117	15
Apoyo - 2314096 (R4)	Reconectador	ENTEC	Protección	1184	66
Apoyo - 3117553 (R5)	Reconectador	ENTEC	Maniobra	645	31
Apoyo - 9580751 (F1)	Fusible	-	Protección	318	23
Apoyo - 3082016 (R6)	Reconectador	ENTEC	Protección	740	71
Apoyo - 3170985 (F2)	Fusible	-	Protección	298	29
Apoyo - 3171591 (F3)	Fusible	-	Protección	208	28
Apoyo - 3082083 (R7)	Reconectador	NULEC	Protección	872	91
Apoyo - 3170136 (R8)	Reconectador	ENTEC	Protección	327	40

Fuente: Autores

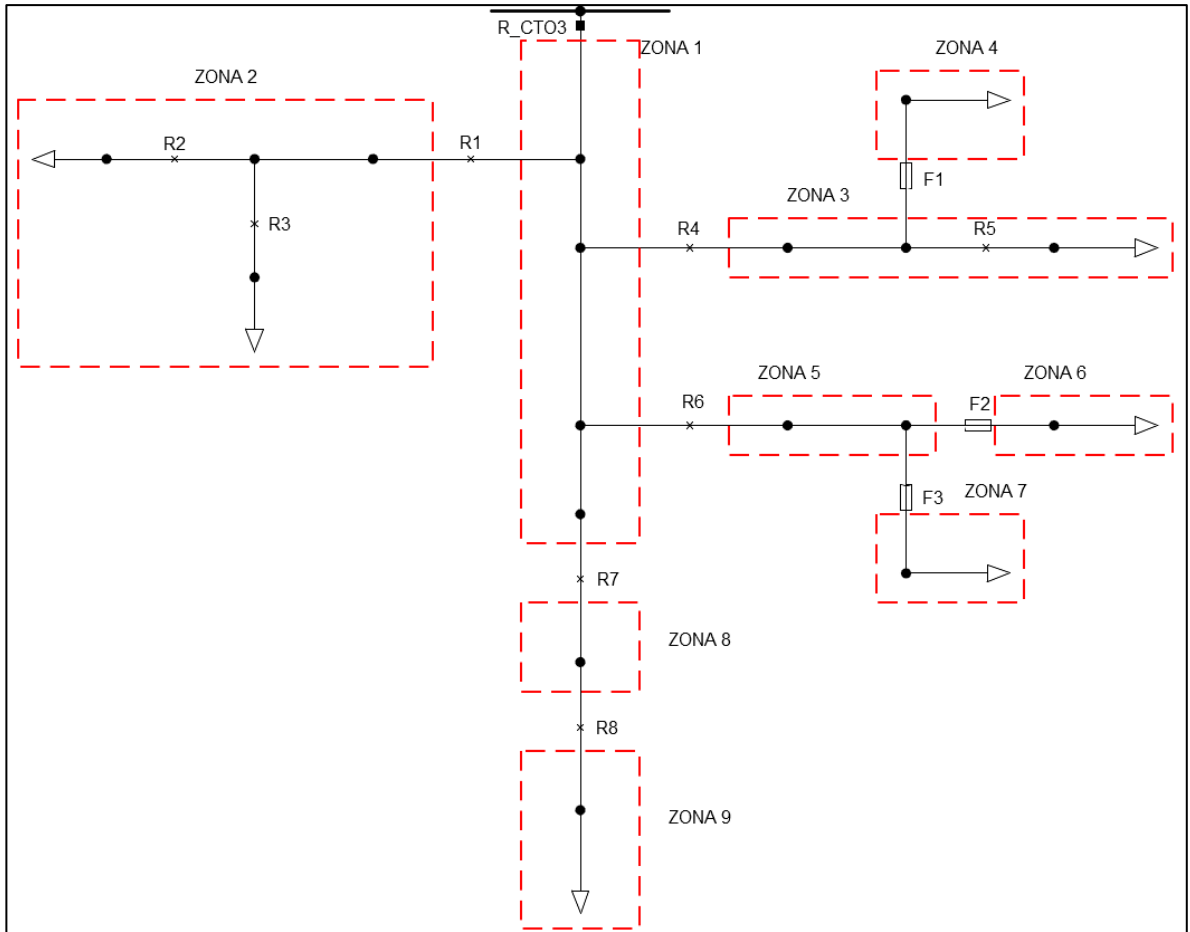
En la figura 14 se muestra la distribución de los equipos de protección y las zonas que protegen. Los equipos de maniobra quedan inmersos en las zonas de los equipos de protección, ya que solo proveen un corte visible, esto se puede observar en las zonas 2 y zona 3. A su vez se pueden observar los caminos de coordinación, los cuales se muestran en la tabla 4.

Tabla 4. Caminos de coordinación CTO 34503

No.	Caminos de coordinación
1	R_CTO3 - R1
2	R_CTO3 - R4 - F1
3	R_CTO3 - R6 - F2_F3
4	R_CTO3 - R7 - R8

Fuente: Autores

Figura 14. Zonas de protección actuales CTO 34503



Fuente: Autores

2.1.3 Análisis del esquema del circuito 34503

El análisis del esquema de protección actual se realiza evaluando la filosofía de protección y verificando su correcta coordinación, para de esta manera identificar mejoras en el esquema.

2.1.3.1 Ajustes de protección actuales del circuito 34503

Para realizar la revisión y análisis del esquema de protección, primero se recopila la información asociada a los equipos de protección, como lo son; los ajustes de

sobrecorriente temporizada y sobrecorriente instantánea para los reconectadores y la corriente nominal y tipo de fusible para los fusibles. En la tabla 5 se muestra la información para cada uno de los equipos de protección. De la información presentada, cabe resaltar que la filosofía implementada en todos los reconectadores es fusión de fusible.

Tabla 5. Ajustes actuales del CTO 34503

Ubicación	Ajustes de fase					Ajustes de tierra					Recierre		Filosofía de protección
	51	Dial	Curva	50	Time Delay	51N	Dial	Curva	50N	Time Delay	79-1 79-2	Reset (s)	
Cabecera - CTO 34503	109	0,2	IEC VI	900	0,2	34	0,4	IEC VI	800	0	15/30	60	Fusión de Fusible
Apoyo - 1186639 (R1)	80	0,1	IEC EI	700	0	24	0,4	IEC EI	500	0	15/30	60	Fusión de Fusible
Apoyo - 2829070 (R2)	CORTE Y MANIOBRA										-	-	NA
Apoyo - 2459205 (R3)	CORTE Y MANIOBRA										-	-	NA
Apoyo - 2314096 (R4)	40	0,2	IEC EI	600	0	15	0,9	IEC EI	500	0	15/30	60	Fusión de Fusible
Apoyo - 3117553 (R5)	CORTE Y MANIOBRA										-	-	NA
Apoyo - 9580751 (F1)	FUSIBLE 10T										-	-	Fusión de Fusible
Apoyo - 3082016 (R6)	40	0,2	IEC EI	530	0	15	0,9	IEC EI	400	0	15/30	60	Fusión de Fusible
Apoyo - 3170985 (F2)	FUSIBLE 10T										-	-	Fusión de Fusible
Apoyo - 3171591 (F3)	FUSIBLE 10T										-	-	Fusión de Fusible
Apoyo - 3082083 (R7)	50	0,3	IEC EI	600	0	20	0,6	IEC EI	400	0	15/30	60	Fusión de Fusible
Apoyo - 3170136 (R8)	40	0,1	IEC EI	370	0	15	0,45	IEC EI	230	0	15	60	Fusión de Fusible

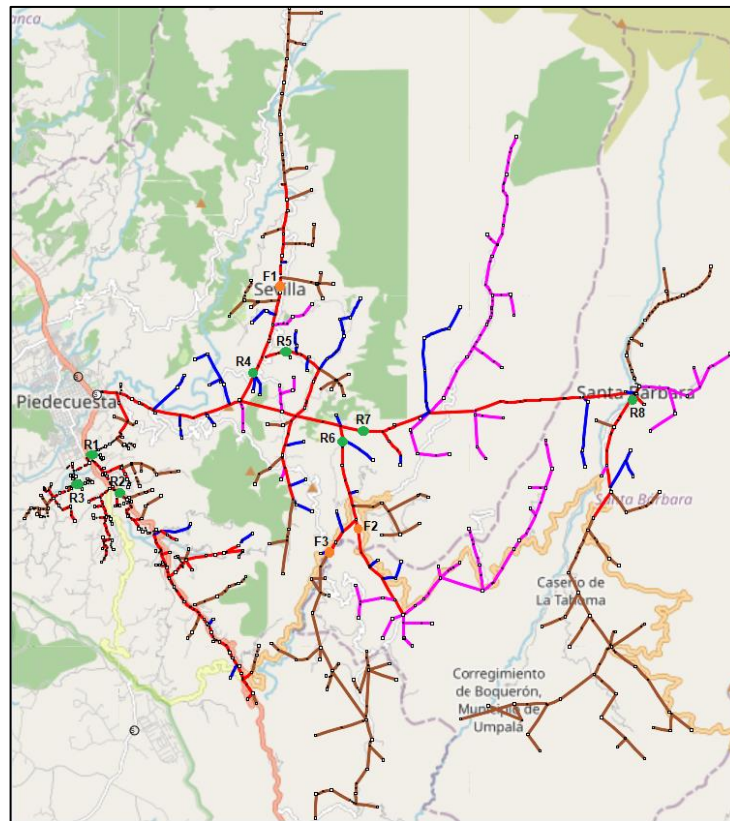
Fuente: Autores

2.1.3.2 Verificación de la coordinación

Para la verificación de la coordinación del circuito 34503, se utiliza el modelo del circuito en el software de simulación Digsilent Power Factory (ver figura 15), se crean los equipos de protección (Reconectadores y Fusibles) en cada uno de los apoyos correspondientes, luego de esto, se revisan los tiempos de operación de cada uno de los equipos en los caminos de coordinación, simulando fallas trifásicas y monofásicas en los escenarios más críticos. En el anexo A se muestra el detalle

de estas simulaciones. En las tablas 6, 7, 8 y 9 se muestra un resumen de los tiempos de operación para las fallas más críticas en cada punto, es decir, falla con impedancia de 0 [Ω].

Figura 15. Modelo en Digsilent CTO 34503



Fuente: Tomado de [19]

Tabla 6. Tiempos de coordinación camino 1 (R_CTO3 – R1)

Ubicación de la falla	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Corriente de falla [A]	Tiempo de Disparo CTO3 [s]	Tiempo de Disparo R1 [s]	Tiempo de Coordinación [s]
AP1186639 (R1)	Trifásica	0	1055,87	0,200	0	0,200
AP1186639 (R1)	Monofásica	0	870,74	0	0	0
AP1186639 (R1)	Monofásica	2,8	798	0,284	0	0,284

Fuente: Autores

De la tabla 6 se puede concluir que para fallas monofásicas con impedancias entre 0 y 2,8 [Ω], se pueden presentar disparos simultáneos entre el reconectador de R1 y el reconectador de la subestación (R_CTO3), sin embargo, las fallas típicas de baja impedancia son del orden de 2 [Ω] [2], por lo que se acepta este margen de no coordinación y la habilitación de dos recierres.

Tabla 7. Tiempos de coordinación camino 2 (R_CTO3 - R4 - F1)

Ubicación de la falla	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Corriente de falla [A]	Tiempo de Disparo CTO3 [s]	Tiempo de Disparo R4 [s]	Tiempo de Disparo F1 [s]	Tiempo de Coordinación [s]
AP2314096 (R4)	Trifásica	0	898,188	0,373	0	-	0,373
AP2314096 (R4)	Monofásica	0	743,509	0,284	0	-	0,284
AP9580751 (F1)	Trifásica	0	775,76	0,441	0	0,014	-0,014
AP9580751 (F1)	Trifásica	19,5	334,63	1,304	0,232	0,031	0,201
AP9580751 (F1)	Monofásica	0	601,806	0,323	0	0,014	-0,014
AP9580751 (F1)	Monofásica	26,4	254,625	0,831	0,251	0,05	0,201

Fuente: Autores

De la tabla 7 se puede destacar que para fallas trifásicas y monofásicas en el apoyo 9580751 (F1) con impedancias inferiores a 26,4 y 19,5 [Ω], se presentan tiempos de coordinación menores a 200 [ms].

Tabla 8. Tiempos de coordinación camino 3 (R_CTO3 - R6 - F2_F3)

Ubicación de la falla	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Corriente de falla [A]	Tiempo de Disparo CTO3 [s]	Tiempo de Disparo R6 [s]	Tiempo de Disparo F2 [s]	Tiempo de Disparo F3 [s]	Tiempo de Coordinación [s]
AP3082016 (R6)	Trifásica	0	770,422	0,445	0	-	-	0,445
AP3082016 (R6)	Monofásica	0	604,041	0,322	0	-	-	0,322
AP3170985 (F2)	Trifásica	0	643,047	0,551	0	0,014	-	-0,014
AP3170985 (F2)	Trifásica	16	335,324	1,300	0,231	0,031	-	0,200
AP3170985 (F2)	Monofásica	0	495,751	0,398	0	0,016	-	-0,016
AP3170985 (F2)	Monofásica	22,5	253,481	0,837	0,254	0,050	-	0,204
AP3171591 (F3)	Trifásica	0	599,176	0,600	0	-	0,014	-0,014
AP3171591 (F3)	Trifásica	15	332,686	1,316	0,235	-	0,031	0,204
AP3171591 (F3)	Monofásica	0	457,356	0,434	0	-	0,018	-0,018
AP3171591 (F3)	Monofásica	21	252,46	0,840	0,256	-	0,051	0,205

Fuente: Autores

De la tabla 8 se puede concluir que para fallas trifásicas y monofásicas en el apoyo 3170985 (F2) con impedancias inferiores a 16 y 22,5 [Ω], se presentan tiempos de coordinación menores a 200 [ms], de igual manera para fallas trifásicas y monofásicas en el apoyo 3171591 (F3) con impedancias inferiores a 15 y 21 [Ω].

Tabla 9. Tiempos de coordinación camino 4 (R_CTO3 - R7 - R8)

Ubicación de la falla	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Corriente de falla [A]	Tiempo de Disparo CTO3 [s]	Tiempo de Disparo R7 [s]	Tiempo de Disparo R8 [s]	Tiempo de Coordinación [s]
AP3082083 (R7)	Trifásica	0	769,612	0,445	0	-	0,445
AP3082083 (R7)	Monofásica	0	598,86	0,325	0	-	0,325
AP3170136 (R8)	Trifásica	0	534,039	0,692	0,212	0	0,212
AP3170136 (R8)	Monofásica	0	379,004	0,532	0,134	0	0,134
AP3170136 (R8)	Monofásica	9	309,941	0,665	0,201	0	0,201

Fuente: Autores

De la tabla 9 se puede destacar que, para la falla monofásica más crítica en el apoyo 3170136 (R8) el tiempo de coordinación es de 134 [ms] frente al reconectador del apoyo 3082083 (R7), por lo que se podría presentar un disparo simultáneo, pero se acepta esta posibilidad, ya que R7 tiene un recierre más. Para fallas con impedancias superiores a 9 [Ω], se garantizan tiempos de coordinación iguales o mayores a 200 [ms].

Del esquema actual se tienen las siguientes observaciones:

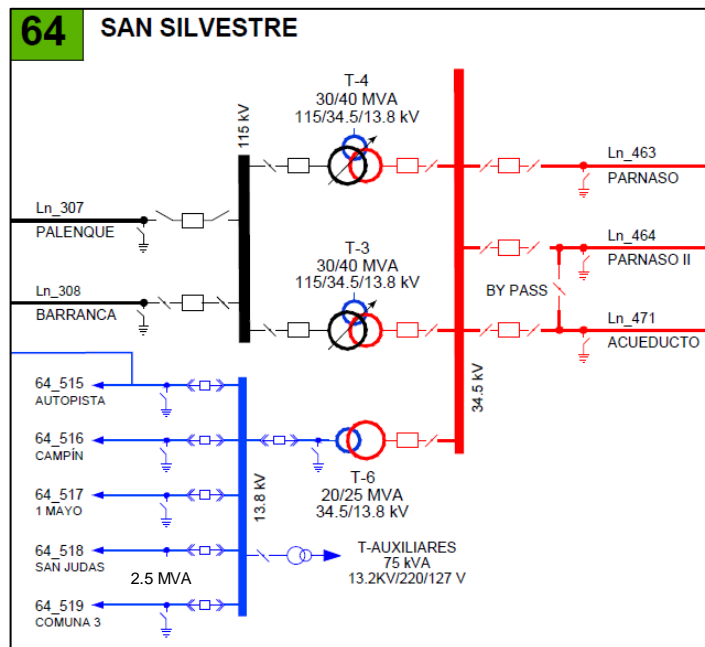
- Teniendo en cuenta que en promedio 85% de las fallas son temporales [7] y al ser un circuito mayormente rural, el esquema de fusión de fusibles no es óptimo, ya que, aunque se secciona rápidamente el tramo fallado, los tiempos de reposición de los fusibles quemados pueden ser muy extensos y varían de acuerdo con la topología de la red.
- En algunas ocasiones cuando se realiza una coordinación entre un reconectador y un fusible no es posible lograr una completa coordinación, por lo que se acepta este margen de no coordinación siempre y cuando el reconectador aguas arriba tenga habilitados los ciclos de recierre, para de esta manera garantizar la reconexión ante un disparo simultáneo.
- Se tienen tres reconectadores de corte y maniobra de la marca ENTEC referencia ETR300R-600, los cuales tienen la función de seccionalizador (1.4.2). Esta función permitiría seccionar el circuito ante fallas permanentes y garantizar el servicio de energía a más clientes.

