

**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 S. A E. S. P.**

LUIS CARLOS RAMÍREZ RODRÍGUEZ



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2018**

**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 S. A E.S.P.**

LUIS CARLOS RAMÍREZ RODRÍGUEZ

**Monografía para optar al título de:
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.**

Director:

Jorge Antonio Jaimes Báez

Ingeniero Electricista, Master en Potencia Eléctrica.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2018**

DEDICATORIA

“Nuestra mayor debilidad radica en renunciar. La forma más segura de tener éxito es siempre intentarlo una vez más”.

Thomas A. Edison.

A Dios, por permitirme cumplir esta nueva meta.

A mi familia, por su amor y apoyo incondicional.

A todos mis amigos, compañeros y profesores que de una u otra forma contribuyeron a este nuevo logro.

Luis Carlos Ramírez Rodríguez.

AGRADECIMIENTOS

A todas las personas que en el camino recorrido han contribuido y apoyado tanto en este proyecto de vida, como en mi desarrollo personal y profesional.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Electrificadora de Santander que han sido fundamentales en el alcance de esta meta. Gracias.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE NIVEL II.....	21
1.1 PRINCIPIOS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	21
1.1.1 Objetivos de los esquemas de protección en redes de distribución... 21	
1.1.2 Características de los sistemas de protección..... 22	
1.1.3 Tipos de protección. 23	
1.1.4 Zonas de protección en redes de distribución. 24	
1.1.5 Coordinación de protecciones en los sistemas de distribución..... 25	
1.2 CLASIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LAS FALLAS PRESENTADAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	26
1.2.1 Clasificación de las fallas. 27	
1.2.2 Características de las fallas en la red de distribución. 30	
1.2.3 Corrientes de falla máximas y mínimas en los sistemas de distribución..... 34	
1.2.4 Efectos de la distancia sobre la corriente de falla. 35	
1.2.5 Corriente de falla en transformadores. 36	
1.3 EQUIPOS Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	37
1.3.1 Elemento de protección de cabecera. 38	
1.3.2 Alimentador principal. 38	
1.3.3 Reconectador central o de red. 38	

1.3.4	Circuitos laterales o ramales de derivación.	39
1.3.5	Fusibles.....	39
1.3.6	Seccionalizadores.....	40
1.4	CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	41
1.4.1	Indicadores de calidad media y esquema incentivos según resolución CREG 015 de 2018.....	43
1.4.2	Indicadores de calidad individual y esquema de compensaciones según resolución CREG 015 de 2018.....	45
1.4.3	Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones.	46
1.4.4	Exclusión de eventos en el SDL.....	46
2.	ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIAL NIVEL II.	48
2.1	FUNCIONES DE CONTROL, MEDIDA Y PROTECCIÓN APLICADAS A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	48
2.1.1	Protección de sobrecorriente con fusibles.	49
2.1.2	Protección de sobrecorriente con relés.	53
2.1.3	Protección direccional.	57
2.1.4	Protección sensitiva a tierra SEF (Sensitive Earth Fault).	58
2.1.5	Protección por arranque en frío (Cold Load Pickup).	58
2.1.6	Protección por efecto inrush.	58
2.1.7	Protección de tensión.	58
2.1.8	Protección de sobre y baja frecuencia.....	59
2.1.9	Funciones de control.	59
2.1.10	Funciones de medida.	60

2.2	CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	61
2.2.1	Protección de transformadores con fusibles.	61
2.2.2	Protección de transformadores con relés de sobrecorriente.....	67
2.2.3	Protección del alimentador principal.	70
2.2.4	Protección de redes secundarias con reconectadores.	73
2.2.5	Protección de redes secundarias con fusibles.....	76
2.3	ESQUEMAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	77
2.3.1	Esquemas de coordinación fusible-fusible.	77
2.3.2	Relé (reconectador)-reconectador.	79
2.3.3	Relé (Reconectador) – fusible.	80
2.3.4	Esquemas de reconexión.....	83
3.	ESQUEMAS DE PROTECCIÓN ÓPTIMOS EN LAS REDES RADIALES DE DISTRIBUCIÓN DE NIVEL II DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER.	86
3.1	DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA.	86
3.1.1	Demanda máxima Subestación Cimitarra.....	89
3.1.2	Niveles de cortocircuito y equivalentes de red de la Subestación Cimitarra.....	90
3.2	DISPOSITIVOS Y ELEMENTOS DE CONTROL, MEDIDA Y PROTECCIÓN DE LA REGIÓN CIMITARRA.	91
3.3	ESQUEMAS ACTUALES DE PROTECCIÓN EN LA REGIÓN CIMITARRA.	92
3.3.1	Evaluación de las protecciones actuales en la subestación.	93
3.3.2	Evaluación de las protecciones actuales en el circuito 68501.	98

3.3.3	Evaluación de las protecciones actuales en el circuito 68502.	102
3.3.4	Evaluación de las protecciones actuales en el circuito 68503.	105
3.4	OPTIMIZACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN LA REGIÓN DE CIMITARRA.....	109
3.4.1	Protección de baja del transformador.	109
3.4.2	Optimización de los esquemas de protección en la subestación.	109
3.4.3	Optimización de los esquemas de protección en el circuito 68501. .	113
3.4.4	Optimización de los esquemas de protección del circuito 68502.	118
3.4.5	Optimización de los esquemas de las protecciones del circuito 68503.	123
3.4.6	Resumen de ajustes y esquemas óptimos de protección de la región de Cimitarra.	129
4.	OBSERVACIONES	131
5.	RECOMENDACIONES.	133
6.	CONCLUSIONES.....	135
	CITAS BIBLIOGRÁFICAS.....	137
	BIBLIOGRAFÍA.....	140
	ANEXOS.....	144

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Zonas de protección en los sistemas de distribución.....	25
Figura 2. Clasificación de las fallas en los sistemas de distribución	27
Figura 3. Corrientes de falla en función de la distancia a la subestación y de la presentada	35
Figura 4. Topología de red de distribución radial de nivel II.....	37
Figura 5. Fusibles tipo expulsión.....	39
Figura 6. Secuencia de un seccionalizador	41
Figura 7 Indicador SAIDI por empresa vs SAIDI Nacional año 2017	44
Figura 8 Característica tiempo-corriente de los fusibles	50
Figura 9. Comparación de curvas entre fusibles tipo T y tipo K.....	52
Figura 10. Clasificación de relés de sobre corriente	53
Figura 11. Característica tiempo-corriente de los relés temporizados	54
Figura 12. Multiplicadores de tiempo en curvas de tiempo inverso.....	56
Figura 13. Protección de transformador con fusibles.....	64
Figura 14. Protección de transformador con relé.....	70
Figura 15. Esquema de coordinación Fusible - Fusible	78
Figura 16. Esquema de coordinación Relé-reconectador	80
Figura 17. Esquema de coordinación fusión fusible.....	81
Figura 18. Esquema de coordinación salva fusible.....	82
Figura 19. Secuencias operativas de reconectadores.	83
Figura 20. Región Cimitarra-Santander	87
Figura 21. Diagrama Unifilar Subestación Cimitarra	88
Figura 22. Elementos de protección en la subestación.....	91
Figura 23. Curvas actuales subestación Cimitarra.....	94
Figura 24. Filosofía de protección actual, protección de Cabecera.	97
Figura 25. Topología de red. Circuito 68501.....	98
Figura 26. Curvas actuales protecciones circuito 68501.....	99

Figura 27. Máximo fusible de coordinación, reconnector 7124686	101
Figura 28. Curvas actuales protecciones circuito 68501.....	102
Figura 29. Curvas actuales protecciones circuito 68502.....	103
Figura 30. Curvas actuales protecciones circuito 68502.....	104
Figura 31. Topología circuito 68503.....	105
Figura 32. Curvas actuales protecciones circuito 68503.....	106
Figura 33. Curvas actuales protecciones circuito 68503.....	108
Figura 34. Zona de protección, reconnector 7124686	114
Figura 35. Función sensitiva a tierra, SEF	116
Figura 36. Tiempos de coordinación con ajustes propuestos, reconnector R101	118
Figura 37. Zonas de protección, reectores R201 y R202	119
Figura 38. Análisis de implementación de filosofía de salvamento de fusible. Circuito 68502	123
Figura 39. Zonas de protección, reectores R301 y R302.	124
Figura 40. Ajustes recomendados, reectores 68503.....	127
Figura 41. Filosofía de protección, ajustes propuestos.....	129

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Corrientes típicas de falla en diferentes superficies de alta resistencia. ...	30
Tabla 2. Características de los tipos de falla.	31
Tabla 3. Corrientes y tensiones de falla para diferentes tipos de cortocircuitos. ...	33
Tabla 4. Relación entre corrientes de falla según en transformador trifásicos.....	36
Tabla 5. Indicadores de calidad media.	43
Tabla 6. Indicadores de calidad individual	45
Tabla 7. Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones.	46
Tabla 8. Eventos excluibles en el SDL.....	47
Tabla 9. Corrientes nominales de fusibles.	51
Tabla 10. Característica de operación de curvas inversas según normas IEC y ANSI.....	55
Tabla 11. Protecciones en relés de sobrecorriente.....	57
Tabla 12. Característica térmica de los transformadores.....	62
Tabla 13. Característica térmica de los transformadores.....	63
Tabla 14. Criterios para la selección del tipo de fusible	65
Tabla 15. Selección de fusibles tipo K para transformadores de distribución.	66
Tabla 16. Efectividad del recierre en troncales del circuito	84
Tabla 17. Filosofía y esquemas de reconexión en las redes de distribución.	85
Tabla 18. Circuitos de distribución nivel II - Zona Cimitarra.....	88
Tabla 19. Demanda máxima subestación cimitarra	89
Tabla 20. Niveles de cortocircuito Subestación Cimitarra.....	90
Tabla 21. Equivalentes de red de la SE Cimitarra.	90
Tabla 22. Dispositivos y elementos de control, medida y proteccion en la región de Cimitarra	92
Tabla 23. Ajustes actuales subestación Cimitarra	93
Tabla 24. Tiempos de coordinación con ajustes actuales. Subestación Cimitarra	95
Tabla 25. Ajustes actuales de protección circuito 68501	99

Tabla 26. Tiempos de coordinación con ajustes actuales. Circuito 68501.....	100
Tabla 27. Ajustes actuales de protecciones CTO 68502	102
Tabla 28 Tiempos de coordinación actuales CTO 68502	103
Tabla 29. Ajustes de protección actuales CTO 68503.....	105
Tabla 30. Tiempos de coordinación actuales CTO 68503 - Apoyo 7560958.....	107
Tabla 31 Tiempos de coordinación actuales CTO 68503 - Apoyo 7975945.....	107
Tabla 32. Aplicación de criterios para la protección principal de circuitos.	110
Tabla 33. Ajustes propuestos subestación cimitarra.....	111
Tabla 34 Tiempos de coordinación con ajustes propuestos. Subestación Cimitarra	112
Tabla 35. Flujo de carga equipos de protección	113
Tabla 36. Aplicación de criterios para protección del reconectador R101, apoyo 7124686.	115
Tabla 37. Ajustes propuestos del reconectador R101, Apoyo 7124686	116
Tabla 38. Tiempos de coordinación con ajustes propuestos, reconectador R101	117
Tabla 39. Flujo de carga equipos de protección	119
Tabla 40. Aplicación de criterios para protección del reconectador R201 y R202	120
Tabla 41. Ajustes propuestos del reconectador R201 y R202, apoyos 7711581 y 7107099	121
Tabla 42. Tiempos de coordinación con ajustes propuestos, reconectador R201 Y R202	122
Tabla 43. Flujo de carga equipos de protección	123
Tabla 44. Aplicación de criterios para protección del reconectador R301 y R302	125
Tabla 45. Ajustes propuestos del reconectador R301 y R302	126
Tabla 46. Tiempos de coordinación con ajustes propuestos, Reconectador R301- Apoyo 7560958.....	127

Tabla 47. Tiempos de coordinación con ajustes propuestos, Reconectador R302- Apoyo 7560945.....	128
Tabla 48. Resumen de ajustes y esquemas optimos de protección de la región Cimitarra	130

ANEXOS

ANEXO A. REDES DE SECUENCIA.....	144
ANEXO B. MÍNIMA CORRIENTE DE FUSIÓN DE FUSIBLES TIPO T Y K.	145
ANEXO C. TABLAS DE COORDINACIÓN DE FUSIBLES.....	146
ANEXO D. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE CONTROL, MEDIDA Y PROTECCIÓN.....	147
ANEXO E. RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS EN SUBESTACIÓN CIMITARRA.	168
ANEXO F. SIMULACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CIMITARRA.	170
ANEXO G. SIMULACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO 68501.....	176
ANEXO H. SIMULACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS DE PROTECCIÓN DEL LA SUBESTACIÓN CIMITARRA.	179
ANEXO I. SIMULACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO 68501.	183
ANEXO J. SIMULACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO 68502.	185
ANEXO K. SIMULACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO 68503.....	186

RESUMEN

TITULO: 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 S.A E.S.P.*

AUTOR: LUIS CARLOS RAMÍREZ RODRÍGUEZ**

PALABRAS CLAVES: PROTECCIONES, REDES DE DISTRIBUCIÓN, ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

DESCRIPCIÓN

Los cambios y requisitos regulatorios referentes a la calidad del servicio de energía eléctrica prestado por un operador de red, exigidos por la CREG 043 de 2010 e incluidos y complementados en la nueva regulación de remuneración de la actividad de distribución CREG 015 de 2018, junto con la forma tradicional y generalmente empírica en que la compañía dimensiona las protecciones pertenecientes a las redes radiales de distribución de nivel II o de 13,8 kV, genera la necesidad en ESSA de la incorporación e implementación de esquemas de protección basados en estudios e ingeniería de coordinación de protecciones fundamentados en principios de selectividad, confiabilidad y sensibilidad, que permita asegurar la correcta operación de los elementos de protección asociados a las fallas y mejorando a su vez los índices de calidad del servicio prestado a los usuarios.

Por lo anterior, el presente trabajo, mediante una revisión del estado del arte de las protecciones aplicadas a las redes de distribución, evalúa, mediante diferentes tipos de simulaciones, el comportamiento actual de los esquemas de protecciones aplicados en los circuitos de distribución de la región de Cimitarra-Santander, identificando los aspectos críticos de coordinación y operación, que permitan la optimización de los esquemas mediante la aplicación de criterios definidos y fundamentados, mejorando de esta manera, la operación del sistema de protección y la calidad del servicio en la región.

* Monografía

**Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas - Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Ms.C Jorge Antonio Jaimes Báez

ABSTRACT

TITLE: PROTECTION SCHEMES IMPROVEMENT IMPLEMENTED IN THE RADIAL DISTRIBUTION NETWORKS AT THE 13,8 kV LEVEL OF ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.*

AUTHOR: LUIS CARLOS RAMÍREZ RODRÍGUEZ**

KEYWORDS: PROTECTIONS, DISTRIBUTION NETWORKS, PROTECTION SCHEMES

DESCRIPTION

The changes and regulatory requirements refer to the quality of the electric power service provided by a network operator, required by CREG 043 of 2010 included and complemented in the new regulation of the CREG 015 distribution activity of 2018, along with the traditional and generally empirical form in the company for measuring the protections of the radial networks of distribution of the level II or 13,8 kV. This generates the need in ESSA for incorporating and implementing protection schemes supported on studies and coordinating protection engineering based on selectivity, reliability and sensitivity principles, which allow to ensure the correct operation of the protection elements associated to the failures and improving the quality indexes of the service provided to the users.

Therefore, the current work, through a review of the state of the art of the protections applied to the distribution networks, evaluates, through different types of simulations, the current behavior of the protection schemes applied to the distribution circuits at the Cimitarra-Santander region, identifying the aspects of coordination and operation, of the schemes by applying the results and the fundamentals, thus improving the operation of the protection system and the quality of the service in the region.

* Monograph

**Faculty of Mechanical Physical Engineering - School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering. Director: Ms.C Jorge Antonio Jaimes Báez

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de protección aplicados al sector eléctrico y específicamente a los sistemas de potencia, consisten en proteger todo aquello que pueda ser afectado ante la presencia de condiciones anormales, las cuales son generalmente impredecibles, como descargas atmosféricas, movimientos telúricos, fallas en los equipos, errores humanos, etc.; motivo por el cual, en estos se busca reducir los efectos causados especialmente a las personas y/o animales, a la integridad de los equipos e infraestructura y al medio ambiente; procurando siempre mantener el suministro o funcionamiento del sistema eléctrico en los límites aceptables, reduciendo la cantidad de clientes afectados y mejorando la calidad del servicio prestado¹.

Por tal motivo, las protecciones son aplicadas en todos los eslabones del sistema eléctrico; donde sus costos e ingenierías son proporcionales a la importancia de la red a proteger, encontrándose esquemas de protección complejos y robustos en los sistemas de generación y transmisión de energía, donde una falla generaría daños importantes, afectando a millones de usuarios y colocando en riesgo equipos con costos considerablemente elevados y esquemas más simples en los sistemas de distribución, especialmente en los de nivel II o redes primarias, constituidas generalmente por circuitos radiales protegidos con fusibles instalados sobre los mismos, donde los efectos causados por una falla no generarían alteraciones importantes y solo afectarían a los usuarios conectados a la red en falta.

Sin embargo, en los últimos años en Colombia, las exigencias regulatorias en miras a mejorar la calidad del servicio prestado a los usuarios y especialmente lo estipulado en la nueva reglamentación para la remuneración de la actividad de distribución CREG 015 de 2018, han generado, por parte de los operadores de red, inversiones importantes de recursos, tanto humanos como de infraestructura, los

¹ MEJIA VILLEGAS S.A. Subestaciones de alta y extra alta tensión. HMV Ingenieros. Medellín Colombia, 2003.

cuales, están orientados principalmente a la incorporación de elementos automáticos de control, medida y protección sobre las redes, especialmente reconectadores, que además de permitir una detección y ubicación más rápida de las fallas, generan un aumento en la calidad del servicio prestado debido a la posibilidad de reconexiones automáticas, monitoreo, gestión y control remoto, reduciendo considerablemente los tiempos de restablecimiento del servicio de energía eléctrica ante la presencia de fallas y obteniendo mayor información de estas, con el fin de identificar y analizar sus causas.

La incorporación de estos equipos adicionales de protección en las redes primarias con las funciones asociadas, principalmente las de sobrecorriente, hace necesario la coordinación con la protección principal de cada circuito y con los fusibles asociados a los ramales, con el fin de que las fallas sean despejadas por los elementos más próximos a estas, evitando así operaciones simultáneas no coordinadas y no selectivas.

Lo anterior, sumado a que históricamente la Electrificadora de Santander realiza el dimensionamiento de las protecciones secundarias o fusibles de las redes radiales de 13,8 kV de forma empírica o experimental, crea la necesidad de implementar y/o ajustar esquemas de protección más complejos, efectivos y selectivos a los tradicionales en las redes primarias, donde se tengan en cuenta diferentes condiciones operativas ante fallas y que determinen una mejora sustancial en la calidad del servicio suministrado.

Es por esto, que el objetivo principal del presente trabajo de monografía pretende, por medio de simulaciones y aplicación de criterios claramente definidos, identificar los esquemas de protección óptimos que permitan mejorar el funcionamiento de las protecciones eléctricas implementadas en las redes de distribución radial en el nivel de 13,8 kV en la región de Cimitarra- Santander de la Electrificadora de Santander S. A E. S. P.

1. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE NIVEL II.

Las protecciones eléctricas en los sistemas de distribución de energía, son un reto que cada vez toman mayor importancia ante el crecimiento acelerado de las redes eléctricas y las exigencias regulatorias en pro de un suministro de energía con altos niveles de calidad del servicio. Por lo tanto, se hace necesario la implementación de esquemas de protecciones basados en una ingeniería detallada, que aplique principios definidos y que tengan en cuenta las diferentes fallas que se pueden presentar, así como los elementos instalados sobre la red de distribución.

Es por esto, en el presente capítulo se exponen las generalidades que se deben tener en cuenta con el fin de realizar estudios de protección aplicados a los sistemas radiales de distribución.

1.1 PRINCIPIOS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

1.1.1 Objetivos de los esquemas de protección en redes de distribución.

A continuación, se mencionan los principales objetivos de las protecciones en el sistema de distribución².

- **Aislar fallas permanentes:** Está relacionada con la disminución del número de clientes afectados por una falla; esto se logra aislando por medio de elementos de protección previamente seleccionados, los tramos de red que presentan fallas permanentes de secciones no falladas del sistema de distribución. Lo anterior se consigue normalmente con esquemas de operación de fusibles y seccionalizadores.
- **Minimizar la duración de las fallas:** Los sistemas de protección deben, en los posible, desenergizar rápidamente las fallas transitorias con el fin de

² RAMÍREZ C., Samuel. Protección de sistemas eléctricos. Universidad Nacional de Colombia. Manizales, 2004

evitar daños graves en los equipos o prevenir que estas evolucionen y generen fallas permanentes, afectando a un mayor número de clientes.

- **Minimizar los tiempos de localización de fallas:** La ubicación del elemento de protección operado, junto con los reportes realizados por los usuarios, permite al personal de mantenimiento y reposición acotar el área de búsqueda del daño causante de la falla, disminuyendo de esta forma los tiempos de restablecimiento del servicio.
- **Prevenir daños a los equipos:** Los elementos de la red de distribución, especialmente conductores y transformadores, son sometidos a altos esfuerzos en el momento de las fallas, las cuales, pueden llegar a comprometer la vida útil y las características del equipo. Por lo tanto, se debe tener en cuenta en los estudios de coordinación de protecciones las curvas térmicas de falla de dichos elementos.
- **Minimizar condiciones peligrosas:** Los esquemas de protección deben tratar de ser lo suficientemente sensibles para detectar y despejar aquellas condiciones que puedan poner en riesgo la integridad de las personas, animales o el medio ambiente; entre estas, la caída de cables aéreos a tierra o superficies de alta impedancia, lo que puede generar ausencia de disparo de los elementos de protección y por ende conductores energizados con peligro de electrocución.

1.1.2 Características de los sistemas de protección.

- **Velocidad:** Los sistemas de protección deben actuar de la forma más rápida posible, ya que los efectos de una condición anormal sostenida, aparte de producir resultados importantes en el sistema eléctrico, como pérdida de estabilidad, fluctuaciones de tensiones, apagones, etc. [1], compromete la integridad de las personas, equipos e infraestructura; como electrocuciones mortales, quemaduras, incendios, daños irreparables de elementos, entre otros.

- **Sensibilidad:** La sensibilidad está referida a la capacidad de las protecciones de operar en presencia de valores o cambios incipientes de las señales monitoreadas³. De acuerdo al objetivo de la protección seleccionada se indica el grado de sensibilidad requerido, ya que una protección muy sensible puede generar operaciones indeseadas de los esquemas de protección aplicados.
- **Confiabilidad:** La confiabilidad de las protecciones hace referencia a dos características, la fiabilidad y la seguridad; la primera hace referencia a que un esquema de protección debe actuar correctamente bajo condiciones anormales del sistema y la segunda, que los esquemas no deben operar bajo condiciones normales de dicho sistema.
- **Selectividad:** En los sistemas de protección, consiste en aislar únicamente la parte fallada y mantener en operación la parte sana; para obtener lo anterior, se acostumbra a dividir el sistema o la red en zonas de protección, donde las fronteras de dichas zonas son los equipos de corte⁴. En los sistemas de distribución se debe asegurar que la falla ocurrida en un ramal no provoque desconexiones en los ramales vecinos, por lo tanto, si no existe una correcta selectividad, se termina afectando un mayor número de usuarios por la operación de los equipos de protección.

1.1.3 Tipos de protección.

- **Protección principal:** La protección principal es el primer elemento destinado a despejar una falla específica; la selección de esta depende de las necesidades y del grado de seguridad que se requiera en el sistema; como ejemplo, un transformador en una subestación puede tener como esquema de protección principal una función diferencial, lo cual es lo

³ RAMÍREZ C., Samuel. Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia. Manizales, 2004

⁴ GÖEN, Turan. Electric Power Distribution Engineering. 3rd ed. Taylor & Francis Group, 2014

indicado, sin embargo, este también puede ser protegido con elementos de sobrecorriente, como fusibles o reconectadores, siendo la primera de costo considerablemente superior a la segunda opción. En los sistemas de distribución, generalmente protegidos por elementos de sobrecorriente, se puede asociar la protección principal al elemento instalado más cerca al punto donde ocurre la falla.

- **Protección de respaldo:** Está relacionada al elemento que debe actuar ante la no operación de la protección principal. En algunos esquemas, como los de transformadores de potencia y líneas de transmisión, la protección de respaldo es definida e instalada junto con la protección principal de forma paralela, asociándole una temporización adicional con el fin que esta última opere en primer lugar, como las protecciones diferenciales y de sobrecorriente en un transformador de potencia.

En los sistemas de distribución radial, las protecciones de respaldo están asociadas al elemento de protección ubicado “aguas arriba” de la protección principal, por lo que tiene asociado una desconexión más grande de red en el momento de operación y consigo más clientes afectados.

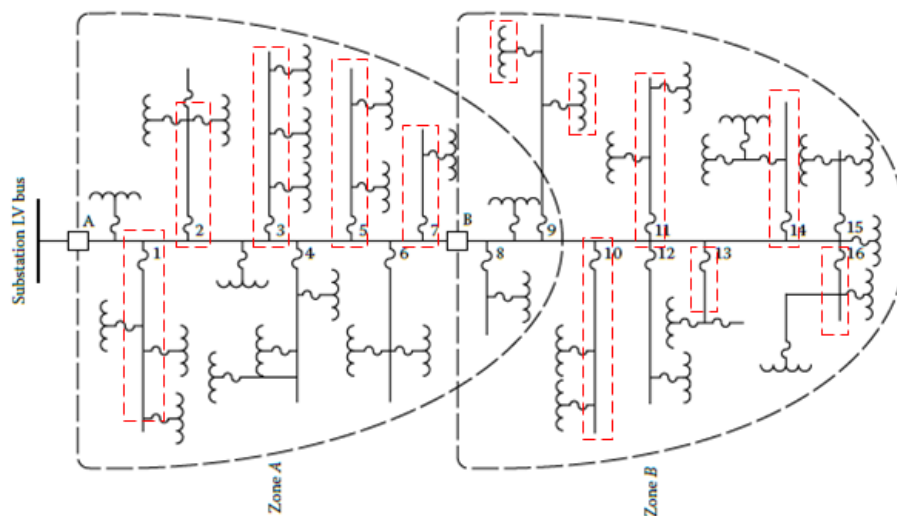
1.1.4 Zonas de protección en redes de distribución. Las zonas de protección son los límites que determinan el área de operación de la protección principal de un elemento. En los sistemas de potencia, estos límites están determinados por los transformadores de corriente y la conexión de sus respectivos núcleos, sin embargo, las zonas de protección en las redes de distribución están definidas por los elementos de protección instalados sobre ella⁵.

Como se observa en la figura 1, los fusibles instalados en los arranques de los circuitos laterales determinan el inicio de la zona de protección de dicho tramo, el cual, se extiende hasta el próximo elemento de protección ubicado “aguas abajo”.

⁵ Gers, Juan M. y HOLMES, Edward J. Protection of Electricity Distribution Networks. 2nd ed. The Institution of Electrical Engineers, London, 2004

De igual forma, la protección principal del alimentador corresponde al dispositivo ubicado en la subestación y este a su vez es protección de respaldo de los ramales laterales, sin embargo, este es recortado en la *zona B*, dejando los tramos finales del eje central únicamente con la protección principal; lo anterior, se origina debido a que las corrientes de falla presentes en este sector de red son lo suficientemente pequeñas para que el elemento A no las detecte como una falta sino como corriente de carga, razón suficiente para implementar un segundo elemento automático de protección (*B*) con el fin de mejorar la sensibilidad del esquema implementado.

Figura 1. Zonas de protección en los sistemas de distribución



Fuente: [4]

1.1.5 Coordinación de protecciones en los sistemas de distribución. La coordinación de protecciones aplicada a las redes de distribución, se puede definir como el proceso de selección de dispositivos de protección con ciertos ajustes, principalmente de sobrecorriente y su disposición apropiada a lo largo de un circuito para eliminar fallas en las líneas y en los dispositivos, de acuerdo con una secuencia de operación específica y previamente establecida [4].

Estos elementos y su respectiva configuración, desarrolla zonas que proporcionan protección ante fallas en cualquier punto de la red, limitando el área de corte al tamaño mínimo posible por la ocurrencia de faltas permanentes.

El proceso de coordinación de protecciones debe en lo posible ensamblar la siguiente información [5]:

- Diagrama topológico del circuito-estudio con la respectiva ubicación de los dispositivos de protección existentes.
- Atributos o curvas características (tiempo-corriente) de los dispositivos de protección.
- Corrientes de carga (bajo condiciones normales y de emergencia)
- Corrientes de falla (mínima y máxima) en cada punto donde se desee seleccionar un elemento de protección.

1.2 CLASIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LAS FALLAS PRESENTADAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

Tanto en los sistemas de potencia como en los sistemas de distribución, se puede hablar de falla a todo tipo de evento no planeado que puede ocurrir en cualquier parte del mismo sistema, donde sus causas pueden estar localizadas dentro de este o ajenas al mismo; como fallas en los equipos de protección, errores en los cableados de control, ajuste de equipos, errores humanos de operación o cualquier tipo de imprevisto que genere operación de los elementos de protección de forma indeseada.

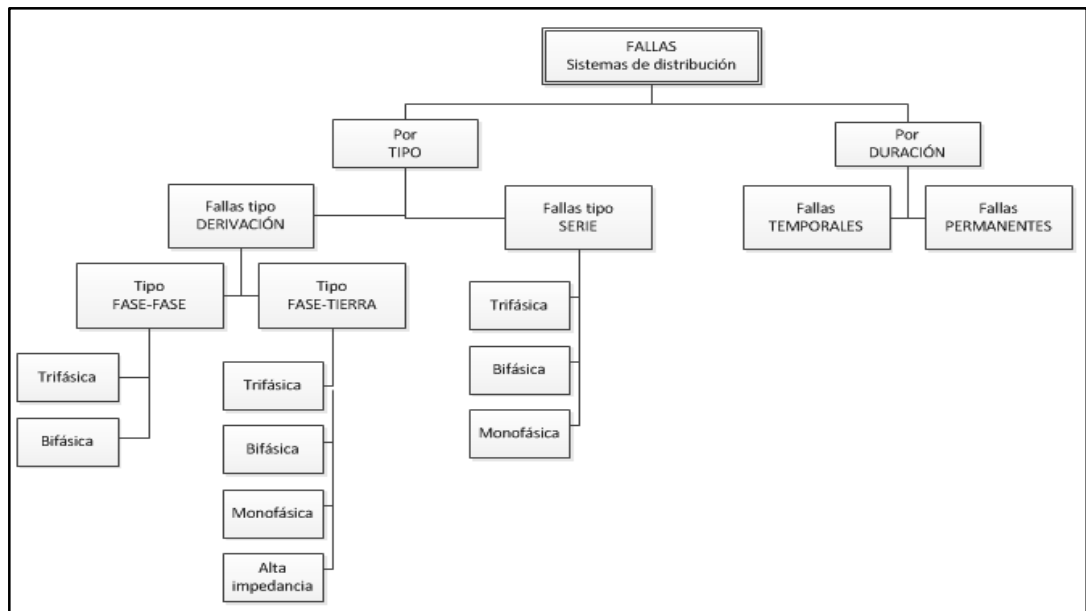
Las fallas propias de la red son aquellas que involucran elementos primarios, como transformadores, líneas, aisladores, interruptores, DPS's o cualquier componente conectado directamente a la red de distribución y que tienen asociadas condiciones anormales en el sistema de potencia, ya sean sobrecorrientes, sub tensiones, sobre tensiones, oscilaciones de frecuencia, o combinaciones de las anteriores [1], donde sus causas generalmente están relacionadas a descargas atmosféricas, daños en la red e interferencias y animales [2].

Por lo tanto, las fallas se pueden clasificar de diferentes formas, sin embargo, para la selección e implementación de esquemas de protección en la red de distribución,

es conveniente catalogarlas de acuerdo al tipo (forma en que se produce la falla) y duración de las mismas; en la figura 2 se muestra la clasificación de las fallas de acuerdo a esta estructura.

1.2.1 Clasificación de las fallas.

Figura 2. Clasificación de las fallas en los sistemas de distribución



a. **Fallas tipo derivación:** Comúnmente cortocircuitos o flameos a tierra o entre fases, a su vez se puede clasificar en⁶:

- **Fallas monofásicas:** Aproximadamente el 72% de las fallas en el sistema, generalmente causadas por rayos.
- **Fallas bifásicas:** Aproximadamente el 22% de las fallas en el sistema, las cuales son comunes en zonas contaminadas.
- **Fallas trifásicas:** Aproximadamente el 6% de las fallas en el sistema, pueden ocurrir por mal funcionamiento de equipos tripolares o evolución de faltas bifásicas [1][2].

⁶ MACGRAW EDISON COMPANY. Distribution- system protection manual. Power System Division, 1972.

- b. Fallas tipo serie:** Asociadas a roturas de conductores de fase o polo de interruptores abiertos [1].
- c. Fallas temporales:** Son fallas que ocurren de manera transitoria, ya sea porque las condiciones dejaron de existir o porque se auto despejan, como contacto temporal de ramas u animales, o por la ocurrencia de disparos y reenganches de alta velocidad de los dispositivos automáticos de protección, evitando de esta manera la operación de los fusibles y la desconexión parcial de la red de distribución. En las redes aéreas entre el 75% y el 90% de las fallas son temporales, sin embargo, estas pueden evolucionar en permanentes si no se despejan rápidamente [2][3][4].
- d. Fallas permanentes:** Son fallas que perduran a pesar de las rápidas operaciones de los dispositivos automáticos de protección. En los sistemas de distribución son aquellas que requieren intervención en términos de reemplazar conductores o fusibles quemados, eliminar objetos o ramas en las líneas y/o reconectar manualmente interruptores o reconectores para restablecer el servicio [4]. Generalmente las fallas permanentes son despejadas o seccionadas por fusibles o esquemas con seccionalizadores, limitando los clientes afectados y ayudando a su localización [2][4]. Cabe mencionar que este tipo de faltas sobre el alimentador principal, puede generar desconexión total de la red, ya que, ante la ausencia de fusibles, se ocasionaría reconexiones negativas y por ende bloqueo del elemento automático de protección principal de dicho circuito.

Teniendo en cuenta el marco regulatorio⁷ y a los requerimientos de calidad del servicio, también se puede clasificar como falla permanente aquella que

⁷ COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS -CREG-, Resolución No. 015 de 2018, 2018.

ocasiona desconexiones superiores a tres (3) minutos a todos o parte de los usuarios, debido a que es el límite para que dicha desconexión se tenga en cuenta en los cálculos de los indicadores de calidad del servicio.

- e. Fallas de alta impedancia:** Son fallas tipo derivación que ocurren generalmente cuando un conductor del circuito hace un contacto eléctrico no deseado con elementos de alta resistencia, generando corrientes de falla insipientes para ser detectadas por la protección de sobrecorriente tradicional. Esta omisión de disparo puede mantener líneas en el piso energizadas hasta que se realice la desconexión manual del elemento de corte, generando un alto riesgo de electrocución en personas y animales o posibles incendios en el área afectada. Se estima que entre el 33% y el 50% de los conductores caídos ocasionan fallas de alta impedancia⁸.

En la tabla 1 se observa la magnitud de las corrientes de falla que se pueden presentar por contacto en diferentes tipos de superficies; estas bajas magnitudes generan un desafío para los esquemas tradicionales e ingenierías de protección aplicada en los circuitos primarios de distribución; por lo tanto, diferentes métodos se han desarrollado para mejorar sustancialmente lo mencionado, partiendo desde dispositivos mecánicos que atrapan y ponen a tierra el conductor roto, hasta avanzados algoritmos de detección, que involucran un gran procesamiento de señales en tiempo real [4].

Si bien es cierto que se han obtenido excelentes resultados, aún es imposible detectar todas las fallas de alta impedancia, debido a la naturaleza aleatoria e intermitente de estas⁹; sin embargo, independientemente del método escogido, los esfuerzos en el análisis y detección de estas faltas

⁸ AUCOIN B, Michael y HONES Robert H. High Impedance Fault Detection Implementation Issues. IEEE Transactions on Power Delivery, 1996

⁹ BRAVO, Richar y PHAM, Elyse. 12kV High Impedance Fault Testing. IEEE, 2017.

generan inversiones adicionales sobre la red, ya sea en equipos, recurso humano o infraestructura, por lo que cada operador debe evaluar qué tanta seguridad y sensibilidad quiere en sus esquemas de protección.

Tabla 1. Corrientes típicas de falla en diferentes superficies de alta resistencia.

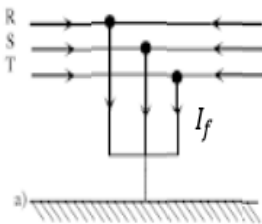
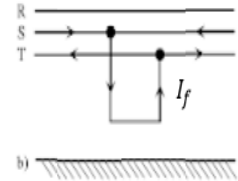
Superficie	Corriente de falla [A]
Asfalto o arena seca	0
Arena húmeda	15
Césped seco	20
Hierba seca	25
Césped húmedo	40
Hierba húmeda	50
Concreto reforzado	75

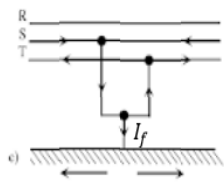
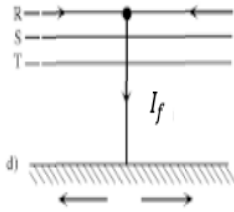
Fuente: [8]

1.2.2 Características de las fallas en la red de distribución. El análisis de las fallas en la red de distribución es determinante en la realización de estudios de coordinación de protección óptimos que se ajusten al sistema intervenido, permitiendo la aplicación de esquemas que respondan de forma eficiente ante la ocurrencia fallas y alteraciones indeseadas en la red. Lo anterior se logra teniendo en cuenta sus características y los efectos que estas originan en el momento de su ocurrencia.

Por lo anterior, en la tabla 2 se presentan las características más relevantes de los tipos de fallas expuestos en la figura 2, los cuales, se deben calcular para cada punto de seccionamiento que se desea coordinar, incluyendo la subestación.

Tabla 2. Características de los tipos de falla.

FALLA TRIFÁSICA	
 a)	Las fallas trifásicas se comportan como sistemas equilibrados debido a que las fases se afectan de manera similar, ocasionando que las tensiones sean nulas y las corrientes tengan la misma magnitud y desfasadas entre sí 120°. Este cortocircuito siempre se debe evaluar en los estudios de protecciones, ya que es uno de los más violentos. Por formar un sistema balanceado, su cálculo solo depende de la red de secuencia directa.
FALLA BIFÁSICA-LL	
 b)	Generalmente son fallas de magnitudes menores a las ocasionadas por las fallas trifásicas, sin embargo, esta situación puede ser diferente en inmediaciones de máquinas rotativas de potencia considerable. Este cortocircuito siempre se debe evaluar cuando se desea coordinar protecciones de sobrecorriente que involucre transformadores ΔY (Ver numeral 1.2.5). Debido a que solo afecta dos fases, este tipo de falla ya no es equilibrado y sus cálculos se deben considerar las redes de secuencia directa e inversa.

FALLA BIFÁSICA A TIERRA-2LG	
	Su comportamiento es similar al anterior, sin embargo, se generan pérdidas de energía hacia tierra, por lo tanto, este tipo de cortocircuitos además de considerar las redes de secuencia directa e inversa, se tiene que tener en cuenta las redes de secuencia cero u homopolar
FALLA MONOFÁSICA-SLG	
	Junto con la falla trifásicas, este cortocircuito es uno de los más violentos, produciendo a menudo corrientes de falla mayores, especialmente en faltas cercanas a generadores con neutros sólidamente aterrizados o mediante bajas impedancias y en el lado de baja de los transformadores ΔY conectados a tierra. [4] Por lo anterior, es necesario su evaluación en los estudios de coordinación de protecciones. Para sus cálculos se debe considerar las tres redes de secuencia (directa, inversa y homopolar o cero)

Fuente: [10]

Como ya mencionó, la ocurrencia de cortocircuitos en la red, excepto el trifásico, generan sistemas desbalanceados, lo cuales se recomiendan analizar mediante el método de componentes simétricas¹⁰, el cual, consiste en representar dichos sistemas mediante la suma de tres redes monofásicas balanceadas e independientes, denominadas redes de secuencia positiva, negativa y cero u homopolar y que se unen en el punto de la falta; permitiendo de esta manera determinar las corrientes de cada tipo de falla mediante análisis similares a redes

¹⁰ MUJAL, Ramón M. Protección de sistemas eléctricos de potencia. Universidad Politécnica de Cataluña, 2014

balanceadas. Lo anterior se evidencia y se resume en la Tabla 3, donde se representan las corrientes y tensiones de cortocircuito como resultado de la descomposición en redes de secuencia.

Tabla 3. Corrientes y tensiones de falla para diferentes tipos de cortocircuitos.

(a)	Fault	Positive-sequence network current	Negative-sequence network current	Zero-sequence network current	Fault currents
	a, b, c				
	a, b				
	b, c				
	c, a				
	a, b, e				
	b, c, e				
	c, a, e				
	a, e				
	b, e				
	c, e				
(b)	Fault	Positive-sequence network voltage	Negative-sequence network voltage	Zero-sequence network voltage	Fault voltages
	a, b, c				Zero a ₁ fault
	a, b				
	b, c				
	c, a				
	a, b, e				
	b, c, e				
	c, a, e				
	a, e				
	b, e				
	c, e				

Fuente: [5]

En el Anexo A se muestran los circuitos de secuencias y las ecuaciones que caracterizan cada tipo de falla mencionada.

1.2.3 Corrientes de falla máximas y mínimas en los sistemas de distribución. En los análisis de cortocircuito y estudios de coordinación de protecciones es necesario determinar las corrientes de falla máximas y mínimas esperadas en el sistema de distribución, especialmente en los puntos de seccionamientos donde se desea seleccionar los elementos de protección.

Generalmente, las intensidades de falla máximas son calculadas tanto para determinar las capacidades de interrupción requeridas por los fusibles (cajas cortacircuitos), interruptores u otros elementos de eliminación de falla, como para establecer los escenarios más críticos de coordinación que se pueden presentar en los esquemas de protecciones.

Los valores mínimos de corrientes de falla se utilizan como criterio de coordinación entre fusibles, reconectadores y relés; ya que establece el límite en el que se debe asegurar una coordinación; lo anterior es necesario en los escenarios donde no es posible garantizar coordinación entre elementos para todo el intervalo de corrientes producidas por cortocircuitos. De igual forma, en las protecciones de sobrecorriente temporizadas, la corriente de falla mínima permite establecer el tiempo de operación más lento que puede presentar un elemento ante la ocurrencia de cortocircuitos.

Para establecer la corriente de falla máxima en un punto específico del sistema de distribución, se debe contemplar los siguientes escenarios [4]:

- Generación máxima, todos los generadores deben estar conectados y en servicio.
- Considerar fallas francas, es decir, realizar los estudios de protecciones con impedancias de falla de cero (0) Ohm.
- Carga máxima del sistema, la demanda debe estar en su valor máximo, en Colombia corresponde a la punta dos o P20, es decir a las 20 horas; sin embargo, lo anterior depende de la región donde se realiza análisis.

Para las corrientes de falla mínima, se debe considerar:

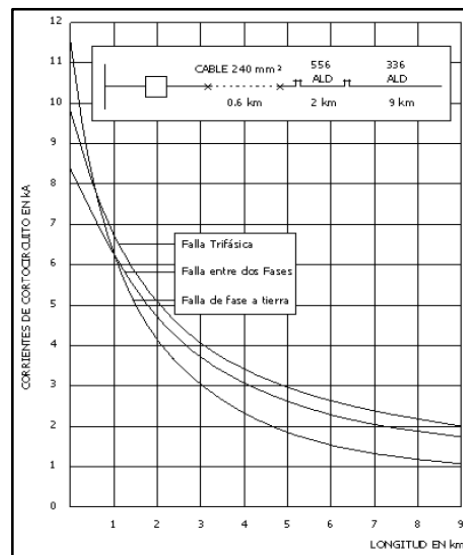
- Generación mínima, pocos generadores conectados.

- No considerar fallas francas, es decir se debe hacer los cálculos de cortocircuitos con impedancias de falla superiores a cero. Se recomienda que estas impedancias estén entre cero (0) y cuarenta (40) Ohm.
- Carga mínima del sistema, realizar los análisis con las menores demandas o la presente en horas valle.

1.2.4 Efectos de la distancia sobre la corriente de falla. Una de las características de los sistemas radiales y obedeciendo a los principios básicos de la electricidad, es la disminución de la corriente a medida que la distancia entre el punto de la falta y la subestación se hace mayor, debido al efecto de la impedancia. Por lo tanto, la caída del nivel de corriente de falla en un punto determinado del circuito, depende de los conductores usados en la red y del tipo de falla que se produzca y que se desea evaluar.

Lo anterior, se evidencia en la figura 3, donde se muestra la caída del nivel de corriente de cortocircuito en función de la distancia a la subestación, dependiendo del tipo de falla y del conductor de red.

Figura 3. Corrientes de falla en función de la distancia a la subestación y de la presentada



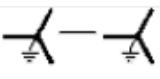
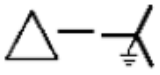
Fuente: [2]

Se observa que las fallas monofásicas a pesar de que pueden presentar los niveles de cortocircuito más altos en la subestación, caen drásticamente con la distancia, presentando una disminución de aproximadamente del 50% en el primer kilómetro de red.

Este concepto es muy importante en la selección de los puntos de instalación de los elementos de protección de sobrecorriente en la red de distribución radial, ya que, al no existir caídas importantes de corriente entre los dispositivos seleccionados, puede llevar a operaciones no selectivas de los esquemas de protección.

1.2.5 Corriente de falla en transformadores. El comportamiento de las corrientes de falla en el lado de alta de los transformadores trifásicos de potencia y distribución ante la presencia de cortocircuitos en el lado de baja, depende del grupo de conexión de este¹¹. Lo anterior, se observa en la tabla 4, donde se evidencia la relación en por unidad (p.u) de las corrientes de línea de alta y baja ante cortocircuitos en el lado secundario.

Tabla 4. Relación entre corrientes de falla según en transformador trifásicos.

Conexión del transformador	Relación entre la corriente de línea primaria y secundaria [pu]		
	Trfásica	Bifásica	Fase-Tierra
	1,00	1,00	1,00
	1,00	1,00	No aplica
	1,00	1,15	0,58

Nota: [12]

¹¹ IEEE Std C37.91™. IEEE Guide for Protecting Power Transformers.

Para efectos de la coordinación de protecciones de sobrecorriente en transformadores con conexión delta-estrella aterrizada, se debe tener en cuenta que, para fallas bifásicas en el lado de baja, se presentan en el lado de alta un aumento del 15% de la corriente de falla, lo que puede generar disparos indeseados si esta característica no se tiene en cuenta.

Por otro lado, la corriente de línea en el lado de alta es un 58% de la corriente de falla en por unidad (p.u) ante cortocircuitos monofásicos en el devanado de baja, lo que puede ocasionar pérdida de sensibilidad en la protección del lado delta del transformador, generando aumento en los tiempos de disparo u omisión del mismo [11].

1.3 EQUIPOS Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

Las redes de distribución radiales de nivel II o redes primarias están constituidas generalmente por todos o parte de los elementos mostrados en la figura 4 y descritos a continuación.

Figura 4. Topología de red de distribución radial de nivel II

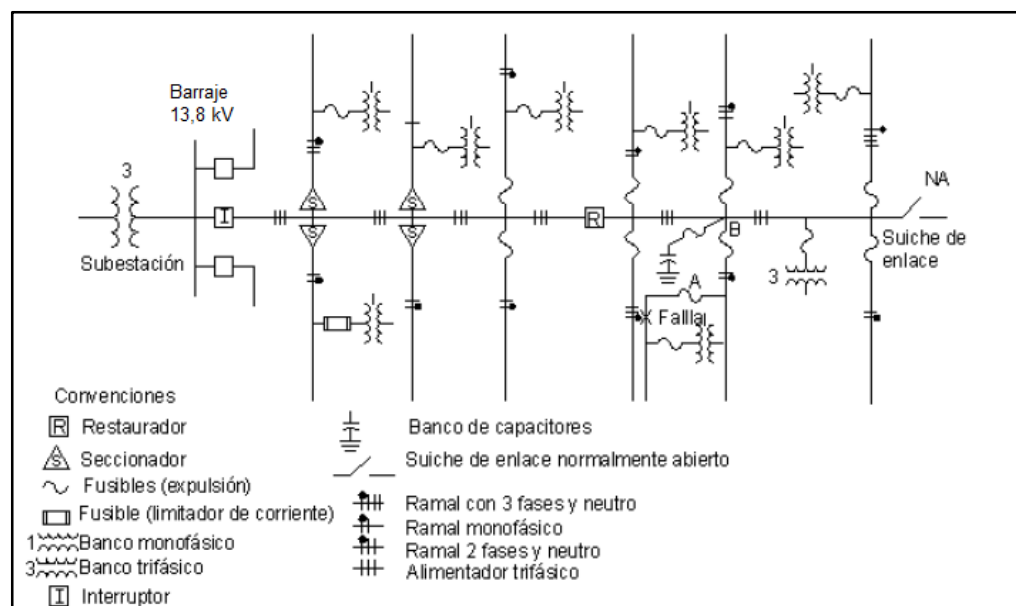


Figura: [3]

1.3.1 Elemento de protección de cabecera. La protección de cabecera o arranque de un circuito, es el elemento que protege la subestación o el transformador de potencia ante fallas en la red secundaria; varía dependiendo de la subestación en que se encuentre, ya que puede estar constituida por relés de protección asociados a un interruptor de potencia o simplemente por reconectores instalados en pórticos de media tensión en subestaciones no convencionales.

Los equipos de protección de cabecera están equipados principalmente con la función de sobrecorriente y diferentes elementos que se pueden habilitar de acuerdo a la necesidad y los resultados arrojados en los estudios de coordinación de protecciones; de igual forma, deben soportar la función de reconexiones automáticas.

1.3.2 Alimentador principal. El alimentador principal o troncal, es la línea trifásica o bifásica que soporta todas las ramificaciones o derivaciones existentes en la red; cuando la troncal presenta longitudes importantes, es conveniente incorporar elementos de protección sobre esta; lo anterior permite mejorar la selectividad de las protecciones ante fallas, especialmente en las colas del eje principal, reduciendo el número de clientes afectados.

1.3.3 Reconector central o de red. Elemento automático de protección, especialmente de sobrecorriente, que permite aumentar la selectividad del circuito y el restablecimiento rápido del servicio ante fallas transitorias o fallas permanentes de forma remota, aumentando la confiabilidad y versatilidad de los esquemas de protecciones implementados; tienen características semejantes a los elementos de protección de cabecera¹².

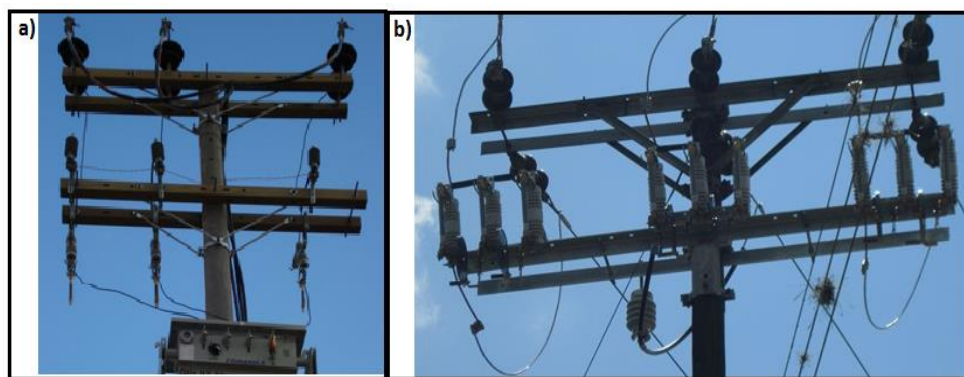
¹² VELASQUEZ, Carlos A. Estudio de coordinación de las protecciones de los circuitos de 13,8kV de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P. IEB, 2015

1.3.4 Circuitos laterales o ramales de derivación. Son circuitos bifásicos o trifásicos que se derivan de la troncal principal; en donde generalmente se conectan los transformadores de distribución; la derivación se realiza principalmente por medio cajas cortacircuitos con los fusibles asociados, los cuales aíslan dicho ramal de la troncal cuando se presenta una falla.

1.3.5 Fusibles. Los fusibles son los elementos de protección para sobrecargas o cortocircuito más sencillos y de básico funcionamiento, se componen de un elemento sensible a la corriente, el cual, se funde al supera un valor determinado. Son elementos considerablemente más económicos que cualquier otro elemento o equipo de protección y en las redes de distribución son usualmente utilizados como protección de alta de los transformadores de distribución, protección de ramales y condensadores [2].

Los tipos fusibles más usados en las redes de distribución son el tipo expulsión¹³ instalados en cajas cortacircuitos sencillas o repetidoras, que tienen como fin, dar oportunidades de reconexión ante fallas transitorias; estos tipos de cajas para fusibles tipo expulsión se observa en la Figura 5.

Figura 5. Fusibles tipo expulsión.



a) Caja cortacircuitos sencilla. b) Caja cortacircuitos de tres etapas.

¹³ IEEE Std C37.42™. IEEE Standard Specifications for High-Voltage (>1000 V) Fuses and Accessories, 2016.

1.3.6 Seccionalizadores. Los seccionalizadores son elementos generalmente usados para maniobras bajo carga en la red, ampliamente utilizados en las suplencias de los circuitos. Estos equipos poseen funciones lógicas que permiten trabajar con las operaciones de los reconectadores instalados “aguas arriba”, determinando por medio de mediciones de corriente y conteos de apertura, si una falla se encuentra en su zona de despeje para proceder con la apertura automática, la cual, se debe hacer en los intervalos “muertos” o de ausencia de tensión [4]. Este funcionamiento evita desconexiones prolongadas ante fallas transitorias, inconveniente presentado con la protección con fusibles sencillos. La secuencia de operación se observa en la figura 6, en la cual:

idr = Corriente de disparo del equipo de protección

ias = Corriente mínima de actuación del seccionalizador

ilm = Corriente de línea muerta

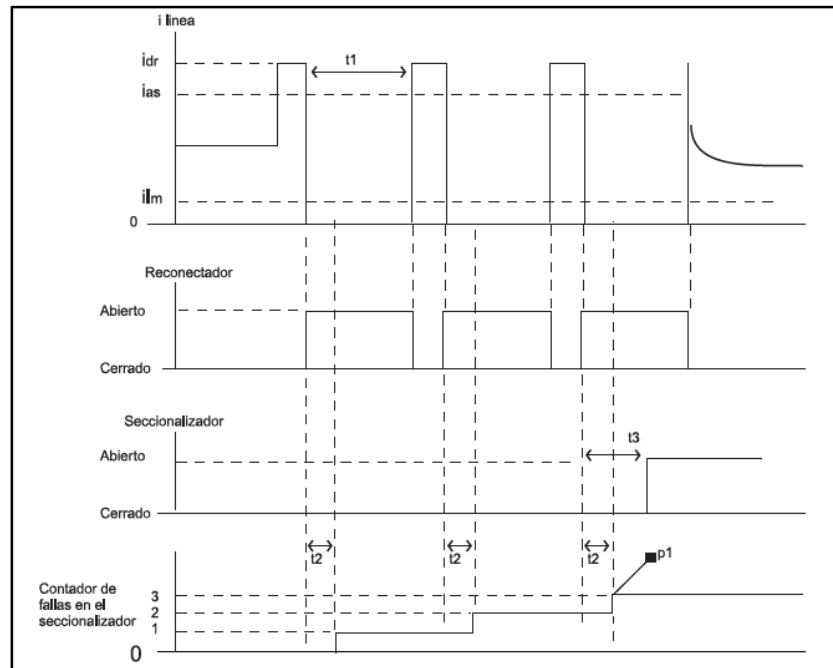
t1 = Tiempo entre apertura y recierre de equipo de protección

t2 = Tiempo de validación de línea muerta

t3 = Tiempo total de apertura del seccionalizador

p1 = Orden de apertura al seccionalizador.

Figura 6. Secuencia de un seccionizador



Fuente: [10]

1.4 CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La calidad del servicio de energía eléctrica en los sistemas de distribución, se puede observar principalmente desde dos puntos de vista, a nivel de usuario y de operador de red; los primeros esperan, como todo servicio, que sea continuo (calidad del servicio), que tenga buena calidad (calidad de la potencia) y que el costo sea el adecuado. Desde el punto de vista de los operadores de red, se espera que el sistema o la red que mantienen tenga un óptimo desempeño y operación, que permita que las interrupciones experimentadas por sus usuarios y clientes sean mínimas y de corta duración, manteniendo la mejor relación costo-beneficio del negocio¹⁴.

Buscando los objetivos anteriormente señalados, el estado colombiano por medio de su ente regulador, han introducido en las metodologías de remuneración de la

¹⁴ SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARES. Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia. Informe Ejecutivo”, 2017.

actividad de distribución de energía eléctrica, indicadores que evalúan la calidad del servicio prestado a los usuarios, inicialmente en la resolución CREG 070 de 1998¹⁵ con los indicadores DES y FES, median la duración y el número de las interrupciones que presentaban los circuitos de distribución completos, sin tener en cuenta la calidad individual de los usuarios y las particularidades de la región donde los OR prestaban el servicio; posteriormente en la resolución CREG 097 de 2008¹⁶ y teniendo en cuenta el mejoramiento y masificación de los sistemas de información y tecnologías de la comunicación, estableció los indicadores agrupados de discontinuidad ITAD e ITT, que tienen como unidad base de análisis la medida de las interrupciones a nivel de transformadores de distribución, permitiendo mayor claridad con respecto a la calidad del servicio experimentado por cada usuario; adicional a lo anterior, se introdujo el concepto de grupos de calidad y límites específicos por cada operador de red [14].

Finalmente en la resolución CREG 015 de 2018 [7], que a continuación se expone los temas más importantes en términos de calidad del servicio en los SDL, incorpora los indicadores de calidad internacionalmente usados y reconocidos SAIDI Y SAIFI, que hacen referencia respectivamente a la duración y frecuencia promedio percibida por los usuarios de cada operador de red; junto a estos, se establece los índices DIU y FIU, que miden la calidad individual por usuario de acuerdo a su zona geográficas de ubicación. El establecimiento, seguimiento y control de estos indicadores de calidad, permiten la implementación de mecanismos de incentivos y compensaciones para las empresas y los usuarios, respectivamente.

¹⁵ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución No. 070 de 1998.1998

¹⁶ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución No. 097 de 2008. 2008

1.4.1 Indicadores de calidad media y esquema incentivos según resolución CREG 015 de 2018. Los indicadores de calidad media anual de los operadores de red se miden a través de los índices de frecuencia SAIFI y duración SAIDI de los eventos sucedidos en los SDL, tal y como se relacionan en la tabla 5

Tabla 5. Indicadores de calidad media.

SAIDI <i>System Average Interruption Duration Indicator</i>	SAIFI <i>System Average Interruption Frecuenci indicator</i>
Duración total en horas de los eventos anuales que en promedio o desconexiones que percibe cada usuario de un OR, hayan sido afectados o no por un evento.	Cantidad total de eventos anuales que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido afectados o no por un evento
$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (D_i \times NU_i)}{IIT} / 60$	$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n (NU_i)}{UT}$
<i>SAIDI = Indicador de duración promedio por usuario</i> <i>SAIFI = Indicador de número de desconexiones promedio por usuario</i> <i>D_i = Duración en minutos del evento i</i> <i>NU_i = Número de usuarios que fueron afectados por el evento i</i> <i>UT = Número total de usuarios conectados al SDL</i>	

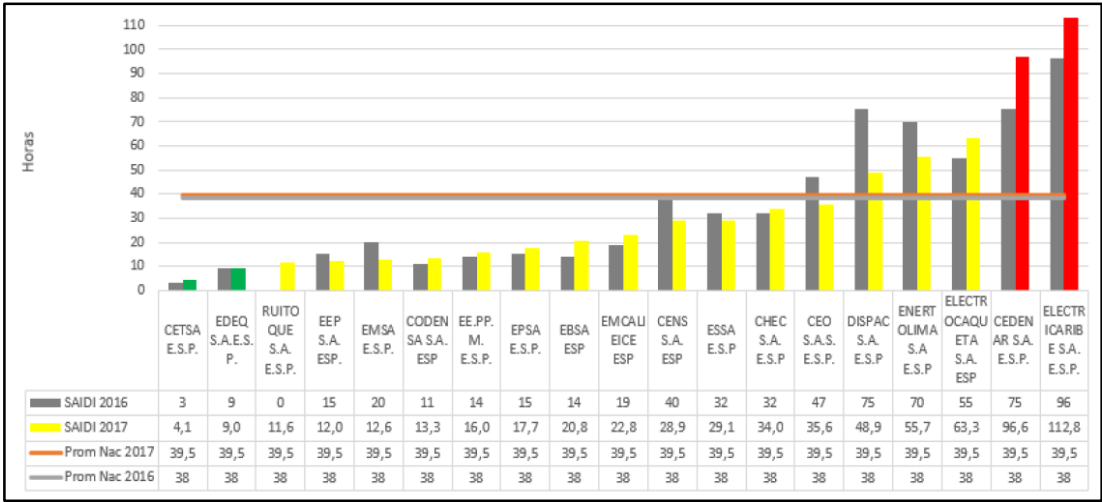
En la figura 7 se muestra los indicadores SAIDI de cada operador de red con respecto al indicador nacional registrado en el año 2017, en comparación al año 2016.

En esta, se observa que un usuario en Colombia experimentó en promedio 39,5 horas de interrupciones, lo que equivale a 1 día y 15 horas continuas sin servicio de energía [14], 1,5 horas mayor que las registradas en el año anterior, lo que refleja que se ha desmejorado la calidad media del servicio de energía eléctrica en Colombia.

Sin embargo, generalizar la calidad del servicio bajo un solo indicador nacional, a pesar que proporciona una idea general del rendimiento del país, que permite una comparación internacional, termina por desconocer las bajas condiciones en que una parte de los usuarios reciben el servicio de energía eléctrica, así como los logros obtenidos en términos de calidad que han tenido algunas empresas [14].

De igual forma, se observa que la Electrificadora de Santander, presentó un indicador SAIDI de 29,1 horas promedio en el año 2017, mejorando la reportada en el año inmediatamente anterior y que se encuentra por debajo de la media nacional.

Figura 7 Indicador SAIDI por empresa vs SAIDI Nacional año 2017



Fuente: [14]

El esquema de incentivos corresponde a un valor que se adiciona (incentivos positivos) o se resta (incentivos negativos) del ingreso anual que se le reconoce a un operador de red por el desempeño de la calidad media del servicio de energía eléctrica suministrado a los usuarios.

Dicho desempeño es medido a partir de la comparación de los indicadores SAIDI Y SAIFI reportados con respecto a la meta anual fijada de cada uno de estos indicadores, la cual, corresponde a una reducción del 8% anual de la meta de calidad media fijada del año inmediatamente anterior [7].

Lo que indica que los operadores de red en el periodo tarifario deben presentar una mejora del 8% anual en la calidad del servicio suministrado, señal que exige a las compañías prestadoras del servicio de energía eléctrica, generar planes o programas de mejoramiento continuo de la calidad, reto que tiene consigo grandes inversiones en el SDL.

1.4.2 Indicadores de calidad individual y esquema de compensaciones según resolución CREG 015 de 2018. La calidad individual del servicio de energía eléctrica está medida a través de los indicadores DIU y FIU, referentes a duración y frecuencia respectivamente; los cuales, buscan garantizar un nivel mínimo de calidad individual y disminuir de esta forma la dispersión existente entre la calidad real que presenta un usuario y la calidad media registrada por el operador de red.

Para lo anterior, mensualmente se mide los indicadores de calidad individual y son comparados contra los indicadores de calidad mínimos garantizados, establecidos por el regulador para cada operador de red; por lo tanto, si los índices medidos del usuario se encuentren por debajo del nivel mínimo permitido para ese grupo de calidad, el operador de red tendrá que realizar una compensación económica vía tarifa al usuario afectado.

Tabla 6. Indicadores de calidad individual

DIU <i>System Average Interruption Duration Indicator</i>	FIU <i>System Average Interruption Frecuenci indicator</i>
Duración total de los eventos que percibe realmente cada usuario del SDL de un OR en un período anual.	Cantidad total de eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un período anual
$DIU = \sum DIUM_{u,q}$	$FIU = \sum FIUM_{u,q}$
<i>DIU = Duración total acumulada en horas</i> <i>FIU = Número total aculudos de eventos por usuario.</i> <i>DIUM_u = Duración en horas de todos los eventos percibidos por el usuario u</i> <i>FIUM_u = Número total de eventos percibidos por el usuario u</i> <i>q = Grupo de calidad que pertenece el usuario</i>	

Cabe mencionar que los grupos de calidad es la agrupación de los usuarios de acuerdo a las zonas geográficas en que estos se encuentran, las cuales “*comparten características similares en términos de nivel de ruralidad y del riesgo de falla que podrían tener los circuitos allí ubicados debido a la presencia de factores físicos externos*” [7] y que conlleva a que agrupaciones de usuarios en el país estén más propenso de fallas que otros, reflejándose directamente en las calidad del servicio suministrada.

1.4.3 Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones. En la tabla 7 se observa el resumen de los requisitos exigidos a los operadores de red referentes a la calidad del servicio relacionados en la resolución mencionada, entre estos se destacan la incorporación de elementos adicionales en las redes de distribución, los cuales la Electrificadora de Santander ha optado por la instalación de equipos automáticos de protección (reconectadores) como plan de cumplimiento.

Tabla 7. Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones.

1. Vinculación de cada usuario a la red de distribución, identificando los elementos a través de los cuales se conectan al SDL.	4. Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras de circuito.
2. Certificación del sistema de medición y procedimiento de registro y reporte del OR.	5. Contar con un segundo equipo instalado en el 90% de los circuitos de los niveles 2 y 3 del OR, que debe ser telemedido y detectar ausencia y presencia de tensión.
3. Sistema de gestión de la distribución.	6. Contar con un tercer equipo telemedido y telecontrolado, que sea de corte y maniobra, instalados en el 70% de los circuitos de los niveles 2 y 3.

Fuente: [7]

1.4.4 Exclusión de eventos en el SDL. Con el fin de determinar los indicadores de calidad media e individual, los eventos mostrados en la tabla 8 no se tendrán en cuenta en los cálculos respectivos.

Tabla 8. Eventos excluibles en el SDL

1. Los menores o iguales a tres (3) minutos	8. Los ocurridos fuera a los “periodos de continuidad” acordados en las zonas especiales.
2. Los causados por racionamiento programado o racionamiento de emergencia definidos por el CND	9. Para el alumbrado público, los ocurridos entre las 6:00 am y las 6:00 pm
3. Los causados por eventos en los activos del STN y STR	10. Los cortes por incumplimiento del contrato por parte del usuario.
4. Los eventos requeridos por seguridad ciudadana, solicitados por organismos avalados.	11. Los cortes del servicio por programas de limitación del suministro al comercializador.
5. Ocasionado por daños en activos privados de nivel 1	12. Los originados en exigencias de traslados y adecuaciones eléctricas por entidades distritales.
6. Los ocasionados a catástrofes naturales.	13. Los ocasionados a trabajos de reposición o modernización en subestaciones.
7. Los debidos a actos de terrorismo.	

Fuente: [7]

2. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIAL NIVEL II.

Como se mencionó en el capítulo anterior, las ocurrencias de eventos no deseados en las redes de distribución, pueden generar comportamientos fuera de los límites permitidos en el sistema, los cuales, se encuentran acotados por los valores nominales de los elementos que conforman dicha red, principalmente transformadores, líneas y condensadores de distribución; estas faltas podrían ocasionar resultados altamente perjudiciales si no se dispone un medio o dispositivo que aísle el origen de la perturbación.

En las redes de media tensión, las protecciones de sobrecorriente y sus respectivos esquemas, es la forma más utilizada de proteger los elementos que conforman dichas redes, las cuales trabajan con la magnitud de la corriente circulante para determinar la presencia de las fallas y generar desconexión del elemento fallado. Dicha “medida” se puede realizar por medio de comportamientos físicos predefinidos, como el calentamiento y posterior fusión de materiales conductivos, caso del fusible, o por medio de instrumentos que transforman la señal de falla para que algoritmos y equipos especializados permitan la acción de apertura, como reconectadores o interruptores de potencia con los relés asociados, los cuales, además de las funciones de protección, tienen asociados funciones de control, que permiten realizar operaciones de apertura y cierre de forma local y/o remota; y funciones de medida, que aparte de monitorear las variables eléctricas y sus características, soporta el almacenamiento y su posterior análisis, como perfiles de carga, monitoreo de armónicos y almacenamiento de oscilografías para estudios posfalla.

2.1 FUNCIONES DE CONTROL, MEDIDA Y PROTECCIÓN APLICADAS A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

Las protecciones de sobrecorriente son ampliamente utilizadas en los sistemas de distribución, debido a que es una de las formas más sencillas y económicas de

proteger la red; su principio de funcionamiento es la aclaración de las fallas con un retardo de tiempo que depende de la magnitud de la corriente que pasa por un dispositivo de protección, por lo tanto, la coordinación de estos elementos se realiza por medio de características o curvas tiempo-corriente, las cuales, se seleccionan o se ajustan de acuerdo a los requerimientos del esquema de protección implementado. A continuación, se describen estas características en función del elemento utilizado.

Por otra parte, en los dispositivos de protección electrónicos o IED's (Intelligent Electronic Device), como relés o reconectores de última generación, aparte de las funciones de sobrecorrientes tradicionales, soportan funciones de control, medida y protección paralelas, que permiten aumentar tanto el grado de protección implementado, como de monitoreo y control permanente de las redes de distribución, permitiendo gestionar las redes primarias en tiempo real, logrando la detección rápida de fallas y el restablecimiento del servicio de forma remota, mejorando la calidad del servicio prestado a los usuarios.

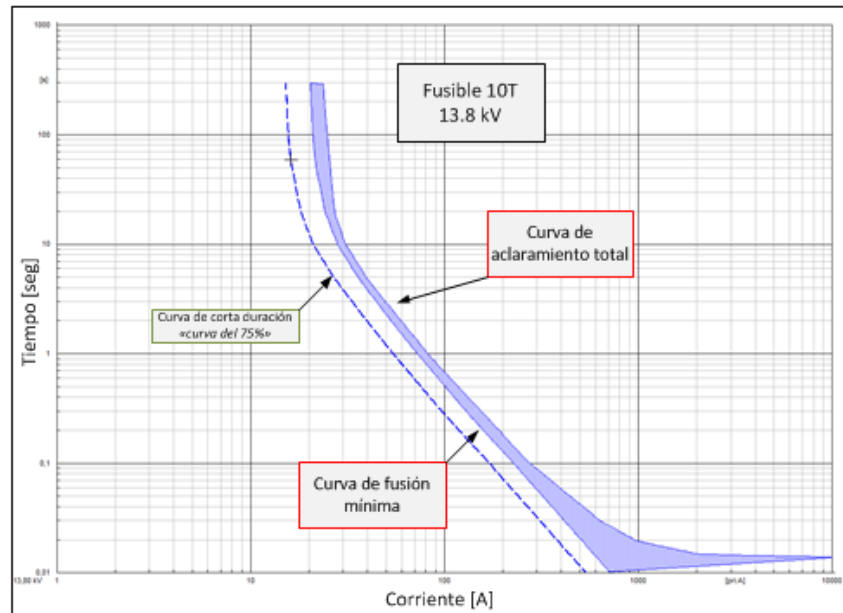
2.1.1 Protección de sobrecorriente con fusibles. La característica tiempo-corriente de los fusibles está representada por dos curvas principalmente¹⁷, la *curva de fusión mínima* y la *curva de aclaramiento total*, que corresponden al tiempo en que el fusible inicia su fusión y al tiempo en que se hace efectivo la extinción de arco respectivamente para una corriente de falla determinada [5]. Lo anterior, se puede observar en la figura 8. La tolerancia de los límites mínimos y máximos de fusión de los distintos tipos de fusibles se relacionan en el Anexo B del documento.

La curva de corta duración o “*curva del 75%*”, relaciona la corriente y el tiempo máximo para que el fusible no quede debilitado en consecuencias de las variables operativas, como el precalentamiento por carga y las variaciones normales en la

¹⁷ EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN. Fusibles para protección de ramales y transformadores de distribución a instalar en postes – RA8-005A. 2011.

temperatura ambiente. La norma IEEE Sda C37.48¹⁸ recomienda usar un valor del 75% del tiempo de fusión mínimo como margen de seguridad, tal y como se muestra en la figura 8; lo cual, se debe tener en cuenta como criterio de coordinación de protecciones.

Figura 8 Característica tiempo-corriente de los fusibles



2.1.1.1 Corriente nominal del fusible. El estándar *IEEE Std C37.42-2016* [13], establece clasificaciones de corrientes nominales en *fusibles preferidos* y no preferidos o *intermedios*; lo anterior, se basa en el hecho de que, en la secuencia de ordenamiento, los fusibles de un grupo específico protejan o coordinen con el próximo fusible del mismo grupo [4].

Las corrientes nominales, junto con la clasificación nombrada se muestran en la tabla 9.

¹⁸ IEEE Std C37.48. IEEE Guide for the Application, Operation, and Maintenance of High-Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Accessories. 2005

Tabla 9. Corrientes nominales de fusibles.

Rangos preferidos [A]	6	10	15	25	40	65	100	140	200
Rangos intermedios [A]	8	12	20	30	50	80			

Fuente: Modificada de [13]

2.1.1.2 Clasificación de fusibles. De igual forma, de acuerdo al tiempo de fusión, la norma [13] clasifica los fusibles de expulsión tipo *K* como rápidos y tipo *T* como lentos, definición soportada por la relación de velocidad, expresada a continuación¹⁹.

$$\text{Relación de velocidad} = \frac{\text{Corriente de fusión a los } 0,1 \text{ s}}{\text{Corriente de fusión a los } 300 \text{ ó } 600 \text{ s}}$$

Donde:

El 0,1 y 300s son para fusibles de 6-100 A

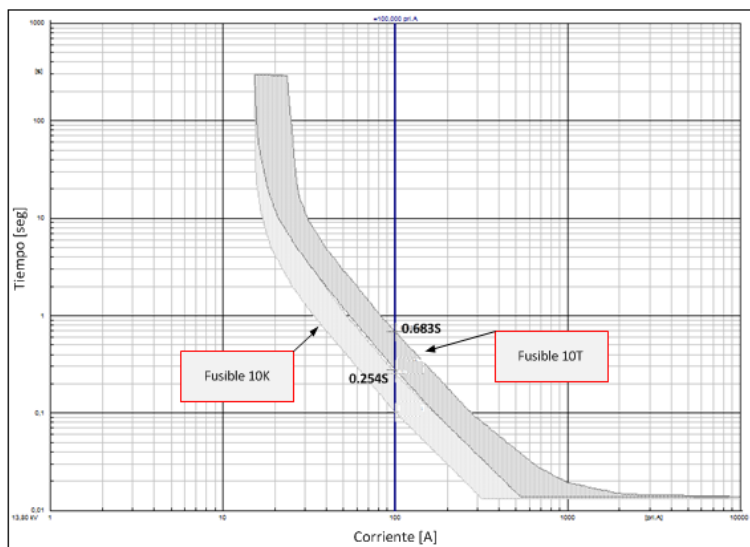
El 0,1 y 600s son para fusibles de 140-200 A

Para fusibles tipo *K* y tipo *T* la relación de velocidad se encuentra entre 6 y 8, y 10 y 13 respectivamente [4]

En la figura 9, se observa la comparación entre los tipos de fusibles, los cuales se recomienda utilizar los *tipos K* para transformadores y los *tipos T* para ramales [17].

¹⁹ IEEE Std C37.48.1. IEEE Guide for the Application, Operation, and Coordination of High-Voltage (>1000 V) Current-Limiting Fuses. 2011

Figura 9. Comparación de curvas entre fusibles tipo T y tipo K



Se observa, que para un mismo valor de corriente (100 A), el fusible 10K realiza despeje efectivo 429 ms más rápido que el fusible 10T.

A pesar de las indicaciones del estándar, cabe mencionar que la pendiente y la forma de curva de fusión, están determinadas por el diseño del elemento y esta es una característica distintiva de cada fabricante [13]; por lo que puede existir fusibles de la misma referencia con desviaciones en sus tiempos de operación; por esta razón, es conveniente realizar los estudios de coordinación de protecciones con las curvas tiempo-corriente suministradas por el fabricante de los fusibles utilizados.

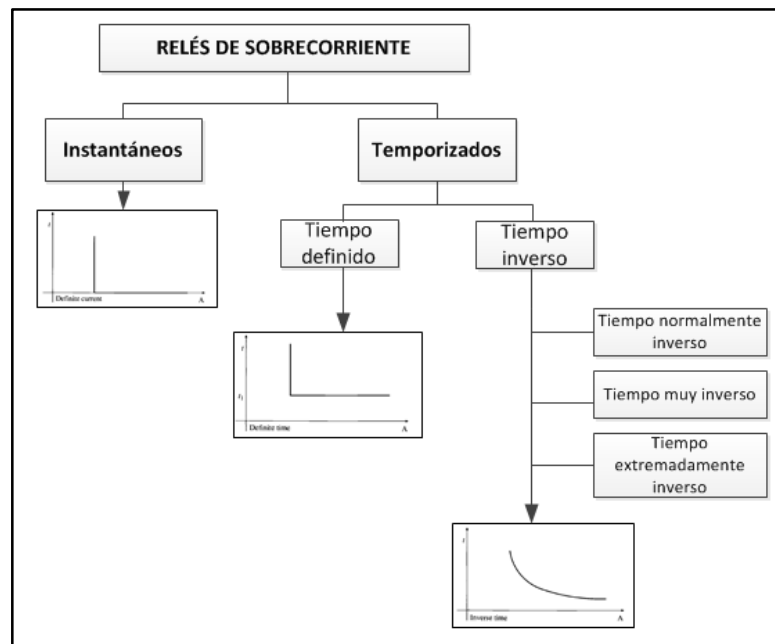
2.1.1.3 Característica de selección de fusibles. Para la selección de fusibles, se debe tener en cuenta los siguientes datos:

- Tipo de sistema para el que se selecciona (sistema aéreo, subterráneo).
- Equipo a proteger (Transformador, ramal, condensador).
- Tensión del sistema.
- Máxima carga en condiciones normales (Demanda máxima)
- Máxima corriente de falla en el punto de instalación.
- Relación X/R en el punto de aplicación.
- Otros factores, como seguridad, crecimiento de la carga, etc.

2.1.2 Protección de sobrecorriente con relés. Sin importar el principio de funcionamiento de los relés, ya sean de atracción o inducción electromagnética o de estado sólido²⁰, los relés de sobrecorriente pueden clasificar su característica de operación tiempo-corriente en dos grandes grupos, relés instantáneos y relés temporizados, tal como se observa en el mapa de la figura 10 y que se describen a continuación.

Cabe mencionar, que cada relé como elemento independiente, puede tener asociada sola una función específica de operación, sin embargo, hoy en día se encuentran relés multifuncionales basados en microprocesadores o IED's (Intelligent Electronic Device), que soportan un gran número de funciones de control, medida y protección en un mismo dispositivo.

Figura 10. Clasificación de relés de sobre corriente



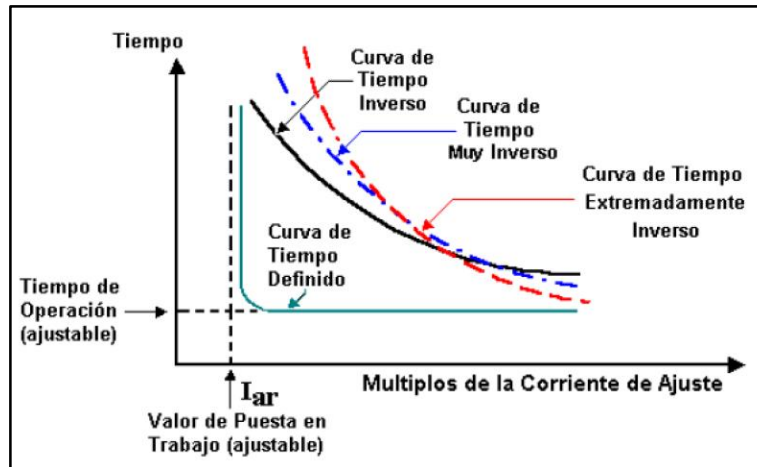
²⁰ JAIMES, Jorge A. Fundamentos principios de las protecciones. Diapositivas protecciones eléctricas. Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. UIS, 2017.

2.1.2.1 Relés instantáneos. Este tipo de relé opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor determinado y previamente ajustado, el tiempo de retardo de operación no es intencional y depende del equipo. Normalmente se usan con otros tipos de protección, como de tiempo inverso [5][20].

2.1.2.2 Relés de temporizados. Estos relés presentan operación cuando la corriente supera un valor de ajuste previamente determinado, llamado corriente de arranque o *Pick-up*; los cuales, presentan un retardo de tiempo de operación fijo que se puede ajustar para los relés de tiempo definido o tiempos variables de acuerdo a las ecuaciones exponenciales normalizadas por estándares internacionales.

En la figura 11, se observan los tipos de curvas que se pueden presentar en relés temporizados.

Figura 11. Característica tiempo-corriente de los relés temporizados



Fuente: [20]

- **Relés de tiempo definido:** Este tipo de relé permite la configuración de un tiempo fijo de operación o intencional (*Time delay*) cuando la corriente supera un límite determinado de arranque. Si se ajusta el tiempo de operación en cero (0) segundos, se comporta de la misma manera de un relé instantáneo.

- **Relés de tiempo inverso:** Los relés de tiempo inverso tienen una característica de tiempo de operación inversa a la corriente, presentando en condiciones de sobrecarga, tiempos de apertura que dependen de la magnitud de esta y del tipo de curva escogida; las cuales, se diferencian por la pendiente o la inclinación que presentan, obteniendo operaciones más rápidas para curvas extremadamente inversas y más lentas en curvas normalmente inversas, bajo el mismo valor de corriente.

Como se mencionó anteriormente, las curvas obedecen a funciones exponenciales definidas por estándares internacionales, destacándose las normas IEC 255-4²¹ y ANSI C37.112²², donde su característica de operación y las constantes que las definen, se relacionan en la tabla 10.

Tabla 10. Característica de operación de curvas inversas según normas IEC y ANSI

t = Tiempo de operación [s] K = Ajuste o dial de tiempo I_s = Corriente de arranque o Pick up [A] I = Corriente real [A]	$t = \frac{k\beta}{(I/I_s)^\alpha - 1} + L$			
Tipo de curva \ constantes	Norma	α	β	L
Normalmente inversa	ANSI/IEEE	0,02	0,0515	0,114
Muy inversa		2	19,61	0,491
Extremadamente inversa		2	28,2	0,1217
Normalmente inversa	IEC	0,02	0,14	0
Muy inversa		1	13,5	0
Extremadamente inversa		2	80	0

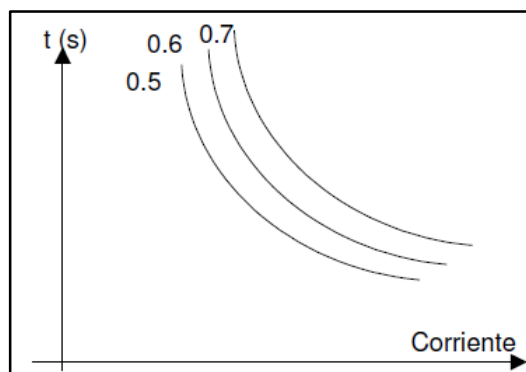
Fuente: [5]

El ajuste del dial o multiplicador de tiempo, genera un desplazamiento de la curva verticalmente, como se representa en la figura 12

²¹ IEEE C37.112. IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. 1996

²² IEC 255-4. Electrical Relay-Single Input Energizing Quantity Measuring Relays With Depend Specified Time. 1976

Figura 12. Multiplicadores de tiempo en curvas de tiempo inverso.



Fuente: [20]

2.1.2.3 Protección de sobrecorriente de fases y sobrecorriente residual.

Como se mostró en el numeral 1.2.2, el comportamiento de la corriente en el momento de una perturbación y por ende la implementación de las protecciones de sobrecorriente, dependen del tipo de falla que se presenta. Este comportamiento se puede caracterizar por dos circunstancias, cuando la falla se aterriza (falla monofásica y bifásica a tierra) o cuando esta ocurre únicamente en las líneas de suministro (trifásica o bifásica); en la primera, se pueden generar corrientes de secuencia cero circulantes por los neutros de los transformadores, las cuales se deben despejar rápidamente o corrientes de falla de baja magnitud, que exijan dispositivos de sobrecorriente lo suficientemente sensibles para su despeje. Las fallas trifásicas o bifásicas generalmente son más fáciles de detectar por las unidades de fases del elemento.