2.2 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO 64519

2.2.1 Características y descripción del circuito 64519

En la zona norte, en el municipio de Barrancabermeja se encuentra ubicada la subestación San Silvestre, la cual es alimentada por dos líneas de 115 kV y cuyos niveles de tensión son 115/34.5/13.8 kV como se muestra en la figura 16. La barra de 13.8 kV es alimentada por un transformador de 34.5/13.8 kV, el cual tiene una capacidad de 20/25 MVA (ONAN/ONAF) y suministra energía al circuito denominado 64519 (Comuna 3), cuya carga máxima es de 2.5 [MVA]. Las características del circuito se muestran en la tabla 10 y el equivalente de red externa en la tabla 11.

Figura 16. Diagrama unifilar subestación San Silvestre



Fuente: Tomado de [20]

Tabla 10. Características CTO 34503

CIRCUITO	TENSIÓN (kV)	LONGITUD MT (km)			NUMERO DE CLIENTES POR CIRCUITO		
		URBANO	RURAL	TOTAL	% RURAL	% URBANO	TOTAL
64519	13,8	12,68 (100%)	0 (0%)	12,68	0%	100%	6947

Fuente: Tomado de [15]

Como se observa en la tabla 10, el circuito es completamente urbano y suministra energía a un total de 6947 clientes.

Tabla 11. Equivalente de Red del CTO 64519

EQUIVALENTE DE RED					
Barra	Equivalente trifásico		Equivalente monofásico		
	Icc 3 Φ [kA]	R/X [Ω]	Icc 1 Φ [kA]	X0/X1 [Ω]	R0/X0 [Ω]
13,8 [KV]	11,2229092	0,0459017	12,5883754	0,6762575	0

Fuente: Autores

2.2.2 Equipos y zonas de protección del circuito 64519

Este circuito cuenta con una variedad de equipos de protección sobre toda su extensión, donde se protegen transformadores de distribución, ramales y la troncal del circuito, mediante fusibles y reconectores. En la tabla 12 se listan los reconectores que protegen un volumen de clientes importantes, detallando el número de transformadores y clientes aguas abajo, los cuales serán objeto de estudio en la revisión del esquema.

Tabla 12. Lista de Equipos de protección CTO 64519

Ubicación	Tipo de equipo	Marca	Función	# de clientes	# de transformadores
Cabecera - CTO 64519	Relé – Interruptor	GE F650	Protección	6947	120
Apoyo - 9892109 (R1)	Reconectador	ENTEC	Maniobra	6947	120
Apoyo - 9923942 (R2)	Reconectador	ENTEC	Maniobra	6163	99
Apoyo - 9838619 (R3)	Reconectador	ENTEC	Maniobra	4869	79
Apoyo - 9923713 (R4)	Reconectador	ENTEC	Protección	3847	59
Apoyo - 2948966 (R5)	Reconectador	ENTEC	Maniobra	3052	48
Apoyo - 9154302 (R6)	Reconectador	ENTEC	Maniobra	907	16
Apoyo - 1046667 (R7)	Reconectador	ENTEC	Maniobra	519	13
Apoyo - 7123043 (R8)	Reconectador	ENTEC	Maniobra	744	10
Apoyo - 3819086 (R9)	Reconectador	ENTEC	Maniobra	755	16

Fuente: Autores

De la tabla 12, se puede evidenciar que la mayoría de reconectadores son de corte y maniobra, en total, ocho de los nueve reconectadores, esto debido a su cercanía entre sí y a los niveles de cortocircuito, lo cual genera problemas en la coordinación de protecciones.

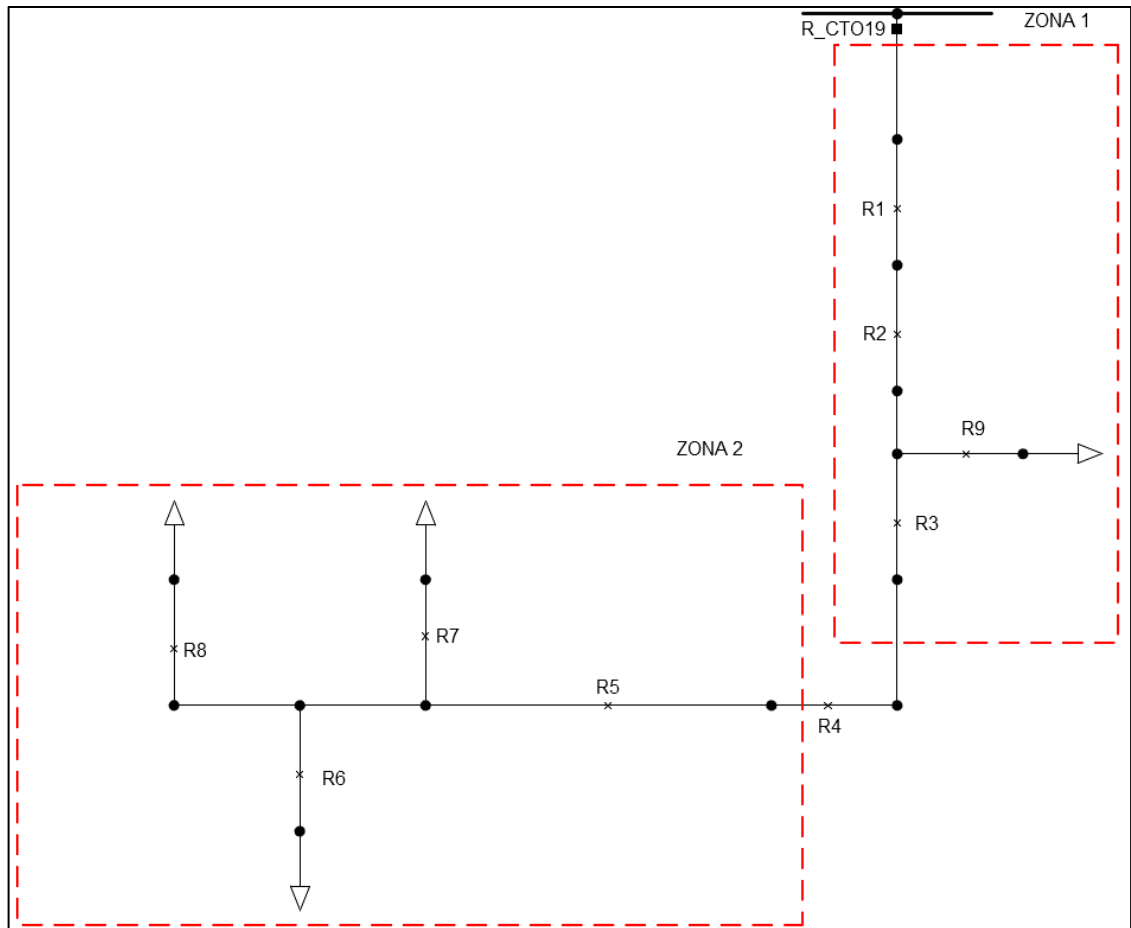
En la figura 17 se muestra la distribución de los equipos de protección y las zonas que protegen. Los equipos de maniobra quedan inmersos en las zonas de los equipos de protección, ya que solo proveen un corte visible, esto se puede observar en la zona 1 y zona 2. A su vez se pueden observar los caminos de coordinación, los cuales se muestran en la tabla 13.

Tabla 13. Caminos de coordinación CTO 64519

No.	Caminos de coordinación
1	R_CTO19 - R4

Fuente: Autores

Figura 17. Zonas de protección actuales CTO 64519



Fuente: Autores

2.2.3 Análisis del esquema del circuito 64519

El análisis del esquema de protección actual se realiza evaluando la filosofía de protección y verificando su correcta coordinación, para de esta manera identificar mejoras en el esquema.

2.2.3.1 Ajustes de protección actuales del circuito 64519

Para realizar la revisión y análisis del esquema de protección, primero se recopila la información asociada a los equipos de protección, como lo son; los ajustes de sobrecorriente temporizada y sobrecorriente instantánea de los reconectores. Como se trata de un circuito urbano los fusibles instalados protegen una cantidad pequeña de usuarios frente a los reconectores. En la tabla 14 se muestra la información para cada uno de los equipos de protección.

Tabla 14. Ajustes actuales del CTO 64519

Ubicación	Ajustes de fase					Ajustes de tierra					Recierre		Filosofía de protección
	51	Dial	Curva	50	Time Delay	51N	Dial	Curva	50N	Time Delay	79-1 79-2	Reset (s)	
Cabecera - CTO 64519	360	0,1	IEC VI	1800	0,05	78	0,2	IEC VI	1440	0,05	15/30	60	Fusión de fusibles
Apoyo - 9892109 (R1)	CORTE Y MANIOBRA										-	-	NA
Apoyo - 9923942 (R2)	CORTE Y MANIOBRA										-	-	NA
Apoyo - 9838619 (R3)	CORTE Y MANIOBRA										-	-	NA
Apoyo - 9923713 (R4)	290	0,1	IEC VI	1700	0	75	0,05	IEC VI	1000	0	15	60	Fusión de fusibles
Apoyo - 2948966 (R5)	CORTE Y MANIOBRA										-	-	NA
Apoyo - 9154302 (R6)	CORTE Y MANIOBRA										-	-	NA
Apoyo - 1046667 (R7)	CORTE Y MANIOBRA										-	-	NA
Apoyo - 7123043 (R8)	CORTE Y MANIOBRA										-	-	NA
Apoyo - 3819086 (R9)	CORTE Y MANIOBRA										-	-	NA

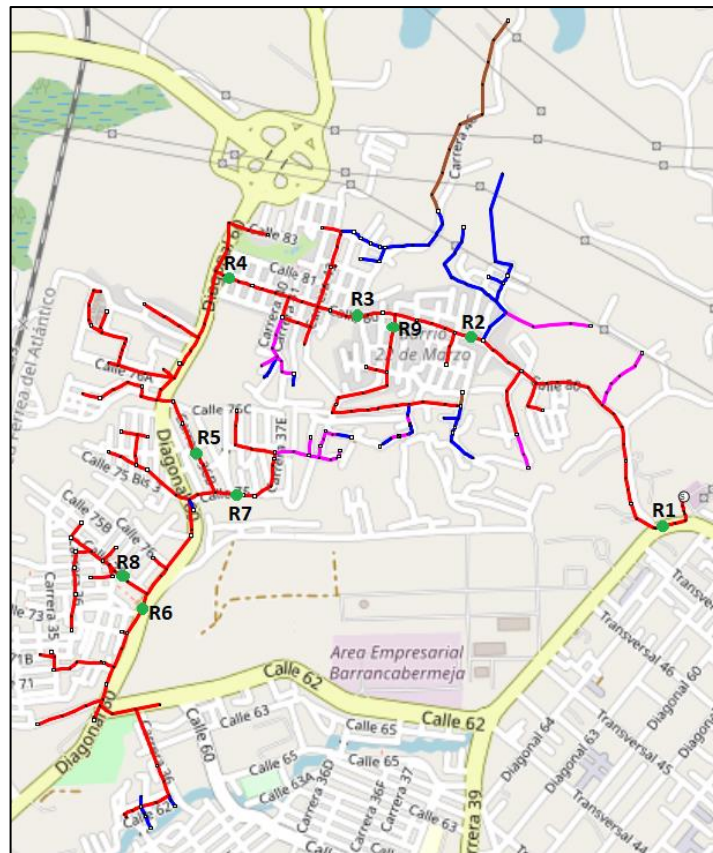
Fuente: Autores

2.2.3.2 Verificación de la coordinación CTO 64519

Para la verificación de la coordinación del circuito 64519, se utiliza el modelo del circuito en el software de simulación Digsilent Power Factory (ver figura 18), se crean los reconectores de protección en cada uno de los apoyos correspondientes, luego de esto, se revisan los tiempos de operación de cada uno de los equipos en los caminos de coordinación, simulando fallas trifásicas y monofásicas en los escenarios más críticos. En el anexo B se muestra el detalle de

estas simulaciones. En la tabla 15 se muestra un resumen de los tiempos de operación para las fallas más críticas en cada punto, es decir, falla con impedancia de 0 [Ω].

Figura 18. Modelo en Digsilent CTO 64519



Fuente: Tomado de [19]

Tabla 15. Tiempos de coordinación camino 1 (R_CTO19 – R4)

Ubicación de la falla	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Corriente de falla [A]	Tiempo de Disparo CTO19 [s]	Tiempo de Disparo R4 [s]	Tiempo de Coordinación [s]
AP9923713 (R4)	Trifásica	0	5033,123	0,050	0	0,050
AP9923713 (R4)	Trifásica	3,8	1782,303	0,342	0	0,342
AP9923713 (R4)	Monofásica	0	4310,595	0,050	0	0,050
AP9923713 (R4)	Monofásica	5	1392,322	0,200	0	0,200

Fuente: Autores

De la tabla 15 se puede destacar que, para las fallas trifásicas y monofásicas más críticas en el apoyo 9923713 (R4) el tiempo de coordinación es de 50 [ms] frente al reconector de cabecera (R_CTO19), por lo que se podrían presentar disparos simultáneos, sin embargo, se acepta el margen de no coordinación, ya que R4 tiene un solo recierre. Para fallas trifásicas y monofásicas con impedancias superiores a 3,8 y 5 [Ω], se garantizan tiempos de coordinación iguales o mayores a 200 [ms].

Del esquema actual se tienen las siguientes observaciones:

- Teniendo en cuenta que en promedio 85% de las fallas son temporales [7] y al ser un circuito urbano, el esquema de fusión de fusibles es óptimo, ya que secciona rápidamente el tramo fallado, sin afectar a más clientes. Los tiempos de reposición de los fusibles quemados se pueden considerar como rápidos, además son poco utilizados para proteger grandes volúmenes de clientes en zonas urbanas.
- Se tienen ocho re conectadores de corte y maniobra de la marca ENTEC referencia ETR300R-600, los cuales se les puede habilitar la función de seccionalizador.

3 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PROPUESTO PARA DOS CIRCUITOS DE 13.8 KV DE LA ESSA ESP

En este capítulo se propondrá un nuevo esquema para los circuitos presentados en el capítulo 2, el cual permita mejorar la selectividad.

3.1 ESQUEMA DE PROTECCIÓN PROPUESTO PARA EL CIRCUITO 34503

Para la propuesta del nuevo esquema se utiliza la base conceptual del capítulo 1 y las observaciones del esquema actual del capítulo 2, de allí se proponen dos mejoras:

- La primera mejora consiste en pasar de esquema fusión de fusible a esquema salva fusible 2 +1 (dos disparos rápidos y un disparo lento), esto con el fin de disminuir los cortes innecesarios de energía debido a fallas transitorias, lo cual es muy común en circuitos rurales.
- La segunda propuesta consiste en aprovechar la función de seccionalizador (numeral 1.4.2) con la que vienen equipados los tres reconectores que están de corte y maniobra, lo cual permitiría mejorar la selectividad del esquema de protección ante fallas permanentes.

3.1.1 Ajustes de protección propuestos para el circuito 34503

Los ajustes del esquema salva fusible de los reconectores R4 y R6 se definen de la siguiente manera; el pickup de la función 50 y 50N (Disparo rápido) se establece igual que el pickup de la función 51 y 51N, como se muestra en la tabla 16. Adicionalmente, con el fin de no generar disparos no deseados de las funciones 50 y 50N debido a corrientes inrush, se sugiere habilitar una función adicional (Inrush), la cual bloquea el disparo ante el cierre del reconector por un tiempo de 100 [ms], cuando el equipo viene de un estado abierto.

Los criterios para la selección de los ajustes de la función de seccionizador se establecen de la siguiente manera;

- Arranque de indicador de falla (FI PICKUP): Se establece igual al pickup de la función 51 y 51N del equipo de protección aguas arriba más próximo.
- Contador de operaciones (Operate Count): Se establece en dos conteos para que cuando el equipo de protección aguas arriba realice el segundo disparo estando en ciclo de recierre, este envíe orden de apertura.
- Tiempo de reinicio (Reset Time Delay): Se establece en 60 [s], debido a que debe ser mayor al tiempo del ciclo de recierres.
- Tiempo de apertura (Open Time Delay): Se define en 1 [s] para que realice la apertura en el tiempo muerto del equipo de protección aguas arriba.

Los ajustes de los reconectores R2, R3 y R5 se muestran resaltados en rojo en la tabla 16.

Tabla 16. Ajustes propuestos del CTO 34503

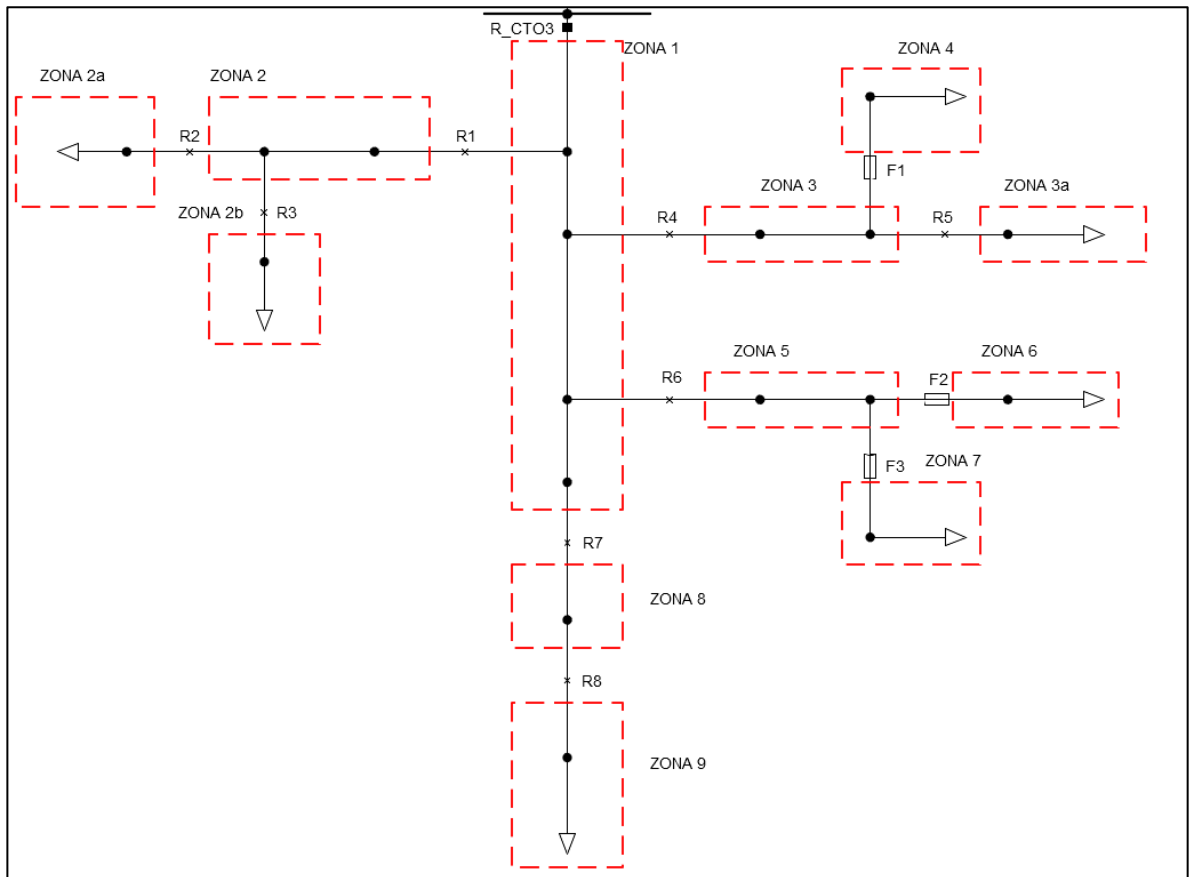
Ubicación	Ajustes de fase					Ajustes de tierra					Recierre		Filosofía de protección	
	51	Dial	Curva	50	Time Delay	51N	Dial	Curva	50N	Time Delay	79-1 79-2	Reset (s)		
Cabecera - CTO 34503	109	0,2	IEC VI	900	0,2	34	0,4	IEC VI	800	0	15/30	60	Fusión de Fusible	
Apoyo - 1186639 (R1)	80	0,1	IEC EI	700	0	24	0,4	IEC EI	500	0	15/30	60	Fusión de Fusible	
Apoyo - 2829070 (R2)	SECCIONALIZADOR (FASE=80[A]; TIERRA=24; 2 CONTEOS)											-	-	NA
Apoyo - 2459205 (R3)	SECCIONALIZADOR (FASE=80[A]; TIERRA=24; 2 CONTEOS)											-	-	NA
Apoyo - 2314096 (R4)	40	0,2	IEC EI	40	0	15	0,9	IEC EI	15	0	15/30	60	Salva Fusible	
Apoyo - 3117553 (R5)	SECCIONALIZADOR (FASE=40[A]; TIERRA=15; 2 CONTEOS)											-	-	NA
Apoyo - 9580751 (F1)	FUSIBLE 10T											-	-	Salva Fusible
Apoyo - 3082016 (R6)	40	0,2	IEC EI	40	0	15	0,9	IEC EI	15	0	15/30	60	Salva Fusible	
Apoyo - 3170985 (F2)	FUSIBLE 10T											-	-	Salva Fusible
Apoyo - 3171591 (F3)	FUSIBLE 10T											-	-	Salva Fusible
Apoyo - 3082083 (R7)	50	0,3	IEC EI	600	0	20	0,6	IEC EI	400	0	15/30	60	Fusión de Fusible	
Apoyo - 3170136 (R8)	40	0,1	IEC EI	370	0	15	0,45	IEC EI	230	0	15	60	Fusión de Fusible	

Fuente: Autores

3.1.2 Validación y comparación de esquemas del circuito 34503

El cambio de filosofía de fusión de fusible a esquema salva fusible puede evitar la degradación constante de los fusibles, reducir los costos asociados con la compra y el mantenimiento de nuevos fusibles y minimizar las interrupciones de larga duración mientras se reemplazan fusibles, contribuyendo a una mayor continuidad del servicio de energía eléctrica. La desventaja de esta filosofía es que aumenta las interrupciones de corta duración debido a los recierres del reconectador, ya que la falla no es despejada en primera instancia por el fusible sino por el reconectador, sin embargo, siguen teniendo más peso las ventajas al tratarse de un circuito rural.

Figura 19. Zonas de protección propuestas CTO 34503



Fuente: Autores

Por otro lado, la habilitación de la función de seccionalizador (numeral 1.4.2) con la que vienen equipados los reconectores ayuda a complementar y mejorar la selectividad del esquema actual de la siguiente manera; En el esquema actual las Zonas 2 y 3 que protegen los reconectores R1 y R4 (ver figura 14), protegen todos los clientes aguas abajo, incluidos los clientes de los reconectores R2, R3 y R5, ya que estos están de corte y maniobra. En el esquema propuesto se habilita la función de seccionalizador a los reconectores R2, R3 y R5, lo cual permite dividir las Zonas de protección 2 y 3, disminuyendo el área protegida, creando las nuevas Zonas de protección 2a, 2b y 3a (ver figura 19), brindando un seccionamiento automático ante fallas permanentes aguas abajo de estas nuevas zonas, reduciendo el número de clientes afectados y permitiendo mejorar la selectividad del esquema.

Para realizar la comparación del esquema actual y el esquema propuesto se parte de la tabla 3 mostrada en el capítulo 2, donde se lista el número de clientes que tiene cada reconector o fusible aguas abajo. Luego de esto se comparan las Zonas del esquema actual con las nuevas zonas del esquema propuesto y se validan los clientes afectados ante fallas. Por ejemplo, la Zona 2 pasó de tener un equipo de seccionamiento automático y dos de corte y maniobra en el esquema actual, a tener tres equipos de seccionamiento automático en el esquema propuesto, disminuyendo el número de clientes afectados ante fallas en estas zonas del circuito. En la tabla 17 se muestra una comparación de los clientes afectados con el esquema actual y con el esquema propuesto, donde se resalta en rojo la reducción de clientes afectados. Vale la pena destacar la reducción de clientes afectados en la Zona 2b, donde se pasaría de afectar de 1742 clientes a 117 clientes, una reducción del 93%.

Tabla 17. Comparación de clientes afectados con esquema actual y propuesto CTO 34503

Ubicación	Falla en Zonas Actuales	# de clientes afectados - Esquema actual	Fallas en Zonas Propuestas	# de clientes afectados - Esquema propuesto
Cabecera - CTO 34503	ZONA 1	5129	ZONA 1	5129
Apoyo - 1186639 (R1)	ZONA 2	1742	ZONA 2	1742
Apoyo - 2829070 (R2)	ZONA 2	1742	ZONA 2a	955
Apoyo - 2459205 (R3)	ZONA 2	1742	ZONA 2b	117
Apoyo - 2314096 (R4)	ZONA 3	1184	ZONA 3	1184
Apoyo - 3117553 (R5)	ZONA 3	1184	ZONA 3a	645
Apoyo - 9580751 (F1)	ZONA 4	318	ZONA 4	318
Apoyo - 3082016 (R6)	ZONA 5	740	ZONA 5	740
Apoyo - 3170985 (F2)	ZONA 6	298	ZONA 6	298
Apoyo - 3171591 (F3)	ZONA 7	208	ZONA 7	208
Apoyo - 3082083 (R7)	ZONA 8	872	ZONA 8	872
Apoyo - 3170136 (R8)	ZONA 9	327	ZONA 9	327

Fuente: Autores

3.2 ESQUEMA DE PROTECCIÓN PROPUESTO PARA EL CIRCUITO 64519

De igual manera que en el numeral 3.1, utilizando la base conceptual del capítulo 1 y las observaciones del esquema actual del capítulo 2, se propone la siguiente mejora;

- Para mejorar los tiempos de coordinación se propone pasar el reconectador R4 a corte y maniobra, y alejar aún más de la fuente al reconectador aguas abajo (R5). Este desplazamiento busca disminuir el margen en el cual no coordina el R5 con la cabecera, en consecuencia, permitiendo entonces dos recierres en R5.
- Con los dos recierres habilitados, se propone habilitar la función de seccionalizador con la que vienen equipados los cuatro reconectores que están de corte y maniobra, lo cual permitiría mejorar la selectividad del esquema de protección ante fallas permanentes.

3.2.1 Ajustes de protección propuestos para el circuito 64519

De acuerdo con la propuesta, se revisa en el modelo de Digsilent los tiempos de coordinación al mover los ajustes de protección al reconectador R5. El detalle de este estudio se muestra en el anexo C y el resumen de los tiempos de operación en la tabla 18.

Tabla 18. Tiempos de coordinación camino 1 (R_CTO19 – R5)

Ubicación de la falla	Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Corriente de falla [A]	Tiempo de Disparo CTO19 [ms]	Tiempo de Disparo R5 [s]	Tiempo de Coordinación [s]
AP2948966 (R5)	Trifásica	0	3982	0,050	0	0,050
AP2948966 (R5)	Trifásica	3,2	1776,76	0,343	0	0,343
AP2948966 (R5)	Monofásica	0	3181,079	0,050	0	0,050
AP2948966 (R5)	Monofásica	4,4	1378,45	0,202	0	0,202

Fuente: Autores

Comparando los resultados de la tabla 18 con los de la tabla 15 se puede observar que la impedancia de falla pasa de 3,8 [Ω] a 3,2 [Ω] para fallas trifásicas y de 5 [Ω] a 4,4 [Ω] para fallas monofásicas, por lo que se puede asumir el riesgo de habilitar dos recierres en R5, ya que las fallas de baja impedancia son del orden de 2 [Ω] [2]. De esta manera se puede habilitar la función de seccionalizador en los tres reconectores aguas abajo de R5, los cuales son R6, R7 y R8.

Los criterios utilizados para la selección de los ajustes de la función de seccionalizador, son los mismos que se presentaron en el numeral 3.1.1. Los ajustes de los reconectores R4, R5, R6, R7, R8 y R9 se muestran resaltados en rojo en la tabla 19.

Tabla 19. Ajustes propuestos del CTO 64519

Ubicación	Ajustes de fase					Ajustes de tierra					Recierre		Filosofía de protección	
	51	Dial	Curva	50	Time Delay	51N	Dial	Curva	50N	Time Delay	79-1 79-2	Reset (s)		
Cabecera - CTO 64519	360	0,1	IEC VI	1800	0,05	78	0,2	IEC VI	1440	0,05	15/30	60	Fusión de fusibles	
Apoyo - 9892109 (R1)	CORTE Y MANIOBRA											-	-	NA
Apoyo - 9923942 (R2)	CORTE Y MANIOBRA											-	-	NA
Apoyo - 9838619 (R3)	CORTE Y MANIOBRA											-	-	NA
Apoyo - 9923713 (R4)	CORTE Y MANIOBRA											-	-	NA
Apoyo - 2948966 (R5)	290	0,1	IEC VI	1700	0	75	0,05	IEC VI	1000	0	15/30	60	Fusión de Fusible	
Apoyo - 9154302 (R6)	SECCIONALIZADOR (FASES=140 [A]; TIERRA=56 [A], CONTEOS=2)											-	-	NA
Apoyo - 1046667 (R7)	SECCIONALIZADOR (FASES=140 [A]; TIERRA=56 [A], CONTEOS=2)											-	-	NA
Apoyo - 7123043 (R8)	SECCIONALIZADOR (FASES=140 [A]; TIERRA=56 [A], CONTEOS=2)											-	-	NA
Apoyo - 3819086 (R9)	SECCIONALIZADOR (FASES=360 [A]; TIERRA=78 [A], CONTEOS=2)											-	-	NA

Fuente: Autores

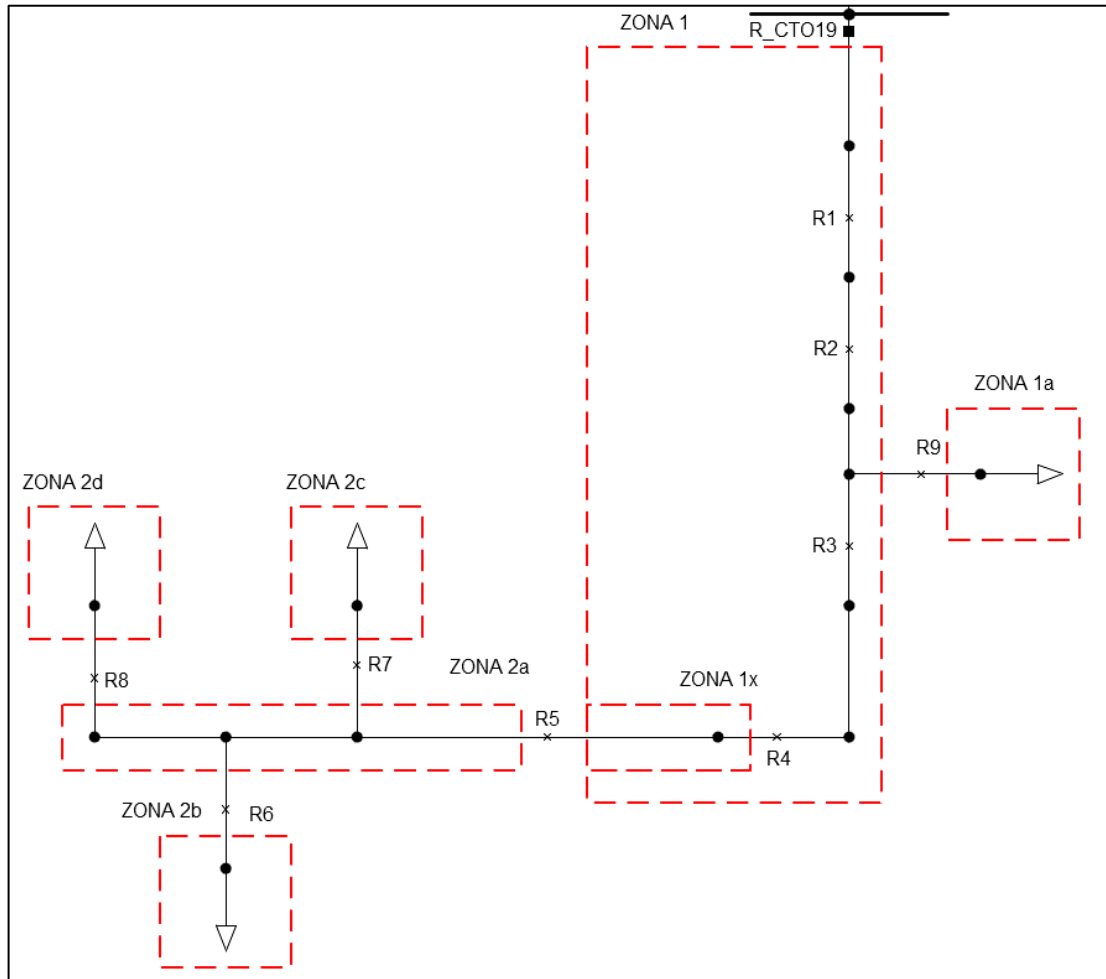
3.2.2 Validación y comparación de esquemas del circuito 64519

Con la reconfiguración de pasar el reconectador R4 a corte y maniobra y desplazar sus ajustes de protección al reconectador R5, se modifican las zonas de protección, es decir, la Zona 1 amplía su zona de protección hasta las cargas aguas abajo de R4 o Zona 1x (zona de seccionamiento) y se crea una nueva Zona de protección a partir de R5, llamada Zona 2a como se muestra en la figura 20.