Por lo anterior, las curvas de protección se deben implementar tanto para fallas trifásicas como para fallas monofásicas de forma independiente, las cuales, se pueden clasificar de acuerdo a la norma ANSI/IEEE, como se observa en la tabla 11.

Tabla 11. Protecciones en relés de sobrecorriente.

Protección	Código ANSI
Sobrecorriente temporizada de fases	51
Sobrecorriente instantánea de fases	50
Sobrecorriente temporizada de neutro	51N
Sobrecorriente instantánea de neutro	50N

Otros tipos de protección que se pueden aplicar para proteger y mejorar la operación del sistema ante comportamientos anormales, se presentan a continuación; los cuales, generalmente son funciones incluidas en los relés multifuncionales o reconectores dispuestos en las redes de distribución y que su uso depende de las necesidades identificadas.

2.1.3 Protección direccional. Las protecciones direccionales le proporcionan un grado de selectividad a las funciones de sobrecorrientes tradicionales, permitiéndole discriminar la operación dependiendo de la dirección del flujo de la corriente de falla mediante la medida del desfase existente entre la corriente y la tensión involucradas en la perturbación. Esta protección ha evolucionado considerablemente con el desarrollo digital de los relés, ya que los cálculos de dirección se realizan de forma digital y no por medio de arreglos de conexión como se implementaban anteriormente²³.

La protección direccional se debe implementar en cualquier punto de la red donde el sentido de la corriente circulante es susceptible a cambiar, especialmente después de un cortocircuito entre fases y/o fallas a tierra. Por lo tanto, en los sistemas de distribución radiales, esta función no es fundamental y por ende poco utilizada, ya que el flujo de corriente siempre se espera en el sentido único de dirección a la falla.

²³ BERTRAND Pierre. Las protecciones direccionales. Cuaderno Técnico n°181. Schneider Electric, 2000

2.1.4 Protección sensitiva a tierra SEF (Sensitive Earth Fault). Esta es una función paralela a la sobrecorriente temporizada de tiempo definido de neutro, aplicándose para necesidades de arranques de tierra muy sensibles, ya sea midiendo la corriente residual de los transformadores de corriente propios del equipo, o mediante la señal de un transformador de corriente externo (ej. Tipo ventana) instalado generalmente en los neutro aterrizados de los transformadores de potencia, transformadores Zig-Zag para sistemas en delta o generadores [10].

2.1.5 Protección por arranque en frio (Cold Load Pickup). Este elemento tiene como objetivo evitar disparos incorrectos por sobrecargas temporales que se generan en el sistema ante la energización de las cargas tras desconexiones prolongadas, especialmente las controladas por termostatos (calentadores, aires acondicionados, refrigeradores, etc.). Este elemento escala en un determinado tiempo, el arranque de fases a un valor definido por el usuario; teniendo en cuenta de esta manera, la diversidad de las cargas.

2.1.6 Protección por efecto inrush. Permite contemplar los componentes transitorios y subtransitorios de la corriente generados por los transformadores y motores de inducción tras su energización, ya sea por cortos periodo de tiempo, como ciclos de recierres, o por desconexiones prolongadas. Igual que el freno de arranque en frio, esta protección escala la curva temporizada en un tiempo determinado.

2.1.7 Protección de tensión. Permite la operación del elemento de protección ante niveles continuos de tensión que se encuentren por fuera de los límites de voltaje de servicio definidos por el usuario.
En las redes de distribución, estos esquemas de tensión son habilitados para proteger los elementos conectados a la red, especialmente por sobretensiones

peligrosas que ponen en riesgo tanto los equipos de potencia, como los electrodomésticos de los usuarios. De igual forma, en las redes lejanas que presentan problemas de regulación, se deben establecer disparos por mínimos de tensión, ya que aparte de garantizar la calidad de potencia entregada a los usuarios, este efecto genera calentamiento excesivo en los motores, deteriorando su integridad.

2.1.8 Protección de sobre y baja frecuencia. Igual que en la protección anterior, las protecciones de frecuencia protegen el sistema por variaciones peligrosas de la frecuencia de servicio. Esta función se aplica especialmente en los Esquemas de Deslastre Automáticos de Carga (EDAC), los cuales son compromisos de deslastre de carga impuestos por el CON (Consejo Nacional de Operación) ante contingencias en generación y que resulte comprometida la estabilidad del sistema nacional.

Estos esquemas son aplicados en los dispositivos de protección asociados a las cabeceras de los circuitos.

2.1.9 Funciones de control. El desarrollo de los dispositivos de protección multifuncionales ha permitido en un mismo elemento incluir funciones de control, ya sea en relés ubicados en las subestaciones o el asociado a los reconectadores instalados en las redes de distribución. Estas funciones permiten implementar diferentes niveles de control en dichos dispositivos, los cuales se catalogan en:

- **Nivel 1:** Hace referencia a las operaciones realizadas en forma local desde el mismo relé o control del reconectador, estas maniobras las realiza el personal operativo, ya sea de la subestación o de la zona donde se encuentra el reconectador.
- **Nivel 2:** Logrado únicamente en las subestaciones, ya que son las maniobras realizadas al relé, por medio del sistema de automatización de la subestación

SAS; dicha operación se puede realizar a través del ordenador del operador o mediante una interfaz hombre-máquina o HMI, dispuesta en la subestación.

- **Nivel 3:** Corresponde a las operaciones realizadas al relé o reconectadores de forma remota, generalmente desde un centro de control a través del sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Este nivel de control permite la identificación de la falla ocurrida y el posterior restablecimiento del servicio de energía eléctrica de forma remota, reduciendo considerablemente el tiempo atención de las fallas. Cabe mencionar que el éxito que las operaciones desde este nivel de control, como del nivel 2, depende en la calidad de las comunicaciones de los dispositivos.

De igual forma, el Nivel 0 de control, corresponde a las operaciones de apertura o cierre directamente sobre los mecanismos de los interruptores o reconectadores, ya sea por medio un mando mecánico o eléctrico y no a través de un dispositivo electrónico.

2.1.10 Funciones de medida. Hace referencia a la medición y almacenamiento en tiempo real de las variables eléctricas monitoreadas (corriente y tensión) y sus correspondientes características, como distorsiones armónicas, frecuencia, energía, etc.; permitiendo, entre otras cosas, realizar principalmente análisis posoperativos, determinar perfiles de carga, contador de energía y potencia suministrada.

De igual forma, monitorea constantemente el estado actual de la posición en que se encuentra el dispositivo, ya sea abierto o cerrado, información relevante para el cumplimiento regulatorio expuesto en el numeral 1.4.3.

2.2 CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

2.2.1 Protección de transformadores con fusibles. Como se mencionó en el aparte anterior, los fusibles son caracterizados por su corriente nominal y por la curva de fusión tiempo-corriente; los cuales se deben seleccionar para proteger el transformador, principalmente de posibles sobrecargas, cortocircuitos externos y/o fallas internas en el equipo y así aislarlo en el menor tiempo posible para evitar daños permanentes; de igual forma, deben evitar disparos incorrectos por efectos normales en la red, como las corrientes de energización inrush y por las sobrecargas generadas por la pérdida de diversificación de la carga ante desconexiones prolongadas del servicio [2].

A continuación, se expone algunas consideraciones con sus respectivos criterios, los cuales, se deben tener en cuenta para la selección de fusibles en los transformadores de distribución.

2.2.1.1 Tensión del sistema. La tensión nominal del fusible debe estar por encima de la tensión de la red; como criterio general y para la mayoría de los sistemas, se utiliza que la tensión nominal se encuentre entre el 100% y el 140% del voltaje línea-línea al cual el fusible será aplicado, sin embargo, se debe tener en cuenta los siguientes criterios [19].

- Aplicaciones monofásicas: La tensión del fusible debe ser siempre más alto que la tensión línea-tierra del sistema
- Para cargas trifásicas se selecciona la tensión con base al voltaje línea - línea.
- Para sistemas aterrizados o en delta, se debe emplear una tensión mayor a la tensión de línea

- En sistemas con neutro efectivamente aterrizado el fusible se puede usar con tensión superior a la tensión fase-neutro.

2.2.1.2 Característica de capacidad térmica. Con el fin de evitar daños térmicos al transformador por las corrientes de sobrecarga circulantes, los fusibles deben aislar la corriente de falla en tiempos menores a su límite térmico, el cual se especifica en la tabla 12²⁴; los cuales son valores dados en corrientes por unidad del transformador.

Tabla 12. Característica térmica de los transformadores

Tiempo	0,1	2 s	10 s	30 s	60 s	5 min	30 min
Veces la corriente nominal	111,8	25	11,3	6,3	4,75	3	2

Fuente: [12]

Los valores mostrados corresponden a transformadores de categoría I, es decir, transformadores trifásicos de 15 a 500 kVA y monofásicos de 5 a 500 kVA; las categorías superiores sufren algunos desplazamientos dependiendo la magnitud de la corriente [24].

²⁴ NTC 819. Transformadores trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, perdidas y tensión de cortocircuito. 1995.

2.2.1.3 Corriente de conexión del transformador (Corriente de Inrush).

El fusible seleccionado para proteger el transformador no debe operar ante las corrientes de energización que este presenta, por lo tanto, se debe comparar la curva de corriente de magnetización con la curva de fusión mínima del fusible para evitar cruce entre ellas. En la tabla 13, se relacionan los valores de corriente Inrush de los transformadores, en número de veces la corriente nominal²⁵.

Tabla 13. Característica térmica de los transformadores

Tiempo [s]	0,01	0,1	1	10
Veces la corriente nominal	25	12	6	3

Como criterio general para evitar disparos por corrientes inrush, se puede establecer que el fusible escogido debe operar a los 100 ms para corrientes superiores a 12 veces la corriente nominal del transformador.

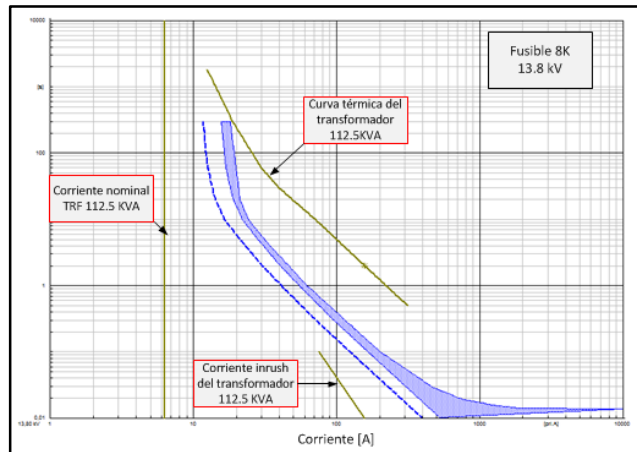
En la figura 13, se observan las características descritas; se presenta un ejemplo de un fusible de 8K como elemento de protección de un transformador de distribución de 112,5 kVA con una impedancia de corto de 3,5%. En esta se puede observar:

- La corriente nominal del fusible es superior a la corriente nominal del transformador.
- La curva del 75% del fusible (ver numeral 2.1.1), se encuentra por encima de la corriente Inrush del transformador, evitando operaciones incorrectas debido a condiciones normales de energización.
- La curva de aclaramiento total del fusible, se encuentra por debajo de la curva de daño térmico del transformador, aislándolo de la red en tiempos

²⁵ NTC 2797. Guía para la selección de fusibles para transformadores de distribución. Revisión 1990-12-05

suficientes que evite daños irreparables ante la presencia de altas corrientes de falla.

Figura 13. Protección de transformador con fusibles.



Se debe tener en cuenta que los fusibles de protección para transformadores de distribución no proveen una óptima protección para corrientes bajas de sobrecarga [12], ya que como se muestra en el anexo B, la corriente mínima de fusión requerida por el fabricante para operar es aproximadamente 200% de la corriente nominal, por lo tanto, la curva del tiempo de aclaración del fusible cruzará la curva de daño térmico del transformador en algún nivel bajo de corriente. Por lo tanto, se debe seleccionar fusibles en que el valor de corriente donde se intersectan las curvas sea lo más bajo posibles; y a su vez que no opere por corrientes de energización Inrush.

2.2.1.4 Tipo de fusibles recomendados para transformadores de distribución. La selección del tipo de fusible para la protección primaria de transformadores de distribución depende de diferentes factores dentro de la operación particular del sistema (tipo de transformadores, nivel cerámico, costos de mantenimiento, etc.) y del grado de protección requerido ante la presencia de sobrecargas.

Por lo tanto, para el uso de fusibles con relación de fusión alta y baja (ver numeral 2.1.1.2) existen ventajas y desventajas que deben ser consideradas, las cuales se expresan en la tabla 14.

Tabla 14. Criterios para la selección del tipo de fusible

Criterio	Relación de fusión	
	Alta (Fusible Tipo T)	Baja (Fusible Tipo K)
- Número de fusibles quemados por descargas	Ventaja	Desventaja
- Inventario y sobrecostos de fusibles.	Ventaja	Desventaja
- Coordinación entre fusibles de transformadores y seccionadores	Ventaja	Desventaja
- Habilidad para corrientes Inrush y sobrecorriente de corta duración	Ventaja	Desventaja
- Número de transformadores de falla por sobrecarga	Desventaja	Ventaja
- Habilidad para carga en el arranque en frío.	Desventaja	Ventaja
- Continuidad en el servicio	Desventaja	Ventaja
- Coordinación entre fusibles de línea y de protección de transformadores	Desventaja	Ventaja

Fuente: [24]

En la tabla 14, se observa que la selección de fusibles *Tipo K* o de baja relación, presentan desventajas en aspectos de mantenimiento; sin embargo, proporcionan una máxima protección al transformador, especialmente por sobrecargas de larga duración y fallas secundarias de alta impedancia; con ventajas adicionales, como operaciones rápidas ante cortocircuitos internos y características tiempo-corriente que ayuda a la selectividad del esquema de protección.

De acuerdo a lo anterior, se considera que los fusibles tipo K presentan una adecuada protección a los transformadores de distribución; los cuales se relacionan en la tabla 15 para transformadores de potencia menores a 150 kVA e impedancias de cortocircuitos de acuerdo a la norma NTC 819 [24].

Tabla 15. Selección de fusibles tipo K para transformadores de distribución.

Potencia del transformador [kVA]	CC [%]	Tensión nominal primaria [kV]	Corriente nominal [A]	Fusible seleccionado [A]
15	3	13,8	0,7	1 K
30	3	13,8	1,3	2 K
45	3	13,8	2	3 K
75	3,5	13,8	3,3	6 K
100	3,5	13,8	4	8 K
112,5	3,5	13,8	4,9	8 K
150	4	13,8	6,6	10 K

Fuente: [12]

2.2.2 Protección de transformadores con relés de sobrecorriente. De la misma forma que la protección con fusibles, los ajustes de los relés de sobrecorriente para proteger adecuadamente un transformador debe tener en cuenta las características nombradas en el aparte anterior, sin embargo, por la versatilidad de las funciones de sobrecorriente de los relés, estas permiten un nivel protección mayor, incluso bajo corrientes pequeñas de sobrecarga.

Debido a los costos que sobrelleva la instalación de los relés, generalmente estos dispositivos se aplican en los transformadores principales de las subestaciones convencionales y superiores a 5 MVA, sin embargo, se pueden encontrar aplicaciones de protección de sobrecorriente para transformadores de menor capacidad con reconectadores, los cuales soportan las mismas funciones.

A continuación, se revisa los criterios para el ajuste de los relés de sobrecorriente para transformadores; cabe mencionar que estos son pautas basadas en recomendaciones de normas y soportados por el conocimiento de los sistemas de potencia, sin embargo, dependiendo del caso y de los estudios realizados, se pueden tomar otras disposiciones, priorizando en todo momento la seguridad del sistema, los equipos y las personas.

2.2.2.1 Protección temporizada de fases ANSI 51.

- La protección de fases debe permitir la máxima corriente de carga que se requiera; debido a que los transformadores, según la tabla 12, pueden soportar condiciones de sobrecarga en operación normal y especialmente ante situaciones de contingencia, es una práctica común ajustar el pickup de fases o arranque de la función 51 en un 130% de la corriente nominal²⁶.
- De igual forma, se debe verificar que este valor sea menor al 120% de la corriente nominal de los transformadores de corriente (CT's) asociados, con el

²⁶ XM. Guías para el buen ajuste de la coordinación de protecciones del SIN. 2015.

fin de evitar saturación; si es el caso, se debe tomar este último valor como ajuste²⁷.

- El dial de tiempo y el tipo de curva se determina de acuerdo al estudio de protecciones, los cuales, se deben seleccionar para que el relé opere temporizadamente con respecto a la protección adyacente con un margen de tiempo mínimo de 200 ms.

2.2.2.2 Protección temporizada de tiempo definido o instantánea de fases ANSI 50.

- Se recomienda habilitar en la protección de alta del transformador, una unidad de tiempo definido con una corriente de arranque de 1,5 veces el mayor aporte visto en alta para fallas trifásicas en el lado de baja; de esta forma, se garantiza que el relé no descoordine para cortocircuitos en el devanado de baja y una acción rápida ante fallas en el lado de alta.
De igual forma, este valor debe ser superior a 12 veces la corriente nominal del transformador, con el fin de evitar disparos por corrientes de energización; por lo tanto, se debe tomar el mayor valor de los dos criterios.
- Dependiendo del estudio de protecciones, se establece el tiempo de retardo de la unidad, sin embargo, se recomienda que se encuentre entre los 100 y los 150 ms.
- Esta unidad no se debe habilitar para la protección de baja del transformador.

2.2.2.3 Protección temporizada de neutro ANSI 51N.

- El valor de arranque o pickup de los relés de sobrecorriente de tierra se recomienda en un valor entre el 30% y el 40% de la corriente nominal del transformador, ya que se espera niveles de desbalance inferiores [26].

²⁷ RAMIREZ Carlos. Estudio de coordinación de Protecciones, informe de criterios de ajuste. 2011.

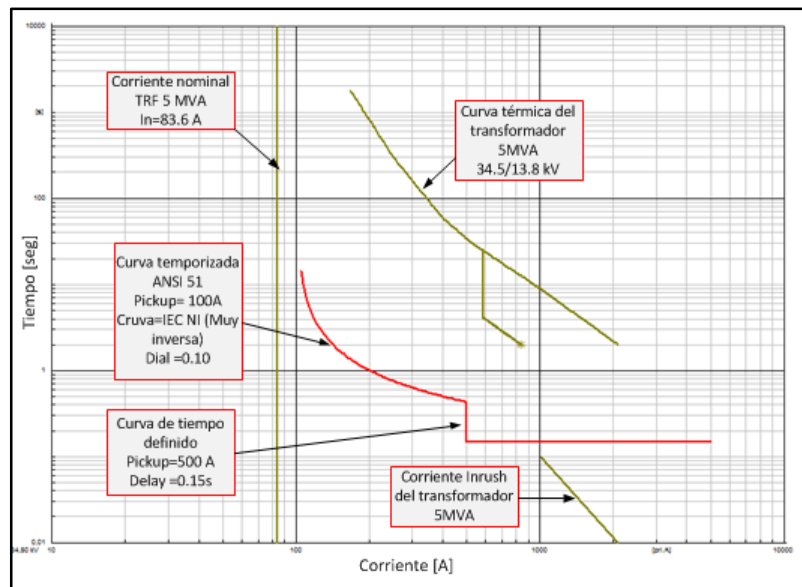
- Para la protección de baja (si aplica) y en las protecciones de los transformadores estrella-estrella (YY), el dial de tiempo y el tipo de curva se determina de acuerdo al estudio de protecciones, los cuales se deben seleccionar para que el relé opere temporizadamente con respecto a la protección adyacente con un margen de tiempo mínimo de 200 ms.
- En los transformadores delta-estrella (ΔY) se recomienda que el dial y el tipo de curva de la protección de alta se seleccione para que opere en el menor tiempo posible (dial mínimo del equipo), ya que el devanado delta del transformador no presenta corrientes residuales (calculadas) para fallas en baja, por lo que la unidad solo operaría para cortocircuitos en alta del transformador.

2.2.2.4 Protección temporizada de tiempo definido o instantánea de neutro ANSI 50N.

- En los transformadores delta-estrella (ΔY), se recomienda habilitar la unidad de tiempo definido con una corriente de arranque de 5 veces la corriente nominal.
- En los transformadores estrella-estrella (YY), se recomienda habilitar en la protección de alta una unidad de tiempo definido con una corriente de arranque de 1,5 veces el mayor aporte visto en alta para fallas monofásicas en el lado de baja, de esta forma se garantiza que el relé no descoordine para fallas en el devanado de baja y una acción rápida ante fallas en el lado de alta.
- De igual forma este valor debe ser superior a 0,5 veces la corriente inrush del transformador, es decir, 6 veces la corriente nominal, de lo contrario, se toma este como valor de ajuste.
- Dependiendo del estudio de protecciones se establece el tiempo de retardo de la unidad, sin embargo, se recomienda que se encuentre entre los 100 y los 150 ms.
- Esta unidad no se debe habilitar para la protección de baja del transformador.

En la figura 14 se relaciona un ejemplo de protección de un transformador con un relé de sobrecorriente de fases.

Figura 14. Protección de transformador con relé.



2.2.3 Protección del alimentador principal. De acuerdo a los requisitos regulatorios referentes a la calidad del servicio, las cabeceras de los circuitos deben tener elementos de protección automáticos, los cuales, se encuentran ubicados en las subestaciones; ya sean interruptores de potencia existentes en celda de media tensión o tipo exterior comandados por relés de sobrecorriente, o elementos compactos, como reconectadores en subestaciones no convencionales, donde la capacidad de cortocircuito no es un factor crítico.

Debido a la naturaleza de las redes radiales de distribución, la aplicación de relés de sobrecorriente no direccionales es la forma menos costosa, segura y simple para la protección de los alimentadores principales, que su vez entregan niveles de versatilidad suficientes para realizar una adecuada coordinación de protecciones

con los elementos de la subestación de forma ascendente y con los dispositivos ubicados en la red, como fusibles y reconectores²⁸.

Por tal motivo, a continuación, se expondrá los criterios y consideraciones pertinentes para el ajuste de las unidades de sobrecorriente de protección del alimentador principal.

2.2.3.1 Protección temporizada de fases ANSI 51. Las unidades de sobrecorriente de fases deben tener una configuración de arranque mayor que la corriente de máxima carga esperada del alimentador, para lo que se debe tener en cuenta tanto la demanda pico del circuito, como las corrientes de carga en frío y las condiciones de suplencia y traslados de carga por emergencia, pudiendo ser tan alta como la capacidad máxima de carga de la línea; de igual forma, se debe tener presente la corriente nominal del transformador de potencia y la corriente de saturación de los CTs; por lo tanto, se recomienda utilizar como ajuste de arranque de la unidad de fases el menor valor de los siguientes criterios:

- 100% la capacidad máxima del conductor principal o salida del circuito.
- 120% la corriente nominal primaria del transformador de corriente (CT)
- Mayor valor entre 2 veces la máxima carga del circuito y el 70% de la corriente nominal del transformador de la subestación.

Los ajustes de la curva y el dial dependen del estudio de coordinación, sin embargo, se recomienda utilizar una curva *Muy Inversa*, ya que permite tiempos óptimos de coordinación con los elementos aguas abajo, sin sacrificar tiempos de operación ante bajas corrientes de falla. De igual forma, el valor de la curva o dial se selecciona para que opere en un tiempo mínimo de 200 ms.

Se debe priorizar la selectividad con las protecciones de sobrecorriente del transformador de la subestación, tanto en baja como en alta, ya que una mala

²⁸ IEEE Std C37.230™. IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Line. 2007.

coordinación generaría desconexión total de la barra por fallas en el circuito; por lo tanto, se debe evaluar en la salida del alimentador, fallas trifásicas y bifásicas, estas últimas especialmente en transformadores delta-estrella (ΔY), ya que de acuerdo a la tabla 4, genera aportes de corriente por alta un 115% mayor que las fallas trifásicas.

2.2.3.2 Protección temporizada de tiempo definido o instantánea de fases ANSI 50. Debido a que una resistencia de falla promedio de baja impedancia es aproximadamente 2Ω [28] y que se desea un despeje rápido del elemento de protección, el arranque de la unidad de tiempo definido se debe establecer en el valor de corriente correspondiente a un cortocircuito trifásico al 1% del alimentador, con una resistencia de falla de 2Ω a 3Ω y con un tiempo de operación de 50 ms.

2.2.3.3 Protección temporizada de neutro ANSI 51N.

- El ajuste del pick-up de la función temporizada de neutro debe ser mayor que el máximo desequilibrio de corriente de secuencia cero esperado en el alimentador, generado por los desbalances permanentes de la red o por segmentaciones de cargas monofásicas, presentadas en maniobras o fallas en el sistema de distribución; por lo tanto, se recomienda configurar el valor de arranque de la unidad 51N como el 30% del ajuste de la protección de fases [28].
- Los ajustes de la curva y el dial dependen del estudio de coordinación, sin embargo, se recomienda utilizar una curva *Muy Inversa*, ya que permite óptimos tiempos de coordinación con los elementos aguas abajo sin sacrificar tiempos de operación ante bajas corrientes de falla. De igual forma el valor de la curva o dial se selecciona para que opere en un tiempo mínimo de 200 ms.
- Si el ajuste del pick-up de la función 51N es mayor de la mitad de la máxima carga que soporta el elemento de protección, se recomienda habilitar la función

sensitiva a tierra, SEF. La corriente de arranque de la función debe ser del 30% de la máxima carga que circula por el elemento, la cual, debe tener una curva temporizada de tiempo definido. Con el fin de que esta función adicional no intervenga en los esquemas de coordinación, se recomienda que el tiempo de disparo sea el mayor valor entre el tiempo de curva a una falla a $40\ \Omega$ de la función 51N en el punto del reconectador y 1 segundo.

2.2.3.4 Protección temporizada de tiempo definido o instantánea de neutro ANSI 50N. Debido a que una resistencia de falla promedio de baja impedancia es aproximadamente $2\ \Omega$ [28] y que se desea un despeje rápido del elemento de protección, el arranque de la unidad de tiempo definido se debe establecer en el valor de corriente correspondiente a un cortocircuito trifásico al 1% del alimentador, con una resistencia de falla de $3\ \Omega$ y con un tiempo de operación de 50 ms.

2.2.4 Protección de redes secundarias con reconectores. Como se observa en la figura 4, los elementos de protección encargados de proteger las redes de distribución y asegurar una adecuada operación y selectividad ante la presencia de fallas sobre la red de distribución, afectando la menor cantidad de clientes de manera permanente son los fusibles y reconectores de red; la instalación de estos últimos se ha masificado como medida tomada para cumplimiento de los requisitos regulatorios de calidad del servicio.

Por lo tanto, a continuación, se pondrá a consideración las diferentes pautas para el mejor ajuste de estos elementos en las redes del sistema de distribución.

2.2.4.1 Protección temporizada de fases ANSI 51. De la misma manera que los elementos de protección de cabecera, el arranque de los reconectores de red debe tener en cuenta la máxima carga que asumirá tanto en estado normal del sistema como en condiciones de contingencias o traslado de cargas, sin embargo, en todo momento el pickup del dispositivo debe mantenerse inferior al arranque de la protección de sobrecorriente ubicado aguas arriba y a su vez, ser inferior a la mínima corriente de cortocircuito esperada en su zona de protección²⁹, por lo tanto:

$$I_{MAX.carga} < I_{pick-up} < \frac{I_{cc1\phi_{min.}}}{k}$$

Donde:

$I_{MAX.carga}$ = Máxima corriente de carga circulante por el reconector

$I_{pick-up}$ = Corriente de arranque del reconector de red

$I_{cc1\phi_{min.}}$ = Corriente mínima de cortocircuito de la zona de protección

k = factor de seguridad, $k > 1$

De acuerdo a lo anterior, se recomienda utilizar como ajuste de arranque de la unidad de fases el menor valor de los siguientes criterios:

- 100% de la capacidad máxima del menor conductor de su zona de protección
- Un tercio de la corriente mínima de cortocircuito esperada, la cual corresponde a una falla trifásica a 2Ω en el extremo remoto de su zona de protección. [27][28]
- 90% de la corriente de arranque de la protección de sobrecorriente de fase de la protección “aguas arriba”.

El tipo de curva y el dial se debe seleccionar de acuerdo al estudio de coordinación, asegurando tiempos de coordinación adecuados con los elementos de protección ubicados “aguas arriba”; sin embargo, se recomienda utilizar curvas

²⁹ FRANCA José A. Protección en las redes de distribución. 2014.

Extremadamente inversas, ya que, al tener pendiente similar a las curvas de los fusibles, permiten mejor coordinación con estos en los esquemas de protección.

Si no es posible asegurar los tiempos de coordinación con el elemento “aguas arriba” para fallas trifásicas a $3\ \Omega$ en el punto de instalación del reconectador, se debe habilitar la unidad de tiempo definido, y ajustarla de tal forma que asegure tiempos entre curvas de mínimo 200 ms.

2.2.4.2 Protección temporizada de tiempo definido o instantánea de fases ANSI 50. Tomando el mismo criterio de la protección del alimentador de red, el arranque de la unidad de tiempo definido se debe establecer en el valor de corriente correspondiente a una falla trifásica en el punto de la instalación con una resistencia de falla de $3\ \Omega$ y un tiempo de operación entre 0 y 50 ms.

En el esquema de salvamento de fusible, esta unidad debe estar deshabilitada.

2.2.4.3 Protección temporizada de neutro ANSI 51N. Esta unidad se recomienda ajustarse en un 30% o 40% del pick-up de fases, para compensar los desbalances máximos de la red; de igual forma, utilizar un tipo de curva *Extremadamente inversa* para facilitar coordinación con los fusibles dispuestos aguas abajo y con un dial que asegure coordinación con la unidad de tierra del elemento “aguas arriba”.

Si no es posible asegurar los tiempos de coordinación óptimos para fallas monofásicas a $3\ \Omega$ en el punto de instalación del reconectador, se debe habilitar la unidad de tiempo definido.

2.2.4.4 Protección temporizada de tiempo definido o instantánea de neutro ANSI 50N. Se debe aplicar el mismo criterio para la unidad de tiempo definido de fases (numeral 2.2.4.2) pero con evaluación de fallas monofásicas.

En el esquema de salvamento de fusible, esta unidad debe estar deshabilitada.

2.2.5 Protección de redes secundarias con fusibles. Como se ha mencionado, los fusibles tipo expulsión son los elementos de protección de sobrecorriente más sencillos en una red eléctrica, utilizados ampliamente en las redes de distribución como protección de circuitos laterales. La extinción del arco de cortocircuito se realiza mediante gases ocasionados por la fusión del elemento conductor ante corrientes de falla no admisibles [28].

A diferencia de los utilizados en la protección de transformadores, se recomienda utilizar en las redes de distribución fusibles tipo T o lentos, ya que de acuerdo a los criterios mostrados en la tabla 14, estos presentan habilidad ante descargas atmosféricas y corriente inrush generadas por la energización de ramales con transformadores; adicional a lo anterior, su característica tiempo-corriente de relación de fusión alta, facilita la coordinación con los fusibles rápidos de los transformadores, en la figura 9 se observa la diferencia entre los tipos de fusibles.

La mínima capacidad nominal del fusible debe ser:

- 200% de la máxima demanda del ramal protegido.

Con este criterio se tiene en cuenta tanto las corrientes temporales de energización (corrientes inrush y carga en frio), como el crecimiento vegetativo que tiene la red de distribución; adicional a lo anterior, no se sobredimensiona el dispositivo por capacidad instalada o capacidad del conductor, práctica que dificulta la coordinación con los demás elementos de protección que se encuentran en serie.

De igual manera, la selección de los fusibles en las redes de distribución depende de los dispositivos de protección, especialmente ubicados aguas abajo, ya que, para asegurar coordinación ascendente, es posible que la capacidad de los fusibles de

arranques de derivaciones puede ser varias veces la máxima corriente de carga circulante.

Adicional a lo anterior, no se recomienda la instalación de fusibles en el alimentador principal ni “aguas arriba” de los reconectores de red.

2.3 ESQUEMAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

2.3.1 Esquemas de coordinación fusible-fusible. Los esquemas de coordinación para las aplicaciones fusible-fusible o fusibles en serie, se basan con lo expuesto en el numeral 2.1.1; el cual, se debe tener en cuenta la “curva del 75%” o margen de seguridad del fusible “aguas arriba” o fusible protegido.

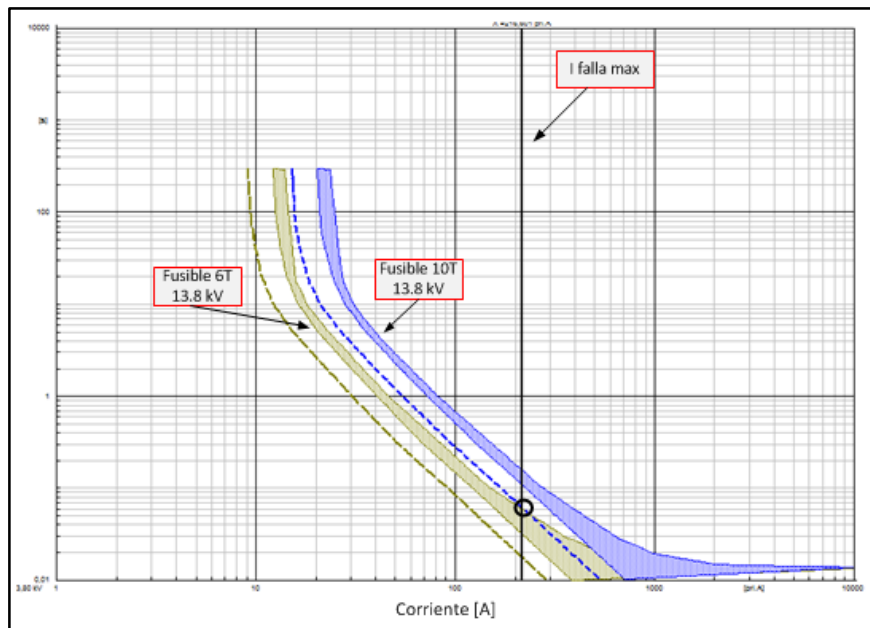
La coordinación entre fusibles se puede lograr mediante dos métodos [4]:

- Usando las curvas Tiempo-Corriente de los fusibles.
- Usando las tablas de coordinación suministrada por los fabricantes de fusibles.

2.3.1.1 Coordinación de fusibles mediante curvas tiempo-corriente TCC.

La coordinación mediante este método es gráfica, ya que se logra comparando la curva de aclaramiento del fusible “aguas abajo” o fusible protector, con la “curva del 75%” del fusible protegido, como se observa en la figura 15. De esta forma se garantiza que el fusible más cercano a la falla alcanza su máximo tiempo de aclaramiento y por ende apertura, en un tiempo suficiente que no afecta las propiedades del fusible aguas arriba.

Figura 15. Esquema de coordinación Fusible - Fusible



En la figura 15 se identifica que en algún nivel de corriente (I_{max}), existe intersección de las curvas mencionadas, este punto proporciona el límite máximo para la coordinación parcial lograda, lo que significa que para valores de corrientes superiores no se asegura o se presenta descoordinación del esquema de protección.

2.3.1.2 Coordinación de fusibles mediante tablas. Este método se basa en la selección de los tamaños de los fusibles a coordinar dependiendo de los valores máximos de corriente en que se asegura dicha coordinación; es decir, las tablas proporcionan las corrientes de falla máxima para lograr la coordinación entre varios tamaños de fusibles y se basan en el margen del 25% (curva del 75%) descrita en el método anterior.

En el anexo C se relacionan las tablas de coordinación.

2.3.2 Relé (reconectador)-reconectador. La necesidad de coordinar dos elementos de protección automáticos, se puede dar ya sea con un reconectador de red y el interruptor de la subestación, o mediante dos reconectadores instalados en serie a lo largo del circuito; en todos los casos se debe garantizar en lo posible tiempos de coordinación entre curvas para una corriente de falla dada mayores a 200 ms, lo anterior con el fin de asegurar disparos selectivos.

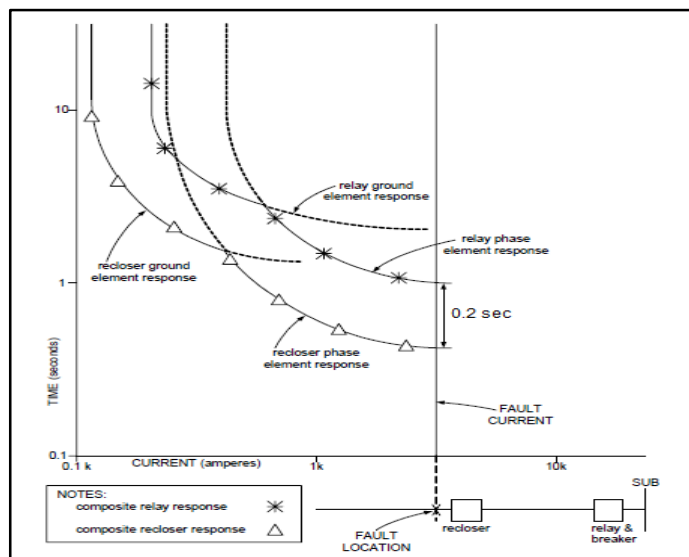
Estos tiempos de coordinación se deben garantizar tanto para las curvas de sobrecorriente de fases, como para curvas de tierra; para lograr lo anterior, se calculan las máximas corrientes de falla que se debe evaluar en la coordinación, las cuales corresponde a cortocircuitos con impedancias de falla nula (0Ω) en el punto de instalación del elemento a coordinar.

De igual manera, se debe evaluar los tiempos de coordinación en todos los puntos críticos o donde las curvas a coordinar se “acercan”, especialmente en los puntos donde arranca las curvas de tiempo definido, ya que generalmente son los puntos más próximos.

En algunas aplicaciones, pueden existir intersecciones entre las curvas en valores bajos de corriente, situación dada generalmente cuando se desea coordinar dos tipos diferentes de curvas, como curvas extremadamente inversas con curvas normalmente inversa. Si esta aparente falta de coordinación ocurre en niveles de corriente inferiores a la mínima corriente de falla esperada en el punto de la instalación, entonces se tolerará la aparente falta de coordinación. Este punto de falla mínimo es el menor valor entre la corriente de falla a 2Ω en el punto más lejano de la zona de protección del elemento coordinado o la corriente generada por una falla en el punto de instalación con una impedancia de falla de 40Ω .

En la figura 16, se observan las características de coordinación entre equipos de protección.

Figura 16. Esquema de coordinación Relé-reconectador



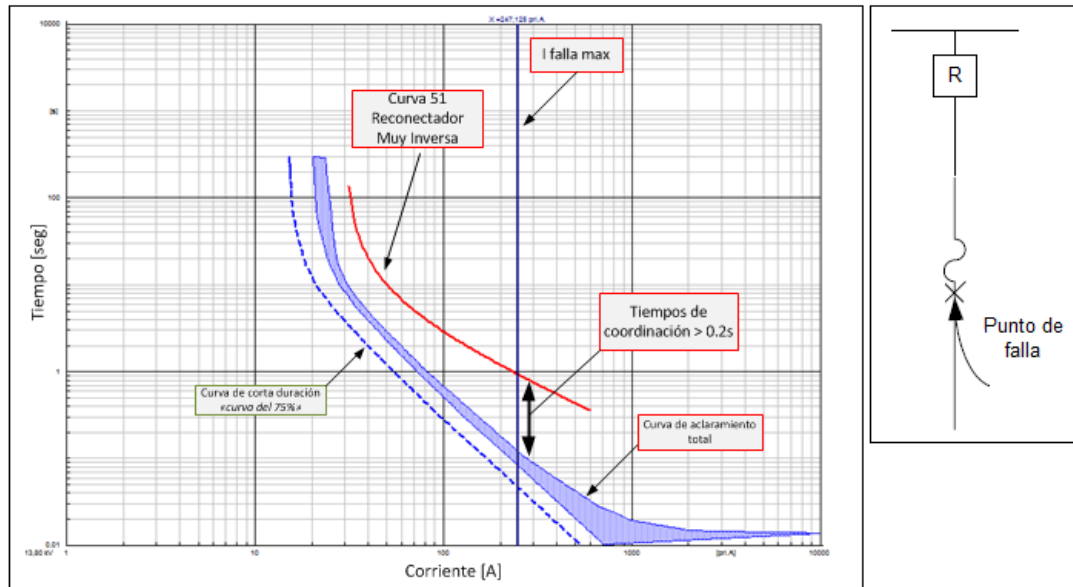
Fuente: [28]

2.3.3 Relé (Reconectador) – fusible. Los esquemas de protección basados en la coordinación de fusibles con elementos de protección automática ubicadas aguas arriba de manera de respaldo, se deben revisar tanto para los dispositivos de sobrecorriente ubicados en la cabecera de los circuitos, como para los reconectadores instalados sobre la red.

La aplicación de este esquema se basa en la selección de dos filosofías ampliamente utilizadas en los sistemas de distribución y que su selección parte de diversos factores expuesto a continuación.

2.3.3.1 Filosofía fusión fusible. En este tipo de esquema, las curvas de protección del relé o reconectador se configuran por encima de las curvas de los fusibles, de modo que estos últimos operen primero para despejar la sección de tramo con falla; percibiendo desconexión los clientes asociados a la sección fallada, este tipo de configuración se muestra en la figura 17.

Figura 17. Esquema de coordinación fusión fusible



Como se observa, para evitar descoordinación, se debe asegurar un tiempo entre la curva de aclaramiento del fusible y la curva del relé o reconector, superior a 200 ms para máximas fallas en el punto del fusible.

Este tipo de esquema se utiliza donde las redes de distribución soportan cargas sensibles a interrupciones frecuentes y momentáneas, como en los centros urbanos e industriales. Se debe escoger como esquema de protección del alimentador principal. De igual forma, la operación de este esquema puede generar tiempo de restablecimiento del servicio elevados, debido a la operación del fusible bajo cualquier tipo de falla, ya sea transitoria o permanente, lo que acarrea la reposición del fusible por parte del personal de mantenimiento.