La habilitación de la función de seccionizador (numeral 1.4.2) con la que vienen equipados los reconectores ayuda a complementar y mejorar la selectividad del esquema actual de la siguiente manera; en el esquema actual las Zona 1 y 2 que protegen los equipos R_CTO19 y R4 (ver figura 17), protegen todos los clientes aguas abajo, incluidos los clientes de los reconectores R9, R5, R6, R7 y R8, ya que estos están de corte y maniobra. En el esquema propuesto se habilita la función de seccionizador a los reconectores R9, R5, R6, R7 y R8, lo cual permite dividir las zonas de protección 1 y 2a, disminuyendo su área protegida, creando las nuevas Zonas de protección 1a, 2b, 2c y 2d (ver figura 20), brindando un seccionamiento automático ante fallas permanentes aguas abajo de estas nuevas zonas,

reduciendo el número de clientes afectados y permitiendo mejorar la selectividad del esquema.

Figura 20. Zonas de protección propuestas CTO 64519



Fuente: Autores

Para realizar la comparación del esquema actual y el esquema propuesto se parte de la tabla 12 mostrada en el capítulo 2, donde se lista el número de clientes que tiene cada reconectador o fusible aguas abajo. Luego de esto se comparan las Zonas del esquema actual con las nuevas zonas del esquema propuesto y se validan los clientes afectados ante fallas. Por ejemplo, la Zona 2 pasó de tener un equipo de seccionamiento automático y cuatro de corte y maniobra en el esquema

actual, a tener cuatro equipos de seccionamiento automático y solo uno de corte y maniobra (Zona 1x, ahora inmerso en la Zona 1), disminuyendo el número de clientes afectados ante fallas en estas zonas del circuito. En la tabla 20 se muestra una comparación de los clientes afectados con el esquema actual y con el esquema propuesto, donde se resalta en rojo la reducción de clientes afectados. Vale la pena destacar la reducción de clientes afectados en la Zona 1a, donde se pasaría de afectar de 6947 clientes a 755 clientes, lo cual significa una reducción del 89%.

Tabla 20. Comparación de clientes afectados con esquema actual y propuesto CTO 64519

Ubicación	Falla en Zonas Actuales	# de clientes afectados - Esquema actual	Fallas en Zonas Propuestas	# de clientes afectados - Esquema propuesto
Cabecera - CTO 64519	ZONA 1	6947	ZONA 1	6947
Apoyo - 9892109 (R1)	ZONA 1	6947	ZONA 1	6947
Apoyo - 9923942 (R2)	ZONA 1	6163	ZONA 1	6947
Apoyo - 9838619 (R3)	ZONA 1	4869	ZONA 1	6947
Apoyo - 3819086 (R9)	ZONA 1	6947	ZONA 1a	755
Apoyo - 9923713 (R4)	ZONA 2	3847	ZONA 1x	6947
Apoyo - 2948966 (R5)	ZONA 2	3847	ZONA 2a	3052
Apoyo - 9154302 (R6)	ZONA 2	3847	ZONA 2b	907
Apoyo - 1046667 (R7)	ZONA 2	3847	ZONA 2c	519
Apoyo - 7123043 (R8)	ZONA 2	3847	ZONA 2d	744

Fuente: Autores

Por otro lado, también se puede observar que al mover los ajustes de protección del reconectador R4 al R5, se amplía la zona de protección 1, por lo que una falla entre estos dos equipos afecta a más clientes en el esquema propuesto, sin embargo, son más los beneficios percibidos, ya que el esquema propuesto es más selectivo.

4 CONCLUSIONES

En los esquemas de protección tradicionales se tiene como limitante la cantidad de equipos de protección que se pueden instalar en las redes de un circuito, debido a lo complejo de la coordinación en cascada de las curvas de tiempo inverso que requieren estar a una distancia en la cual variables como el nivel de cortocircuito sean suficientemente coordinables según los criterios descritos en esta monografía, por lo que garantizar una coordinación completa y selectiva reduce las zonas de protección con operación y seccionamiento automático ante fallas en la red y conlleva a buscar nuevos esquemas para lograrlo.

Los esquemas de protección por comunicación son el futuro para la protección de las redes del SDL, ya que, al eliminar la limitante de equipos de protección a instalar, se puede seccionar un circuito tanto como se quiera, además que las fallas pueden ser despejadas en pocos ciclos, lo cual mejora la eficiencia, confiabilidad, seguridad y selectividad del sistema de distribución. Para lograr esto a gran escala, los OR deben invertir en infraestructura de comunicaciones que sea robusta, redundante, rápida e interoperable de tal forma que se garantice el intercambio de información de manera oportuna entre equipos y entre equipos y los encargados de la operación del sistema de potencia.

La oportunidad de mejora del circuito rural 34503 de cambiar de filosofía de fusión de fusible a filosofía salva fusible, evita la degradación constante de los fusibles, reducen los costos asociados con la compra y el mantenimiento de nuevos fusibles y minimiza las interrupciones para reemplazar fusibles, contribuyendo a una mayor continuidad del servicio de energía eléctrica.

Con los esquemas propuestos para los circuitos de estudio, se observa mejoría en la selectividad de los equipos de protección ante fallas, al incluir nuevas zonas de protección y reducir la zona de afectación de los usuarios ante fallas de tipo

permanente. También se evidencia que ante fallas de tipo transitoria en algunas zonas de protección, la operación y restablecimiento será automático disminuyendo costos de reposición de fusibles, desplazamiento y penalizaciones por demoras operativas.

En el diseño de los esquemas de protección se busca tener un conocimiento experto en la funcionalidad de los equipos de protección existentes instalados en las redes de distribución y contemplar la adquisición de nuevos equipos con funcionalidades y tecnologías que sean aprovechables para mejorar los esquemas tradicionales buscando mejorar la rentabilidad del negocio y la calidad del servicio de los usuarios.

El mantenimiento de los esquemas de protección se enmarca dentro de un ciclo PHVA (planificar, hacer, verificar y actuar) el cual se espera que tenga una revisión por expertos cada cierto tiempo; que puede ser de 6 meses o más dependiendo de la tasa de crecimiento de la red (expansión), el tipo de usuarios conectados (residenciales, comerciales), planes de inversión (instalación de nuevos equipos) y/o solicitudes por eventos no deseados (ACR- análisis causa raíz) buscando garantizar a lo largo del tiempo la confiabilidad, selectividad y seguridad en la operación del sistema eléctrico ante fallas de cualquier tipo.

La integración de los esquemas de protección en una red de comunicaciones es un reto para los OR en Colombia que se enmarca dentro de un ciclo PHVA al tener en cuenta variables como la arquitectura e infraestructura de la red de comunicaciones, las características técnicas de los equipos de protección, el análisis y realimentación de los resultados esperados en cuanto a ciertas variables prioritarias para el corazón del negocio y sus oportunidades de mejora entre otras variables; abriendo una puerta gigante para la investigación y desarrollo en el sector eléctrico que necesariamente une a la academia con la industria a fin de lograr un crecimiento como país.

REFERENCIAS

[1] Resolución CREG 015. *“Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”*, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018.

[2] Luis Carlos Ramírez Rodríguez, *“Mejora en los esquemas de protección implementados en las redes de distribución radial en el nivel de 13.8 kV de la Electrificadora de Santander SA ESP”* Monografía Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, Universidad Industrial de Santander, 2018.

[3] Carlos Yeison Guerrero Pérez, *“Estudio técnico para proponer una configuración optima de la red de distribución de energía eléctrica del municipio de Puerto Asís, Putumayo, basado en el análisis de coordinación de protecciones y equipos de protección disponibles”*, Monografía Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, Universidad Industrial de Santander, 2018.

[4] Jaime Luis Díaz Navarro, Sergio Fernando Pérez Quitián, *“Estudio técnico para el mejoramiento del actual esquema de protecciones en circuitos enmallados en el nivel de 34.5 kV de la Electrificadora de Santander SA ESP”* Monografía Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, Universidad Industrial de Santander, 2015.

[5] "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)," in IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book] , vol., no., pp.1-710, 17 Dec. 2001.

[6] "IEEE Guide for Automatic Reclosing on AC Distribution and Transmission Lines," in *IEEE Std C37.104-2022 (Revision of IEEE Std C37.104-2012)* , vol., no., pp.1-82, 28 April 2022.

[7] Carlos Espinosa, Glayds Caicedo, Óscar Almonacid, "*Criterios para la aplicación de esquemas de recierre automático en las líneas de un sistema de distribución*", Universidad Autónoma de Occidente Colombia, 2013.

[8] Unidad Centro de Excelencia Técnica Normalización y Laboratorios, "*Guía Técnica: Coordinación de protecciones redes de distribución*", Empresas Públicas de Medellín, 2019.

[9] "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines," in *IEEE Std C37.230-2020 (Revision of IEEE Std C37.230-2007)* , vol., no., pp.1-106, 19 March 2021, doi: 10.1109/IEEESTD.2021.9382208.

[10] Thorne, J., Nahay, D., Salo, C., Blair, J., & Ashokkumar, G. (2022). Improving Distribution System Reliability With High-Density Coordination and Automatic System Restoration. *Alabama Power Company and Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

[11] Cheney, R., Thorne, J., Singel, R., Hanson, A., Anderson, C., & Hughes, J. (2020). Case Study: High-Density Distribution Coordination Using High-Speed Communications. *Alabama Power Company and Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

[12] Ficha técnica, Soluciones de distribución, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

[13] Jose Luis Yépez Nicola, Kevin Andres Granda Bayas, "*Implementación de mensajería GOOSE bajo la norma IEC 61850 en relés SEL para esquemas de protección de barra*", Proyecto de titulación para la obtención del título de Ingeniero eléctrico, Universidad Politécnica Salesiana, 2017.

[14] ENTEC. Restaurador Control ETR300-R, Manual Del Usuario, 2022.

[15] Documento ESSA 202305 INFORMACION SISTEMA ELECTRICO DE ESSA - OFICIAL_V105

[16] M. Grebla, J. Yellajosula, H. Høidalen y J. Marvik, "IEC 61850 GOOSE messaging applications in distribution network protection and automation", CIRED, vol. 25 th International Conference on Electricity Distribution, 2019.

[17] Catalogo Seccionalizador digital, CELSA [Consultado: 02 de agosto de 2023]
Disponible en:
<https://www.celsa.com.co/es/proteccion-y-maniobra/73-seccionalizador-digital.html#product-information>

[18] ESSA. Automatización de subestaciones eléctricas. 1 era edición. Colombia: ESSA, 2014.

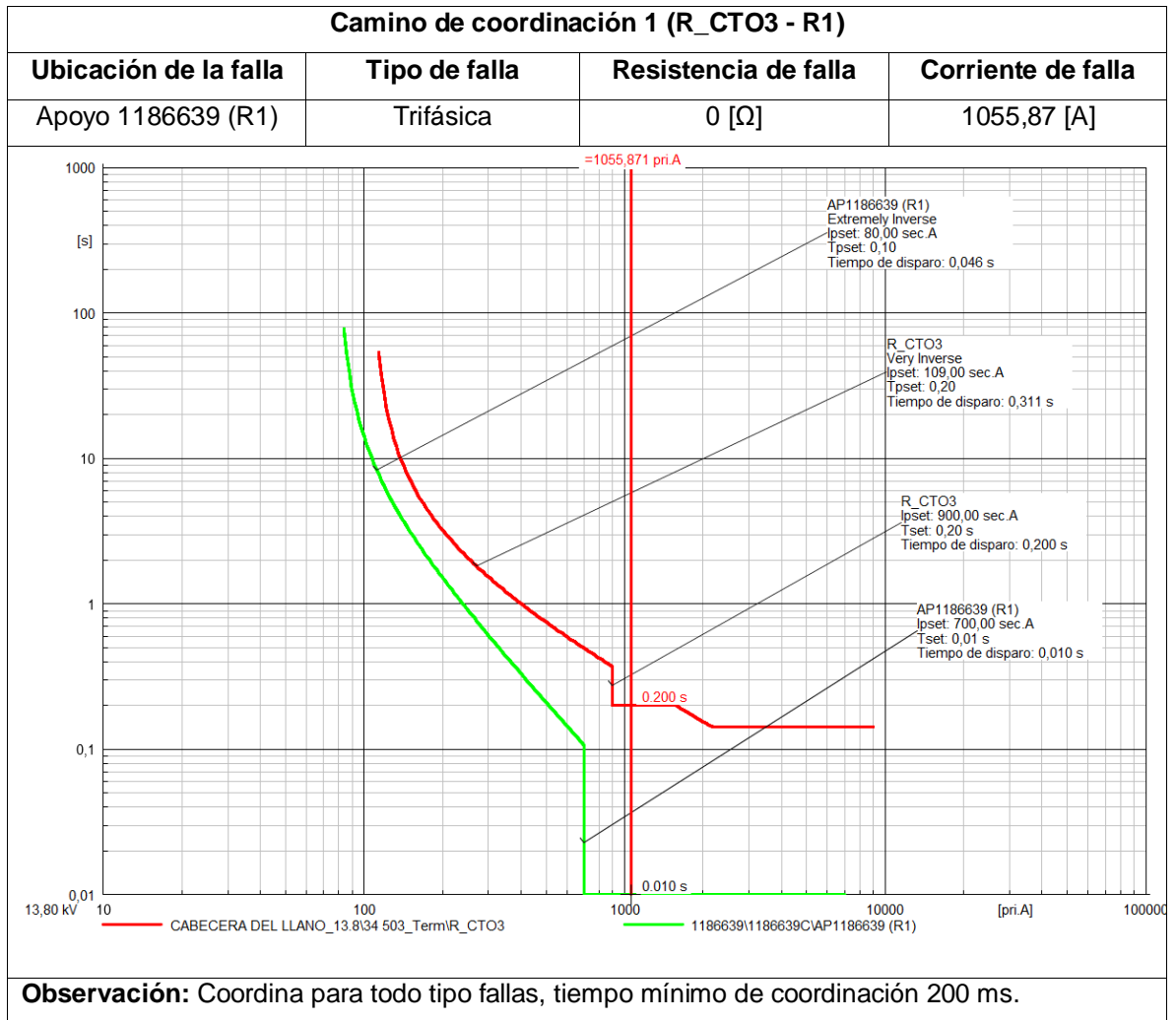
[19] DigSilent PowerFactory, Software de simulación de sistemas de potencia, versión 2021 SP5, modelos de circuitos ESSA, 2023.

[20] Diagrama unifilar ESSA, Registro de calidad, versión junio 2023.

ANEXOS

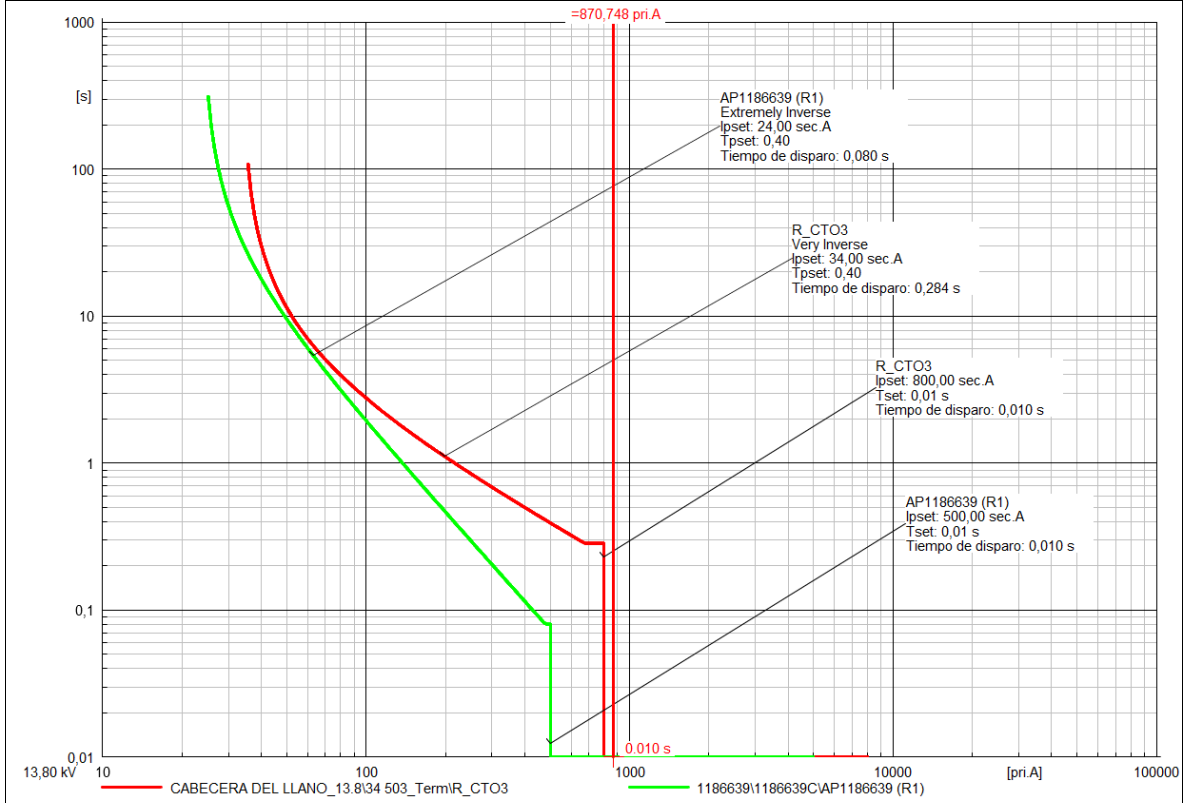
Todas las figuras mostradas en esta sección son de autoría propia.

ANEXO A. SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE COORDINACIÓN DEL CTO 34503



Camino de coordinación 1 (R_CTO3 - R1)

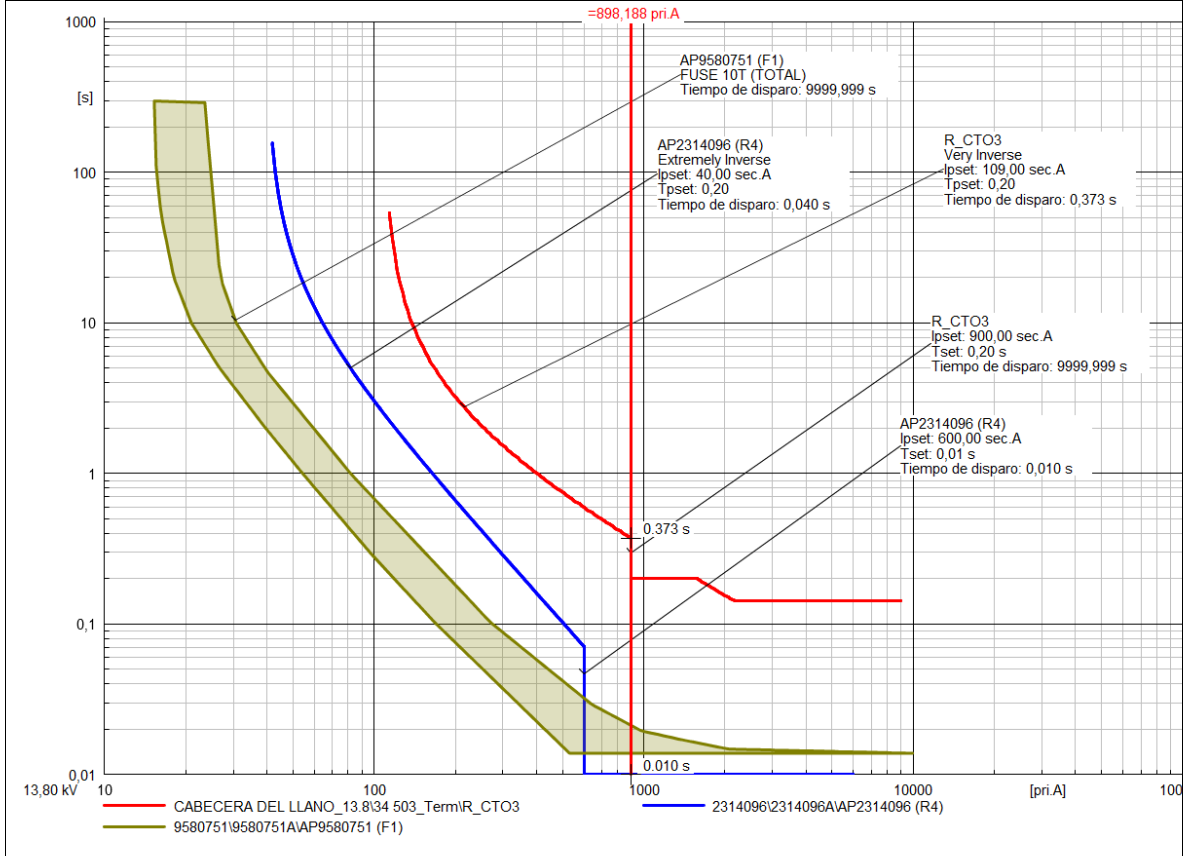
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo 1186639 (R1)	Monofásica	0 [Ω]	870,75 [A]



Observación: Coordina para fallas con impedancia superior a 2.8 [Ω], es decir, para fallas con corriente inferior a 798 [A].

Camino de coordinación 2 (R_CTO3 - R4 - F1)

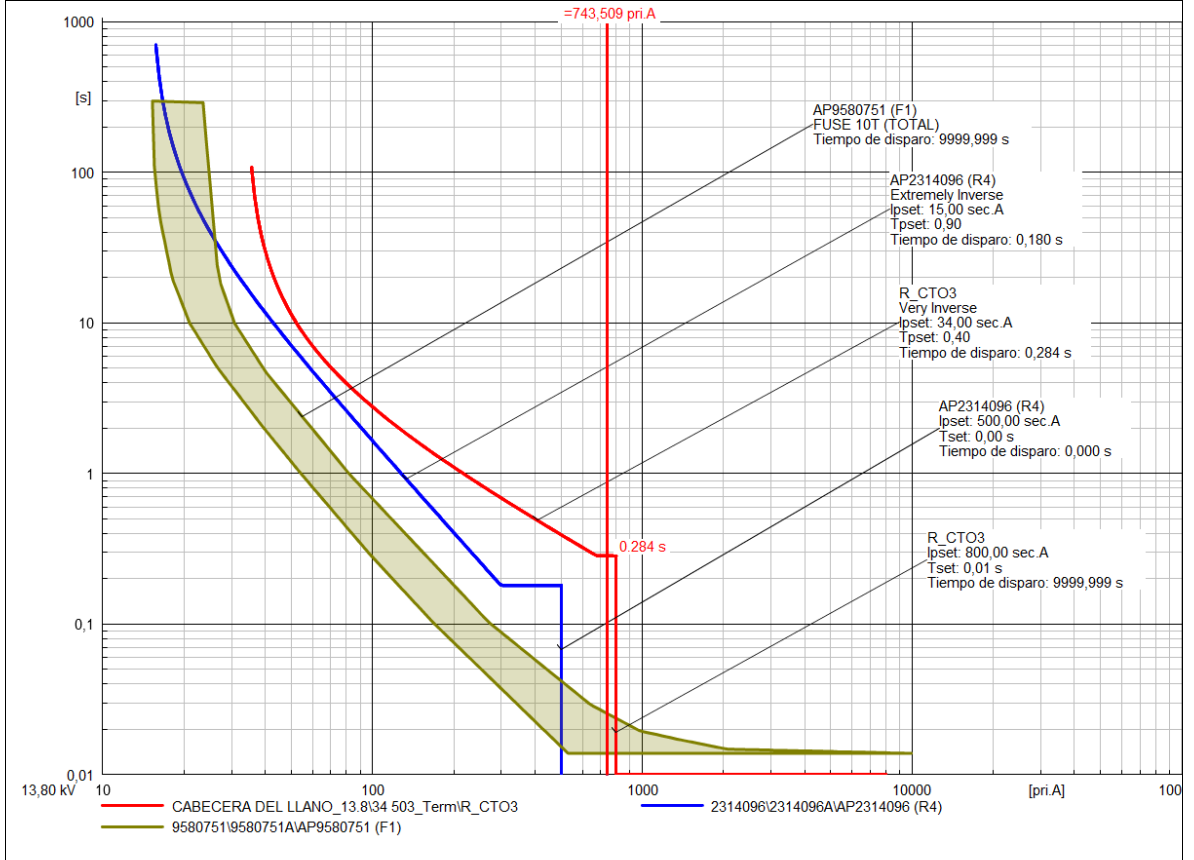
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 2314096 (R4)	Trifásica	0 [Ω]	898,188 [A]



Observación: Coordina para todo tipo fallas, tiempo mínimo de coordinación 373 ms.

Camino de coordinación 2 (R_CTO3 - R4 - F1)

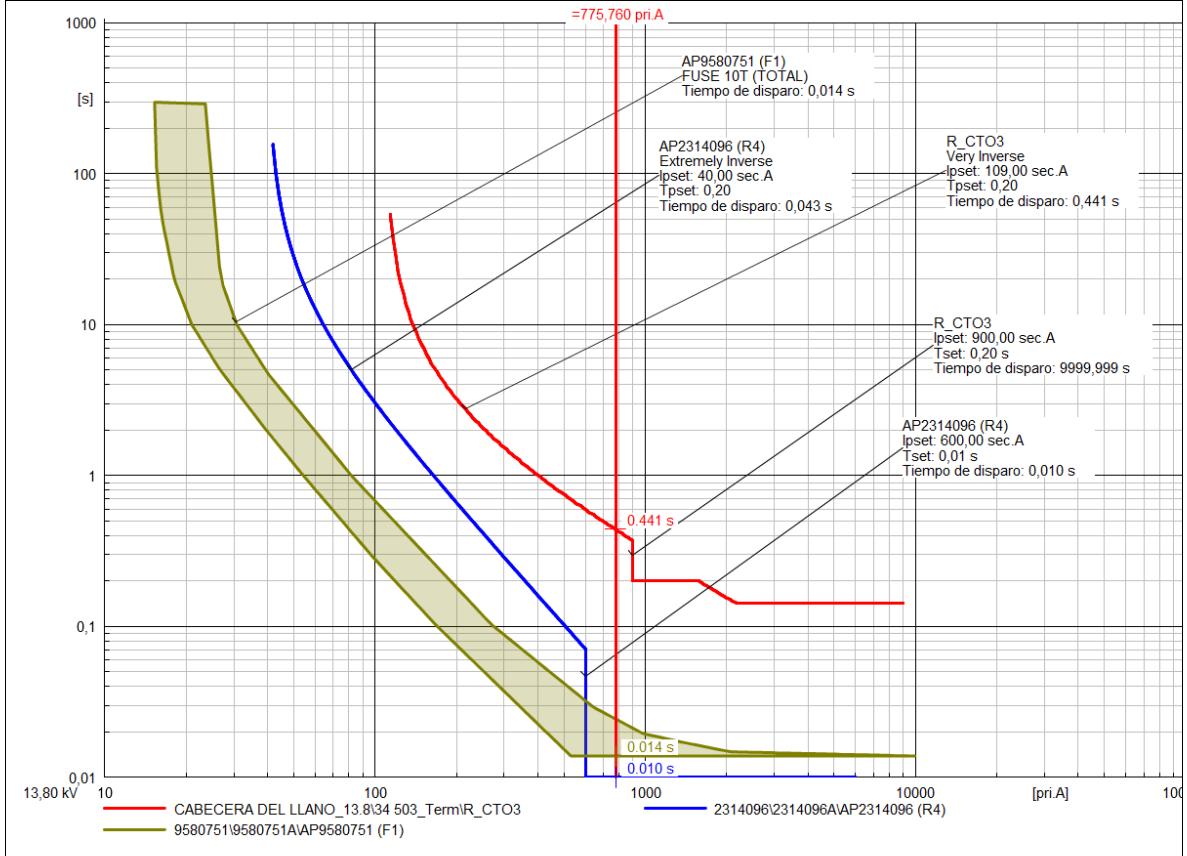
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 2314096 (R4)	Monofásica	0 [Ω]	743,509 [A]



Observación: Coordina para todo tipo fallas, tiempo mínimo de coordinación 284 ms

Camino de coordinación 2 (R_CTO3 - R4 - F1)

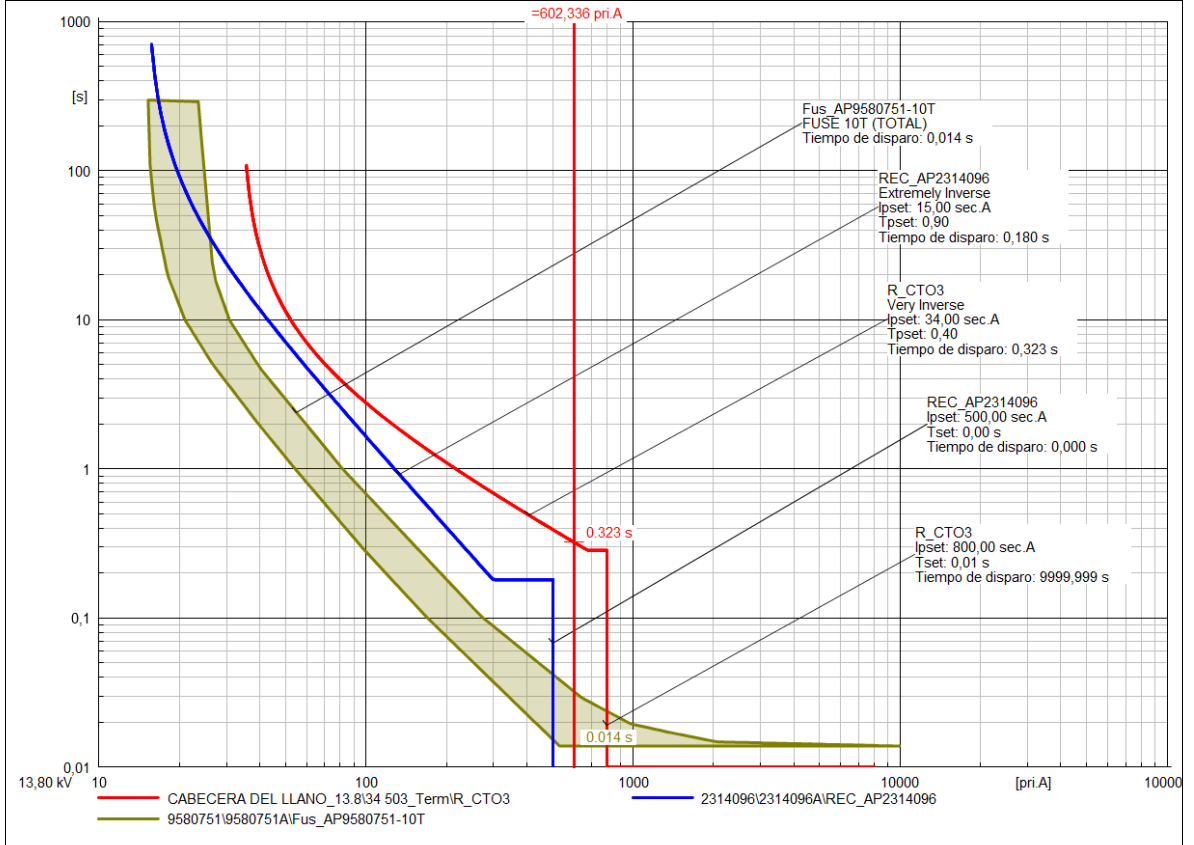
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 9580751 (F1)	Trifásica	0 [Ω]	775,76 [A]



Observación: Coordina para fallas con impedancia superior a 19,5 [Ω], es decir, para fallas con corriente inferior a 334,6 [A].

Camino de coordinación 2 (R_CTO3 - R4 - F1)

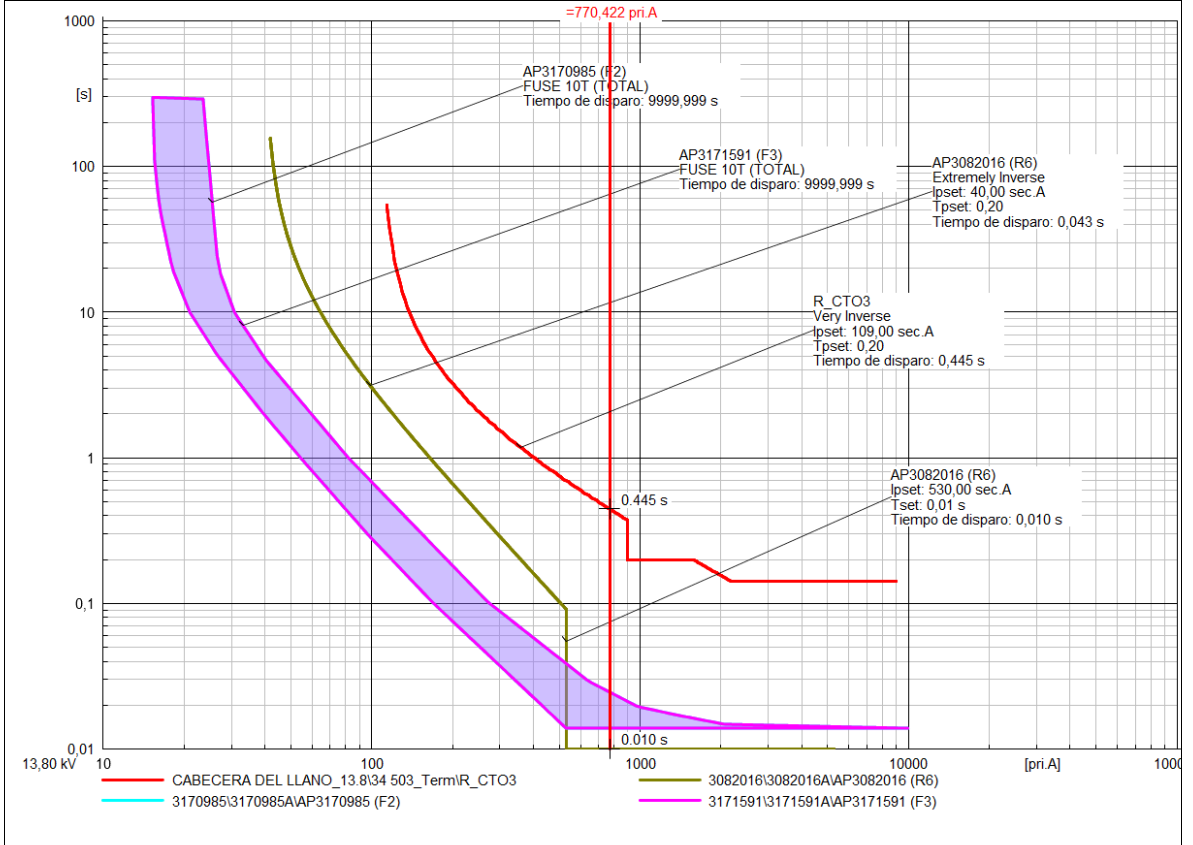
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 9580751 (F1)	Monofásica	0 [Ω]	602,34 [A]



Observación: Coordina para fallas con impedancia superior a 26,4 [Ω], es decir, para fallas con corriente inferior a 254,63 [A].