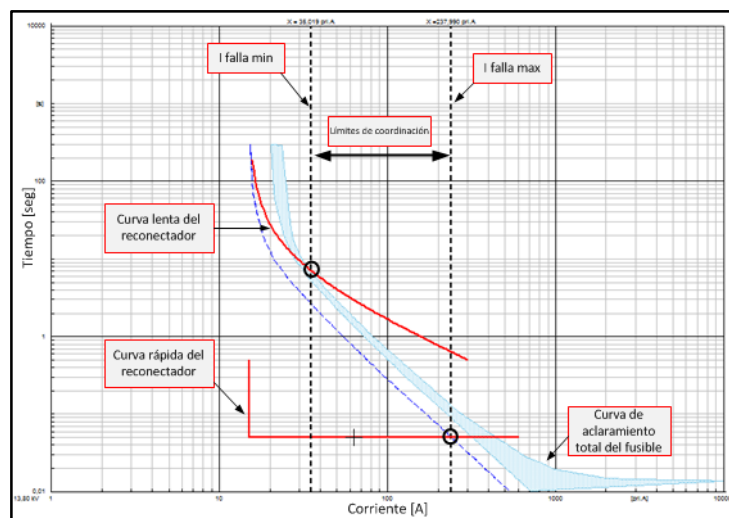
Para facilitar la estandarización de los fusibles utilizados en los arranques de los ramales laterales de la zona de protección del relé o reconector de respaldo, se recomienda establecer el “*Máximo fusible de coordinación*”, el cual, corresponde al fusible de denominación más alta que presente una óptima coordinación con el dispositivo automático de protección ubicado aguas arriba; esta práctica, aparte de

asegurar la troncal principal del circuito ante fallas en los ramales, permite un “punto de partida” en la selección de los fusibles instalados en los ramales secundarios.

2.3.3.2 Filosofía salvamento de fusibles. Este esquema se basa principalmente en generar en primera instancia disparos rápidos del reconector para evitar la fusión del fusible y posterior, si la falla persiste, realizar operaciones temporizadas, permitiendo la fusión del fusible y por ende el seccionamiento de la red fallada. La implementación de este esquema permite el despeje de fallas transitorias, sin afectar permanentemente el servicio como sucedería en el esquema anterior y aislar la parte fallada para faltas permanentes mediante la fusión del fusible.

Lo anterior, se logra habilitando al reconector una función instantánea en la primera operación y una función temporizada de tiempo inverso en los disparos posteriores, de acuerdo al ciclo de recierres del equipo, tal como se observa en la figura 18.

Figura 18. Esquema de coordinación salva fusible



Como se observa, este esquema funciona correctamente en los límites de corrientes establecido en la figura 18, los cuales corresponden a los puntos donde las curvas

de los relés, instantánea y temporizada, se cruzan con la curva del 75% y aclaramiento total del fusible respectivamente; para valores por fuera de este rango se pueden presentar descoordinaciones o disparos simultáneos.

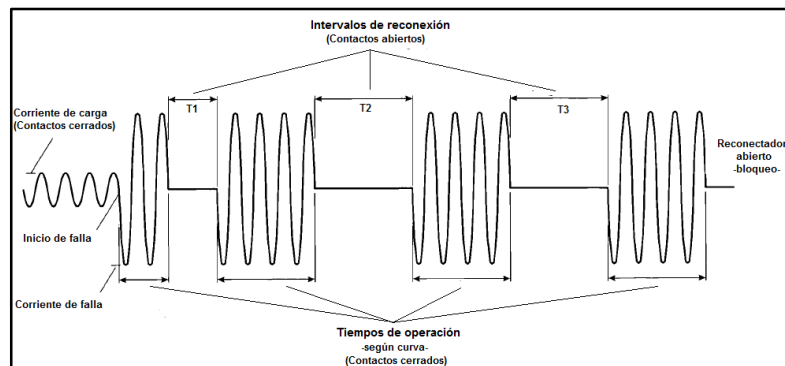
Sin embargo, en algunas aplicaciones no es posible asegurar la operación del esquema dentro de los límites nombrados, por lo tanto, se puede aceptar la operación simultánea siempre y cuando el reconfigurador tenga ciclos de recierre disponibles y así evitar bloqueos del elemento de protección.

Este esquema se aplica principalmente en zonas rurales, donde la reposición de los fusibles fallados y por ende la reconexión del servicio puede estar sujeta a tiempo muy altos, debido a traslados de las cuadrillas de mantenimiento o zonas de difícil acceso.

2.3.4 Esquemas de reconexión. Los esquemas de reconexión se basan principalmente en la selección del número de operaciones que se requiere que realice el equipo antes del bloqueo y los tiempos o intervalos entre reconexiones; la aplicación de un esquema a otro depende de factores como los elementos protegidos, los niveles de corrientes interrumpidos, la ubicación del elemento y la filosofía de protección escogida.

La secuencia típica de la operación de los reconfiguradores o interruptores con la función de recierre habilitada se muestra en la figura 19.

Figura 19. Secuencias operativas de reconfiguradores.



Fuente: Modificada de [2]

En la imagen mostrada, se observa la configuración de una secuencia operativa de 4 aperturas y 3 recierres con valores de tiempo (T1, T2, T3) previamente definidos. Si el elemento completa su número máximo de aperturas por presencia de fallas permanentes, este genera bloqueo y es necesario el cierre de form

a local o remota por medio del sistema SCADA. En caso de que el reconectador no haya completado su secuencia de operación y las condiciones de falla desaparecen, repone su programación después de un tiempo de reposición (*reset time*), lo anterior con el fin de quedar en las condiciones iniciales y a la espera de una nueva falla.

De acuerdo a la guía IEEE Std C37.104-2012³⁰ la selección y aplicación de los esquemas de recierres automáticos en las redes de distribución debe tener en cuenta diferentes aspectos que están orientados hacia el éxito de los recierre o la probabilidad de recierres positivos, el potencial daño a los equipos y las secuencias escogidas dependiendo de la aplicación.

En cuanto al primer aspecto, en la tabla 16 se presenta la efectividad de los recierres ocurridos ante operaciones por fallas en el alimentador principal³¹.

Tabla 16. Efectividad del recierre en troncales del circuito

Efectividad del recierre	1. Intento	2. Intento	3. Intento	Total
Eventos	98.6%	1.3%	0.1%	100.0%
Disparos no exitosos	12.5%	0.5%	0.1%	13.0%
Disparos exitosos	86.1%	0.8%	0.1%	87.0%
% de Efectividad	87%	63%	50%	87.0%

Fuente: [31]

De acuerdo a la tabla 16, se observa una alta efectividad en el primer recierre, disminuyendo a lo largo de las operaciones; lo anterior, también se puede interpretar que el 86,1% de las fallas son despejadas en la primera operación del dispositivo,

³⁰ IEEE Std C37.104™. IEEE Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines. 2012.

³¹ ESPINOSA, Carlos, CAICEDO, Gladys y ALMONACID Oscar. Criterios para la aplicación de esquemas de recierre automático en las líneas de un sistema de distribución. 2013.

lo cual está acorde a los porcentajes de fallas temporales ocurridas en la red de distribución.

Teniendo en cuenta lo anterior y al comportamiento tanto de los parámetros eléctricos del sistema, como de los equipos ante la ocurrencia de reconexiones de los dispositivos de protección [31], en la tabla 17 se presenta los esquemas de recierres recomendados.

Tabla 17. Filosofía y esquemas de reconexión en las redes de distribución.

Dispositivo	Filosofía de protección	Tipo de operación			Tiempo de recierres automáticos RA		Consideraciones
		1. Trip	2. Trip	3. Trip	1. RA	2. RA	
Protección Transformadores de potencia 34,5/13,8kV (subestación)	Fusión fusible	Lento	-	-	No recierre		1. Se debe evitar someter al equipo a un nuevo régimen de falla ante cortocircuitos internos. [31]
Protección alimentador principal 13,8kV	Fusión fusible	Lento	Lenta	Lento	15 [s]	30 [s]	1. Mayor probabilidad de corrientes altas de fallas. 2. Bloqueo por unidad instantánea
Reconectores sobre la red de 13,8 kV	Fusión Fusible	Lento	Lento	Lento	15 [s]	30 [s]	1. Mayor probabilidad de fallas 2. Disminución del nivel de cortocircuito 3. Zona urbana o empresarial
	Salva Fusible	Rápido	Lento	Lento	15 [s]	30 [s]	1. Mayor probabilidad de fallas 2. Disminución del nivel de cortocircuito 3. Zona rural- Díficil acceso.

Debido a la poca efectividad del tercer intento de reconexión y a la calidad del servicio percibido por los clientes, se implementa un esquema general de tres aperturas y dos recierres en los equipos de protección automática en las redes de distribución.

3. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN ÓPTIMOS EN LAS REDES RADIALES DE DISTRIBUCIÓN DE NIVEL II DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER.

3.1 DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA.

La Electrificadora de Santander como operador de red del departamento de Santander-Colombia, atiende el suministro de energía eléctrica a aproximadamente 761 mil usuarios y clientes por medio de 265 circuitos de distribución radial a un nivel de tensión de 13,8 kV, equivalentes a 19 mil kilómetros de red de nivel II, 94% rural y 6% urbano.

Dentro del área de influencia de ESSA, se encuentra la región de Cimitarra, ubicada en el sur occidente del departamento, la cual, se muestra resaltada en la figura 20; la región es atendida eléctricamente por medio de la Subestación Cimitarra, que posee niveles de tensión de 115 kV, 34,5 kV y 13,8 kV, tal como se detalla en el unifilar de la figura 21.

Figura 20. Región Cimitarra-Santander

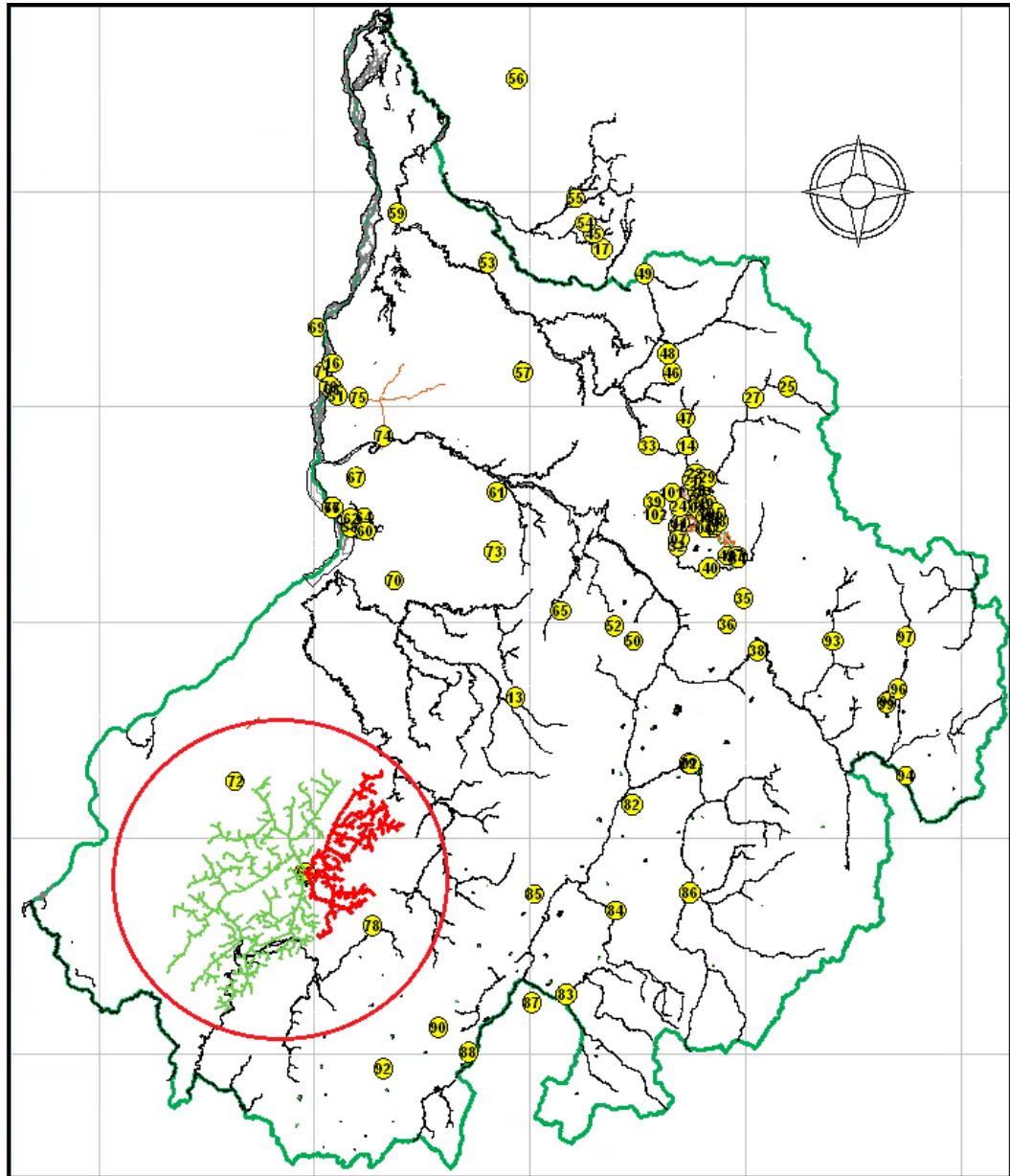
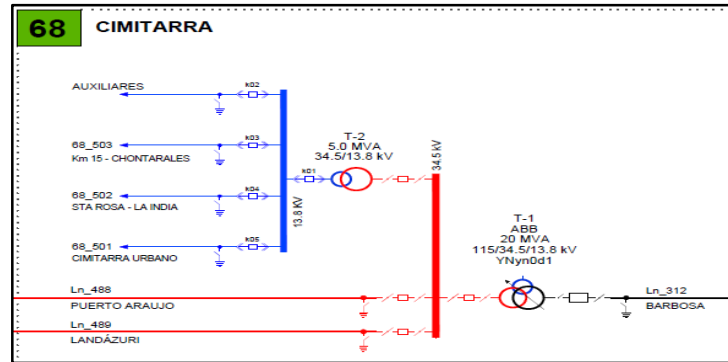


Figura 21. Diagrama Unifilar Subestación Cimitarra



Como se puede observar, la Subestación Cimitarra es alimentada por una línea de 115 kV proveniente de la Subestación Barbosa, tiene una capacidad de transformación de 20 MVA y alimenta mediante circuitos radiales de 34,5 kV las zonas de Puerto Araujo y Landázuri.

El barraje de 13,8 kV se encuentra alimentado por un transformador bidevanado de 5 MVA 34,5/13,8 kV y suministra energía a tres (3) circuitos radiales o redes de distribución primaria, denominados 68501 Cimitarra Urbano, 68502 Santa Rosa-La India y 68503 Chontarales; donde sus características se muestran en la tabla 18.

Tabla 18. Circuitos de distribución nivel II - Zona Cimitarra

CIRCUITO		TENSIÓN (kV)	LONGITUD MT (km)			NUMERO DE CLIENTES POR CIRCUITO			TOTAL TRANSFORMADORES	CAPACIDAD INSTALADA (MVA)	CALIBRE TRONCAL
CÓDIGO	NOMBRE		% URBANO	% RURAL	TOTAL	URBANO	RURAL	TOTAL			
68 501	68 501 CIMITARRA 1 - URBANO	13,8	0%	100%	16,871	0	6161	6161	73	4MVA	2/0 AWG
68 502	68 502 SANTA ROSA - LA INDIA	13,8	0%	100%	569,885	0	3153	3153	471	5MVA	1/0 AWG
68 503	68 503 CHONTARALES	13,8	0%	100%	212,727	0	1586	1586	168	2MVA	1/0 AWG
TOTAL			0%	100%	799,483	0	10900	10900	712	11MVA	

De la tabla 18, se observa, que el sistema de distribución corresponde a redes rurales, equivalente al 4,2% de las redes de ESSA y alimentan un total de 10900 clientes.

Estas características de ruralidad y grandes longitudes de red, generan condiciones operativas complejas en los momentos de falla, ya que el tiempo de restablecimiento de las protecciones disparadas, especialmente fusibles, por parte del personal de reposición, es un factor crítico que desmejora la calidad del servicio prestado y por ende los indicadores de la empresa; por tal razón, se debe implementar esquemas óptimos que mejore la operación actual del sistema ante eventos no deseados y que se encuentren soportados por los elementos y dispositivos de control, medida y protección relacionados en el numeral 3.2.

3.1.1 Demanda máxima Subestación Cimitarra. En la tabla 19, se muestran los valores de demanda máxima registrados en los circuitos de la Subestación Cimitarra, los cuales corresponde a la punta 2 (P20) de la curva de demanda diaria.

Tabla 19. Demanda máxima subestación cimitarra

CIRCUITO		Demanda Máxima	Factor de potencia	Corriente de carga máxima
CÓDIGO	NOMBRE			
68 501	68 501 CIMITARRA 1 - URBANO	2,36 [MW]	0,9 atraso	109,71 [A]
68 502	68 502 SANTA ROSA - LA INDIA	0,682 [MW]	0,9 atraso	31,70 [A]
68 503	68 503 CHONTARALES	0,328 [MW]	0,9 atraso	15,25 [A]

3.1.2 Niveles de cortocircuito y equivalentes de red de la Subestación Cimitarra. Con el fin de realizar los análisis de los esquemas de protecciones, es necesario determinar los niveles de cortocircuito presentes en la subestación Cimitarra; para esto se realiza simulaciones con fallas a 0 Ω y 3 Ω en las barras de 115 kV, 34,5kV y 13,8 kV de la subestación, las cuales se evidencian en el anexo E y se tabulan en la tabla 20.

En la tabla 21 se relaciona el equivalente de red en cada nivel de tensión

Tabla 20. Niveles de cortocircuito Subestación Cimitarra

Tipo de falla	Impedancia de falla [Ω]	Corriente de falla [kA]		
		Barra 115 kV	Barra 34,5 kV	Barra 13,8 kV
Trifásica	0	1,352	2,014	1,968
	3	1,313	1,736	1,232
Bifásica	0	1,169	1,743	1,704
	3	1,153	1,63	1,362
Monofásica	0	0,847	1,526	2,186
	3	0,835	1,391	1,350

Tabla 21. Equivalentes de red de la SE Cimitarra.

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]
115 [kV]	1,3538452	0,3906697	0,8692403	2,8354378	0,2902341
34,5 [kV]	2,0167391	0,1655416	1,5906663	1,8369030	0,1906317
13,8 [kV]	1,9854080	0,0664057	2,2645548	0,6469577	0

3.2 DISPOSITIVOS Y ELEMENTOS DE CONTROL, MEDIDA Y PROTECCIÓN DE LA REGIÓN CIMITARRA.

Para propósitos del presente documento, se realizarán los análisis y verificaciones de las protecciones pertenecientes al nivel II o 13,8 kV de la Subestación Cimitarra, las cuales se describen en la figura 22 y en la tabla 22, incluyendo las protecciones del transformador T-2 de la subestación. Cabe resaltar que los elementos mostrados, corresponden a dispositivos de protección con las funciones integradas de control y medida expuestas en el numeral 2.1.9 y 2.1.10 respectivamente.

Figura 22. Elementos de protección en la subestación

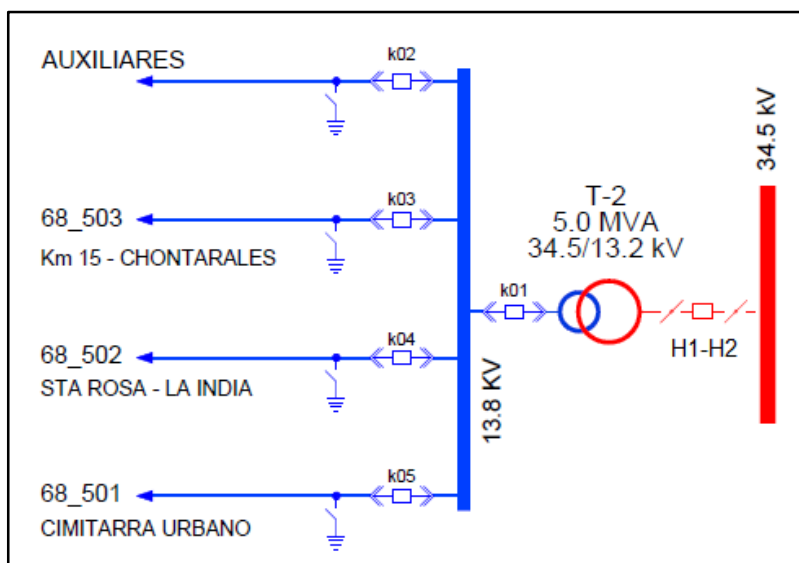


Tabla 22. Dispositivos y elementos de control, medida y proteccion en la región de Cimitarra

Código	Elemento protegido	Protección	Tecnología	Marca	Modelo	Ubicación	Función principal de protección	Funciones adicionales habilitadas
SUBESTACIÓN								
H1	Transformador T-2 5 MVA 34.5/13.8 kV Lado de Alta	Relé	Numérico	ZIV	IDVG4D	Subestación	Diferencial de transformador (87T)	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)
H2		Relé	Numérico	General Electric	F650	Subestación	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)	-
k01	Barraje 13.8 kV	Relé	Numérico	General Electric	F650	Subestación	Sobrecorriente (51-51N)	-
CTO 68501 - Cimitarra Urbano								
k05	Alimentador principal	Relé	Numérico	General Electric	F650	Subestación	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)	Recierre (79)
101	Red secundaria	Reconector	Numérico	ENTEC	ETR 300	Apoyo 7124686	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)	Recierre (79)
(Apoyo)	Red secundaria y transformadores de distribución	Fusibles	Expulsión	Fussand	Sin Información	Total = 134	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)	-
CTO 68502 - Santa Rosa - La India								
k04	Alimentador principal	Relé	Numérico	General Electric	F650	Subestación	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)	Recierre (79)
201	Red secundaria	Reconector	Numérico	ENTEC	ETR 300	Apoyo 7711581	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)	Recierre (79)
202	Red secundaria	Reconector	Numérico	Schneider	ADVC	Apoyo 7107099	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)	Recierre (79)
(Apoyo)	Red secundaria y transformadores de distribución	Fusibles	Expulsión	Fussand	Sin Información	Total = 477	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)	-
CTO 68503 - Chontorales								
k03	Alimentador principal	Relé	Numérico	General Electric	F650	Subestación	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)	Recierre (79)
301	Red secundaria	Reconector	Numérico	NOJA Power	RC 10	Apoyo 7560958	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)	Recierre (79)
302	Red secundaria	Reconector	Numérico	ENTEC	ETR 300	Apoyo 7975945	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)	Recierre (79)
(Apoyo)	Red secundaria y transformadores de distribución	Fusibles	Expulsión	Fussand	Sin Información	Total = 229	Sobrecorriente (51-50-51N-50N)	-

El estudio y análisis de los dispositivos de control, medida y protección relacionados en la tabla anterior, se documenta en el Anexo D, en el cual, se describen las diferentes funciones principales que tiene cada equipo y su correspondiente modelamiento en las librerías de protección en el software de simulación DigSilent Power Factory.

3.3 ESQUEMAS ACTUALES DE PROTECCIÓN EN LA REGIÓN CIMITARRA.

Se presenta la evaluación de los esquemas y filosofías de protección actualmente implementados en el sistema de distribución del nivel II de la región, para lo anterior, en primer lugar, se evalúa el comportamiento de las protecciones pertenecientes a la subestación, es decir, las relacionadas a las cabeceras de los circuitos y del

transformador T2 de 5 MVA; posterior, se revisa los esquemas implementados en cada circuito de distribución de forma independiente.

El diagnóstico de las protecciones actualmente ajustadas identifica los puntos críticos de coordinación y sus respectivos tiempos de operación y/o coordinación, lo anterior, permite identificar los posibles errores de coordinación y mejoras en los esquemas implementados, las cuales se discuten en el numeral 3.4.

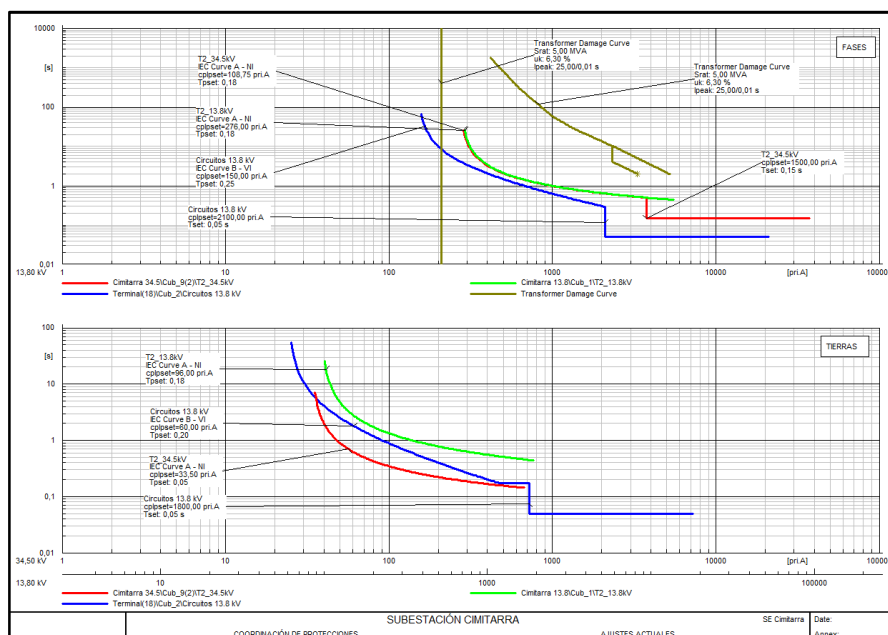
3.3.1 Evaluación de las protecciones actuales en la subestación. Con el fin de evaluar los esquemas de protección en los circuitos radiales, es necesario determinar la correcta operación de los elementos de protección instalados en la subestación; por tal motivo, en la tabla 23 y figura 23 se muestran los ajustes actuales de las funciones de sobrecorriente, los cuales, son modelados en el software de simulación DigSilent Power Factory y evaluados mediante diferentes comprobaciones mostradas en el anexo F del documento y resumidas en la tabla 24.

3.3.1.1 Ajustes de protecciones actuales en la subestación.

Tabla 23. Ajustes actuales subestación Cimitarra

SUB-ESTACIÓN	BAHÍA	TENSIÓN (kV)	AJUSTES DE FASE						AJUSTES DE TIERRA						RECIERRE		Filosofía de protección
			Dir	51 [A]	Dial	Curva	50 [A]	Time Delay (s)	Dir	51N [A]	Dial	Curva	50N [A]	Time Delay (s)	79-1 / 79-2	Reset time (s)	
CIMITARRA	T2	34,5	none	108,75	0,18	IEC NI	1500	0,15	none	33,5	0,05	IEC NI	OFF				N/A
CIMITARRA	T2	13,8	none	276	0,18	IEC NI	OFF	-	none	96	0,18	IEC NI	OFF				N/A
CIMITARRA	CTO 68501	13,8	none	150	0,25	IEC VI	2100	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1800	0,05	15/30	60,00	Fusión fusible
CIMITARRA	CTO 68502	13,8	none	150	0,25	IEC VI	2100	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1800	0,05	15/30	60,00	Fusión fusible
CIMITARRA	CTO 68503	13,8	none	150	0,25	IEC VI	2100	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1800	0,05	15/30	60,00	Fusión fusible

Figura 23. Curvas actuales subestación Cimitarra



De acuerdo a las gráficas tiempo-corriente se pueden realizar las siguientes observaciones:

- El transformador de 5 MVA de la subestación se encuentra protegido adecuadamente con los ajustes actuales, ya que como se puede observar, la curva de la protección de sobrecorriente de alta (curva roja), se encuentra por debajo de la curva de daño térmico del transformador.
- Las curvas de sobrecorriente temporizadas de alta y baja del transformador se encuentran superpuestas (línea roja y verde), lo que indica que no se está buscando selectividad entre ellas ante fallas pasantes o en baja del transformador. Esta condición puede ser deseada con el fin de generar desconexión inmediata del equipo ante estos tipos de fallas, sin asegurar operaciones selectivas entre las protecciones de alta y baja. Cabe mencionar que, en los esquemas de protección de transformadores de mayor potencia, generalmente conectados al nivel STN (Sistemas de Transmisión Nacional), se recomienda reconsiderar este criterio, ya que se debe evitar disparo de los

interruptores de conexión para fallas externas, por lo tanto, se tiene que implementar un tiempo de coordinación entre estas dos curvas.

- En las curvas tiempo-corriente de tierra, se observa la protección de neutro por alta del transformador (curva roja), por debajo de las protecciones por 13,8 kV, sin embargo, como se puede observar en los anexos F.12, F.13 y F.14, esta protección no “compite” para fallas en baja, debido a la conexión delta del transformador.

3.3.1.2 Evaluación de los esquemas actuales de protección en la subestación. En el anexo F se evalúa el comportamiento del esquema de protección actualmente implementado mediante la simulación de diferentes tipos e impedancias de fallas, las cuales determinan los puntos críticos del esquema, que corresponden aquellos que presentan tanto los menores tiempos de coordinación, como los tiempos de operación críticos. Los resultados se resumen en la tabla 24 y se presentan las observaciones pertinentes a continuación.

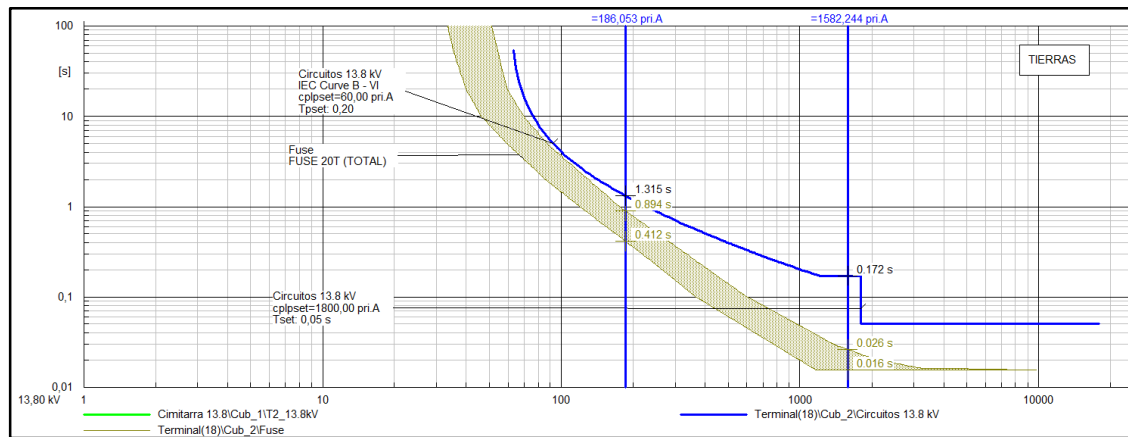
Tabla 24. Tiempos de coordinación con ajustes actuales. Subestación Cimitarra

Información de la falla				Tiempos de operación de los relés [s]			Min. Tiempo de coordinación [s]
Tipo de falla	R. de falla	Corriente de falla [kA]	Ubicación de la falla	Protección Alta transformador	Protección Baja transformador	Protección Circuitos 13,8 kV	
Trifásica	0 [Ω]	5,199	Bornes TRF alta	0,150	-	-	-
Monofásica	0 [Ω]	1,707	Bornes TRF alta	0,143	-	-	-
Trifásica	0 [Ω]	1,993	1% Circuitos 13,8 kV	0,650	0,655	0,305	0,345
Trifásica	3 [Ω]	1,540	1% Circuitos 13,8 kV	0,744	0,750	0,394	0,350
Trifásica	40 [Ω]	0,356	1% Circuitos 13,8 kV	4,693	4,970	2,488	2,205
Bifásica	0 [Ω]	1,799	1% Circuitos 13,8 kV	0,651	0,690	0,337	0,314
Bifásica	3 [Ω]	1,626	1% Circuitos 13,8 kV	0,683	0,728	0,373	0,310
Bifásica	40 [Ω]	0,465	1% Circuitos 13,8 kV	1,935	2,430	1,636	0,299
Monofásica	0 [Ω]	0,906	1% Circuitos 13,8 kV	0,785	0,438	0,050	0,388
Monofásica	3 [Ω]	0,629	1% Circuitos 13,8 kV	0,944	0,468	0,172	0,296
Monofásica	40 [Ω]	0,074	1% Circuitos 13,8 kV	-	1,922	1,315	0,607

- El análisis de coordinación parte de los ajustes existentes del transformador de 5 MVA, ya que la evaluación de estos, involucraría las protecciones del transformador T1 115/34,5kV de 20 MVA, lo cual no se encuentra en el alcance del documento.
- Con el fin de evaluar las condiciones más críticas de las protecciones de los circuitos de distribución, se realizan las simulaciones de las fallas en la salida del alimentador.
- Los resultados son similares en los tres circuitos, ya que poseen los mismos ajustes de protección de sobrecorriente.
- La evaluación en los puntos críticos presenta tiempos de coordinación superiores a los 200 ms, por lo tanto, el esquema actual se comporta selectivamente ante cualquier tipo de falla en el alimentador.
- Ante una falla en la protección principal del alimentador, solo estaría operando, como protección de respaldo, la relacionada al transformador por alta, lo cual no corresponde a los esquemas de respaldo expuestos. Esta situación se presenta ante la mínima corriente de falla trifásica y bifásica ($R=40\ \Omega$). Anexo F5, F8.
- Ante fallas trifásicas y bifásicas francas ($0\ \Omega$), la protección principal del alimentador opera en la curva temporizada, lo cual no es conveniente para un despeje rápido de fallas de alta corriente cercanas a la subestación. Anexo F3, F6.
- Ante fallas monofásicas de baja corriente en los circuitos o en el barraje de 13,8 kV, el aporte de corriente por alta del transformador es menor que el arranque de la protección, por lo tanto, esta protección no presenta operación de respaldo; lo anterior, se presenta por la reducción del 58% de la corriente en alta por fallas en baja, expuesto en la tabla 4, Anexo F11

3.3.1.3 Filosofía actual de protección en la subestación. Como se registra en la tabla 17, el esquema de protección de los alimentadores corresponde a una filosofía fusión fusible, por lo tanto, en los anexos F.12, F.13, F.14 se muestra el comportamiento del esquema ante diferentes tipos de falla. De acuerdo a lo anterior, en la figura 24 se muestra el máximo fusible de coordinación; el cual corresponde a un fusible de 20T.

Figura 24. Filosofía de protección actual, protección de Cabecera.



Se observa que los tiempos de coordinación existentes entre la curva de tierra y la máxima curva de aclaramiento del fusible, son adecuados para garantizar la selectividad del esquema, el cual, como se observa en la gráfica, se asegura para las corrientes dentro de los límites mostrados, que corresponden a fallas monofásicas entre 0 y 40 Ω .

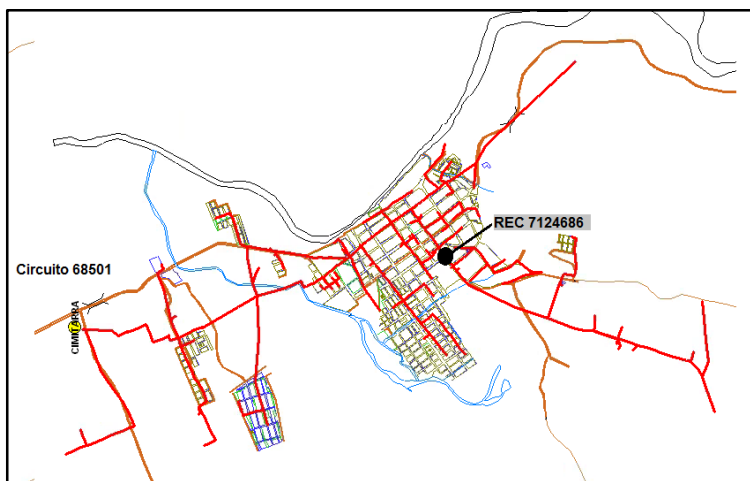
Sin embargo, de acuerdo al anexo F.14, se puede conseguir coordinación con fusibles de capacidad mayor, no obstante, se reduce el margen de corrientes de falla que puedan asegurar operaciones selectivas.

Cabe mencionar que la evaluación del esquema fusión fusible se debe realizar con las curvas de tierra, ya que generalmente es el caso más crítico, por la sensibilidad que estas presentan.

3.3.2 Evaluación de las protecciones actuales en el circuito 68501.

Como se observa en la tabla 18, el circuito 68501 alimenta el casco urbano del municipio de Cimitarra, alimentando aproximadamente a 6 mil clientes en 16 kilómetros de red; en la cual, se tiene instalado un reconectador central marca ENTEC, ubicado en el apoyo 7124686, tal como se muestra en la topología de la figura 25.

Figura 25. Topología de red. Circuito 68501



Se observa, que la ubicación del reconectador evita desconexiones del casco urbano ante fallas en el ramal que alimenta la red rural de la topología.

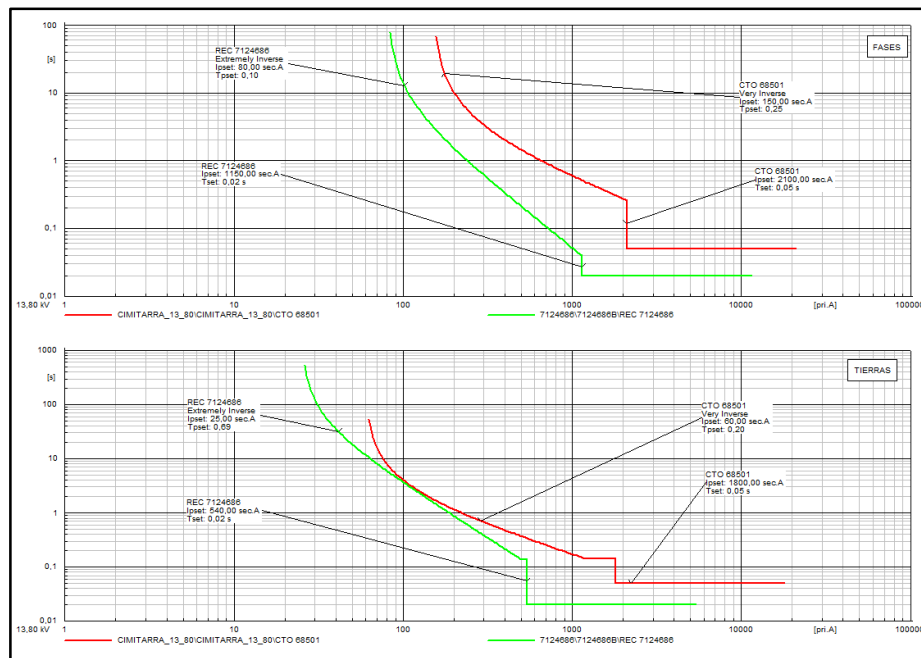
3.3.2.1 Ajustes de protecciones actuales en el circuito 68501. La evaluación del comportamiento de los esquemas de protección con los ajustes actualmente implementados, se realiza de la misma forma que en el procedimiento anterior.

Los cuales se relacionan en la tabla 25 y se muestran en la figura 26.

Tabla 25. Ajustes actuales de protección circuito 68501

SUB-ESTACIÓN	BAHÍA	TENSIÓN (kV)	AJUSTES DE FASE						AJUSTES DE TIERRA						RECIERRE		Filosofía de protección
			Dir	51 [A]	Dial	Curva	50 [A]	Time Delay (s)	Dir	51N [A]	Dial	Curva	50N [A]	Time Delay (s)	79-1 / 79-2	Reset time (s)	
CIMITARRA	CTO 68501	13,8	none	150	0,25	IEC VI	2100	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1800	0,05	15/30	60,00	Fusión fusible
CIMITARRA	CTO 68501 Rec apoyo 7124686	13,8	none	80	0,10	IEC EI	1150	0	none	25	0,69	IEC EI	540	0	15/30	60,00	Fusión fusible

Figura 26. Curvas actuales protecciones circuito 68501



3.3.2.2 Evaluación de los esquemas actuales de protección en el circuito 68501. En la tabla 26 se observan los tiempos de coordinación que presenta el esquema, los cuales fueron establecidos mediante simulaciones de diferentes impedancias y tipos de fallas en bornes del reconector. Las evaluaciones mostradas se muestran en el Anexo G.

Tabla 26. Tiempos de coordinación con ajustes actuales. Circuito 68501

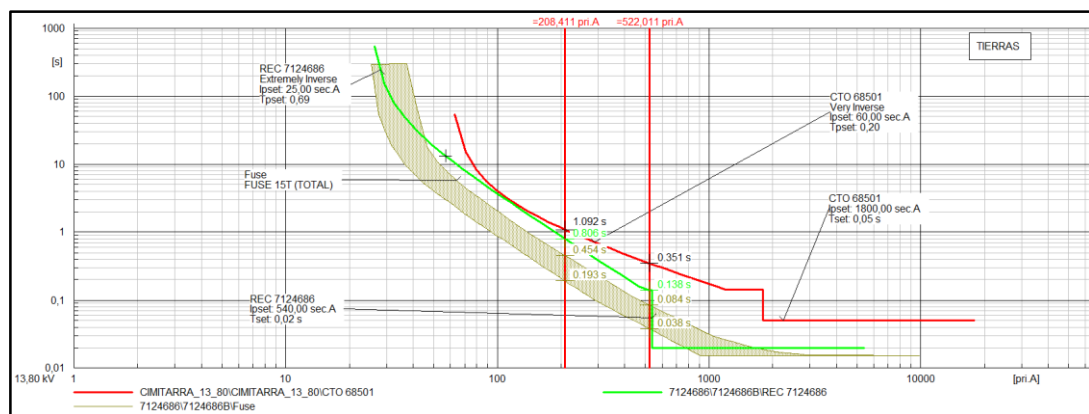
Información de la falla				Tiempos de operación de los relés [s]		Min. Tiempo de coordinación [s]
Tipo de falla	R. de falla	Corriente de falla [kA]	Ubicación de la falla	Protección Relé de cabecera	Protección reconector de red	
Trifásica	0 Ω	1,546	AP 7124686	0,363	0	0,363
Trifásica	4 Ω	1,127	AP 7124686	0,519	0,041	0,478
Trifásica	40 Ω	0,209	AP 7124686	8,562	1,371	7,191
Monofásica	0 Ω	1,365	AP 7124686	0,142	0	0,142
Monofásica	14 Ω	0,522	AP 7124686	0,351	0,138	0,213
Monofásica	40 Ω	0,208	AP 7124686	1,092	0,808	0,284

Como se muestra en el anexo mencionado, las evaluaciones con las impedancias mostradas corresponden a las corrientes de falla que generan los tiempos de coordinación más críticos del esquema, los cuales se tiene las siguientes observaciones:

- El mínimo tiempo de operación de la curva inversa de fases es de 41 ms, el cual, es muy rápido para asegurar coordinación con los elementos aguas abajo ante fallas trifásicas y bifásicas. Anexo G.2
- El mínimo tiempo de coordinación con la protección del alimentador es de 142 ms, generados para fallas monofásicas francas en bornes del reconector de red, en los cuales no se asegura una operación selectiva, lo anterior se presenta para fallas entre 0 y 6 Ω . Anexo G.4
- En la gráfica de protección de tierras de la figura 26, se puede observar un “traslape” o intersección entre curvas para bajas corrientes de falla, sin embargo, de acuerdo al numeral 2.3.4, este punto se encuentra por debajo de la mínima corriente de falla en el punto de la instalación, la cual corresponde a una falla monofásica de 40 Ω simulada en el anexo G.6, por lo tanto, no se puede considerar como zona de descoordinación.