Camino de coordinación 3 (R_CTO3 - R6 - F2_F3)

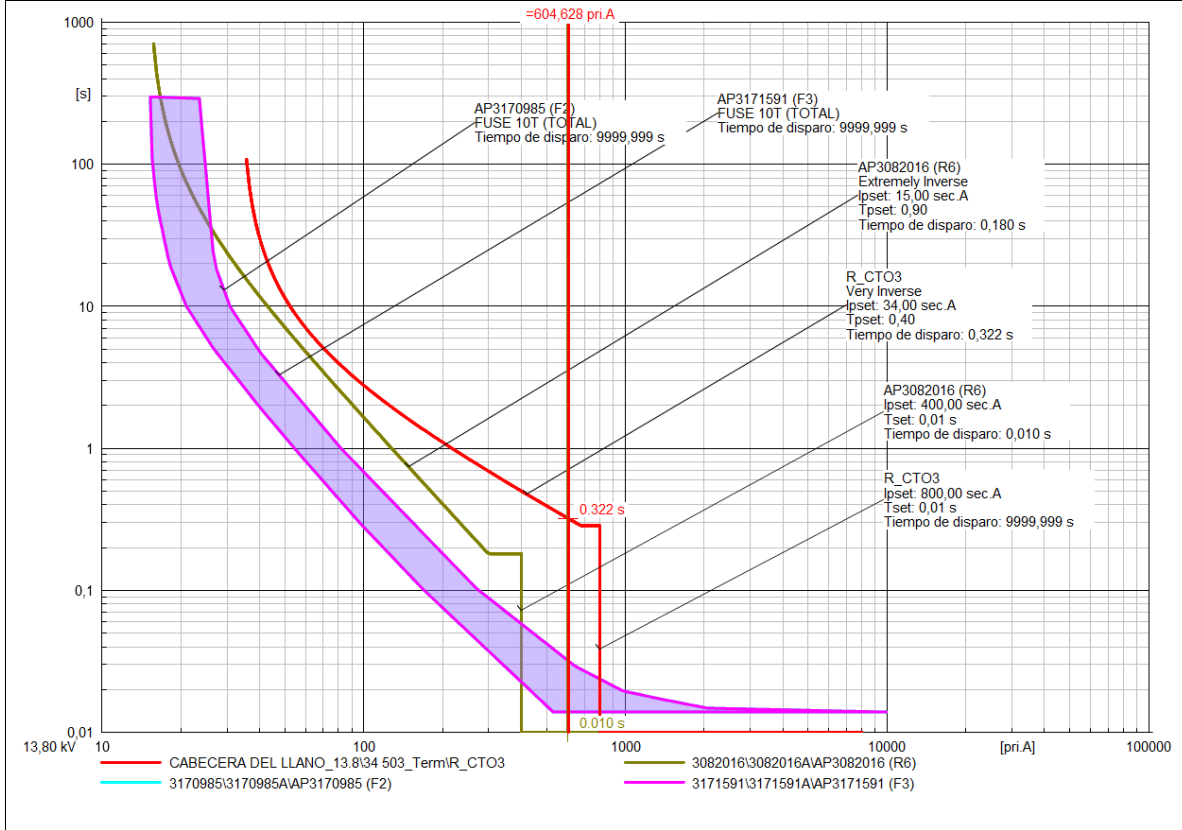
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 3082016 (R6)	Trifásica	0 [Ω]	770,422 [A]



Observación: Coordina para todo tipo fallas, tiempo mínimo de coordinación 445 ms.

Camino de coordinación 3 (R_CTO3 - R4 - F1)

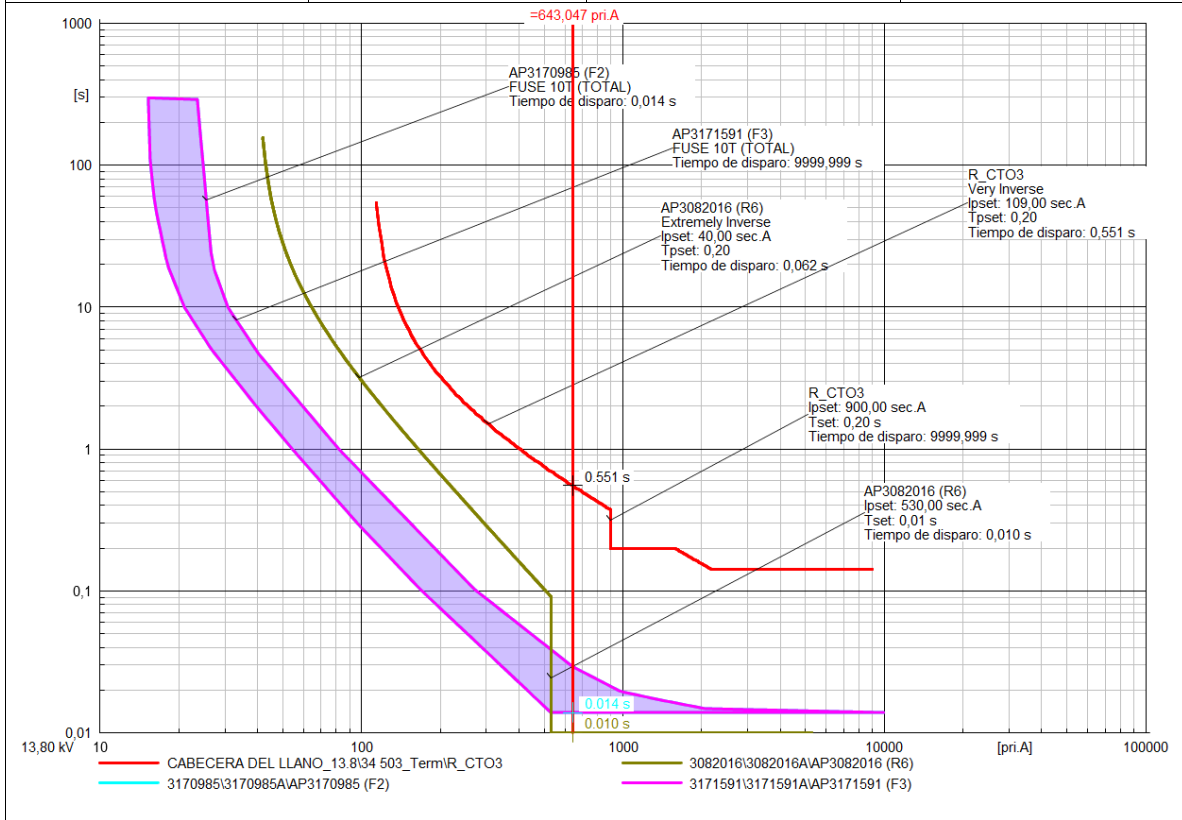
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 3082016 (R6)	Monofásica	0 [Ω]	604,041 [A]



Observación: Coordina para todo tipo fallas, tiempo mínimo de coordinación 322 ms

Camino de coordinación 3 (R_CTO3 - R6 - F2_F3)

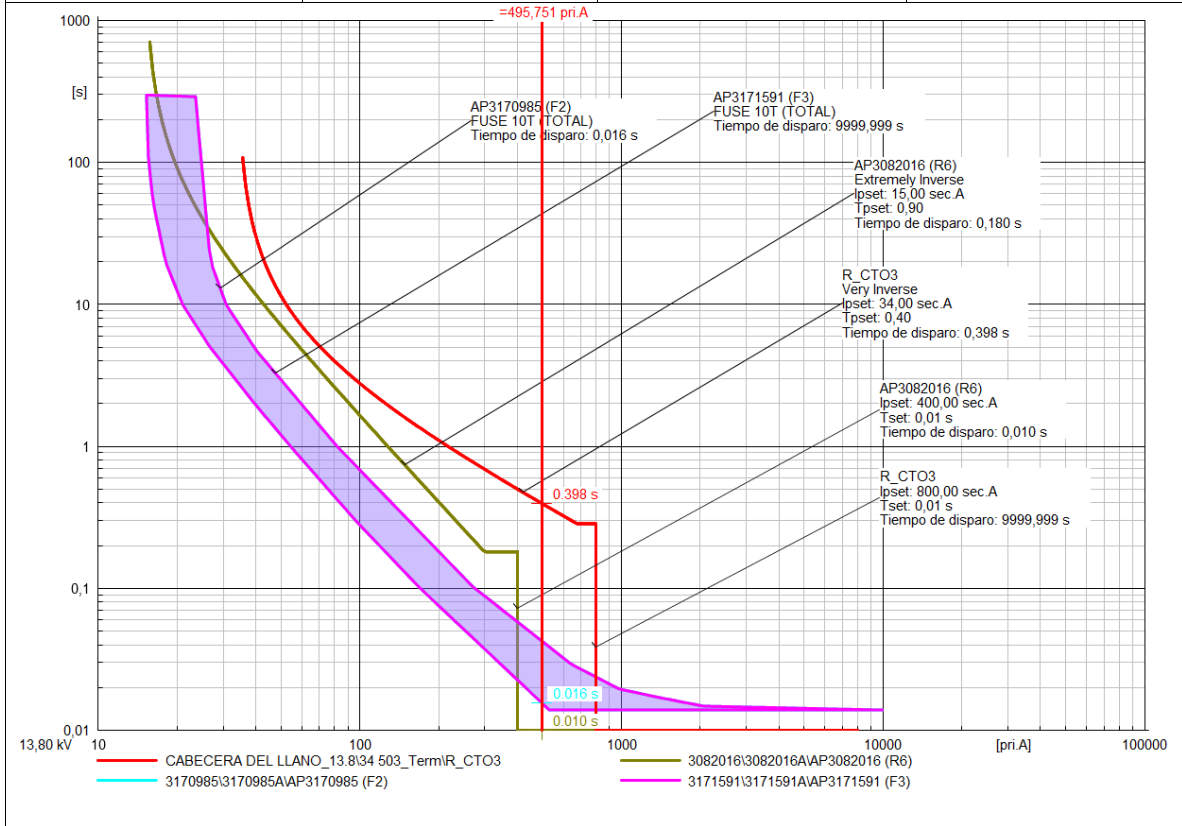
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 3170985 (F2)	Trifásica	0 [Ω]	643,047 [A]



Observación: Coordina para fallas con impedancia superior a 16 [Ω], es decir, para fallas con corriente inferior a 335,32 [A].

Camino de coordinación 3 (R_CTO3 - R6 - F2_F3)

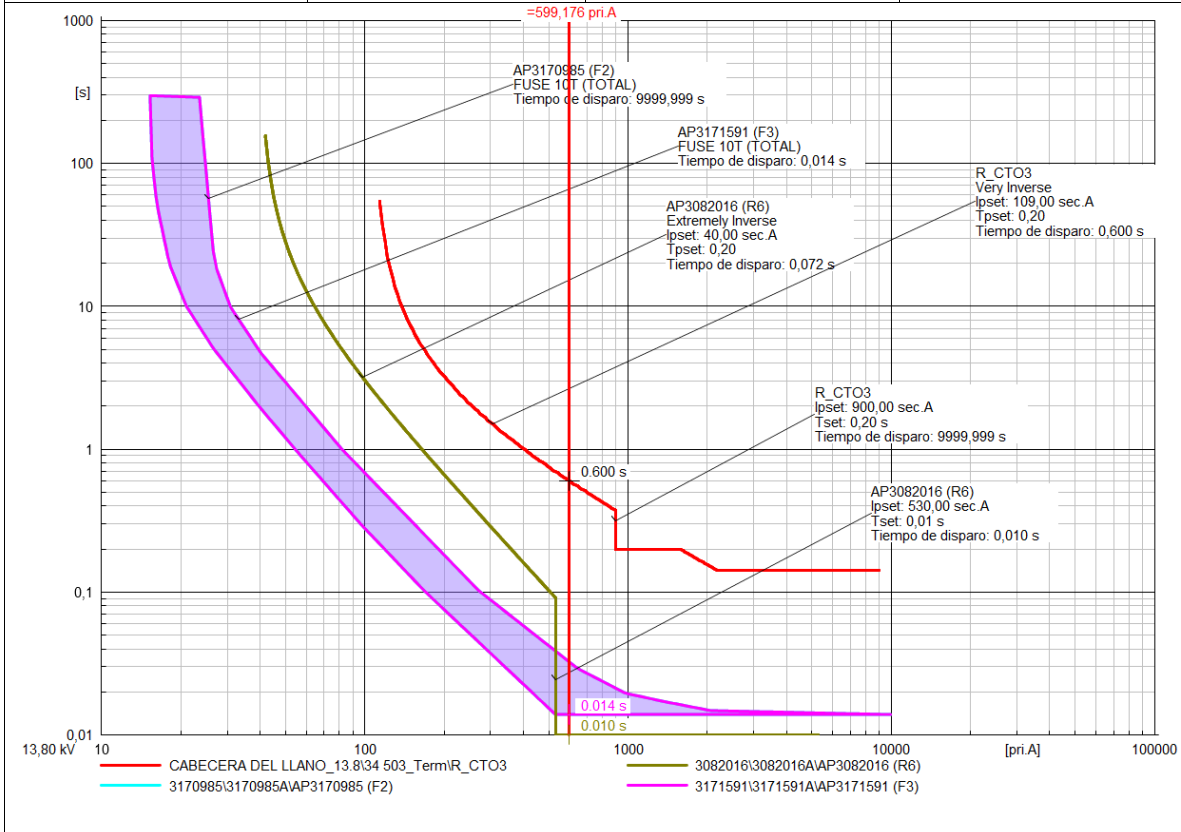
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 3170985 (F2)	Monofásica	0 [Ω]	495,751 [A]



Observación: Coordina para fallas con impedancia superior a 22,5 [Ω], es decir, para fallas con corriente inferior a 253,48 [A].

Camino de coordinación 3 (R_CTO3 - R6 - F2_F3)

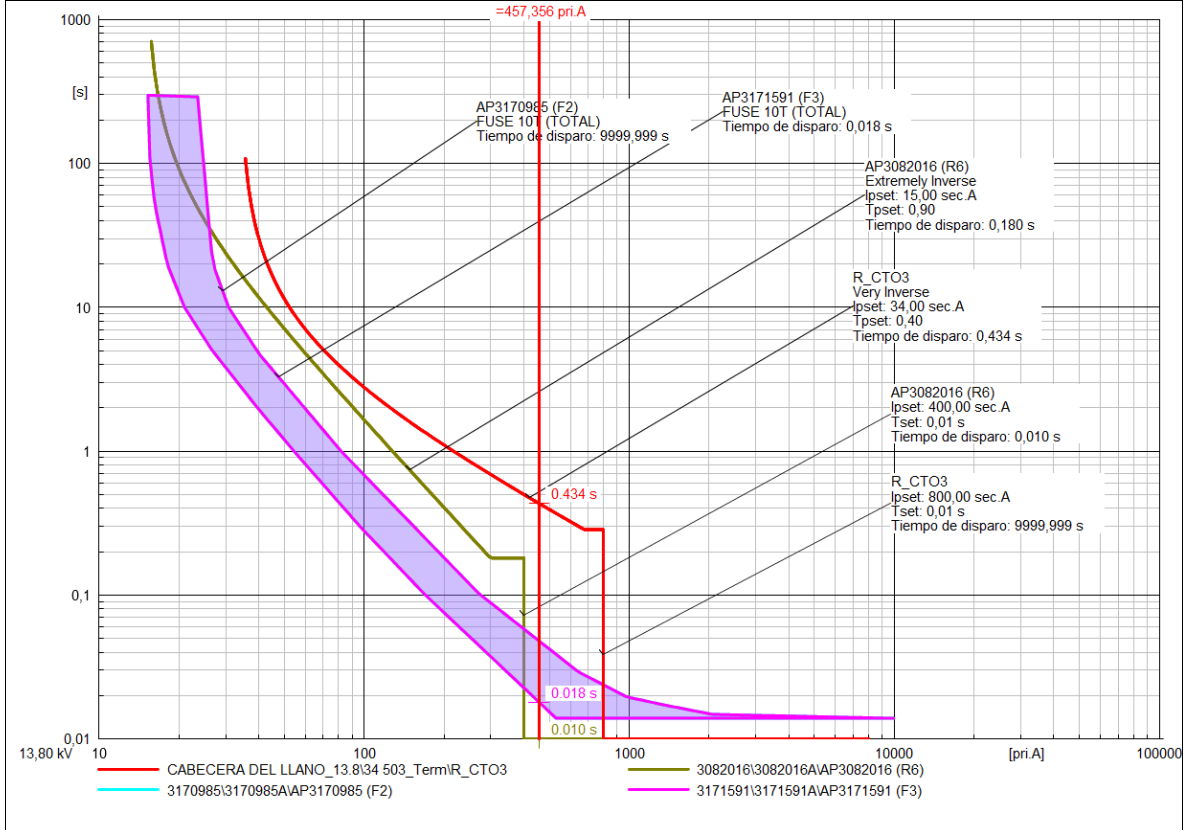
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 3171591 (F3)	Trifásica	0 [Ω]	599,176 [A]



Observación: Coordina para fallas con impedancia superior a 15 [Ω], es decir, para fallas con corriente inferior a 332,686 [A].

Camino de coordinación 3 (R_CTO3 - R4 - F1)

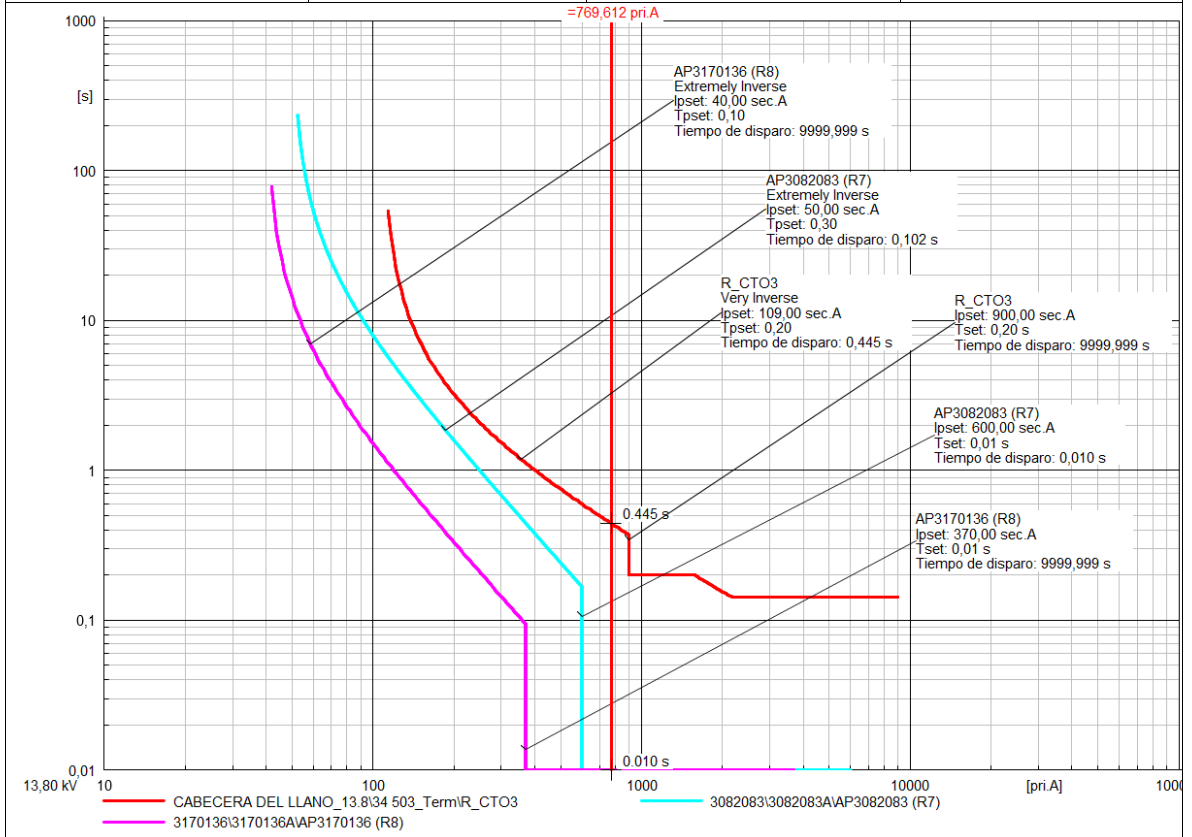
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 3171591 (F3)	Monofásica	0 [Ω]	457,356 [A]



Observación: Coordina para fallas con impedancia superior a 21 [Ω], es decir, para fallas con corriente inferior a 252,46 [A].

Camino de coordinación 4 (R_CTO3 - R7 - R8)

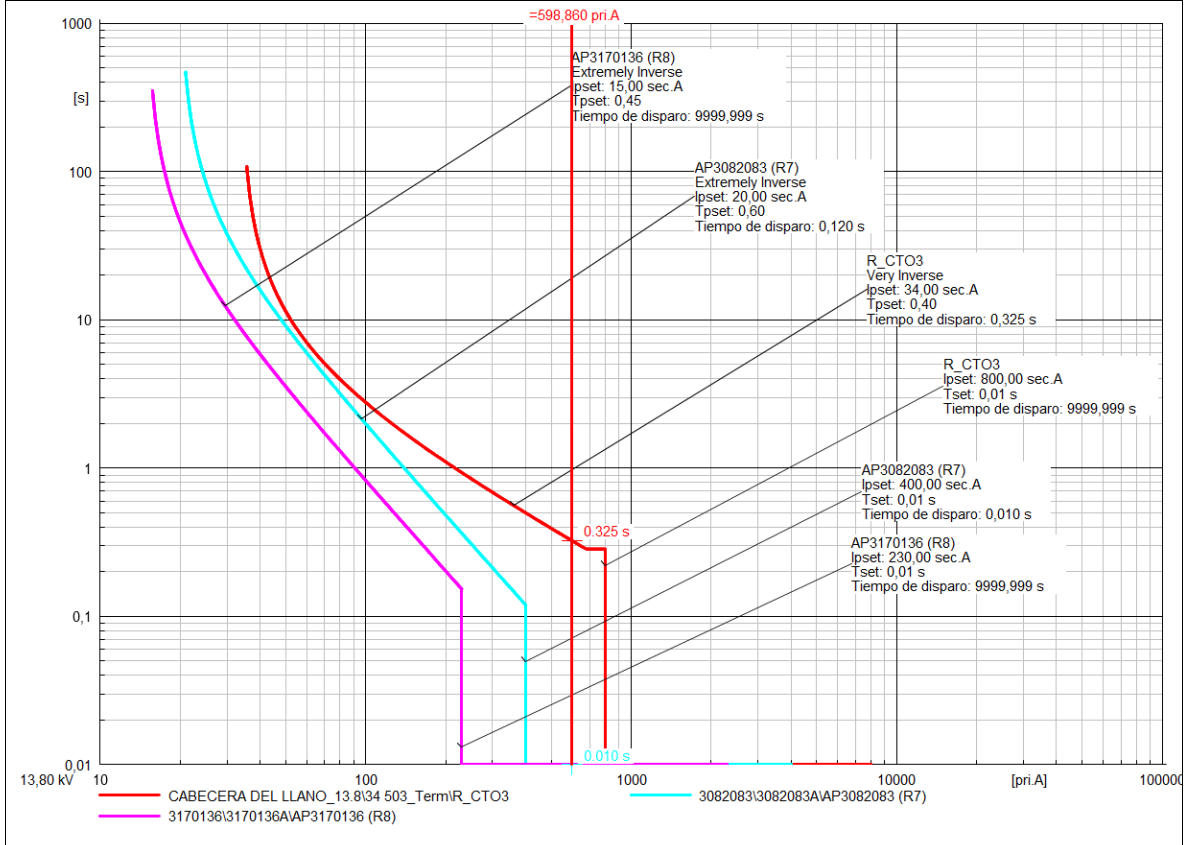
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 3082083 (R7)	Trifásica	0 [Ω]	769,612 [A]



Observación: Coordina para todo tipo fallas, tiempo mínimo de coordinación 434 ms

Camino de coordinación 4 (R_CTO3 - R7 - R8)

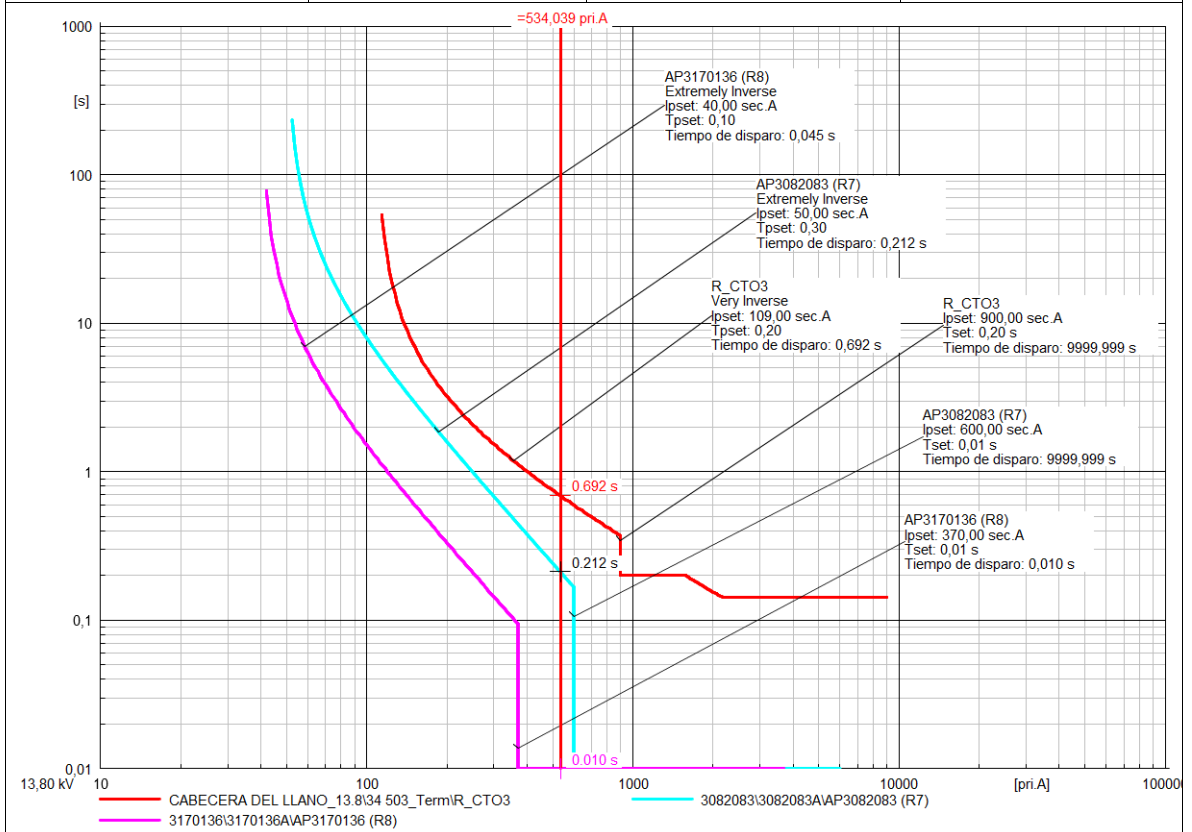
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 3082083 (R7)	Monofásica	0 [Ω]	598,860 [A]



Observación: Coordina para todo tipo fallas, tiempo mínimo de coordinación 325 ms

Camino de coordinación 4 (R_CTO3 - R7 - R8)

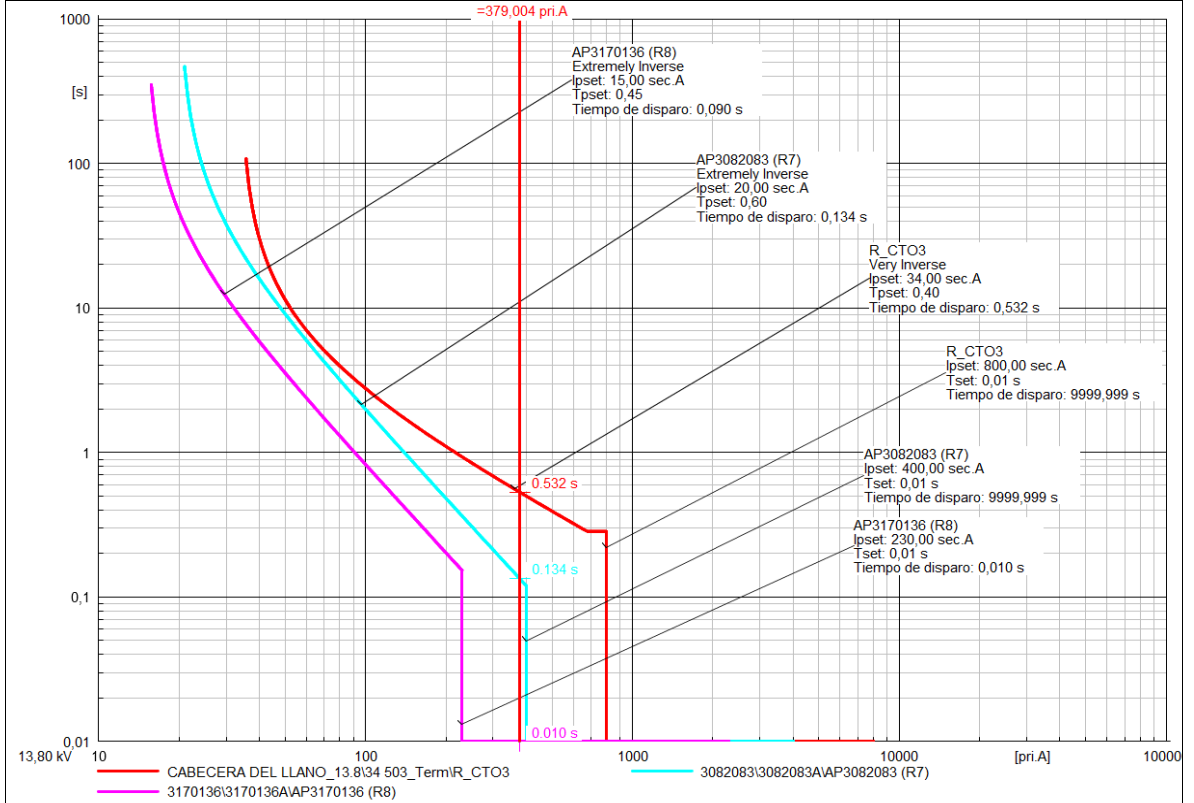
Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 3170136 (R8)	Trifásica	0 [Ω]	534,039 [A]



Observación: Coordina para todo tipo fallas, tiempo mínimo de coordinación 212 ms