3.3.2.3 Filosofía actual de protección en el circuito 68501. En los anexos G.8, G.9 y G.10 se evidencia la evaluación de la filosofía actual fusión fusible con elementos 12T, 15T y 20T respectivamente, en la cual, se identifica como el máximo fusible de coordinación del esquema de protección del reconectador, el correspondiente a 15T. Lo anterior, se observa en la figura 27, en donde se verifica los tiempos de coordinación existentes en los límites del esquema, los cuales corresponde a corrientes de fallas monofásicas de 40 y 14 Ω .

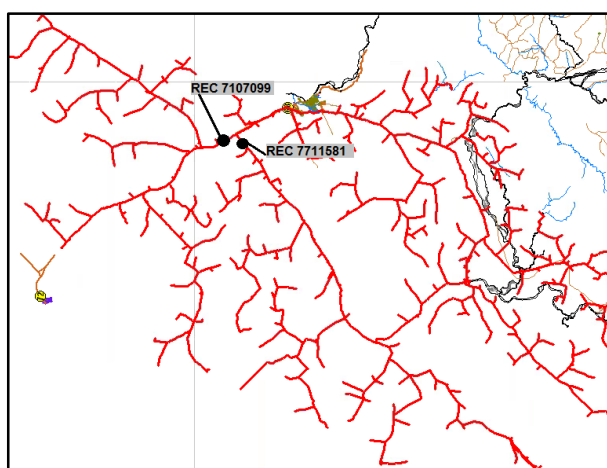
Figura 27. Máximo fusible de coordinación, reconectador 7124686



La selectividad con un fusible de 20T se puede dar por las reconexiones del equipo, ya que como se observa en el anexo G.10, la curva máxima de aclaramiento del fusible y la temporizada del reconectador central, presentan tiempos de operación similares, por lo que, ante una falla, estos dos elementos operarían al tiempo, generando fusión permanente del fusible y aislando la falla, por lo tanto, la selectividad se daría en el primer recierre del reconectador.

3.3.3 Evaluación de las protecciones actuales en el circuito 68502. El circuito 68502 en el segundo circuito más extenso de ESSA y alimenta un sector importante de la zona rural de la región de Cimitarra, tiene aproximadamente 3 mil usuarios en 570 kilómetros de red, la cual, tiene instalado dos reconfiguradores centrales marca ENTEC y Schneider, ubicados en los apoyos 7711581 y 7107099 respectivamente. La topología del circuito junto con la ubicación de los equipos se muestra en la figura 28.

Figura 28. Curvas actuales protecciones circuito 68501

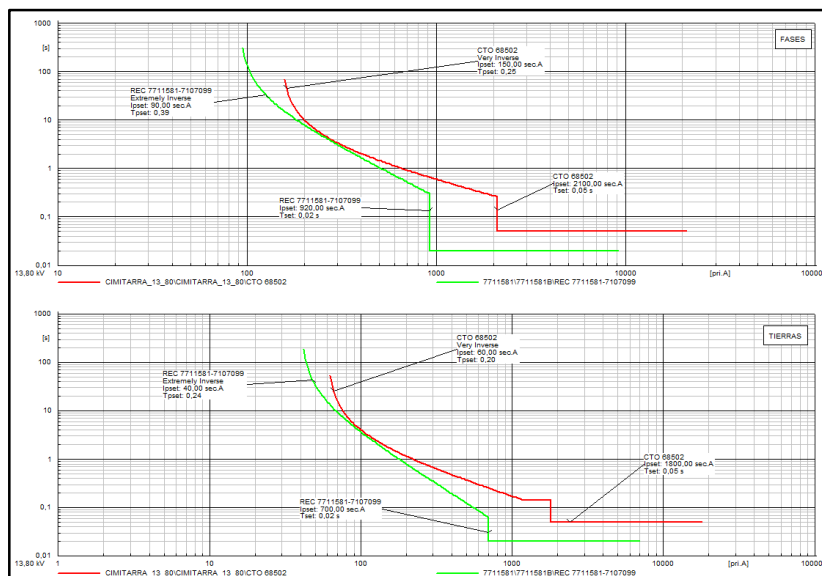


3.3.3.1 Ajustes de protecciones actuales en el circuito 68502. En la tabla 27, se muestran los ajustes actuales de protección de sobrecorriente en los equipos asociados al circuito 68502, los cuales se muestran en las curvas tiempo-corriente de la figura 29.

Tabla 27. Ajustes actuales de protecciones CTO 68502

SUB-ESTACIÓN	BAHÍA	TENSIÓN (kV)	AJUSTES DE FASE						AJUSTES DE TIERRA						RECIERRE		Filosofía de protección
			Dir	51 [A]	Dial	Curva	50 [A]	Time Delay (s)	Dir	51N [A]	Dial	Curva	50N [A]	Time Delay (s)	79-1 / 79-2	Reset time (s)	
CIMITARRA	CTO 68502	13,8	none	150	0,25	IEC VI	2100	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1800	0,05	15/30	60,00	Fusión fusible
CIMITARRA	CTO 68502 Rec apoyo 7711581	13,8	none	90	0,39	IEC EI	920	0	none	40	0,24	IEC EI	700	0	15/30	60,00	Fusión fusible
CIMITARRA	CTO 68502 Rec apoyo 7107099	13,8	none	90	0,39	IEC EI	920	0	none	40	0,24	IEC EI	700	0	15/30	60,00	Fusión fusible

Figura 29. Curvas actuales protecciones circuito 68502



3.3.3.2 Evaluación de los esquemas actuales de protección en el circuito 68502. Siguiendo el mismo criterio de las comprobaciones realizadas en el circuito 68501, en la tabla 28 se presentan los tiempos de coordinación más críticos del esquema implementado.

Tabla 28 *Tiempos de coordinación actuales CTO 68502*

Información de la falla				Tiempos de operación de los relés [s]		Min. Tiempo de coordinación [s]
Tipo de falla	R. de falla	Corriente de falla [kA]	Ubicación de la falla	Protección Relé de cabecera	Protección reconector de red	
Trifásica	0 [Ω]	1,211	AP 7711581 AP 7107099	0,477	0	0,477
Trifásica	4 [Ω]	0,913	AP 7711581 AP 7107099	0,663	0,306	0,357
Trifásica	40 [Ω]	0,201	AP 7711581 AP 7107099	9,809	7,765	2,044
Monofásica	0 [Ω]	0,942	AP 7711581 AP 7107099	0,183	0	0,183
Monofásica	6 [Ω]	0,694	AP 7711581 AP 7107099	0,255	0,064	0,191
Monofásica	40 [Ω]	0,200	AP 7711581 AP 7107099	1,154	0,799	0,355

Se presentan los tiempos de coordinación de forma agrupada, ya que como se observa en la tabla 27 y figura 28, los equipos presentan los mismos ajustes y se

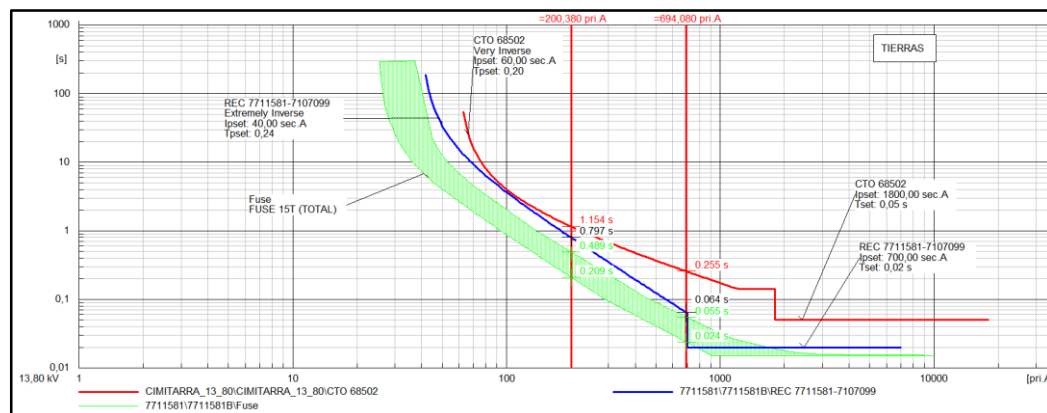
encuentran en el mismo punto de bifurcación, lo que genera que las corrientes de cortocircuito en bornes sean similares y presenten los mismos tiempos de operación.

Del esquema actual se presentan las siguientes observaciones.

- Los tiempos de operación ante una falla trifásica a $40\ \Omega$ presentan tiempos de operación de aproximadamente de 8 segundos, el cual es crítico (lento) en el despeje de fallas.
- El mínimo tiempo de operación de la curva inversa de tierra es de 64 ms, el cual, es muy rápido para asegurar coordinación con los elementos aguas abajo ante fallas monofásicas.
- Los tiempos de coordinación en los puntos evaluados presentan valores aceptables para obtener operaciones selectivas entre equipos de protección.

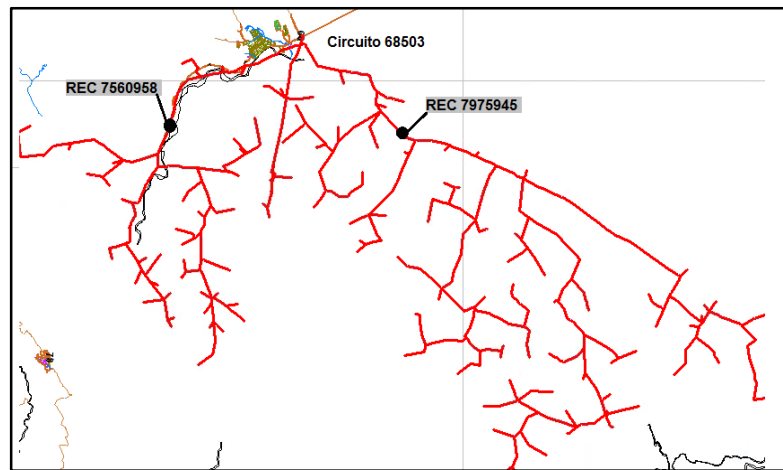
3.3.3.3 Filosofía actual de protección en el circuito 68502. Como se puede observar en la figura 30, la filosofía utilizada en el esquema del reconectador es fusión fusible, en la cual, el máximo fusible de coordinación corresponde a un 15 T, que puede operar de manera selectiva para corrientes inferiores a 694 A, equivalente a una impedancia de falla de $6\ \Omega$, según la tabla 28.

Figura 30. Curvas actuales protecciones circuito 68502



3.3.4 Evaluación de las protecciones actuales en el circuito 68503. El circuito 68503 se encuentra constituido por 212 km de red rural y alimenta aproximadamente 1600 clientes, es el circuito con menos demanda en la región y tiene instalado dos reconfiguradores ubicados en los apoyos 7560958 y 7975945, como se muestra en la topología de la figura 31.

Figura 31. Topología circuito 68503

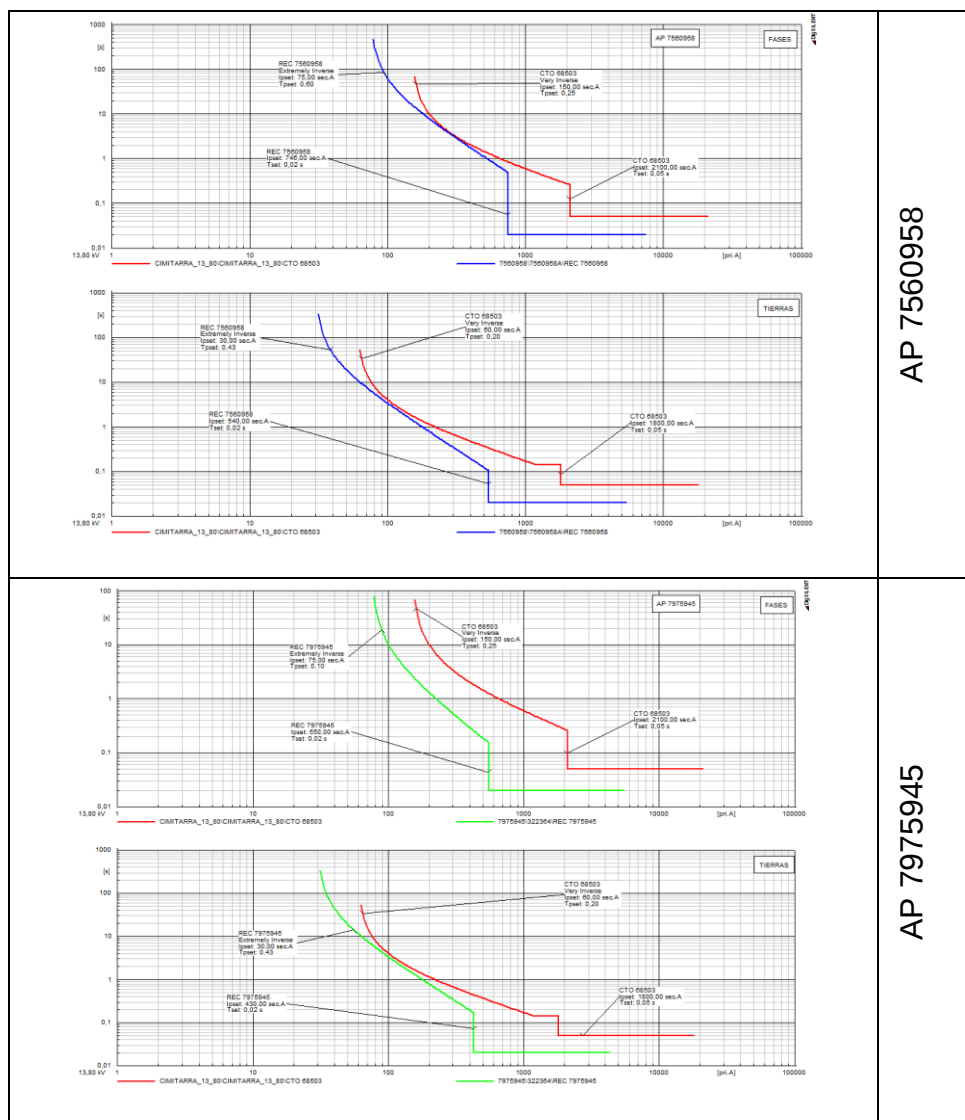


3.3.4.1 Ajustes de protecciones actuales en el circuito 68503. En la tabla 29, se muestran los ajustes actuales de protección de sobrecorriente en los equipos asociados al circuito 68503; debido a que los niveles de corto que manejan son diferentes, igual que sus ajustes, el análisis se debe realizar de forma independiente, por lo tanto, en las figuras 32 se muestran las curvas tiempo-corriente correspondiente a cada reconfigurador de red.

Tabla 29. Ajustes de protección actuales CTO 68503

SUB-ESTACIÓN	BAHÍA	TENSIÓN (kV)	AJUSTES DE FASE						AJUSTES DE TIERRA						RECIERRE		Filosofía de protección
			Dir	51 [A]	Dial	Curva	50 [A]	Time Delay (s)	Dir	51N [A]	Dial	Curva	50N [A]	Time Delay (s)	79-1 / 79-2	Reset time (s)	
CIMITARRA	CTO 68503	13,8	none	150	0,25	IEC VI	2100	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1800	0,05	15/30	60,00	Fusión fusible
CIMITARRA	CTO 68503 Rec apoyo 7560958	13,8	none	75	0,60	IEC EI	746	0	none	30	0,43	IEC EI	540	0	15/30	60,00	Fusión fusible
CIMITARRA	CTO 68503 Rec apoyo 7975945	13,8	none	75	0,10	IEC EI	550	0	none	30	0,43	IEC EI	430	0	15/30	60,00	Fusión fusible

Figura 32. Curvas actuales protecciones circuito 68503



3.3.4.2 Evaluación de los esquemas actuales de protección en el circuito 68503. Los tiempos de operación críticos que se presentan en los esquemas actuales se evidencian en las tabla 30 para el reconectador del apoyo 7560958 y en la tabla 31 para el reconectador del apoyo 7975945

Tabla 30. Tiempos de coordinación actuales CTO 68503 - Apoyo 7560958

Información de la falla				Tiempos de operación de los relés [s]		Min. Tiempo de coordinación [s]
Tipo de falla	R. de falla	Corriente de falla [kA]	Ubicación de la falla	Protección Relé de cabecera	Protección reconector de red	
Trifásica	0 [Ω]	0,897	AP 7560958	0,677	0	0,677
Trifásica	4 [Ω]	0,709	AP 7560958	0,905	0,542	0,363
Trifásica	23 [Ω]	0,299	AP 7560958	3,405	3,230	0,175
Trifásica	40 [Ω]	0,19	AP 7560958	12,368	8,758	3,610
Monofásica	0 [Ω]	0,639	AP 7560958	0,280	0	0,280
Monofásica	5 [Ω]	0,534	AP 7560958	0,341	0,109	0,232
Monofásica	40 [Ω]	0,186	AP 7560958	1,286	0,919	0,367

Del esquema actual del circuito 68503 con relación al reconector ubicado en el apoyo 7560958 se tiene las siguientes observaciones:

- Se evidencia que ante una falla trifásica de 23 Ω, se presentan tiempos de coordinación menores a los 180 ms, los cuales son tiempos críticos en la coordinación, lo anterior se puede observar en la curva de fases de la figura 32, correspondiente al reconector en cuestión; adicional a lo anterior, para fallas a 40 Ω, los tiempos de operación registrados (8 s) son críticos para la velocidad del esquema de protección.
- Para corrientes de falla monofásicas los ajustes implementados presentan una adecuada coordinación.

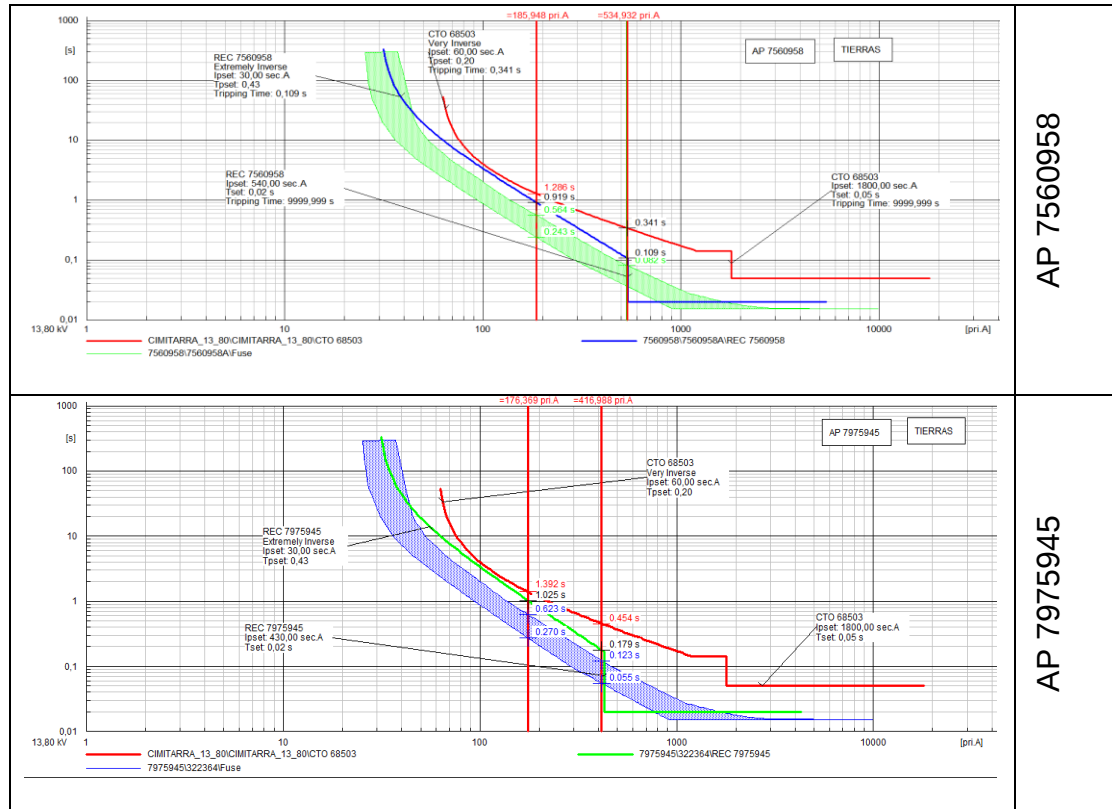
Tabla 31 Tiempos de coordinación actuales CTO 68503 - Apoyo 7975945

Información de la falla				Tiempos de operación de los relés [s]		Min. Tiempo de coordinación [s]
Tipo de falla	R. de falla	Corriente de falla [kA]	Ubicación de la falla	Protección Relé de cabecera	Protección reconector de red	
Trifásica	0 [Ω]	0,897	AP 7975945	0,821	0	0,821
Trifásica	6 [Ω]	0,709	AP 7975945	1,301	0,158	1,143
Trifásica	40 [Ω]	0,19	AP 7975945	17,092	1,689	15,403
Monofásica	0 [Ω]	0,639	AP 7975945	0,297	0	0,297
Monofásica	9 [Ω]	0,534	AP 7975945	0,454	0,179	0,275
Monofásica	40 [Ω]	0,186	AP 7975945	1,392	1,025	0,367

En cuanto al esquema correspondiente al reconector ubicado en el apoyo 7975945, se puede observar en la tabla 31, que presenta tanto adecuados tiempos de operación para los diferentes tipos de falla, como tiempos de coordinación, los cuales son superiores a los 200 ms.

3.3.4.3 Filosofía actual de protección en el circuito 68503. En la figura 33, se puede observar que actualmente se utiliza como esquema de coordinación la filosofía fusión fusible, presentando mejores tiempos de coordinación y mayores límites de corriente, el esquema del reconectador del apoyo 7975945.

Figura 33. Curvas actuales protecciones circuito 68503



3.4 OPTIMIZACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN LA REGIÓN DE CIMITARRA.

3.4.1 Protección de baja del transformador. De acuerdo a las observaciones realizadas al esquema actual de las protecciones de la subestación expuestas en el numeral 3.3.1, referentes a los tiempos de operación presentados en las protecciones del transformador como respaldo para fallas trifásicas de baja corriente y especialmente en cortocircuitos bifásicos, se recomienda sensibilizar la curva de protección de baja del transformador de acuerdo a los ajustes propuestos en la tabla 33 y evaluados en el anexo H; de esta manera, se asegura que ante cualquier tipo de falla en el barraje de 13,8 kV, operen las protecciones de alta y baja al tiempo, el cual es el esquema implementado.

Lo anterior genera reducción en los tiempos de coordinación de las curvas de fases, lo cual se analiza en el numeral 3.4.2.2

Cabe resaltar que el relé correspondiente a la protección de baja del transformador, soporta las modificaciones o reajustes propuestos, por lo tanto, no se recomienda el cambio del dispositivo.

3.4.2 Optimización de los esquemas de protección en la subestación.

De acuerdo a lo mencionado en el aparte anterior y teniendo en cuenta los criterios expuestos en el numeral 2.2.3 y aplicados en la tabla 32.

En el anexo H, se realizan las comprobaciones de los esquemas de protección en la subestación basados en los reajustes propuestos en la tabla 33.

3.4.2.1 Aplicación de criterios y ajustes recomendados de coordinación en la subestación.

Tabla 32. Aplicación de criterios para la protección principal de circuitos.

Protección	Criterio	Evaluación de Criterios
Sobrecorriente de Fases 51P,50P		
Corriente de arranque Pickup	Menor valor entre	
	• 100% capacidad máxima del conductor principal	1/0 AWG = 242 [A]
	• 120% de la corriente nominal primaria del CT	1,2 x 600 = 720 [A]
	• Mayor valor entre: 200% Máxima carga del circuito 70% de la corriente nominal del transformador	• 2 x 109,71 = 219,42 [A] • 0,7 x 209 = 146,3 [A]
Tipo de curva	IEC Muy Inversa, IEC Extremadamente Inversa	IEC Muy Inversa
Valor de la curva Dial	• Se selecciona para que opere temporizadamente con respecto a la protección de alta y baja del transformador, en tiempos de coordinación mínimos de 200 a 250 ms entre curvas, para fallas trifásicas y bifásicas al 1% del alimentador. • Para transformadores ΔY es necesario la evaluación de fallas bifásicas • Se recomienda que el tiempo mínimo de operación de la curva inversa sea entre 150 a 200 ms	La evaluación de las curvas se evidencian en el anexo H.
Tiempo definido	• El arranque de la función se recomienda establecer como el valor de corriente correspondiente a una falla trifásica de 2 [Q] al 1% del alimentador. • El tiempo de la función se debe ajustar en 50 ms	Ifalla (2Q,1%)= 1,71 kA Time Delay=50ms
Sobrecorriente de Tierra 51N, 50N	Criterio	
Corriente de arranque Pickup	30% o 40% del ajuste de la unidad de sobrecorriente de fases 51	0,4 x 146= 58,4
Tipo de curva	IEC Muy Inversa, IEC Extremadamente Inversa	IEC Muy Inversa
Valor de la curva Dial	• <u>Para transformadores YY</u> Se selecciona para que opere temporizadamente con respecto a la protección de alta y baja del transformador, en tiempos mínimos de coordinación de 200 a 250 ms entre curvas, para fallas monofásicas al 1% del alimentador. • <u>Para transformadores ΔY</u> Se selecciona para que opere temporizadamente con respecto a la protección de baja del transformador, en tiempos mínimos de coordinación de 200 a 250 ms entre curvas, para fallas monofásicas al 1% del alimentador. • Se recomienda que el tiempo mínimo de operación de la curva inversa sea entre 150 a 200ms	La evaluación de las curvas se evidencian en el anexo H
Tiempo definido	• El arranque de la función se recomienda establecer como el valor de corriente correspondiente a una falla trifásica de 2 [Q] al 1% del alimentador. Se recomienda que este valor sea igual o menor al ajuste 50 de fases. • El tiempo de la función se debe ajustar en 50 ms	Ifalla (2Q,1%)= 1,9 kA Time Delay=50ms

Tabla 33. Ajustes propuestos subestación cimitarra

SUB-ESTACIÓN	BAHÍA	TENSIÓN (kV)	RTC	AJUSTES DE FASE						AJUSTES DE TIERRA						RECIERRE		Filosofía de protección
				Dir	51 [A.prim]	Dial	Curva	50 [A.prim]	Time Delay (s)	Dir	51N [A.prim]	Dial	Curva	50N [A.prim]	Time Delay (s)	79-1 / 79-2	Reset time (s)	
CIMITARRA	T2	34,5	25	none	108,75	0,18	IEC NI	1500	0,15	none	33,5	0,05	IEC NI	OFF				N/A
CIMITARRA	T2	13,8	1200	none	276	0,15	IEC NI	OFF	-	none	96	0,18	IEC NI	OFF				N/A
CIMITARRA	CTO 68501	13,8	600	none	150	0,22	IEC VI	1710	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1710	0,05	15/30	60,00	Fusión fusible
CIMITARRA	CTO 68502	13,8	600	none	150	0,22	IEC VI	1710	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1710	0,05	15/30	60,00	Fusión fusible
CIMITARRA	CTO 68503	13,8	600	none	150	0,22	IEC VI	1710	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1710	0,05	15/30	60,00	Fusión fusible

De los criterios y ajustes propuestos se tienen las siguientes observaciones:

- Se realiza el cálculo con la capacidad de corriente del conductor ASCR 1/0, ya que como se observa en la tabla 14, es el de menor capacidad de los tres alimentadores, por lo tanto, es la condición más crítica de evaluación.
- Los datos resaltados en la tabla 33, corresponde a las modificaciones propuestas de los ajustes actuales, como se puede observar, la disminución del dial de la protección de fases de baja del transformador, de acuerdo a lo expuesto en el numeral 3.4.1, genera disminución de las protecciones aguas abajo, con el fin de mantener la coordinación.
- A pesar de que el criterio del ajuste de tiempo definido es mayor en el ajuste de tierras que el de fases, este se ajusta al mismo valor de fases, de acuerdo al criterio expuesto.
- De acuerdo a los criterios de filosofía de protección indicados en la tabla 17, se recomienda mantener la filosofía fusión fusible actualmente implementada.
- Los equipos actualmente instalados cumplen con los requisitos exigidos para garantizar una adecuada implementación. Se puede optimizar lo existente con cambio de los ajustes propuestos.

3.4.2.2 Evaluación de los esquemas con los ajustes propuestos. En la tabla 34 se muestra el resumen de los tiempos de operación y coordinación en los puntos críticos del esquema propuesto y evaluados en el anexo H.

Tabla 34 Tiempos de coordinación con ajustes propuestos. Subestación Cimitarra

Información de la falla				Tiempos de operación de los relés [s]			Min. Tiempo de coordinación [s]
Tipo de falla	R. de falla	Corriente de falla [kA]	Ubicación de la falla	Protección Alta transformador	Protección Baja transformador	Protección Cicutos 13,8 kV	
Trifásica	0 [Ω]	1,985	1% Circuitos 13,8 kV	0,651	0,552	<u>0,050</u>	0,502
Trifásica	2 [Ω]	1,539	1% Circuitos 13,8 kV	0,705	0,587	0,317	0,270
Trifásica	40 [Ω]	0,356	1% Circuitos 13,8 kV	4,693	4,147	2,193	1,954
Bifásica	0 [Ω]	1,798	1% Circuitos 13,8 kV	0,651	0,580	<u>0,050</u>	0,530
Bifásica	2 [Ω]	1,7	1% Circuitos 13,8 kV	0,668	0,597	0,317	0,280
Bifásica	20 [Ω]	0,724	1% Circuitos 13,8 kV	1,158	1,108	0,806	0,302
Bifásica	40[Ω]	0,465	1% Circuitos 13,8 kV	1,935	2,030	1,443	0,492
Monofásica	0 [Ω]	2,265	1% Circuitos 13,8 kV	0,786	0,438	0,050	0,388
Monofásica	3 [Ω]	1,582	1% Circuitos 13,8 kV	0,945	0,467	0,172	0,295
Monofásica	40[Ω]	0,185	1% Circuitos 13,8 kV	-	1,922	0,969	0,953

De la tabla anterior, se puede realizar las siguientes observaciones:

- Con las modificaciones propuestas, los tiempos de operación de la protección ante fallas trifásicas y bifásicas a 0 Ω se reducen a 50 ms, mejorando el margen de coordinación y la velocidad del esquema.
- Las protecciones de respaldo (baja y alta del transformador) ante corrientes de fallas trifásicas y bifásicas de bajas magnitudes, presentan tiempos de operación menores a los 100 ms, lo cual garantiza la operación simultanea de los interruptores del transformador ante fallas pasantes en los circuitos o cortocircuitos en el barraje de 13,8 kV de la subestación.
- Con los ajustes propuestos, el esquema de protecciones presenta tiempos de coordinación que aseguran operaciones rápidas y selectivas ante cualquier tipo de falla.

3.4.2.3 Filosofía de protección con los ajustes propuestos de la subestación. Debido a que no se realizan modificaciones en los ajustes de las protecciones de tierra de los circuitos y por los criterios del numeral 2.3.6, se recomienda mantener la filosofía fusión fusible con tiempos de reconexión de 15 y 30 s implementado actualmente y que presenta como máximo fusible de coordinación un elemento 20T, tal como se analizó en el numeral 3.3.1.

3.4.3 Optimización de los esquemas de protección en el circuito 68501. Con el fin de mejorar los esquemas de protección del circuito 68501 y que estos se encuentran basados en los criterios definidos en el numeral 2.2.4, a continuación, se identifica los aspectos necesarios para su correcta aplicación, la cual, se evalúa mediante simulaciones mostradas en el anexo I y resumidas en la tabla 38, donde se realiza el análisis respectivo.

3.4.3.1 Demanda máxima y zona de protección del circuito 68501. Para realizar una correcta coordinación del elemento de protección y de acuerdo a los criterios establecidos, en la tabla 35 y figura 34 se muestra la información del flujo de carga y se identifica la zona de protección del reconectador R101, el cual, se encuentra ubicado en el apoyo 7124686, donde se determina la mínima corriente de cortocircuito.

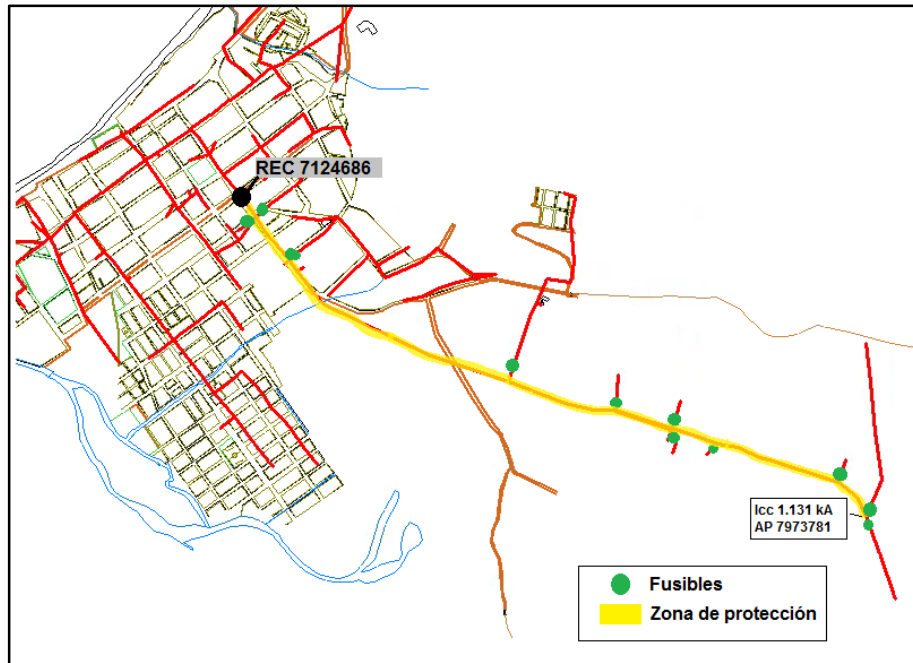
Tabla 35. Flujo de carga equipos de protección

CIRCUITO		Demanda Máxima	Factor de potencia	Corriente de carga máxima	Conductor ACSR	
CÓDIGO	NOMBRE				Calibre AWG	Inom [A]
68 501	68 501 CIMITARRA 1 - URBANO	2,36 [MW]	0,9 atraso	109,71 [A]	2/0	276
101	Reconectador Apoyo 7124686	0,387 [MW]	0,9 atraso	18 [A]	2/0	276

En la figura 34 se resalta la zona de protección del reconectador, la cual, se encuentra limitada por los fusibles instalados en las derivaciones laterales; como se

puede observar, el punto más lejano de la zona se encuentra en el apoyo 7973781 y que presenta una corriente de cortocircuito trifásica a 2Ω de 1,131 kA.

Figura 34. Zona de protección, reconector 7124686



3.4.3.2 Aplicación de criterios y ajustes recomendados de coordinación en el circuito 68501. En la tabla 36 se muestra la aplicación de los criterios establecidos para el esquema correspondiente a la protección de la red con reconector central, evaluado para el elemento R101, Los ajustes propuestos se muestran en la tabla 37.

Tabla 36. Aplicación de criterios para protección del reconectador R101, apoyo 7124686.

Protección	Criterio	Evaluación de Criterios
Sobrecorriente de Fases 51P,50P		
Corriente de arranque Pickup	Menor valor entre	
	• 100% capacidad máxima del conductor principal	2/0 AWG = 276 A
	• Mayor valor entre: 1) 200% Máxima carga del circuito 2) 33% (1/3) de la corriente mínima de cortocircuito en el punto del reconectador. I _{min_cc} =Falla trifásica a 2 Ω en el extremo remoto de la zona de protección	1) 2 x 18 A = 36 A 2) 0,33 x 1131 [A]= 373 [A]
	• 80% a 90% del pickup de fases de elemento de sobrecorriente "aguas arriba"	0,8 x 150 = 120 [A]
Tipo de curva	IEC Extremadamente Inversa	IEC Extremadamente Inversa
Valor de la curva Dial	•Se selecciona para que opere temporizadamente con respecto a la protección aguas arriba, en tiempos de coordinación mínimos de 150 a 200 ms entre curvas.	La evaluación de las curvas se evidencian en el anexo I.
Tiempo definido	• El arranque de la función se recomienda establecer como el valor de corriente correspondiente a una falla trifásica de 2 [Ω] en bornes del reconectador. • En la filosofía de salvamento de fusibles, esta unidad debe estar deshabilitada.	Ifalla (2 Ω,1%)= 1,35 [kA] Time Delay=Instantánea (0 ms)
Sobrecorriente de Tierra 51N, 50N		
Corriente de arranque Pickup	Menor valor entre: •30% o 40% del ajuste de la unidad de sobrecorriente de fases 51 del reconectador.	0,4 x 120= 48 [A]
Tipo de curva	IEC Extremadamente Inversa	IEC Extremadamente Inversa
Valor de la curva Dial	•Se selecciona para que opere temporizadamente con respecto a la protección aguas arriba, en tiempos de coordinación mínimos de 150 a 200 ms entre curvas.	La evaluación de las curvas se evidencian en el anexo I.
Tiempo definido	• El arranque de la función se recomienda establecer como el valor de corriente correspondiente a una falla trifásica de 2 [Ω] en bornes del reconectador. • En la filosofía de salvamento de fusibles, esta unidad debe estar deshabilitada.	Ifalla (2 Ω,1%)= 1,2 [kA] Time Delay=Instantánea (0 ms)
Sensitivo a tierra SEF		
Corriente de arranque Pickup	Si por condiciones de coordinación, el pickup de la función 51N es mayor que el 50% de la máxima carga del reconectador, se debe habilitar la función SEF. • 30% Máxima carga que soporta el reconectador.	0,5 x 18 = 9 [A] 48 [A]>9 [A] 1) 0,3 x 9 = 5 [A]
Tipo de curva	Tiempo definido	Tiempo definido
Time Delay	•Mayor valor entre: 1) Tiempo de la curva de tierra (51N) para una corriente de falla monofásica de 40 Ω en el punto del reconectador 2) 1 segundo	T(Icc1F_40 Ω)= 0,672 s

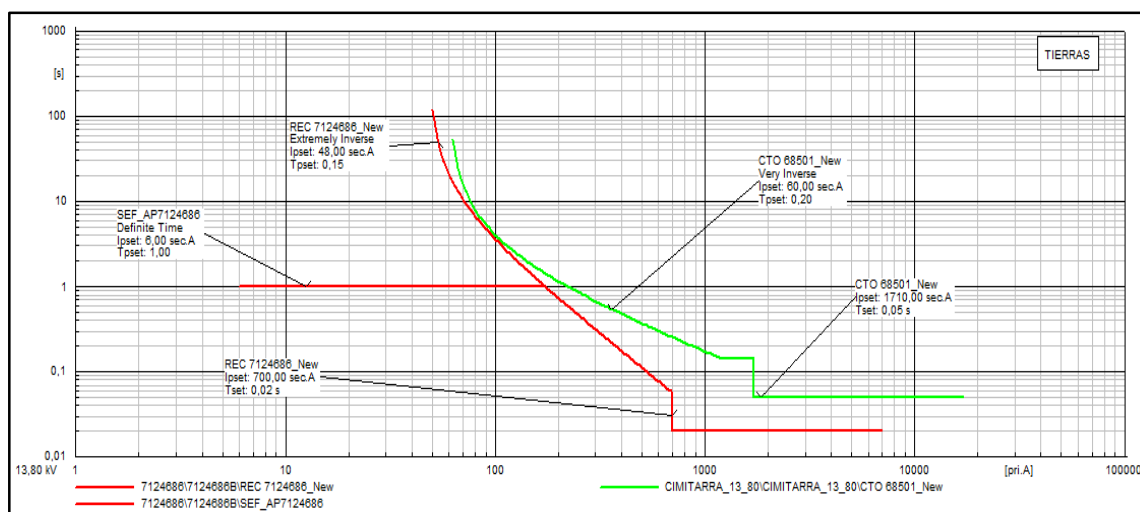
Tabla 37. Ajustes propuestos del reconectador R101, Apoyo 7124686

BAHÍA	AJUSTES DE FASE						AJUSTES DE TIERRA						SEF		RECIERRE		Filosofía de protección
	Dir	51 [A.prim]	Dial	Curva	50 [A.prim]	Time Delay (s)	Dir	51N [A.prim]	Dial	Curva	50N [A.prim]	Time Delay (s)	Pickup SEF [A]	Time Delay (s)	79-1 / 79-2	Reset time (s)	
CTO 68501	none	150	0,22	IEC VI	1710	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1710	0,05	OFF	-	15/30	60,00	Fusión fusible
CTO 68501 Rec apoyo 7124686	none	120	0,15	IEC EI	1100	0	none	48	0,15	IEC EI	700	0	6	1	15/30	60,00	Fusión fusible

De las modificaciones realizadas se tienen las siguientes observaciones:

- Con el fin de mantener los tiempos de coordinación que aseguren una óptima coordinación para fallas de bajas impedancias, es necesario reducir los arranques de la función de tiempo definido de fases y tierras de los valores calculados en los criterios, sin embargo, se logra aumentar el intervalo de corrientes para la coordinación con los elementos de tierra, anexo I5, I2.
- De la tabla anterior, los valores resaltados corresponden a las modificaciones propuestas, donde se sugiere habilitar la función SEF como protección adicional para fallas a tierra de baja corriente, especialmente de alta impedancia, ya que la función 51N no puede tener la sensibilidad suficiente por los bajos niveles de carga que maneja el reconectador R101 (18 A). El esquema descrito se muestra en la figura 35.

Figura 35. Función sensitiva a tierra, SEF



3.4.3.3 Evaluación de los esquemas con las protecciones propuestas en el circuito 68501. En la tabla 38, se muestra el resumen de la evaluación realizada al esquema propuesto, el cual se muestra en el anexo I, presentando las observaciones pertinentes.

Tabla 38. Tiempos de coordinación con ajustes propuestos, reconectador R101

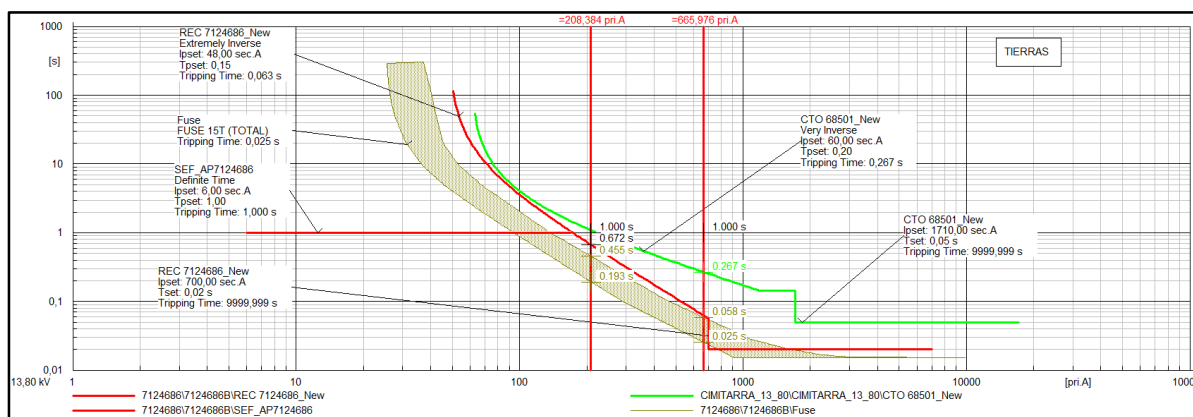
Información de la falla				Tiempos de operación de los relés [s]		Min. Tiempo de coordinación [s]
Tipo de falla	R. de falla	Corriente de falla [kA]	Ubicación de la falla	Protección Relé de cabecera	Protección reconectador de red	
Trifásica	0 [Ω]	1,546	AP 7124686	0,319	0	0,319
Trifásica	4,5 [Ω]	1,127	AP 7124686	0,481	0,151	0,330
Trifásica	40 [Ω]	0,209	AP 7124686	7,535	5,891	1,644
Monofásica	0 [Ω]	1,365	AP 7124686	0,142	0	0,142
Monofásica	10 [Ω]	0,522	AP 7124686	0,267	0,063	0,204
Monofásica	40 [Ω]	0,208	AP 7124686	1,092	0,672	0,420

- Con los ajustes propuestos, se mejora el mínimo tiempo de operación de la protección inversa de fases, la cual, se aumenta de 41 a 151 ms, obteniendo mejora margen de coordinación con los elementos de protección ubicados aguas abajo.
- Se logra tiempos de operaciones más rápidos para las mínimas corrientes de falla monofásica, reduciendo de 808 ms a 672 ms
- Debido a que el nivel de cortocircuito en el punto del reconectador no cae significativamente con respecto al de la subestación, por la cercanía del reconectador, se sigue manteniendo el tiempo de coordinación de 142 ms entre curvas para fallas en bornes del equipo, a pesar que no son los tiempos recomendados para asegurar coordinación, el margen es aceptable para esperar operaciones selectivas, teniendo en cuenta los tiempos de apertura de los reconectores.
- De acuerdo a la tabla 22, el elemento R101 corresponde a un reconectador multifuncional marca ENTEC, el cual, soporta los cambios de ajustes recomendados, por lo tanto, el dispositivo sirve para la optimización.

3.4.3.4 Filosofía de protección con los ajustes propuestos del circuito 68501. En la figura 36 se observa que con los ajustes propuesto se sigue manteniendo el máximo fusible de coordinación un elemento 15T, sin embargo, con la modificación a la función instantánea de tierras 50N, se obtiene mayor rango de corrientes en que el esquema opera correctamente.

De igual manera, debido a que el reconectador se encuentra ubicado en el centro urbano del municipio de cimitarra, se recomienda mantener la filosofía fusión fusible; ya que el salvamento de fusible puede generar mala precepción de los clientes referentes a la calidad del servicio, por los efectos dados por las reconexiones seguidas del equipo.

Figura 36. Tiempos de coordinación con ajustes propuestos, reconectador R101



3.4.4 Optimización de los esquemas de protección del circuito 68502. Siguiendo el mismo procedimiento descrito en el circuito 68501, a continuación, se mostrarán los aspectos necesarios para el mejoramiento de los esquemas de protección del circuito 68502 y de los elementos asociados.

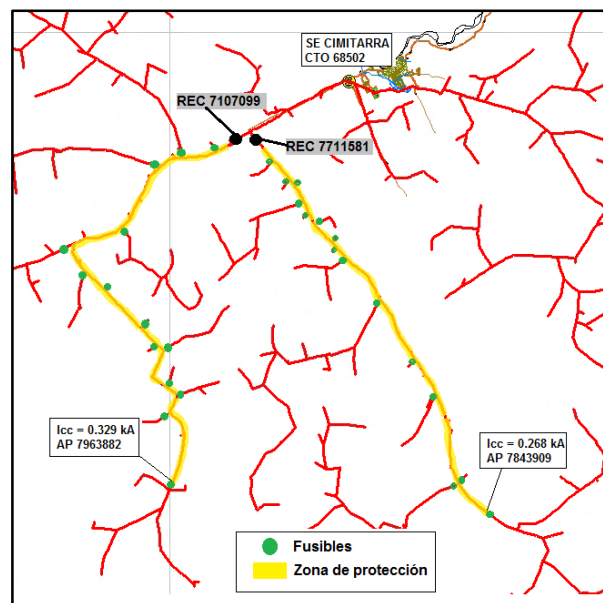
3.4.4.1 Demanda máxima y zona de protección del circuito 68502. Se muestra los datos del flujo de carga y las zonas de protección; se observa que al tratarse de redes rurales los reconectores no presenta dimanadas importantes.

Tabla 39. Flujo de carga equipos de protección

CIRCUITO		Demanda Máxima	Factor de potencia	Corriente de carga máxima	Conductor ACSR	
CÓDIGO	NOMBRE				Calibre AWG	Inom [A]
68 502	68 502 SANTA ROSA - LA INDIA	0,682 [MW]	0,9 atraso	31,70 [A]	1/0	242
201	Reconector Apoyo 7711581	0,150 [MW]	0,9 atraso	7 [A]	1/0	242
202	Reconector Apoyo 7107099	0,194 [MW]	0,9 atraso	9 [A]	1/0	242

El punto más lejano de la zona de protección corresponde a los fusibles ubicados en los apoyos 7843909 y 7963882 para los reconectores R201 y R202 respectivamente; en los cuales se evidencia una fuerte caída en los niveles de cortocircuitos trifásicos.

Figura 37. Zonas de protección, reconectores R201 y R202



3.4.4.2 Aplicación de criterios y ajustes recomendados de coordinación en el circuito 68502. De acuerdo a las evaluaciones realizadas de las curvas de protección, mostradas en el anexo I y teniendo en cuenta la aplicación de los criterios evidenciados en la tabla 40, en la tabla 41 se relacionan los ajustes más óptimos para los reconectores R201 y R202.

Tabla 40. Aplicación de criterios para protección del reconector R201 y R202

Protección	Criterio	Evaluación de Criterios R201-AP 7711581	Evaluación de Criterios R202- AP 7107099
Sobrecorriente de Fases 51P,50P			
Corriente de arranque Pickup	Menor valor entre		
	• 100% capacidad máxima del conductor principal	1/0 AWG = 242 A	1/0 AWG = 242 A
	• Mayor valor entre: 1) 200% Máxima carga del circuito 2) 33% (1/3) de la corriente mínima de cortocircuito en el punto del reconector. $I_{min_cc} = \text{Falla trifásica a } 2 \Omega \text{ en el extremo remoto de la zona de protección}$	1) $2 \times 7 \text{ A} = 14 \text{ A}$ 2) $0,33 \times 268 \text{ [A]} = 88,44 \text{ [A]}$	1) $2 \times 9 \text{ A} = 18 \text{ A}$ 2) $0,33 \times 329 \text{ [A]} = 109 \text{ [A]}$
	• 80% a 90% del pickup de fases de elemento de sobrecorriente "aguas arriba"	$0,8 \times 150 = 120 \text{ [A]}$	$0,8 \times 150 = 120 \text{ [A]}$
Tipo de curva	IEC Extremadamente Inversa	IEC Extremadamente Inversa	IEC Extremadamente Inversa
Valor de la curva Dial	• Se selecciona para que opere temporizadamente con respecto a la protección aguas arriba, en tiempos de coordinación mínimos de 150 a 200 ms entre curvas.	La evaluación de las curvas se evidencian en el anexo J.	La evaluación de las curvas se evidencian en el anexo J.
Tiempo definido	• El arranque de la función se recomienda establecer como el valor de corriente correspondiente a una falla trifásica de 2Ω en bornes del reconector. • En la filosofía de salvamento de fusibles, esta unidad debe estar deshabilitada.	Ifalla ($2 \Omega, 1\%$) = 1,06 [kA] Time Delay=Instantánea (0 ms)	Ifalla ($2 \Omega, 1\%$) = 1,06 [kA] Time Delay=Instantánea (0 ms)
Sobrecorriente de Tierra 51N, 50N			
Corriente de arranque Pickup	Menor valor entre: • 30% o 40% del ajuste de la unidad de sobrecorriente de fases 51 del reconector.	$0,4 \times 88,4 = 35,4 \text{ [A]}$	$0,4 \times 109 = 43,6 \text{ [A]}$
Tipo de curva	IEC Extremadamente Inversa	IEC Extremadamente Inversa	IEC Extremadamente Inversa
Valor de la curva Dial	• Se selecciona para que opere temporizadamente con respecto a la protección aguas arriba, en tiempos de coordinación mínimos de 150 a 200 ms entre curvas.	La evaluación de las curvas se evidencian en el anexo J.	La evaluación de las curvas se evidencian en el anexo J.
Tiempo definido	• El arranque de la función se recomienda establecer como el valor de corriente correspondiente a una falla trifásica de 2Ω en bornes del reconector. • En la filosofía de salvamento de fusibles, esta unidad debe estar deshabilitada.	Ifalla ($2 \Omega, 1\%$) = 0,858 [kA] Time Delay=Instantánea (0ms)	Ifalla ($2 \Omega, 1\%$) = 0,858 [kA] Time Delay=Instantánea (0ms)
Sensitivo a tierra SEF			
Corriente de arranque Pickup	Si por condiciones de coordinación, el pickup de la función 51N es mayor que el 50 % de la máxima carga del reconector, se debe habilitar la función SEF. • 30 % Máxima carga que soporta el reconector.	$0,5 \times 7 = 3,5 \text{ [A]}$ $40 \text{ [A]} > 3,5 \text{ [A]}$ 1) $0,3 \times 9 = 5,4 \text{ [A]}$	$0,5 \times 9 = 4,5 \text{ [A]}$ $40 \text{ [A]} > 4,5 \text{ [A]}$ 1) $0,3 \times 9 = 5,4 \text{ [A]}$
Tipo de curva	Tiempo definido	Tiempo definido	Tiempo definido
Time Delay	• Mayor valor entre: 1) Tiempo de la curva de tierra (51N) para una corriente de falla monofásica de 40Ω en el punto del reconector 2) 1 segundo	$T(I_{cc1F_40\Omega}) = 0,799 \text{ s}$	$T(I_{cc1F_40\Omega}) = 0,799 \text{ s}$

Tabla 41. Ajustes propuestos del reconectador R201 y R202, apoyos 7711581 y 7107099

SUB-ESTACIÓN	BAHÍA	AJUSTES DE FASE						AJUSTES DE TIERRA						SEF		RECIERRE		Filosofía de protección
		Dir	51 [A]	Dial	Curva	50 [A]	Time Delay (s)	Dir	51N [A]	Dial	Curva	50N [A]	Time Delay (s)	Pickup SEF [A]	Time Delay (s)	79-1 / 79-2	Reset time (s)	
CIMITARRA	CTO 68502	none	150	0,22	IEC VI	1710	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1710	0,05	OFF	-	15/30	60,00	Fusión fusible
CIMITARRA	CTO 68502 Rec apoyo 7711581	none	90	0,25	IEC EI	1000	0	none	40	0,24	IEC EI	700	0	5	1	15/30	60,00	Fusión fusible
CIMITARRA	CTO 68502 Rec apoyo 7107099	none	90	0,25	IEC EI	1000	0	none	40	0,24	IEC EI	700	0	5	1	15/30	60,00	Fusión fusible

- Debido a que los reconectadores se encuentran en puntos muy próximos, se recomienda ajustarlos de forma similar, como actualmente se encuentran.
- Se recomienda mantener el mismo ajuste de corriente de arranque de las funciones 51 y 51N al parámetro actual, ya que el resultado de los cálculos mostrado en la tabla 40, arroja valores similares.
- De acuerdo a la evaluación con los criterios establecidos, no es necesario modificar la función 51N.
- Se sugiere habilitar la función SEF como protección adicional para fallas a tierra de baja corriente, especialmente de alta impedancia, ya que el arranque de la función 51N es poco sensible para los valores de demanda que maneja los reconectadores.
- De acuerdo al anexo D, los reconectadores instalados R201 y R202, correspondientes a equipos ENTEC y SCHNEIDER, permiten habilitar la función SEF recomendada; por lo tanto, no se hace necesario el cambio de los dispositivos.

3.4.4.3 Evaluación de los esquemas con las protecciones propuestas en el circuito 68502. En la tabla 42, se muestra el resumen de la evaluación realizada al esquema propuesto, el cual se muestra en el anexo J, en el cual, solo se presentan las comprobaciones de la curva de fases, ya que los parámetros de la función de tierra, permanecen semejantes.

Tabla 42. Tiempos de coordinación con ajustes propuestos, reconectador R201 Y R202

Información de la falla				Tiempos de operación de los relés [s]		Min. Tiempo de coordinación [s]
Tipo de falla	R. de falla	Corriente de falla [kA]	Ubicación de la falla	Protección Relé de cabecera	Protección reconectador de red	
Trifásica	0 Ω	1,211	AP 7711581 AP 7107099	0,420	0	0,420
Trifásica	3 Ω	0,913	AP 7711581 AP 7107099	0,534	0,168	0,366
Trifásica	40 Ω	0,201	AP 7711581 AP 7107099	8,632	4,977	3,655
Monofásica	0 Ω	0,942	AP 7711581 AP 7107099	0,183	0	0,183
Monofásica	6 Ω	0,694	AP 7711581 AP 7107099	0,255	0,064	0,191
Monofásica	40 Ω	0,200	AP 7711581 AP 7107099	1,000	0,799	0,201

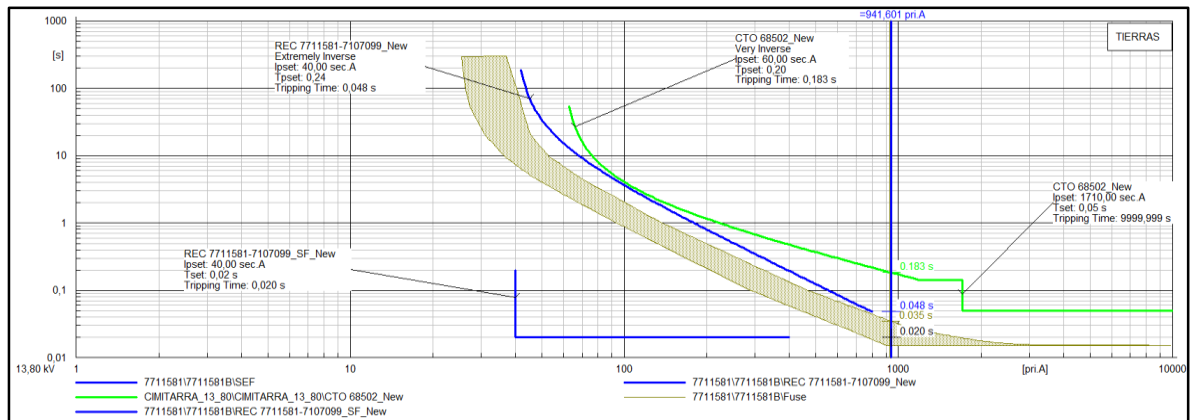
- Con las modificaciones propuestas, se logra obtener menores tiempos de operación de la curva de fases ante fallas trifásicas a 40 Ω , reduciendo aproximadamente 3 segundos del tiempo de operación.
- Los tiempos de coordinación del esquema propuesto, son óptimos para operaciones selectivas de los equipos de protección.

3.4.4.4 Filosofía de protección con los ajustes propuestos del circuito 68502. El máximo fusible de coordinación para la filosofía fusión fusible se mantiene, el cual, corresponde a un elemento de 15T, ya que los ajustes de la funcione de tierra son similares.

Debido a que los reconectadores se encuentran en territorio rural, se analiza la implementación de la filosofía de salvamento de fusible, sin embargo, como se puede observar en la figura 38, y de acuerdo a los criterios descritos en el numeral 2.3.5; para falla de baja corriente, los tiempos de coordinación entre la curva “lenta”

o temporizada del reconectador no aseguran la correcta selectividad con la protección de la subestación, por lo que el esquema no actuaría correctamente.

Figura 38. Análisis de implementación de filosofía de salvamento de fusible. Circuito 68502



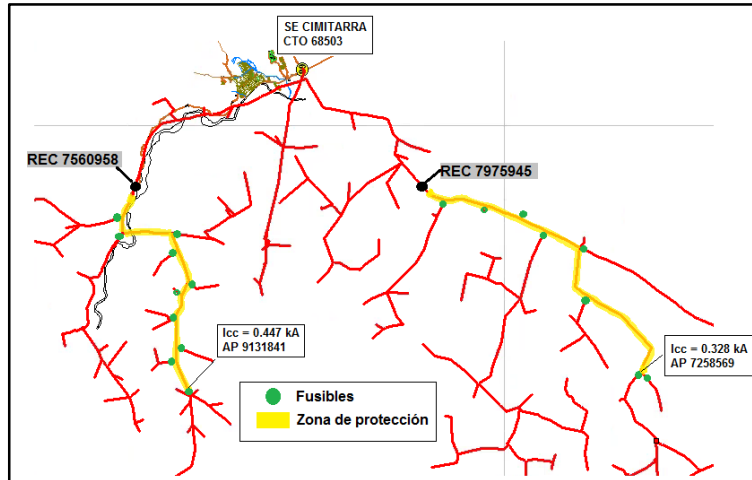
3.4.5 Optimización de los esquemas de las protecciones del circuito 68503.

3.4.5.1 Demanda máxima y zona de protección del circuito 68503. En la tabla 43 y figura 39 se muestran los valores de demanda máxima de los reconectadores R301 y R302 y su respectiva zona de protección.

Tabla 43. Flujo de carga equipos de protección

CIRCUITO		Demanda Máxima	Factor de potencia	Corriente de carga máxima	Conductor ACSR	
CÓDIGO	NOMBRE				Calibre AWG	Inom [A]
68 503	68 503 CHONTARALES	0,328 [MW]	0,9 atraso	15,25 [A]	1/0	242
301	Reconectador Apoyo 7560958	0,172 [MW]	0,9 atraso	8 [A]	1/0	242
302	Reconectador Apoyo 7975945	0,086 [MW]	0,9 atraso	4 [A]	4	140

Figura 39. Zonas de protección, reconectores R301 y R302.



3.4.5.2 Aplicación de criterios y ajustes recomendados de coordinación en el circuito 68503. De la misma forma que los esquemas del circuito 68502, en la tabla 44, se aplica los criterios de acuerdo a las características de cada reconector, los cuales, son tomados como base para determinar los ajustes definitivos que se exponen en la tabla 45 y se evalúan mediante simulaciones en el anexo K y L

Tabla 44. Aplicación de criterios para protección del reconectador R301 y R302

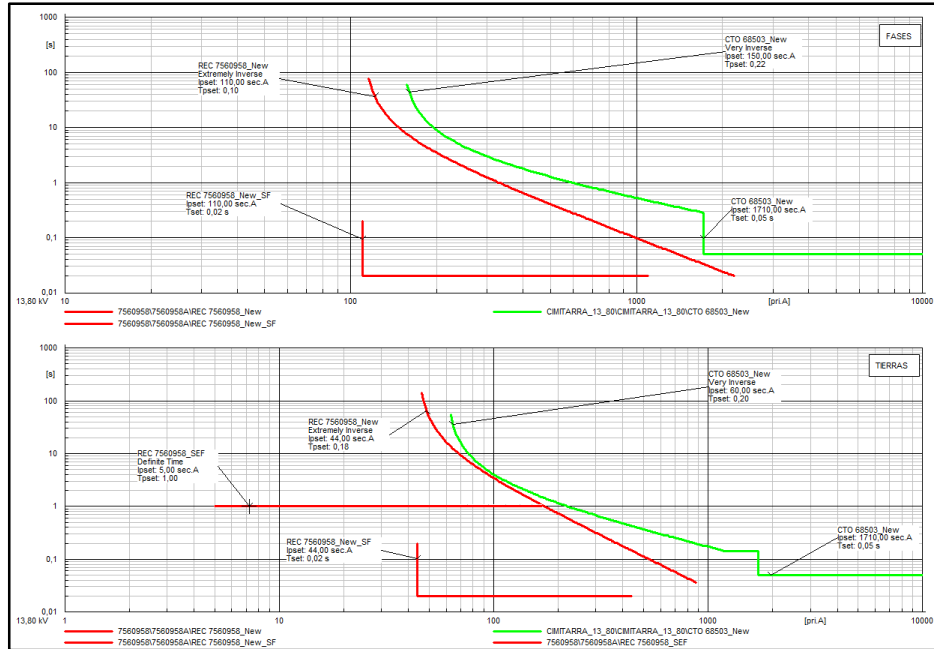
Protección	Criterio	Evaluación de Criterios R301-AP 7560958	Evaluación de Criterios R302- AP 7975945
Sobrecorriente de Fases 51P,50P			
Corriente de arranque Pickup	Menor valor entre		
	• 100% capacidad máxima del conductor principal	1/0 AWG = 242 A	4 AWG = 140 A
	• Mayor valor entre: 1) 200% Máxima carga del circuito 2) 33% (1/3) de la corriente mínima de cortocircuito en el punto del reconectador.	1) $2 \times 8 \text{ A} = 16 \text{ A}$ 2) $0,33 \times 447 \text{ [A]} = 147,5 \text{ [A]}$	1) $2 \times 4 \text{ A} = 8 \text{ A}$ 2) $0,33 \times 328 \text{ [A]} = 109 \text{ [A]}$
	• $I_{min_cc} = \text{Falla trifásica a } 2 \text{ } \Omega \text{ en el extremo remoto de la zona de protección}$ • 80% a 90% del pickup de fases de elemento de sobrecorriente "aguas arriba"	$0,8 \times 150 = 120 \text{ [A]}$	$0,8 \times 150 = 120 \text{ [A]}$
Tipo de curva	IEC Extremadamente Inversa	IEC Extremadamente Inversa	IEC Extremadamente Inversa
Valor de la curva Dial	• Se selecciona para que opere temporizadamente con respecto a la protección aguas arriba, en tiempos de coordinación mínimos de 150 a 200 ms entre curvas.	La evaluación de las curvas se evidencia en el anexo K.	La evaluación de las curvas se evidencia en el anexo L.
Tiempo definido	• El arranque de la función se recomienda establecer como el valor de corriente correspondiente a una falla trifásica de 2 [Ω] en bornes del reconectador. • En la filosofía de salvamento de fusibles, esta unidad debe estar deshabilitada.	Deshabilitada, por implementación de salvamento de fusible	Deshabilitada, por implementación de salvamento de fusible
Sobrecorriente de Tierra 51N, 50N			
Corriente de arranque Pickup	Menor valor entre: • 30% o 40% del ajuste de la unidad de sobrecorriente de fases 51 del reconectador.	$0,4 \times 110 = 44 \text{ [A]}$	$0,4 \times 110 = 44 \text{ [A]}$
Tipo de curva	IEC Extremadamente Inversa	IEC Extremadamente Inversa	IEC Extremadamente Inversa
Valor de la curva Dial	• Se selecciona para que opere temporizadamente con respecto a la protección aguas arriba, en tiempos de coordinación mínimos de 150 a 200 ms entre curvas.	La evaluación de las curvas se evidencia en el anexo K.	La evaluación de las curvas se evidencia en el anexo L.
Tiempo definido	• El arranque de la función se recomienda establecer como el valor de corriente correspondiente a una falla trifásica de 2 [Ω] en bornes del reconectador. • En la filosofía de salvamento de fusibles, esta unidad debe estar deshabilitada.	Deshabilitada, por implementación de salvamento de fusible	Deshabilitada, por implementación de salvamento de fusible
Sensitivo a tierra SEF			
Corriente de arranque Pickup	Si por condiciones de coordinación, el pickup de la función 51N es mayor que el 50% de la máxima carga del reconectador, se debe habilitar la función SEF. • 30% Máxima carga que soporta el reconectador.	$0,5 \times 8 = 4 \text{ [A]}$ $48 \text{ [A]} > 4 \text{ [A]}$ 1) $0,3 \times 8 = 2,4 \text{ [A]}$	$0,5 \times 4 = 2 \text{ [A]}$ $43 \text{ [A]} > 2 \text{ [A]}$ 1) $0,3 \times 4 = 1,2 \text{ [A]}$
Tipo de curva	Tiempo definido	Tiempo definido	Tiempo definido
Time Delay	• Mayor valor entre: 1) Tiempo de la curva de tierra (51N) para una corriente de falla monofásica de 40 Ω en el punto del reconectador 2) 1 segundo	$T(I_{cc1F_40 \text{ } \Omega}) = 0,854 \text{ s}$	$T(I_{cc1F_40 \text{ } \Omega}) = 0,854 \text{ s}$

Tabla 45. Ajustes propuestos del reconectador R301 y R302

SUB-ESTACIÓN	BAHÍA	AJUSTES DE FASE						AJUSTES DE TIERRA						SEF		RECIERRE		Filosofía de protección
		Dir	51 [A]	Dial	Curva	50 [A]	Time Delay (s)	Dir	51N [A]	Dial	Curva	50N [A]	Time Delay (s)	Pickup SEF [A]	Time Delay (s)	79-1 / 79-2	Reset time (s)	
CIMITARRA	CTO 68503	none	150	0,25	IEC VI	2100	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1800	0,05	OFF	-	15/30	60,00	Fusión fusible
CIMITARRA	CTO 68503 Rec apoyo 7560958	none	110	0,10	IEC EI	110	0	none	44	0,18	IEC EI	44	0	5	1	15/30	60,00	Salva fusible
CIMITARRA	CTO 68503 Rec apoyo 7975945	none	110	0,10	IEC EI	110	0	none	44	0,18	IEC EI	44	0	5	1	15/30	60,00	Salva fusible

- Los ajustes de los reconectadores mostrados en la tabla 45, corresponden a la filosofía de salvamento de fusible, la cual, como se puede observar en la figura 40, se tiene una primera curva instantánea con la misma corriente de arranque que las curvas temporizadas y una segunda curva correspondiente a la función 51 y 51N, cabe mencionar que en este tipo de filosofía no se recomienda habilitar la función de tiempo definido.
- Como se puede observar en la tabla de aplicación de los criterios, los reconectadores poseen aspectos similares, por lo tanto, se recomienda que compartan los mismos ajustes.
- Igual que en los casos anteriores, se recomienda habilitar la función SEF.
- El ciclo de recierre debe corresponder al criterio establecido, es decir, la primera operación debe corresponder a la curva rápida y las dos siguientes a la curva lenta o temporizada.
- De acuerdo a los análisis de los equipos de control, medida y protección mostrados en el anexo D, se observa que los reconectadores R301 y R302, ENTEC y NOJA Power respectivamente, permite la selección y ajuste de las curvas “rápidas” y “lentas” en cada ciclo de operación, permitiendo la óptima aplicación del esquema salva fusibles descrito.

Figura 40. Ajustes recomendados, reconectores 68503



3.4.5.3 Evaluación de los esquemas con las protecciones propuestas en el circuito 68503. Los tiempos de operación mostrados en las tablas 45 y 46, corresponden a la curva temporizada o curva lenta del esquema de protecciones, las cuales se evalúan en los anexos K y L.

Tabla 46. Tiempos de coordinación con ajustes propuestos, Reconector R301- Apoyo 7560958

Información de la falla				Tiempos de operación de los relés [s]		Min. Tiempo de coordinación [s]
Tipo de falla	R. de falla	Corriente de falla [kA]	Ubicación de la falla	Protección Relé de cabecera	Protección reconector de red	
Trifásica	0 [Ω]	0,897	AP 7560958	0,596	0,122	0,474
Trifásica	4 [Ω]	0,709	AP 7560958	0,796	0,197	0,599
Trifásica	23 [Ω]	0,299	AP 7560958	2,996	1,255	1,741
Trifásica	40 [Ω]	0,19	AP 7560958	10,884	3,974	6,910
Monofásica	0 [Ω]	0,639	AP 7560958	0,280	0,069	0,211
Monofásica	5 [Ω]	0,534	AP 7560958	0,341	0,098	0,243
Monofásica	40 [Ω]	0,186	AP 7560958	1,286	0,854	0,432

Se puede observar que, con los ajustes propuestos, se mejoran los tiempos de coordinación ante una falla trifásica a 23 Ω , aumentando de 175 ms a 1,741 segundos, Anexo K.3. Del mismo modo, se reducen los tiempos de operación ante fallas trifásica a 40 Ω . Por lo que el reajuste del dial propuesto, mejora la velocidad del esquema.

Tabla 47. Tiempos de coordinación con ajustes propuestos, Reconectador R302- Apoyo 7560945

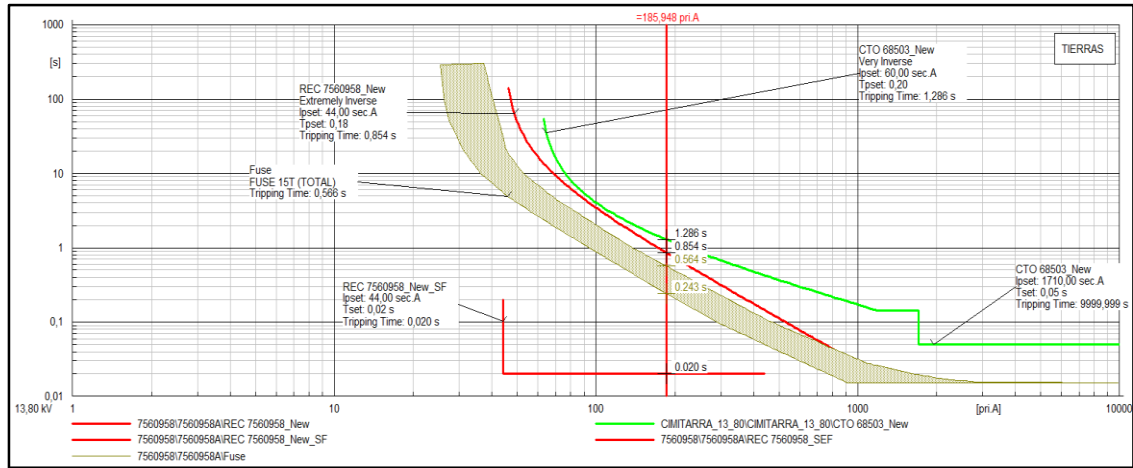
Información de la falla				Tiempos de operación de los relés [s]		Min. Tiempo de coordinación [s]
Tipo de falla	R. de falla	Corriente de falla [kA]	Ubicación de la falla	Protección Relé de cabecera	Protección reconector de red	
Trifásica	0 [Ω]	0,897	AP 7975945	0,596	0,122	0,474
Trifásica	6 [Ω]	0,709	AP 7975945	1,145	0,347	0,798
Trifásica	40 [Ω]	0,19	AP 7975945	10,884	3,974	6,910
Monofásica	0 [Ω]	0,639	AP 7975945	0,280	0,069	0,211
Monofásica	9 [Ω]	0,534	AP 7975945	0,454	0,162	0,292
Monofásica	40 [Ω]	0,186	AP 7975945	1,280	0,854	0,426

Al igual que con los ajustes actuales, el esquema de protección propuesta presenta óptimos tiempos de coordinación que garantiza operaciones seguras y selectivas.

3.4.5.4 Filosofía de protección con los ajustes propuestos del circuito 68503. Como los tiempos de coordinación obtenidos entre las curvas inversas con la protección de cabecera para fallas francas y a 2 Ω en bornes de los reconectores aseguran selectividad en sus operaciones y teniendo en cuenta que los equipos alimentan redes rurales, se observa que la implementación de la filosofía de salvamento de fusibles como esquema de protección en ambos dispositivos, puede mejorar sustancialmente la calidad del servicio en la zona.

En la figura 41, se muestra el funcionamiento del esquema salva fusibles, en el cual, para cualquier tipo de falla, la curva rápida del reconector dispara de manera instantánea, evitando el tiempo de la curva de fusión del fusible, el cual debe operar si la falla persiste.

Figura 41. Filosofía de protección, ajustes propuestos



3.4.6 Resumen de ajustes y esquemas óptimos de protección de la región de Cimitarra. En la tabla 48, se presenta el resumen de los ajustes propuestos (color rojo) de los equipos de control, medida y protección instalados en la subestación y redes radiales de distribución de la región de Cimitarra, los cuales, de acuerdo a las simulaciones y evaluaciones realizadas optimizan y mejoran la operación de los esquemas de protección actualmente implementados; de igual forma, se puede observar y de acuerdo al anexo D, que los equipos actuales soportan los requerimientos de los esquemas, por lo tanto, no es necesario su cambio.

Tabla 48. Resumen de ajustes y esquemas optimos de protección de la región Cimitarra

SUB-ESTACIÓN	BAHÍA	FUNCIONES DE PROTECCIÓN																	FUNCIONES DE CONTROL-COMM		FUNCIONES DE MEDIDA/REGISTRO
		AJUSTES DE FASE						AJUSTES DE TIERRA						SEF		RECIERRE		Filosofía de protección	Protocolo	Puerto	
		Dir	51 [A.prim]	Dial	Curva	50 [A.prim]	Time Delay (s)	Dir	51N [A.prim]	Dial	Curva	50N [A.prim]	Time Delay (s)	Pickup SEF [A]	Time Delay (s)	79-1 / 79-2	Reset time (s)				
CIMITARRA	T2	none	108,75	0,18	IEC NI	1500	0,15	none	33,5	0,05	IEC NI	OFF		OFF	-	OFF	-	N/A	DNP3	Fibra	Registro de datos Perfil de carga Oscilografía Registro de armónicos
CIMITARRA	T2	none	276	0,15	IEC NI	OFF	-	none	96	0,18	IEC NI	OFF		OFF	-	OFF	-	N/A	DNP3	Fibra	Registro de datos Perfil de carga Oscilografía Registro de armónicos
CIMITARRA	CTO 68501	none	150	0,22	IEC VI	1710	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1710	0,05	OFF	-	15/30	60,00	Fusión fusible	DNP3	Fibra	Registro de datos Perfil de carga Oscilografía Registro de armónicos
CIMITARRA	CTO 68502	none	150	0,22	IEC VI	1710	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1710	0,05	OFF	-	15/30	60,00	Fusión fusible	DNP3	Fibra	Registro de datos Perfil de carga Oscilografía Registro de armónicos
CIMITARRA	CTO 68503	none	150	0,22	IEC VI	1710	0,05	none	60	0,2	IEC VI	1710	0,05	OFF	-	15/30	60,00	Fusión fusible	DNP3	Fibra	Registro de datos Perfil de carga Oscilografía Registro de armónicos
CIMITARRA	CTO 68501 Rec apoyo 7124686	none	120	0,15	IEC EI	1100	0	none	48	0,15	IEC EI	700	0	6	1	15/30	60,00	Fusión fusible	DNP3	Ethernet	Registro de eventos Perfiles de carga Captura de ondas
CIMITARRA	CTO 68502 Rec apoyo 7711581	none	90	0,25	IEC EI	1000	0	none	40	0,24	IEC EI	700	0	5	1	15/30	60,00	Fusión fusible	DNP3	Ethernet	Registro de eventos Perfiles de carga Captura de ondas
CIMITARRA	CTO 68502 Rec apoyo 7107099	none	90	0,25	IEC EI	1000	0	none	40	0,24	IEC EI	700	0	5	1	15/30	60,00	Fusión fusible	DNP3	Ethernet	Registro de eventos Perfiles de carga Captura de ondas
CIMITARRA	CTO 68503 Rec apoyo 7560958	none	110	0,10	IEC EI	110	0	none	44	0,18	IEC EI	44	0	5	1	15/30	60,00	Salva fusible	DNP3	Ethernet	Registro de eventos Perfiles de carga Captura de ondas
CIMITARRA	CTO 68503 Rec apoyo 7975945	none	110	0,10	IEC EI	110	0	none	44	0,18	IEC EI	44	0	5	1	15/30	60,00	Salva fusible	DNP3	Ethernet	Registro de eventos Perfiles de carga Captura de ondas

4. OBSERVACIONES

De la figura 3, se observa que las fallas monofásicas a pesar de que pueden presentar los niveles de cortocircuito más altos en la subestación, caen drásticamente con la distancia a la falla, presentando una disminución de aproximadamente del 50% en el primer kilómetro de red.

Debido a que entre el 75% y el 90% de las fallas que ocurren en los sistemas de distribución, son de naturaleza transitoria, se genera la necesidad de analizar, especialmente en zonas rurales, la implementación de filosofías de salvamento de fusibles, en la cual, se aprovecha los ciclos de recierres de los equipos de protección para evitar desconexiones permanentes de usuarios ante fallas temporales.

De la figura 7, se observa que calidad promedio del servicio de energía eléctrica prestado a los usuarios en Colombia ha disminuido en comparación al año 2016, sin embargo, desde el punto de vista de operadores de red, la Electrificadora de Santander ha tenido un rendimiento positivo, mejorando sus indicadores de duración de 32 a 29.1 horas promedio de desconexión anual.

Debido a las características de construcción de los fusibles de expulsión, estos no presentan una adecuada protección a los transformadores de distribución para sobrecargas de bajas corrientes, ya que la mínima corriente de fusión requerida por el fabricante es aproximadamente 200% de la corriente nominal, lo que general que la curva de aclaración del fusible cruzará la curva de daño térmico del transformador en un valor de baja corriente, lo anterior se observa en la figura 13.

De la tabla 16, se observa que el 86.1% de los intentos de cierre tras la primera apertura del elemento de protección ante un cortocircuito en la red, es exitosa; lo

cual, es acorde a los porcentajes de falla de naturaleza temporal presentes en las redes de distribución.

Debido a que el software DigSilent Power Factory no contiene en sus librerías los tipos específicos de reconectadores, las simulaciones realizadas, se realizaron con elementos de protección genéricos. Para los relés de cabecera, los cuales corresponde a General Electric modelo F650, en el anexo D se muestra el modelo en el Software.

Del estado del arte y de las simulaciones realizadas, se observa que las fallas más frecuentes en la red corresponden a fallas monofásicas a tierra, seguidas de las bifásicas y como fallas menos probables, los cortocircuitos trifásicos, sin embargo, los niveles máximos de corriente se presentan antes faltas trifásicas y monofásicas, esta última ocasionada en los devanados de baja de un transformador delta-estrella.

De la evaluación de los esquemas actuales y de los resultados de la aplicación de los criterios definidos, se observa que los reconectadores instalados en el mismo circuito, presentan características de carga y corrientes de cortocircuito similares, reflejándose de esta forma, ajustes semejantes en los equipos de protección.

5. RECOMENDACIONES.

Debido a que entre el 33% y 50% de los conductores caídos ocasionan fallas de alta impedancia que tienen asociadas corrientes incipientes o de baja magnitud para ser detectadas por los dispositivos de protección de sobrecorriente, se recomienda la aplicación de las funciones adicionales sensitivos a tierra en los dispositivos de protección, las cuales proporcionan un grado más de sensibilidad a las funciones tradicionales de neutro de los elementos.

En la coordinación de las protecciones de transformadores ΔY en las subestaciones, es necesario la evaluación de las protecciones mediante simulaciones de fallas bifásicas en el devanado de baja, ya que estas generan un aumento del 15% del aporte de la corriente en alta, lo que origina, para las curvas de sobrecorriente de tiempo inverso, menores tiempos de operación y por ende disminución en los tiempos de coordinación con los elementos de protección aguas abajo, pudiendo ocasionar disparos no selectivos, lo anterior se evidencia en el numeral 3.3.

De las ventajas y desventajas mostradas en la tabla 14, se recomienda la utilización de fusibles de expulsión Tipo K para la protección de transformadores de distribución y tipo T para la protección de las redes de distribución.

De acuerdo al comportamiento del sistema eléctrico frente los distintos tipos de recierres analizados en [31], se recomienda que la filosofía de fusión fusible se debe aplicar en las protecciones de transformadores de potencia, en los alimentadores principales y en los reconectores de red instalados en cercanías a centros urbanos e industriales; en cuanto al esquema salvamento de fusibles, se debe implementar en los reconectores instalados en redes rurales, lo anterior se relaciona en la Tabla 17.

De los esquemas de protección actualmente implementados en la subestación, se identifica que a pesar de que no existe puntos de descoordinación, es posible mejorar la rapidez en la operación de las protecciones ante fallas de alta corriente con los ajustes propuestos en la tabla 33, en la cual, se recomienda disminuir 3 puntos en el dial de la función de fases. De igual forma, para mejorar la operación de las curvas de respaldo, correspondientes al transformador para fallas trifásicas y bifásicas de baja corriente, se recomienda sensibilizar la curva de fase de la protección de baja del transformador.

La evaluación de los esquemas actuales de protección del circuito 68501, mediante la simulación y aplicación de los criterios descritos, identifica que los ajustes de protección presentes, a pesar que presentan tiempos de coordinación óptimos, no presentan ajustes basados en la información real del sistema; por lo tanto, en la tabla 37, se relaciona los ajustes recomendados, los cuales mejoran tiempos de operación del esquema de protección.

En los análisis realizados al circuito 68502, se recomienda implementar los ajustes relacionados en la tabla 41, ya que, mejora los tiempos de operación de la curva ante fallas de baja corriente, reduciendo de 8 a 5 segundos el tiempo de despeje; adicional a lo anterior, se recomienda habilitar la función sensitiva a tierra debido a la baja carga que manejan los equipos.

De acuerdo al análisis realizado de los esquemas de protecciones y el comportamiento de las corrientes de falla en los reconectores del circuito 68503, se recomienda implementar la filosofía de salvamento de fusibles en los reconectores del circuito con los ajustes propuestos en la tabla 45, en la cual, se debe ajustar ambos equipos de manera similar. Lo anterior mejora los tiempos de coordinación críticos identificados del esquema actual.