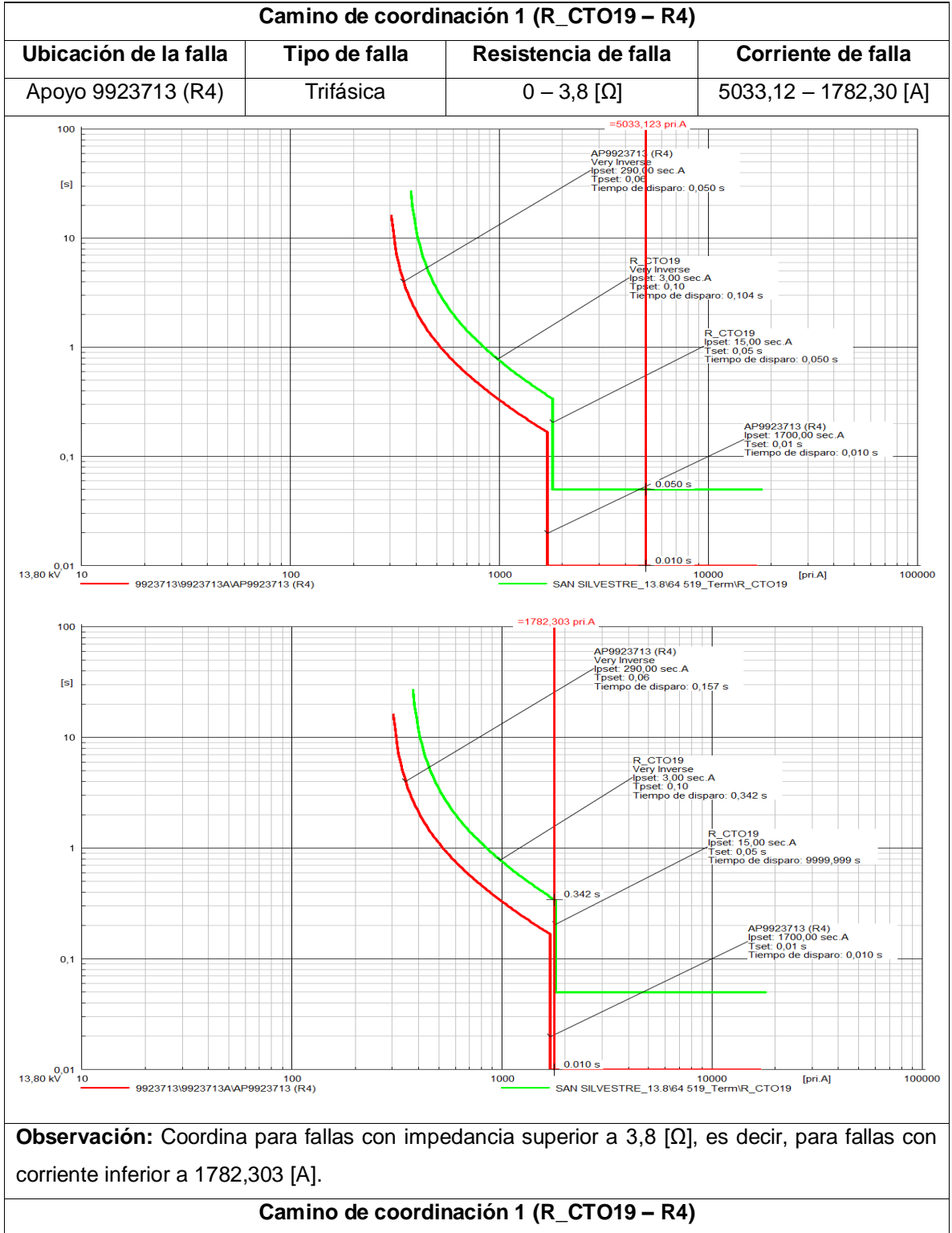
Camino de coordinación 4 (R_CTO3 - R7 - R8)

Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo - 3170136 (R8)	Monofásica	0 [Ω]	379,004 [A]

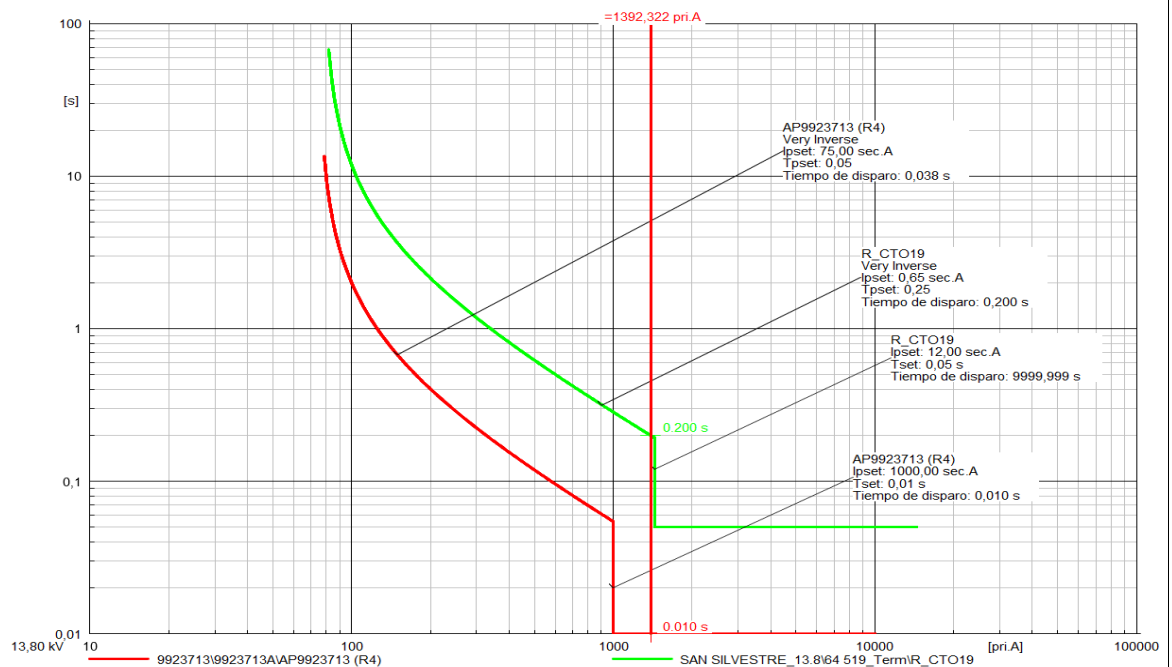
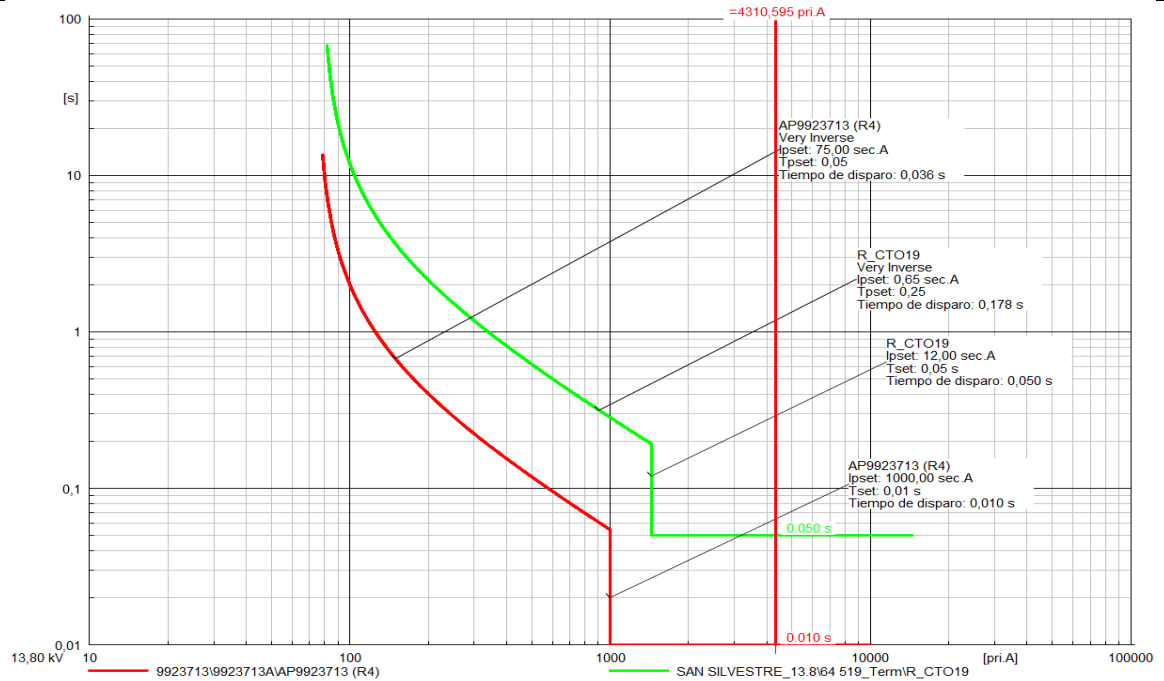


Observación: Coordina para fallas con impedancia superior a 9 [Ω], es decir, para fallas con corriente inferior a 309,941 [A].

ANEXO B. SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE COORDINACIÓN DEL CTO 64519

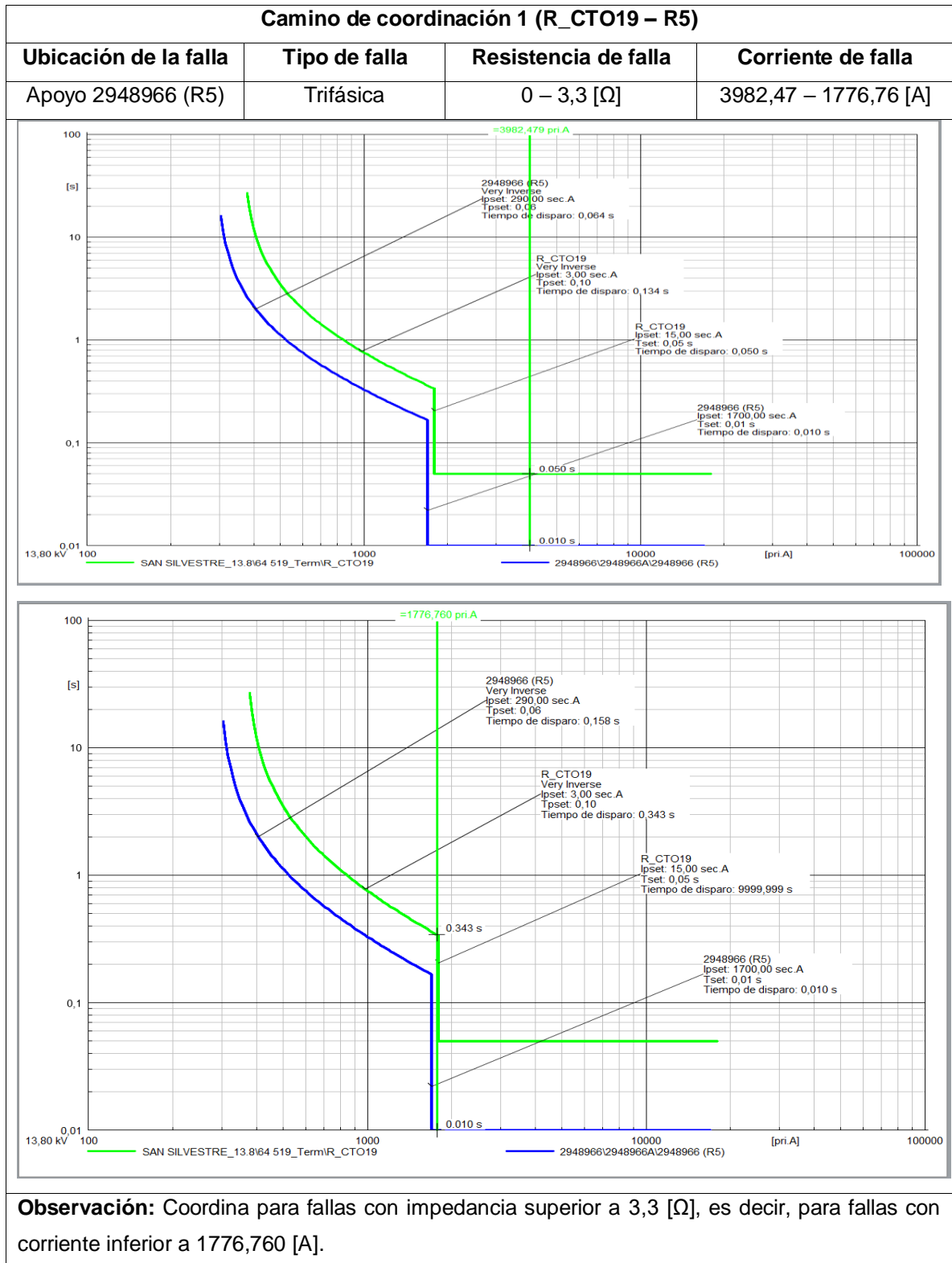


Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo 9923713 (R4)	Monofásica	0 – 5 [Ω]	4310,59 – 1392,32 [A]



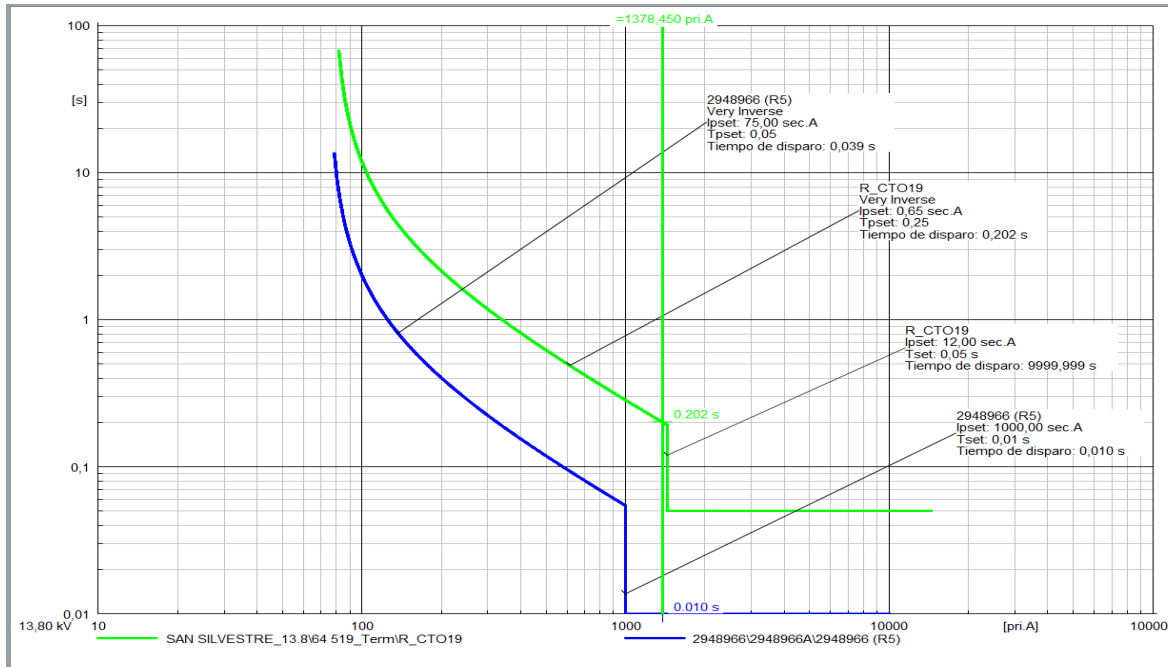
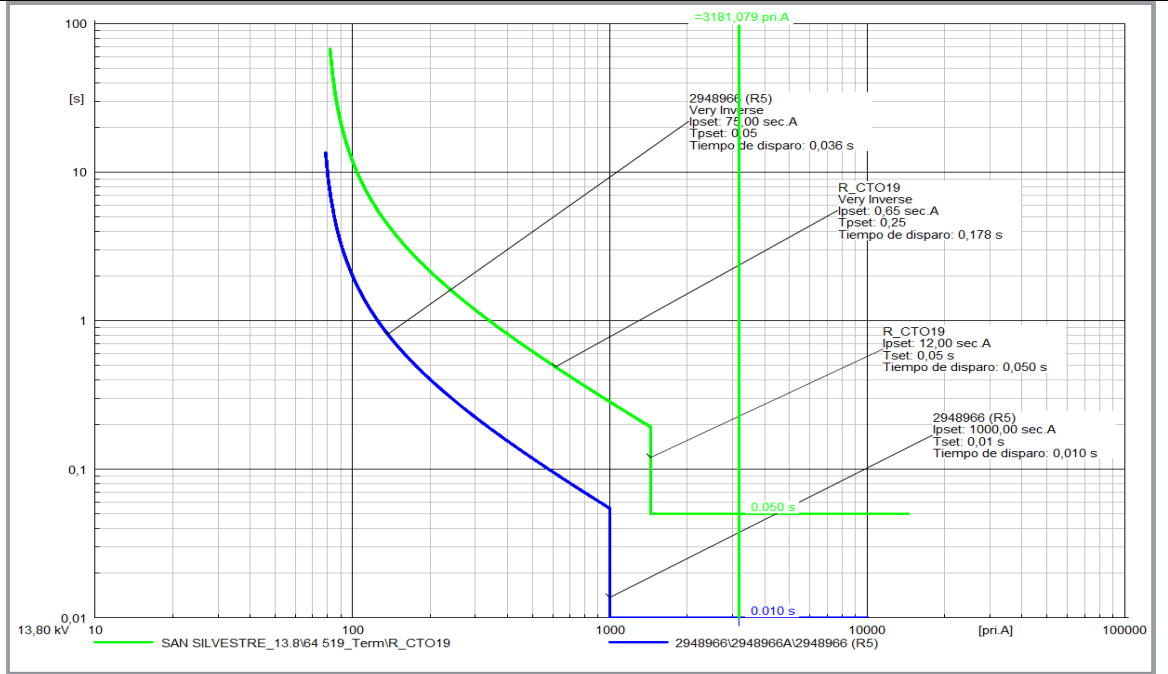
Observación: Coordina para fallas con impedancia superior a 5 [Ω], es decir, para fallas con corriente inferior a 1392,322 [A].

ANEXO C. SIMULACIÓN DE ESQUEMA DE COORDINACIÓN PROPUESTO DEL CTO 64519



Camino de coordinación 1 (R_CTO19 – R5)

Ubicación de la falla	Tipo de falla	Resistencia de falla	Corriente de falla
Apoyo 2948966 (R5)	Monofásica	0 – 4,4 [Ω]	3181,07 – 1378,45 [A]



Observación: Coordina para fallas con impedancia superior a 4,4 [Ω], es decir, para fallas con corriente inferior a 1378,450 [A].