6. CONCLUSIONES

Del estado del arte descrito y analizado en el documento, referentes a las generalidades y esquemas de protección aplicados en las redes de distribución, se evidencia que los sistemas de distribución y especialmente las redes radiales, están expuestas a diferentes tipos de perturbaciones que alteran la normalidad del sistema; el cual, se debe proteger por medio de esquemas de protección correctamente seleccionados, basados en criterios establecidos y soportados por elementos y dispositivos especializados para tal fin; permitiendo de esta manera, reducir los efectos de las fallas y por ende el número de clientes afectados.

De los análisis realizados a los equipos de control, medida y protección que posee ESSA en las redes de distribución de la región Cimitarra, se determina que son elementos compactos y multifuncionales, especializados en la protección de sobrecorriente y que soportan, además de funciones adicionales de protección, funciones de control y medida, las cuales permiten la gestión y monitoreo en tiempo real del dispositivo de forma local o remota, mejorando de esta manera, los tiempos de detección de falla y los correspondientes al restablecimiento del servicio de energía eléctrica.

Con el fin de determinar los esquemas de protección óptimos en la región de Cimitarra, se realizó, por medio de simulaciones, diferentes evaluaciones de los esquemas actuales de protección, en las cuales, se evidencian puntos críticos de coordinación que pueden originar un mal funcionamiento de los sistemas de protección ante la ocurrencia de diferentes tipos fallas.

Con los ajustes propuestos, los cuales se basan en las simulaciones de las curvas de protección determinadas por la aplicación de los criterios definidos, se concluye que se mejora los esquemas de protección actualmente implementados en la región de Cimitarra, ya que además de obtener tiempos de operación y coordinación que

aseguran operaciones selectivas, rápidas y con un mayor grado de sensibilidad, se encuentran determinadas por la información real del sistema y de la red de distribución donde se encuentran.

De manera general, los equipos de control, medida y protección instalados en los diferentes puntos de las redes radiales de la región de Cimitarra, soportan las recomendaciones realizadas, por lo que no se requiere remplazo de los mismos; de tal manera, se concluye que la optimización de los esquemas de protección se logra con realizar cambios de ajustes y habilitación de funciones adicionales de protección.

Debido a que más del 90% de las redes de la Electrificadora de Santander corresponde a redes rurales y que estas, de acuerdo a la geografía del departamento, presentan características topológicamente extensas y en muchos casos de difícil acceso, similares a los circuitos estudiados, se concluye que es necesario la aplicación de estudios de coordinación de protecciones basados en los criterios definidos y que permita implementar esquemas y filosofías tengan en cuentas las condiciones reales del sistema y así, mejorar la operación y calidad del servicio prestado.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MEJIA VILLEGAS S.A. Subestaciones de alta y extra alta tensión. HMV Ingenieros. Medellín Colombia, 2003.
- [2] RAMÍREZ C., Samuel. Protección de sistemas eléctricos. Universidad Nacional de Colombia. Manizales, 2004
- [3] RAMÍREZ C., Samuel. Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia. Manizales, 2004
- [4] GÖEN, Turan. Electric Power Distribution Engineering. 3rd ed. Taylor & Francis Group, 2014
- [5] Gers, Juan M. y HOLMES, Edward J. Protection of Electricity Distribution Networks. 2nd ed. The Institution of Electrical Engineers, London, 2004
- [6] MACGRAW EDISON COMPANY. Distribution- system protection manual. Power System Division, 1972.
- [7] COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS -CREG-, Resolución No. 015 de 2018, 2018.
- [8] AUCOIN B, Michael y HONES Robert H. High Impedance Fault Detection Implementation Issues. IEEE Transactions on Power Delivery, 1996
- [9] BRAVO, Richar y PHAM, Elyse. 12kV High Impedance Fault Testing. IEEE, 2017.
- [10] MUJAL, Ramón M. Protección de sistemas eléctricos de potencia. Universidad Politécnica de Cataluña, 2014
- [11] IEEE Std C37.91TM. IEEE Guide for Protecting Power Transformers.
- [12] VELASQUEZ, Carlos A. Estudio de coordinación de las protecciones de los circuitos de 13,8kV de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P. IEB, 2015

- [13] IEE Std C37.42TM. IEEE Standard Specifications for High-Voltage (>1000 V) Fuses and Accessories, 2016.
- [14] SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARES. Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia. Informe Ejecutivo”, 2017.
- [15] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución No. 070 de 1998.1998
- [16] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución No. 097 de 2008. 2008
- [17] EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN. Fusibles para protección de ramales y transformadores de distribución a instalar en postes – RA8-005A. 2011.
- [18] IEEE Std C37.48. IEEE Guide for the Application, Operation, and Maintenance of High-Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Accessories. 2005
- [19] IEEE Std C37.48.1. IEEE Guide for the Application, Operation, and Coordination of High-Voltage (>1000 V) Current-Limiting Fuses. 2011
- [20] JAIMES, Jorge A. Fundamentos principios de las protecciones. Diapositivas protecciones eléctricas. Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. UIS, 2017.
- [21] IEEE C37.112. IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. 1996
- [22] IEC 255-4. Electrical Relay-Single Input Energizing Quantity Measuring Relays With Depend Specified Time. 1976
- [23] BERTRAND Pierre. Las protecciones direccionales. Cuaderno Técnico n°181. Schneider Electric, 2000
- [24] NTC 819. Transformadores trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, perdidas y tensión de cortocircuito. 1995.

- [25] NTC 2797. Guía para la selección de fusibles para transformadores de distribución. Revisión 1990-12-05
- [26] XM. Guías para el buen ajuste DE la coordinación de protecciones del SIN. 2015.
- [27] RAMIREZ Carlos. Estudio de coordinación de Protecciones, informe de criterios de ajuste. 2011.
- [28] IEEE Std C37.230™. IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Line. 2007.
- [29] FRANCA José A. Protección en las redes de distribución. 2014.
- [30] IEEE Std C37.104™. IEEE Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines. 2012.
- [31] ESPINOSA, Carlos, CAICEDO, Gladys y ALMONACID Oscar. Criterios para la aplicación de esquemas de recierre automático en las líneas de un sistema de distribución. 2013.
- [32] NOJA POWER SWITCHGEAR. Manual de Usuario. 2011
- [33] SHNEIDER ELECTRIC. U-Series, Manual de Usuario. 2013
- [34] ENTEC. Recloser Control ETR300-R, User's Manual. 2010
- [35] GE DIGITAL ENERGY. Digital Bay Controller, User Manual F650. 2016.

BIBLIOGRAFÍA

AUCOIN B, Michael y HONES Robert H. High Impedance Fault Detection Implementation Issues. IEEE Transactions on Power Delivery, 1996

BERTRAND Pierre. Las protecciones direccionales. Cuaderno Técnico n°181. Schneider Electric, 2000

BRAVO, Richar y PHAM, Elyse. 12kV High Impedance Fault Testing. IEEE, 2017.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución No. 070 de 1998. 1998

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución No. 097 de 2008. 2008

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS -CREG-, Resolución No. 015 de 2018, 2018.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN. Fusibles para protección de ramales y transformadores de distribución a instalar en postes – RA8-005A. 2011.

ENTEC. Recloser Control ETR300-R, User's Manual. 2010

ESPINOSA, Carlos, CAICEDO, Gladys y ALMONACID Oscar. Criterios para la aplicación de esquemas de recierre automático en las líneas de un sistema de distribución. 2013.

FRANCA José A. Protección en las redes de distribución. 2014.

GE DIGITAL ENERGY. Digital Bay Controller, User Manual F650. 2016.

GERS, Juan M. y HOLMES, Edward J. Protection of Electricity Distribution Networks. 2nd ed. The Institution of Electrical Engineers, London, 2004

GÖEN, Turan. Electric Power Distribution Engineering. 3rd ed. Taylor & Francis Group, 2014

IEC 255-4. Electrical Relay-Single Input Energizing Quantity Measuring Relays With Depend Specified Time. 1976

IEEE Std C37.42TM. IEEE Standard Specifications for High-Voltage (>1000 V) Fuses and Accessories, 2016.

IEEE C37.112. IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. 1996

IEEE Std C37.104TM. IEEE Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines. 2012.

IEEE Std C37.230TM. IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Line. 2007.

IEEE Std C37.48. IEEE Guide for the Application, Operation, and Maintenance of High-Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Accessories. 2005

IEEE Std C37.48.1. IEEE Guide for the Application, Operation, and Coordination of High-Voltage (>1000 V) Current-Limiting Fuses. 2011

IEEE Std C37.91TM. IEEE Guide for Protecting Power Transformers.

JAIMES, Jorge A. Fundamentos principios de las protecciones. Diapositivas protecciones eléctricas. Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. UIS, 2017.

MACGRAW EDISON COMPANY. Distribution- system protection manual. Power System Divison, 1972.

MEJIA VILLEGAS S.A. Subestaciones de alta y extra alta tensión. HMV Ingenieros. Medellín Colombia, 2003.

MUJAL, Ramón M. Protección de sistemas eléctricos de potencia. Universidad Politécnica de Cataluña, 2014

NOJA POWER SWITCHGEAR. Manual de Usuario. 2011

NTC 2797. Guía para la selección de fusibles para transformadores de distribución. Revisión 1990-12-05

NTC 819. Transformadores trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, perdidas y tensión de cortocircuito. 1995.

RAMÍREZ C., Samuel. Protección de sistemas eléctricos. Universidad Nacional de Colombia. Manizales, 2004

RAMÍREZ C., Samuel. Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia. Manizales, 2004

RAMIREZ Carlos. Estudio de coordinación de Protecciones, informe de criterios de ajuste. 2011.

SHNEIDER ELECTRIC. U-Series, Manual de Usuario. 2013

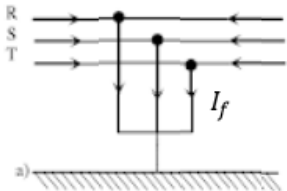
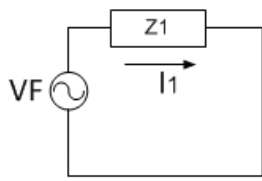
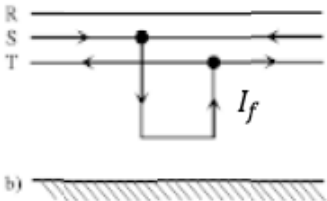
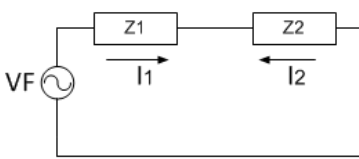
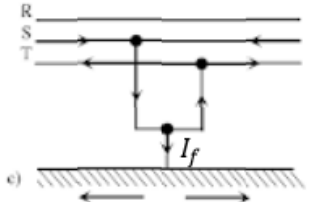
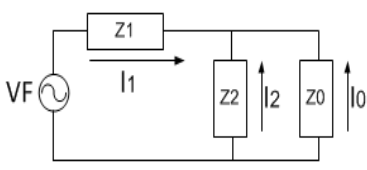
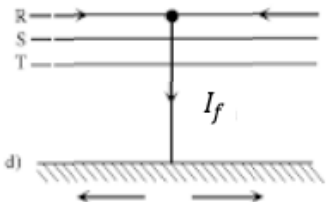
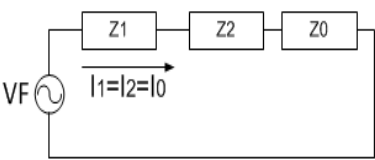
SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARES. Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia. Informe Ejecutivo”, 2017.

VELASQUEZ, Carlos A. Estudio de coordinación de las protecciones de los circuitos de 13,8kV de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P. IEB, 2015

XM. Guías para el buen ajuste DE la coordinación de protecciones del SIN. 2015.

ANEXOS

ANEXO A. REDES DE SECUENCIA.

FALLAS TRIFÁSICA		
 a)		$I_1 = \left(\frac{V_F}{Z_1} \right)$ $I_2 = I_0 = 0$
FALLA BIFÁSICA		
 b)		$I_1 = \left(\frac{V_F}{Z_1 + Z_2 + Z_F} \right)$ $I_1 = -I_2$ $I_0 = 0$
FALLA BIFÁSICA A TIERRA		
 c)		$I_1 = \frac{V_F}{Z_1 + \left[\frac{Z_2(Z_0 + 3Z_F)}{Z_2 + Z_0 + 3Z_F} \right]}$ $I_2 = (-I_1) \left(\frac{Z_0 + 3Z_F}{Z_1 + 3Z_F + Z_2} \right)$ $I_0 = (-I_1) \left(\frac{Z_2}{Z_0 + 3Z_F + Z_2} \right)$
FALLA MONOFÁSICA		
 d)		$I_1 = \frac{V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + (3Z_f)}$ $I_1 = I_2 = I_0$

ANEXO B. MÍNIMA CORRIENTE DE FUSIÓN DE FUSIBLES TIPO T Y K.

·Melting currents for type-K (fast^a) fuses^b

Rated current	300 s or 600 s melting current ^c		10 s melting current		0.1 s melting current		Speed ratio
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	
Preferred ratings							
6*	12.0	14.4	13.5	20.5	72	86	6.0
10	19.5	23.4	22.5	34	128	154	6.6
15*	31.0	37.2	37.0	55	215	258	6.9
25	50	60	60	90	350	420	7.0
40	80	96	96	146	565	680	7.1
65*	128	153	159	237	918	1100	7.2
100	200	240	258	388	1520	1820	7.6
140*	310	372	430	650	2470	2970	8.0
200	480	576	760	1150	3880	4650	8.1
Intermediate ratings							
8	15	18	18	27	97	116	6.5
12*	25	30	29.5	44	166	199	6.6
20	39	47	48.0	71	273	328	7.0
30*	63	76	77.5	115	447	546	7.1
50	101	121	126	188	719	862	7.1
80	160	192	205	307	1180	1420	7.4
Ratings below 6 A							
1	2	2.4	— ^d	10	— ^d	58	—
2	4	4.8	— ^d	10	— ^d	58	—
3	6	7.2	— ^d	10	— ^d	58	—

·Melting currents for type-T (slow^a) fuses^b

Rated current	300 s or 600 s melting current ^c		10 s melting current		0.1 s melting current		Speed ratio
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	
Preferred ratings							
6*	12.0	14.4	15.3	23.0	120	144	10.0
10	19.5	23.4	26.5	40	224	269	11.5
15*	31.0	37.2	44.5	67	388	466	12.5
25	50	60	73.5	109	635	762	12.7
40	80	96	120	178	1040	1240	13.0
65*	128	153	195	291	1650	1975	12.9
100	200	240	319	475	2620	3150	13.1
140*	310	372	520	775	4000	4800	12.9
200	480	576	850	1275	6250	7470	13.0
Intermediate ratings							
8	15	18	20.5	31	166	199	11.1
12*	25	30	34.5	52	296	355	11.8
20	39	47	57.0	85	496	595	12.7
30*	63	76	93.0	138	812	975	12.9
50	101	121	152	226	1310	1570	13.0
80	160	192	248	370	2080	2500	13.0
Ratings below 6 A							
1	2	2.4	— ^d	11	— ^d	100	—
2	4	4.8	— ^d	11	— ^d	100	—
3	6	7.2	— ^d	11	— ^d	100	—

ANEXO C. TABLAS DE COORDINACIÓN DE FUSIBLES.

Tabla de coordinación para fusibles Tipo T según EEI-NEMA

Protección Principal	Fusible de Respaldo													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Máxima Corriente de Falla (A)													
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Tabla de coordinación para fusibles de expulsión Tipo K según EEI-NEMA

Protección Principal	Fusible de Respaldo													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima Corriente de Falla (A)													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

ANEXO D. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE CONTROL, MEDIDA Y PROTECCIÓN.

A continuación, se expone los aspectos más relevantes de los relés y reconectores pertenecientes e instalados como equipos de control, medida y protección de las redes de distribución del Nivel II de la región de Cimitarra.

D.1 Relé GENERAL ELECTRIC – Multilin F650 Bay Controller



El relé GE-F650 es un equipo multifuncional de protección, control, monitorización, medida y registro, apto para muchas y diversas aplicaciones como protección principal de alimentadores de distribución y líneas de transmisión, protección de respaldo para transformadores, barras, bancos de condensadores, protección de motores, etc. [35]

El relé ofrece como protección principal, Sobreintensidad de fase, neutro, tierra y tierra sensible, instantánea y temporizada. La función de sobrecorriente temporizada ofrece múltiples formas de curva o *FlexCurves* para una óptima coordinación.

Adicional, el equipo dispone de protección de máxima y mínima tensión, máxima y mínima frecuencia, fallo de interruptor, supervisión direccional de corriente, diagnóstico de faltas y lógica programable. También se incorporan funciones de reenganchador automático, comprobación de sincronismo y localizador de faltas. Las funciones de medida de tensión, intensidad, potencia y energía se incluyen de serie. Los parámetros de intensidad están disponibles como magnitud RMS total, o como magnitud RMS sólo de frecuencia fundamental y ángulo (fasor).

Adicional a lo anterior, el relé posee funciones de monitoreo, captura y registros de eventos necesarios para los análisis posoperativos. De igual manera, posee gran variedad de módulos de comunicación para acceso y control local y remoto mediante el sistema SCADA.

En el Anexo 4.1.1. se describen las funciones de protección que tiene el equipo, junto al código respectivo.

Tabla D.1.1. Funciones de protección relé GE F650

CÓDIGO	FUNCIÓN	CÓDIGO	FUNCIÓN
25	Sincronismo	51SG	Sobreintensidad temporizada de tierra para sistemas de tierra sensible (medida desde el 5º transformador de corriente)
27P	Minima tensión de fase	59N	Máxima tensión para Neutro (dos elementos, High y Low)
27X	Minima tensión auxiliar	59P	Máxima tensión de fase
32	Potencia Direccional Sensible	59X	Máxima tensión auxiliar
32FP	Potencia Directa	59X	Máxima tensión auxiliar
32N	Direccional de Potencia de Secuencia Cero	67P	Control direccional para fases
46	Sobreintensidad temporizada de Secuencia Negativa	67N	Control direccional para Neutro
47	Máxima tensión de secuencia negativa	67G	Control direccional para tierra
48	Rotor Bloqueado	67SG	Control direccional para tierra sensible
49	Protección contra sobrecargas por modelo térmico	79	Reenganchador automático (reenganchador de cuatro intentos)
50G	Sobreintensidad instantánea de tierra (medida desde el 4º transformador de corriente)	810	Máxima frecuencia
50N	Sobreintensidad instantánea de Neutro (calculada a partir de las corrientes de fase)	81U	Mínima frecuencia
50P	Sobreintensidad instantánea de fase (dos elementos, High y Low)	81R	Derivada de frecuencia
50SG	Sobreintensidad instantánea de tierra para sistemas de neutro sensible (medida desde el 5º transformador de corriente)	I2/I1	Conductor Roto
50ISG	Sobreintensidad instantánea para sistemas de neutro aislado (medida desde el 5º transformador de corriente)	50BF	Fallo de interruptor
51G	Sobreintensidad temporizada de tierra (medida desde el 4º transformador)	VTFF	Fallo de fusible
51N	Sobreintensidad temporizada de Neutro (calculada a partir de las corrientes de fase)		Incursión de carga
51PV	Sobreintensidad temporizada de fases con frenado por tensión (dos elementos, High y Low)		

[35]

Como se puede observar, el relé tiene diferentes funciones de acuerdo a la aplicación utilizada; los detalles de ajustes se encuentran por fuera del alcance del documento y se puede consultar en el manual técnico del equipo [35]; sin embargo, a continuación, se expondrá la información necesaria para el ajuste de las funciones de sobrecorriente principales y la función de cierre automático.

Tabla D.1.2. Ajuste funciones principales relé GE F650

Ajustes Generales			
General Settings			
Name	Value		
Phase CT Ratio	40,0	[1,0 : 6000,0]	
Ground CT Ratio	40,0	[1,0 : 6000,0]	
Stv Ground CT Ratio	40,0	[1,0 : 6000,0]	
Phase VT Ratio	300,0	[1,0 : 6000,0]	
Phase VT Connection	WYE		
Nominal Voltage	115,0 V	[1,0 : 250,0]	
Nominal Frequency	60 Hz		
Phase Rotation	ABC		
		Phase CT Ratio: Relación del transformador de corriente de fases. Ground CT Ratio: Relación del transformador de corriente de tierra, independiente. Phase VT Ratio: Relación de tensión de los transformadores de tensión (externos). Phase VT Connection: Conexión de los transformadores de tensión (externos). Nominal Voltage: Tensión nominal del secundario de los PTs. Nominal Frequency: Frecuencia del sistema. Phase Rotation: Secuencia de fases.	
Ajuste protección sobrecorriente temporizada de fases y tierras			
Phase TOC High 1		Phase TOC High 2 Phase TOC High 3	
Name	Value		
Function	ENABLED		
Input	PHASOR(DFT)		
Pickup Level	4,70 A	[0,05 : 160,00]	
Curve	IEC Curve B		
TD Multiplier	0,14 s	[0,00 : 900,00]	
Reset	INSTANTANEOUS		
Voltage Restraint	DISABLED		
Snapshot Events	ENABLED		
		Function: Habilitar o Deshabilitar la función Input: Phasor (DFT): Medida tomada únicamente de la componente fundamental de la onda de corriente, RMS: Medida tomada del valor eficaz de la onda de corriente. Pickup level: Corriente de arranque (en valores secundarios de PTs) de la función sobrecorriente de fases. Curve : Tipo de curva de la función temporizada. IEC Curve A = IEC Normalmente inversa IEC Curve B = IEC Muy inversa IEC Curve C = IEC Extremadamente inversa TD Multiplier: Dial de tiempo de la curva temporizada. Reset: Modo en el que la función se restablece posterior a un arranque no efectivo. Se utiliza el modo lineal para coordinación con relés electromecánicos. Voltage Restraint: Escala el Pickup de la función de acuerdo a la caída de tensión medida. Solo para las funciones de fases. Snapshot Events: Habilitar la generación de eventos cuando se active la función.	
Ajuste protección sobrecorriente instantánea de fases y tierras			
Phase IOC High 1		Phase IOC High 2 Phase IOC High 3	
Name	Value		
Function	ENABLED		
Input	PHASOR(DFT)		
Pickup Level	15,00 A	[0,05 : 160,00]	
Trip Delay	0,10 s	[0,00 : 900,00]	
Reset Delay	0,00 s	[0,00 : 900,00]	
Snapshot Events	ENABLED		
		Function: Habilitar o Deshabilitar la función Input: Phasor (DFT): Medida tomada únicamente de la componente fundamental de la onda de corriente, RMS: Medida tomada del valor eficaz de la onda de corriente. Pickup level: Corriente de arranque (en valores secundarios de PTs) de la función sobrecorriente de fases Trip Delay: Tiempo de espera de la curva de tiempo definido. Reset: Modo en el que la función se restablece posterior a un arranque no efectivo. Se utiliza el modo lineal para coordinación con relés electromecánicos.	
Ajuste de recierres automáticos			
Autoreclose			
Name	Value		
Function	ENABLED		
Max Number Shots	1	[1 : 4]	
Dead Time 1	15,00 s	[0,00 : 900,00]	
Dead Time 2	0,00 s	[0,00 : 900,00]	
Dead Time 3	0,00 s	[0,00 : 900,00]	
Dead Time 4	0,00 s	[0,00 : 900,00]	
Reclaim Time	0,00 s	[0,00 : 900,00]	
Cond. Permission	DISABLED		
Hold Time	0,00 s	[0,00 : 900,00]	
Reset Time	30,00 s	[0,00 : 900,00]	
Snapshot Events	ENABLED		
		Max Number Shots: Numero máximo de intentos de recierres Dead Time 1: Tiempo de espera del 1er recierre Dead Time 2: Tiempo de espera del 2do recierre Dead Time 3: Tiempo de espera del 3er recierre Dead Time 4: Tiempo de espera del 4to recierre Reclaim Time: Tiempo de seguridad, tiempo para pasar de estado de BLOQUEO a estado LISTO una vez que se cierra el interruptor mediante orden manual. Cond. Permission: Verifica las condiciones de cierre antes de realizar el recierre automático. Hold Time: Tiempo en que se debe mantener las condiciones de recierre. Reset Time: Tiempo en que el Autorecierre vuelve a las condiciones iniciales, después de un recierre exitoso Snapshot Events: Habilitar la generación de eventos cuando se active la función	

Tabla D.1.3. Funciones de control y medida del relé GE F650

CONTROL-COMUNICACIONES	MEDIDA	REGISTROS
Puerto frontal RS232, dos puertos traseros RS485/fibra óptica, puerto Ethernet 10/100 TX y 100 FX	Medida de entradas de corrientes de fase, neutro, tierra y tierra sensible	Registrador de datos
Comunicaciones ModBus RTU y sobre TCP/IP	Tensiones simples y compuestas	Demanda
Multimaster DNP (3.0 nivel 2)	Potencias por fase y potencia total (activa, reactiva y total o aparente)	Registro de eventos (hasta 128 eventos configurables)
IEC 870-5-104	Energía trifásica	Localizador de faltas con hasta 10 reportes de falta
Mapa de Usuario ModBus	Frecuencia	Oscilografía (hasta 20 registros)
IEC 61850	Componentes de secuencia para tensiones y corrientes	Sucesos (hasta 479)
	Contadores de pulsos	
	Comparadores Analógicos	

[35]

Se observa en la tabla D.1.3 las funciones de control y medida que soporta el relé GE F650, las cuales, se habilitan de acuerdo a las necesidades requeridas; sin embargo, es común implementar el control del relé a través de protocolos TCP/IP e IEC 61850 y activar como funciones de medida, los registros de demanda o perfiles de carga, registro de eventos y generador de oscilografías ante fallas. En los sistemas de distribución radial, no se recomienda habilitar la función de localización de fallas, ya que esta realiza una comparación entre la impedancia de falla medida y la impedancia establecida de la línea a proteger, sin embargo, en las redes radiales con múltiples bifurcaciones, no es posible determinar un valor fijo de longitud; por lo tanto, esta función se puede habilitar para redes o líneas sin derivaciones.

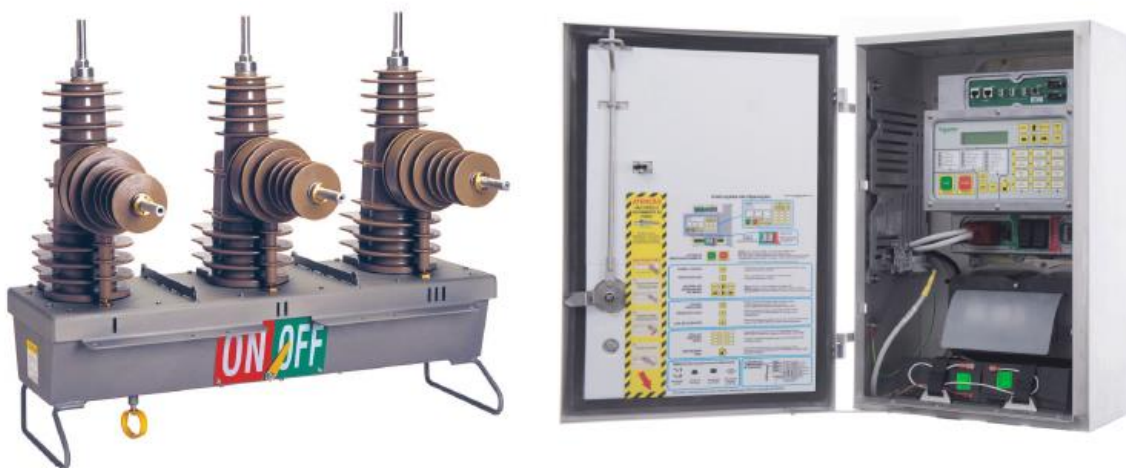
Anexo D.1.2. Funciones del relé GE F650 en librería de DigSilent

Name	Type
DirGround	DirGround
DirNegSeq	DirNegSeq
DirNeutral	DirNeutral
DirPhase	DirPhase
DirSensitiveGround	DirSensitiveGround
MeasFreq	MeasFreq
81O	81O
81U	81U
46	46
50G	50G
50IG	50IG
50N	50N
50PH	50PH
50PL	50PL
50SG	50SG
Logic	Logic
Volt_Restr	Volt_Restr
Closing Logic	Closing Logic
MeasIpolt	MeasIpolt
MeasPNVolt	MeasPNVolt
MeasPhase	MeasPhase
MeasSeq	MeasSeq
Reclosing	Reclosing
49	49
51G	51G
51N	51N
51PH	51PH
51PL	51PL
51SG	51SG
27P	27P
59NH	59NH
59NL	59NL

El modelo del relé GE F650 DigSilent Power Factory lo desarrolla mediante objetos *.ElmRelay*, el cual, se encuentra dentro de las librerías de soporte del software. En el Anexo D.1.3. se

muestran los elementos de protección que tiene configurado el relé objeto; se puede observar que se clasifican mediante denominación ANSI.

D.2 Reconectador SCHNEIDER ELECTRIC U-Series



Lo reconectadores automáticos Schneider Electric Tripolares serie U, son equipos compactos con interruptores de vacío y transformadores de corriente y tensión alojados dentro de una resina epoxi hidrofóbica [33] que permite su utilización de forma versátil y segura.

La serie U están disponible con valores nominales de 15 kV Y 27 kV, 630 A en corriente nominal y una capacidad de cortocircuito de 12.5 kA. Los cuales son utilizados en sistemas de distribución de 13.8 kV con valores de cortocircuito inferiores a 12 kA en la Electrificadora de Santander.

Es utilizado en aplicaciones de protección de redes de distribución, restaurador automático, automatización de redes y seccionalizador; configurable mediante su control ADVC, el cual, tiene funciones de medición, registro de eventos y comunicación para integración en el sistema SCADA.

En la tabla D.2.1 se relaciona las funciones de protección y control principales que posee el equipo.

Tabla D.2.1. Funciones de control, medida y protección reconectador Schneider

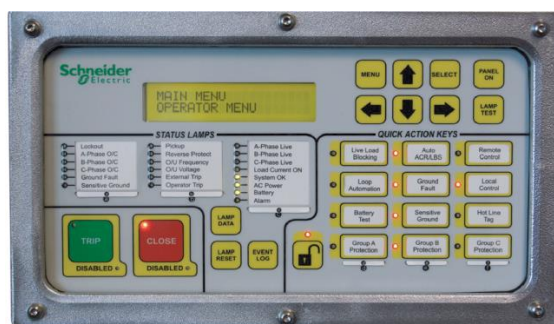
Protección		Control-Comunicación	Medida/Registros
Código ANSI	Función		
51P	Sobrecorriente temporizada de fases.	Radio	Corrientes compuestas
51N	Sobrecorriente temporizada de neutro.	DNP3	Tensiones de fase y neutro
50P	Sobrecorriente instantánea de fases.	IEC 60870-5-101/4	Potencia trifásica
50N	Sobrecorriente instantánea de neutro.	Modbus	Energía trifásica
51SG	Protección sensitiva a tierra.	SCADA	Frecuencia

67	Protección direccional de fases.	TCP/IP	Medida de tiempo de corte de suministro
67N	Protección direccional de tierras.	MTS	Huecos y picos de tensión
27	Baja tensión.	IEC 61850	Armónicos
59	Alta tensión.	Puerto Ethernet	Capturas de onda
81	Baja y máxima frecuencia.	Puerto RS 485	Perfiles de carga
79	Recierre automático.	Puerto USB	Registro de eventos
	Protección por pérdida de fases.		
	Restricción por corrientes Inrush.		
	Restricción por corrientes de arranque en frío.		

Anexo D.2.1. Configuración del control ADVC

La configuración del reconectador se puede realizar de forma directa a través del control ADVC, mediante los botones frontales mostrado en la figura D.2.1 o por medio del software WSOS (Windows Switchgear Operating System), el cual, es el sistema de gestión especializado de los reconectadores Schneider; que permite una configuración amigable de las funciones de control y protección que posee el equipo, las cuales, se describen las principales en la Tabla D.2.2. y figura D.2.2.

Figura D.2.1. Control ADVC- Control Schneider Electric



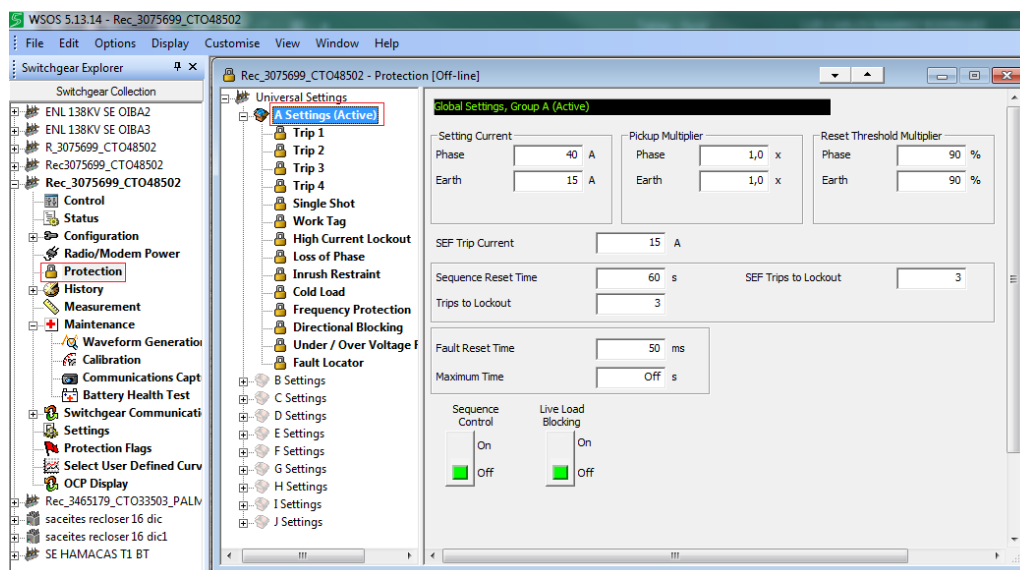
[33]

Tabla D.2.2. Descripción de ajustes de protección en el control ADVC

Ajustes	Descripción	Ajuste recomendado
Setting Current	Ajuste de la corriente de arranque de las funciones 51 y 51N.	Según estudio
Pickup Multiplier	Multiplicador de las corrientes de arranque de las funciones 51 y 51N.	1.0
Reset Threshold Multiplier	Determina el nivel al que debe que caer la corriente medida después de un arranque para restablecer el tiempo de falla.	90%
SEF Trip Current	Corriente de arranque de la función sensitivo a tierra.	Según estudio
SEF Trip to Lockout	Número máximo de operaciones por la función SEF antes del bloqueo.	3

Sequence Reset Time	Tiempo posterior a un recierre exitoso para que el dispositivo reinicie el contador de secuencias de recierres.	60 s
Trips to Lockout	Número máximo de operaciones del reconectador antes del bloqueo.	1
Fault Reset Time	Tiempo que restablece el tiempo de falla, luego que la corriente medida cae de un nivel inferior al ajuste Reset Threshold Multiplier.	50 ms
Maximum Time	Tiempo máximo para el despeje de falla.	OFF
Phase Time Multiplier	Dial o multiplicador de tiempo de la curva de protección seleccionada.	Según estudio
Phase Instantaneous Multiplier	Corriente de arranque de la función 50 y 50N, en número de veces la corriente de pickup de fases y tierra.	Según estudio
Phase Minimum Time	Tiempo mínimo de operación de la curva seleccionada.	0 seg
Phase Additional Time	Tiempo que se le adiciona a la operación de la curva seleccionada.	0 seg
Reclose time	Tiempo de espera del recierre correspondiente al disparo ajustado.	
SEF Definite Time	Tiempo definido para la operación de la función SEF.	Según estudio
SEF Alarm Definite Time	Tiempo definido para generar alarma por la función SEF.	1 seg

Figura D.2.2. Ajustes de protecciones mediante el software WSOS



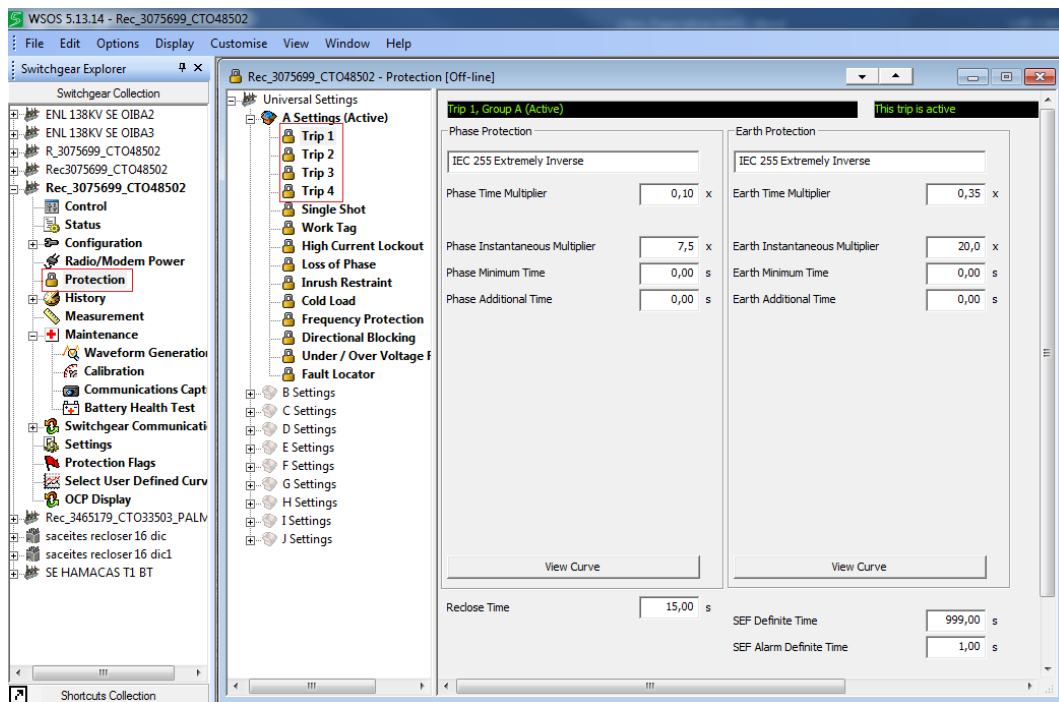


Figura D.2.3. Ajustes de medida y registro mediante el software WSOS

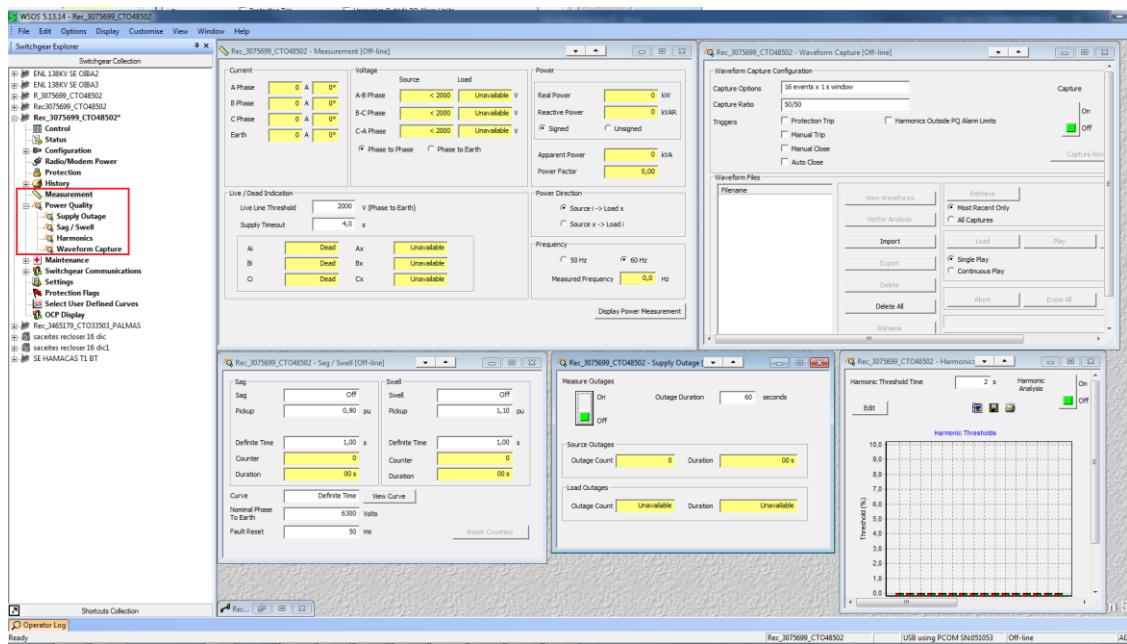
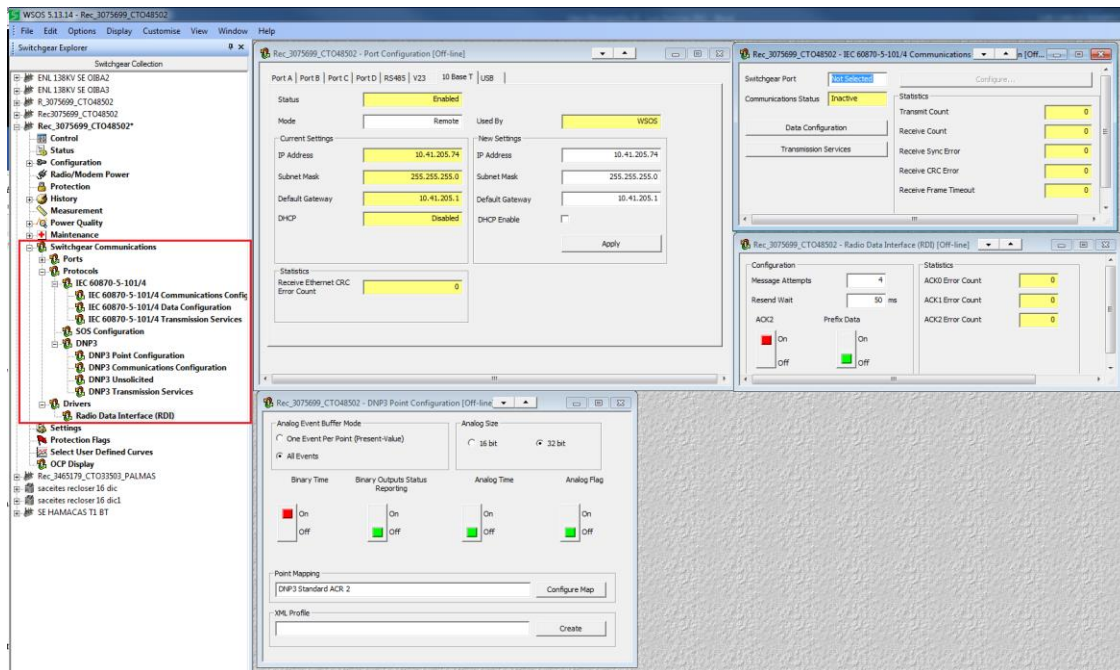


Figura D.2.4. Ajustes de control-comunicaciones mediante el software WSOS



D.3 Reconectador NOJA POWER OSM 15



Los reconectores automáticos Noja Power serie OSM15 están diseñados para uso en líneas de distribución aéreas y en aplicaciones en subestaciones, incorporan interruptores al vacío dentro de polos sólidos dieléctricos contenidos en un tanque de acero inoxidable con un diseño a prueba de falla de arco; cada fase del mecanismo es operado por un actuador magnético individual [32].

La serie OSM15 posee un valor máximo voltaje de 15,5 kV, 800 A en corriente nominal y una capacidad de cortocircuito de 16 kA

El reconectador es controlado por un control RC que proporciona todas las funciones de protección, registro de datos y comunicaciones, con funcionalidad incorporada de distribución automatizada configurable por el usuario.

En la tabla D.3.1 se relaciona las funciones de protección y control principales que posee el equipo.

Tabla D.3.1. Funciones de protección reconectador Noja Power RC-10

Código ANSI	Función	Nomenclatura equipo
51P	Sobrecorriente temporizada de fases.	OC1+, OC2+, OC1-, OC2-
51N	Sobrecorriente temporizada de neutro.	EF1+, EF2+, EF1-, EF2-,
50P	Sobrecorriente instantánea de fases.	OC3+, OC3-
50N	Sobrecorriente instantánea de neutro.	EF3+, EF3-,
51SG	Protección sensitiva a tierra.	SEF+, SEF-
46	Sobreintensidad de fases de secuencia negativa	NPS1+, NPS2+, NPS3+, NPS1-, NPS2-, NPS3-,
67	Protección direccional de fases.	Directional Element OC
67N	Protección direccional de tierras.	Directional Element EF
27	Baja tensión.	UV1, UV2, UV3, UV4
59	Alta tensión.	OV1, OV2, OV3, OV4
81	Baja y máxima frecuencia.	UF-OF
79	Recierre automático.	Reclose Time
	Restricción por corrientes Inrush.	Inrush Restraint
	Restricción por corrientes de arranque en frío.	Cold Load Pickup
	Disparo por armónicos	THD/TDD

Tabla D.3.2. Funciones de control y medida reconectador Noja Power RC-10

Control-Comunicación	Medida/Registros
Protocolo DNP3	Corrientes compuestas
Protocolo IEC 60870	Tensiones de fase y neutro
Protocolo 2179	Potencia trifásica y factor de potencia
Puerto RS232	Energía trifásica y monofásica
Puerto USB	Frecuencia
Puerto Ethernet	Tensiones y corrientes de secuencias
	Huecos y picos de tensión
	Armónicos
	Capturas de onda
	Perfiles de carga
	Monitorización de interrupciones
	Registro de eventos

Anexo D.3.1. Configuración del control RC-10

La configuración del reconectador se puede realizar de forma directa a través del control RC-10, mediante los botones frontales mostrado en la figura D.3.1 o por medio del software CMS (Control and Management Software), el cual, es el sistema de gestión especializado de los reconectadores NOJA; que permite una configuración amigable de las funciones de control y protección que posee el equipo, las cuales, se describen las principales en la Tabla D.3.2. y figura D.3.2.

Figura D.3.1. Control RC-10- Control reconectador RC-10

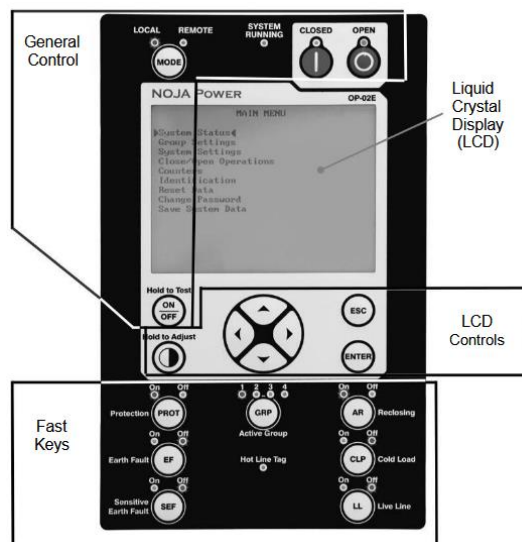


Tabla D.3.3. Descripción de ajustes control RC-10

Función	Ajustes	Descripción
OC, NPS, EF, SEF	Curve	Curva de protección de sobrecorriente seleccionada.
	Pickup Current	Ajuste de la corriente de arranque de las funciones de sobrecorriente
	Time Multiplier	Dial o multiplicador de tiempo de la curva de protección seleccionada.
	Minimum Current Multiplier	Multiplicador de la corriente de arranque de las funciones de sobrecorriente
	Definite Minimum Time	Tiempo mínimo de operación de la curva seleccionada.
	Max Tripping Time	Tiempo máximo para el despeje de falla.
	Additional Time	Tiempo que se le adiciona a la operación de la curva seleccionada.
	Fault Reset Time	Tiempo que restablece el tiempo de falla, luego que la corriente medida cae de un nivel inferior al ajuste de Pickup Current
	Number of Trips	Número máximo de operaciones del reconectador antes del bloqueo.

	Torque Angle	Angulo de polarización para función direccional
Reclose time	1st, 2nd, 3rd Reclose Time	Tiempo de espera del recierre correspondiente al disparo ajustado.
	Reset Time	Tiempo posterior a un recierre exitoso para que el dispositivo reinicie el contador de secuencias de recierres.
Cold Load Pickup	Multiplier	Multiplicador de la corriente del pickup de fases cuando hay pérdida de suministro.
	Time	Tiempo en restablecer el pickup de fases original una vez se haya restablecido el suministro
	Recognition Time	Tiempo que tarda el pickup de fases para llegar al multiplicador de carga en frio.
Inrush Restrain	Multiplier	Multiplicador temporal de la corriente del pickup de fases cuando hay pérdida de suministro.
	Time	Tiempo en restablecer el pickup de fases original una vez se haya restablecido el suministro
UV-OV	Multiplier	Límite de la tensión nominal para producir la operación.
	Tripping Time	Tiempo que la tensión se debe mantener fuera de los límites para producir operación
UF-OF	Multiplier	Límite de la frecuencia nominal para producir la operación.
	Tripping Time	Tiempo que la frecuencia se debe mantener fuera de los límites para producir operación.

Figura D.3.2. Ajustes de protecciones mediante el software CMS

The screenshot displays the CMS software interface for configuring protection settings. The main window is titled 'CMS' and includes a menu bar with options like 'Device', 'View', 'Help', 'Offline Settings', 'Connection', 'Field Readings', 'Libraries', and 'Administration'. Below the menu bar, there are icons for 'Group 1', 'Group 2', 'Group 3', 'Group 4', and 'Curve Selection'. The 'Protection' tab is selected, showing settings for various trip units: OC, NPS, EF, and SEF. Each trip unit has a 'Trip' section with buttons for 'SST+', 'OC1+', 'OC2+', 'OC3+', 'SST-', 'NPS1+', 'NPS2+', 'NPS3+', 'EF1+', 'EF2+', 'EF3+', and 'SEF+'. The 'Directional Element' section for each trip unit includes 'Torque Angle', 'Direction Not Detected', and 'Dir Change Response' settings. The 'Reclose Times' section on the right shows settings for '1st Reclose Time', '2nd Reclose Time', '3rd Reclose Time', 'Reset Time', 'VRC', and 'Number of Trips'. The 'VRC & LLB' section includes 'VRC Multiplier', 'LLB', and 'LLB Multiplier'. The 'ABR' section includes an 'Enable' checkbox and 'Restoration Time'. The 'Auto Open' section includes 'Disable', 'Timer', and 'Power Flow' options, along with 'Auto Open Time' and 'Operations' settings.

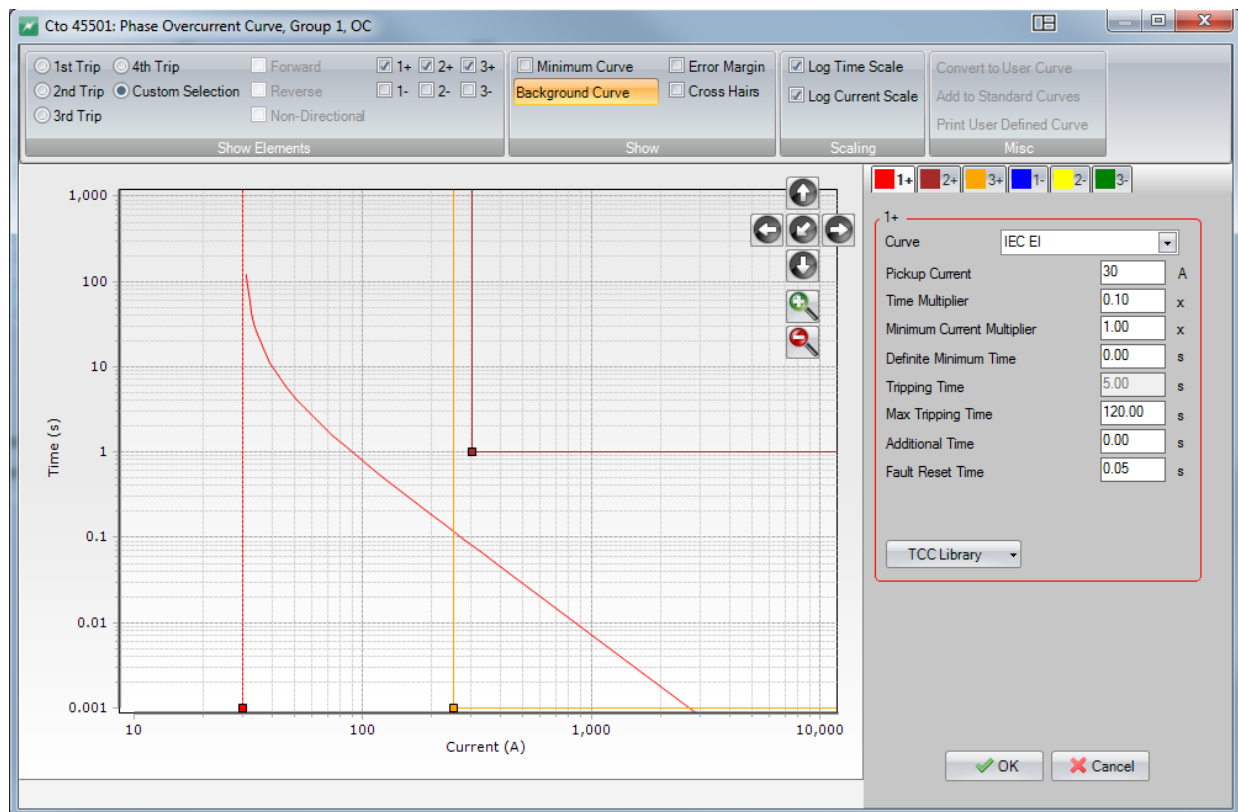


Figura D.3.3. Ajustes de mediante-registro en el software CMS

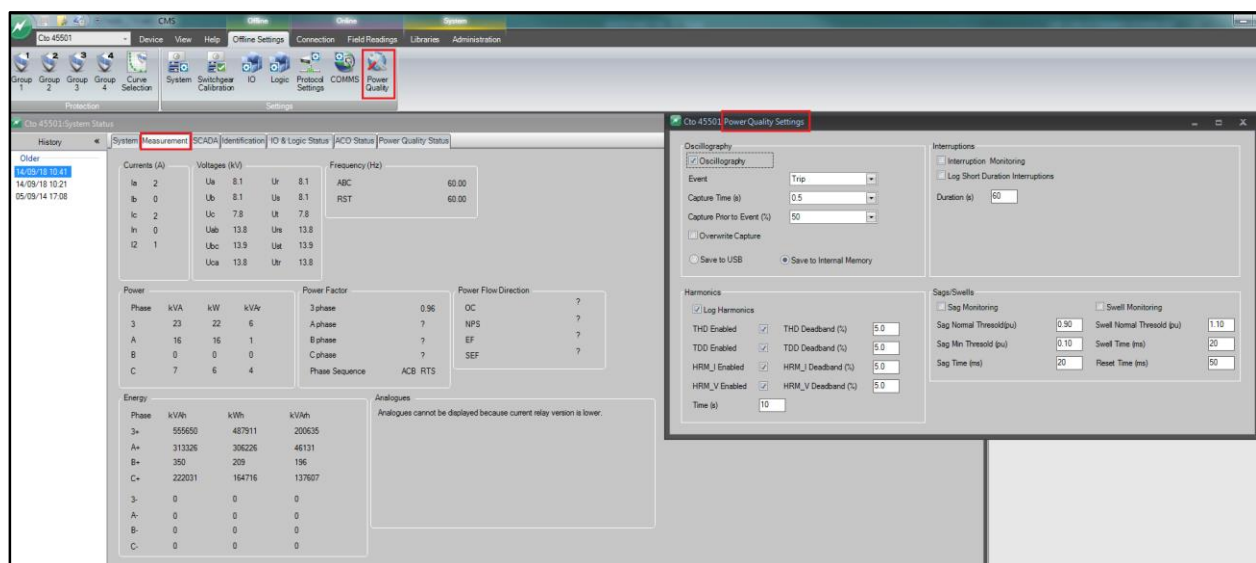
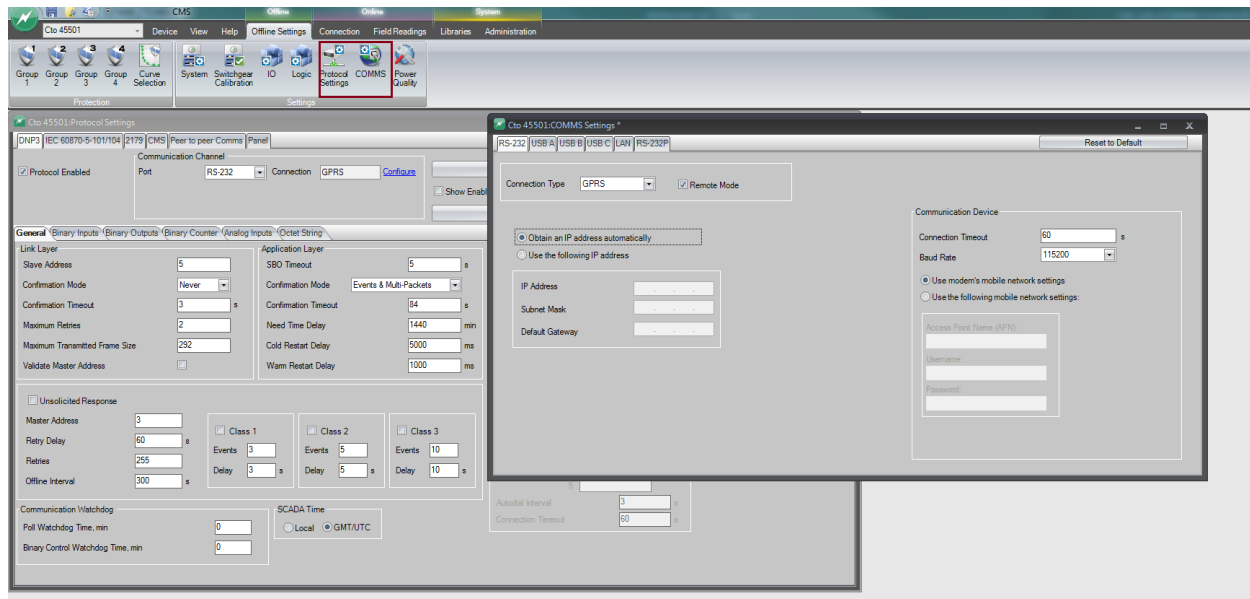


Figura D.3.4. Ajustes de protecciones mediante-registro en el software CMS



D.4 Reconectador ENTEC ETR300



Los reconectadores automáticos ENTEC se encuentra constituido por interruptores al vacío contenidos en bushing de material epoxi resina cicloalifática. El mecanismo está contenido dentro de un tanque de acero inoxidable con una tapa acero. El interruptor es operado por un actuador magnético que produce una firme acción de apertura y de cierre. El gabinete de control contiene el Panel de Control ETR 300 y la microelectrónica que proporciona las funciones de protección, mediciones y comunicaciones [34]

La serie utilizada posee un valor máximo voltaje de 15.5 kV, 360 A en corriente nominal y una capacidad de cortocircuito de 16 kA

En la tabla D.4.1 se relaciona las funciones de protección y control principales que posee el equipo.

Tabla D.4.1. Funciones de protección reconectador ENTEC ETR 300

Código ANSI	Función	Nomenclatura equipo
51P	Sobrecorriente temporizada de fases.	Phase Fast, Phase Delay
51N	Sobrecorriente temporizada de neutro.	Ground Fast, Ground Delay
50P	Sobrecorriente instantánea de fases.	Phase High Current Trip
50N	Sobrecorriente instantánea de neutro.	Ground High Current Trip
51SG	Protección sensitiva a tierra.	SEF
46	Sobreintensidad de fases de secuencia negativa	Negative Fast, Negative Delay
67	Protección direccional de fases.	Directional Element Phase
67N	Protección direccional de tierras.	Directional Element Ground
27	Baja tensión.	UV1, UV2
59	Sobre tensión.	OV1, OV2
81	Baja y máxima frecuencia.	UF, OF
79	Recierre automático.	Reclose Time
	Restricción por corrientes Inrush.	CLPU Type 1
	Restricción por corrientes de arranque en frio.	CLPU Type 2

Tabla D.4.2. Funciones de control y medida reconectador ENTEC ETR 300

Control-Comunicación	Medida/Registros
Protocolo DNP3	Corrientes compuestas
Protocolo IEC 60870	Tensiones de fase y neutro
Protocolo modbus	Potencia trifásica y factor de potencia
Puerto RS-232	Energía trifásica y monofásica
Ethernet	Frecuencia
	Huecos y picos de tensión
	Armónicos
	Capturas de onda
	Perfiles de carga
	Monitorización de interrupciones
	Registro de eventos

Anexo D.3.1. Configuración del control ETR 300

La configuración del reconectador se puede realizar de forma directa a través del control ETR 300, mediante los botones frontales mostrado en la figura D.4.1 o por medio del software ETIMS (ENTEC Integrated Management Software), el cual, es el sistema de gestión especializado de los reconectadores ENTEC; que permite una configuración amigable de las funciones de control y protección que posee el equipo, las cuales, se describen las principales en la Tabla D.4.2. y figura D.4.2.

Figura D.4.1. Control ETR 300

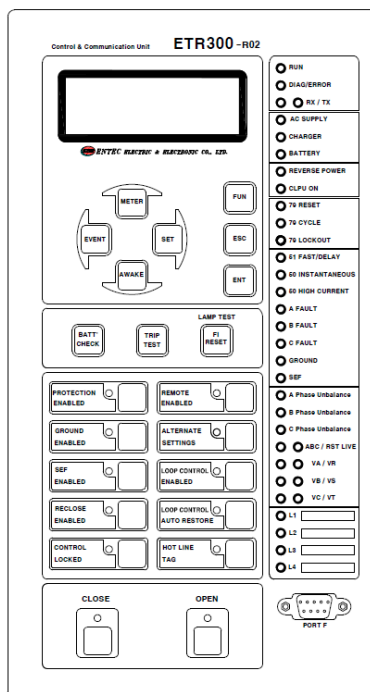


Tabla D.4.3. Funciones de protección reconectador ENTEC ETR 300

Función	Ajustes	Descripción
DIRECTION ELEMENT	Direction Type	Dirección en que se desea que opere la función, hacia adelante o hacia atrás.
	Max. Torque Angle (deg)	Rango de dirección de corriente para la polarización de voltaje.
	Min. Pol' Volt	Tensión mínima para que la unidad se polarice.
	Block Overcurrent	Bloqueo de la función de sobrecorriente por falta de polarización.
OPERATION	Lockout	Número máximo de operaciones del reconectador antes del bloqueo.
	Fast Curve	Número máximo de operaciones de la curva rápida del reconectador.
INTERVALS	Reclosing Time 1,2,3,4	Tiempo de espera del recierre correspondiente al disparo ajustado.
	Reset Timeout (AR)	Tiempo posterior a un recierre exitoso para que el dispositivo reinicie el contador de secuencias de recierres.
	Reset Timeout (LO)	Tiempo de seguridad, tiempo para pasar de estado de BLOQUEO a estado LISTO una vez que se cierra el interruptor mediante orden manual o remota
	Closing Power Wait	Tiempo para bloqueo por falta de alimentación durante la secuencia de operación.
PICKUP CURRENT	Pickup Current	Ajuste de la corriente de arranque de las funciones de sobrecorriente

PHASE/ GND/ SEF/ NEGATIVE	Function	Selección si la función solo realiza acción de apertura o apertura-cierre
	Curve	Curva de protección de sobrecorriente seleccionada.
	Time Dial	Dial o multiplicador de tiempo de la curva de protección seleccionada.
	Time Adder	Tiempo que se le adiciona a la operación de la curva seleccionada.
	Min. Res' Time	Tiempo mínimo de operación de la curva seleccionada.
	Reset Method	Modo en el que la función se restablece posterior a un arranque no efectivo. Se utiliza el modo lineal para coordinación con relés electromecánicos.
	Low Set DT	Tiempo máximo para el despeje de falla.
HIGH CURRENT	Function	Selección si la función solo realiza acción de apertura o apertura-cierre
	Pickup	Ajuste de la corriente de arranque de las funciones de sobrecorriente instantánea
	Time Delay	Tiempo definido para la operación de la función de sobrecorriente instantánea
	Active Trip	Disparo en que se desea activar la función.
COLD LOAD PICKUP	Multi'	Multiplicador de la corriente del pickup de fases cuando hay pérdida de suministro.
	Time (m)	Tiempo en restablecer el pickup de fases original una vez se haya restablecido el suministro
VOLTAGE	Pickup	Límite de la tensión nominal para producir la operación
	Time Delay	Tiempo que la tensión se debe mantener fuera de los límites para producir operación
	Min. Voltage	Límite de tensión que no se considera falla.
	Pickup Type	Fases que deben presentar la condición para realizar la operación
FREQUENCY	Under, Over Pickup	Límite de la frecuencia nominal para producir la operación
	Under, Over Trip Time Delay	Tiempo que la frecuencia se debe mantener fuera de los límites para producir operación

Figura D.4.2. Ajustes de protecciones mediante el software ETIMS

SYSTEM SETTING EDIT

System Setting Edit [SYS (REC MEDIANIAS SE SAN RAFAEL 501 APOYO 3591913.SYS)] - Primary

RELAY SETUP

MONITORING SETUP

SYSTEM SETUP

PROTECTION SETUP

OTHER VIEW

DIRECTION ELEMENT

OPERATIONS

INTERVALS

PICKUP CURRENT

PHASE/GND/SEF/NEGATIVE

HIGH CURRENT

COLD LOAD PICKUP

VOLTAGE

FREQUENCY

USER CURVE

LOSS OF PHASE

ALARM CURRENT

Lockout

Phase	3
Ground	3
S.E.F	3
NEG	3

Fast Curve

Phase	2
Ground	2
NEG	2

Primary Alternate BANK #3 BANK #4 BANK #5 BANK #6

Print ... Print Preview Page Setup Bank Copy Export Apply Close

SYSTEM SETTING EDIT

System Setting Edit [SYS (REC MEDIANIAS SE SAN RAFAEL 501 APOYO 3591913.SYS)] - Primary

RELAY SETUP

MONITORING SETUP

SYSTEM SETUP

PROTECTION SETUP

OTHER VIEW

DIRECTION ELEMENT

OPERATIONS

INTERVALS

PICKUP CURRENT

PHASE/GND/SEF/NEGATIVE

HIGH CURRENT

COLD LOAD PICKUP

VOLTAGE

FREQUENCY

USER CURVE

LOSS OF PHASE

ALARM CURRENT

PHASE FAST

Curve Preview	Press this button
Function	TR&AR
Relays (0000-8888)	0000
Curve	IEC-EI
Time Dial	0.10
Time Adder (sec)	0.00
Min. Res' Time (sec)	0.00
Reset Method	INST
Low Set DT (sec)	OFF

PHASE DELAY

Curve Preview	Press this button
Function	TR&AR
Relays (0000-8888)	0000
Curve	IEC-EI
Time Dial	0.10
Time Adder (sec)	0.00
Min. Res' Time (sec)	0.00
Reset Method	INST
Low Set DT (sec)	OFF

GROUND FAST

Curve Preview	Press this button
Function	TR&AR
Relays (0000-8888)	0000
Curve	IEC-EI
Time Dial	0.27
Time Adder (sec)	0.00
Min. Res' Time (sec)	0.00
Reset Method	INST
Low Set DT (sec)	OFF

GROUND DELAY

Curve Preview	Press this button
---------------	-------------------

Primary Alternate BANK #3 BANK #4 BANK #5 BANK #6

Print ... Print Preview Page Setup Bank Copy Export Apply Close

Figura D.4.3. Ajustes de medida mediante el software ETIMS

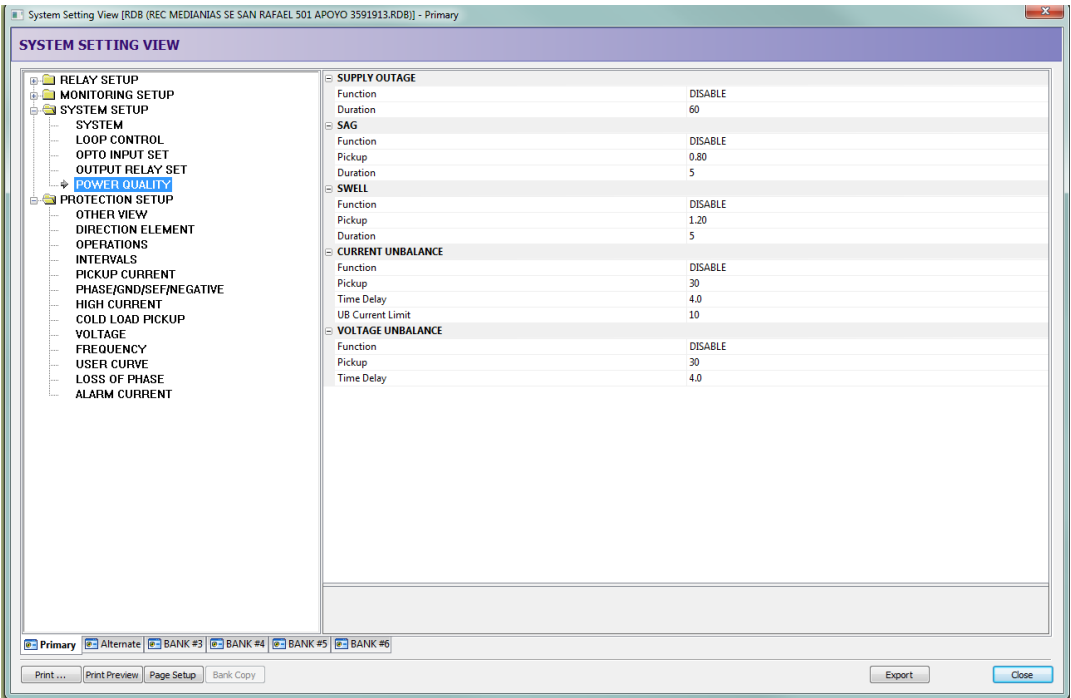
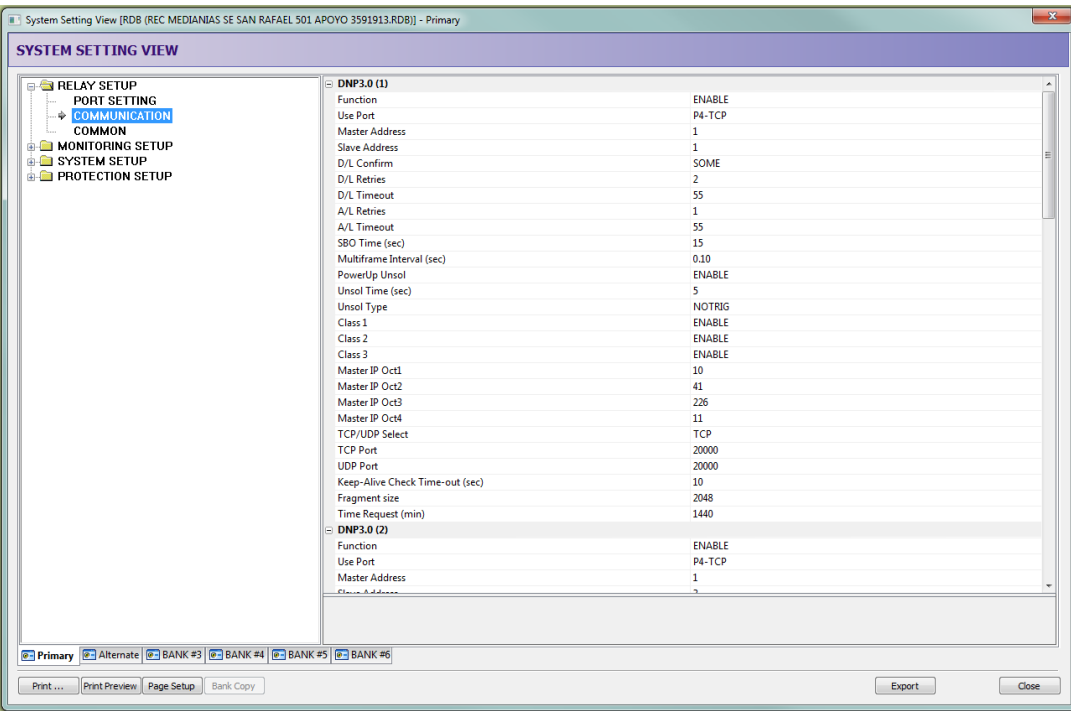
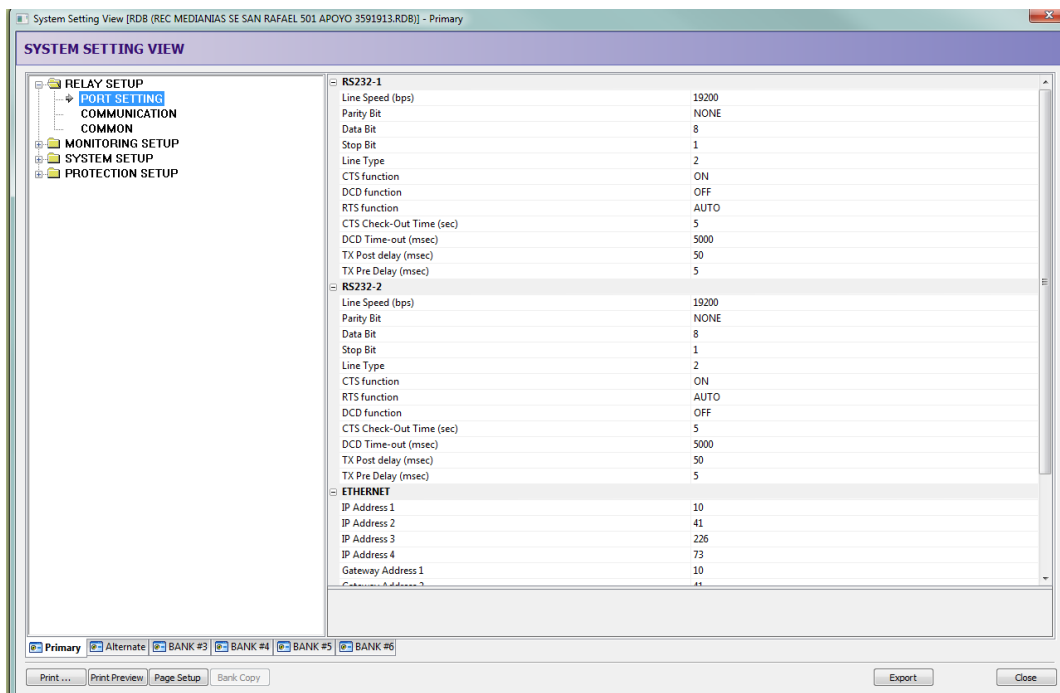


Figura D.4.3. Ajustes de control y comunicación mediante el software ETIMS



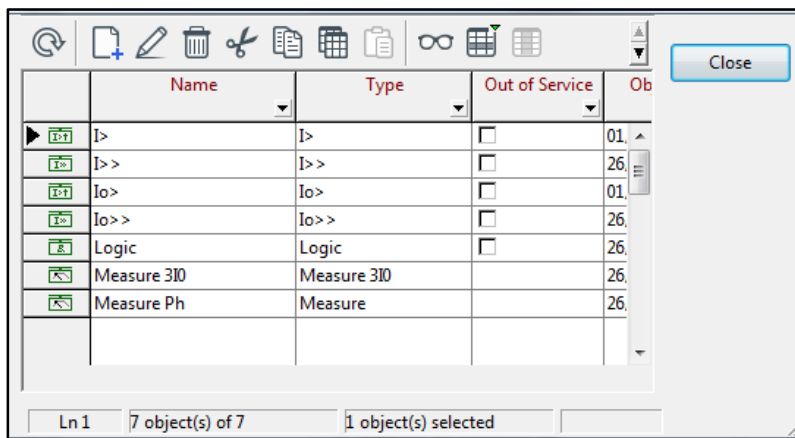


D.5 Modelado de reconectores en DigSilent

Debido a que no se posee librerías especializadas de los diferentes tipos de reconectores anteriormente nombrados, el modelamiento de las funciones de sobrecorriente en DigSilent Power Factory se realiza por medio de un tipo de elemento de sobrecorriente genérico, el cual posee las funciones 51 (I>), 51N (Io>), 50 (I>>) y 50N (Io>>), tal como se observa en la figura D.5.1.

Cabe mencionar que las funciones de protección de sobrecorriente se encuentran acordes a los estándares internacionales IEC y ANSI.

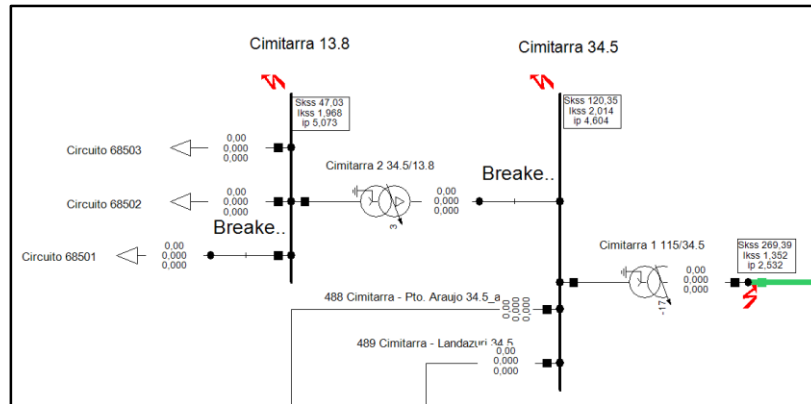
Figura D.5.1. Ajustes de protecciones mediante el software ETIMS



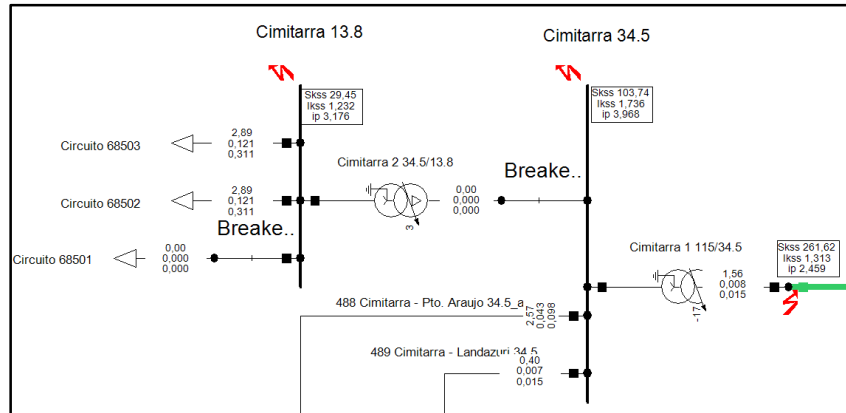
IEC Symbol:	I>t	ANSI Symbol:	51	OK
Measure Type:	Phase Current (1ph)			Cancel
Name	I>			Relay
Type	➔ Library\LIBRERIA ESSA\RELES\ZIV\ZLV-F4N\I>			Calculate
☐ Out of Service				
Tripping Direction	None			
Characteristic	Normal Inverse			
Current Setting	30,00	sec.A	30, p.u.	30, pri.A
Time Dial	0,50			

ANEXO E. RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS EN SUBESTACIÓN CIMITARRA.

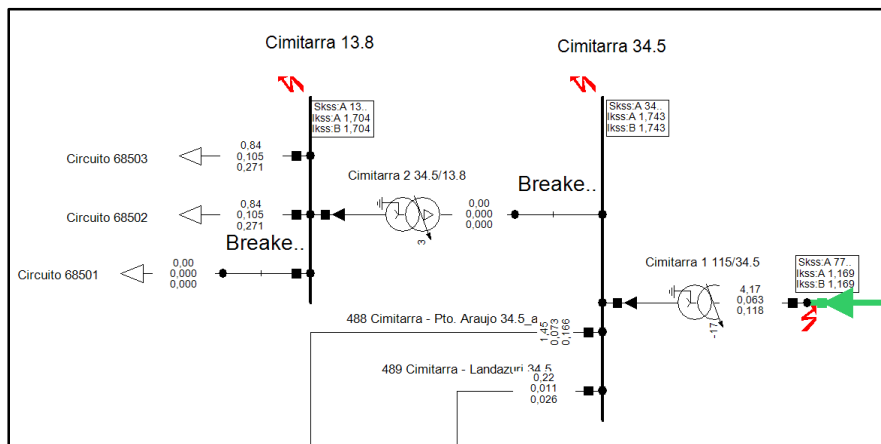
Anexo E.1 Fallas trifásicas (0ohm)



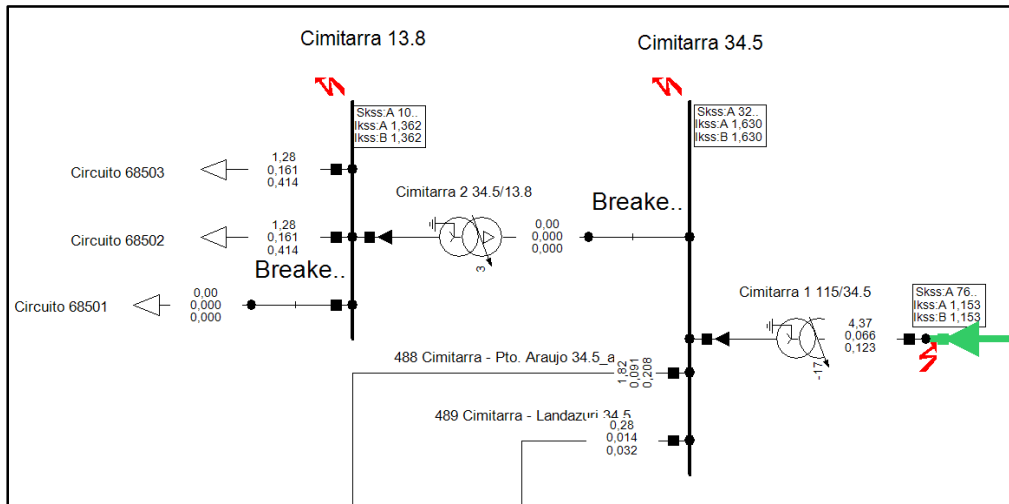
Anexo E.2 Fallas trifásicas (3ohm)



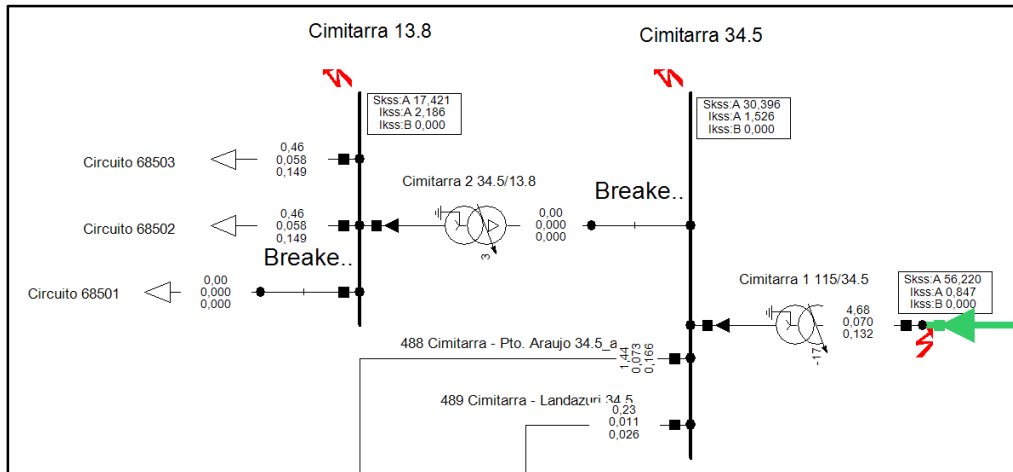
Anexo E.3 Fallas bifásicas (0ohm)



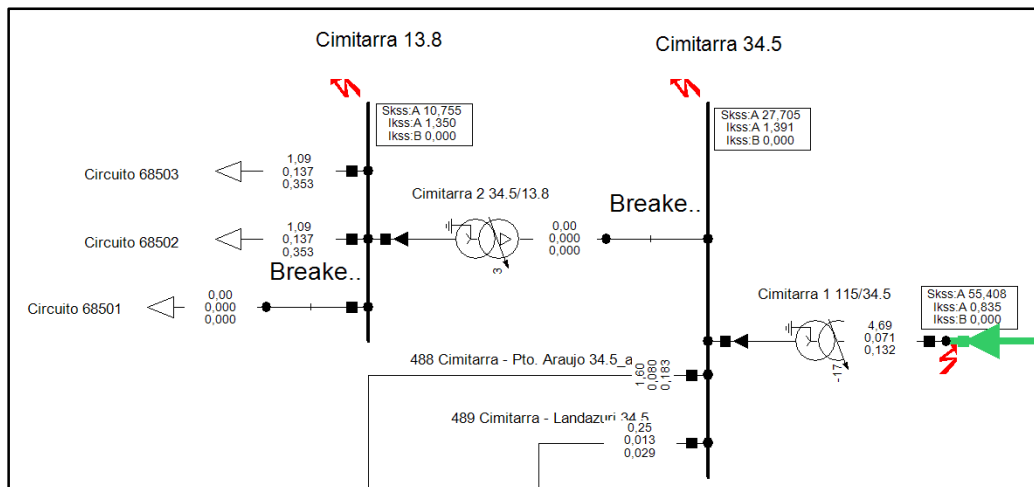
Anexo E.4 Fallas bifásicas (3ohm)



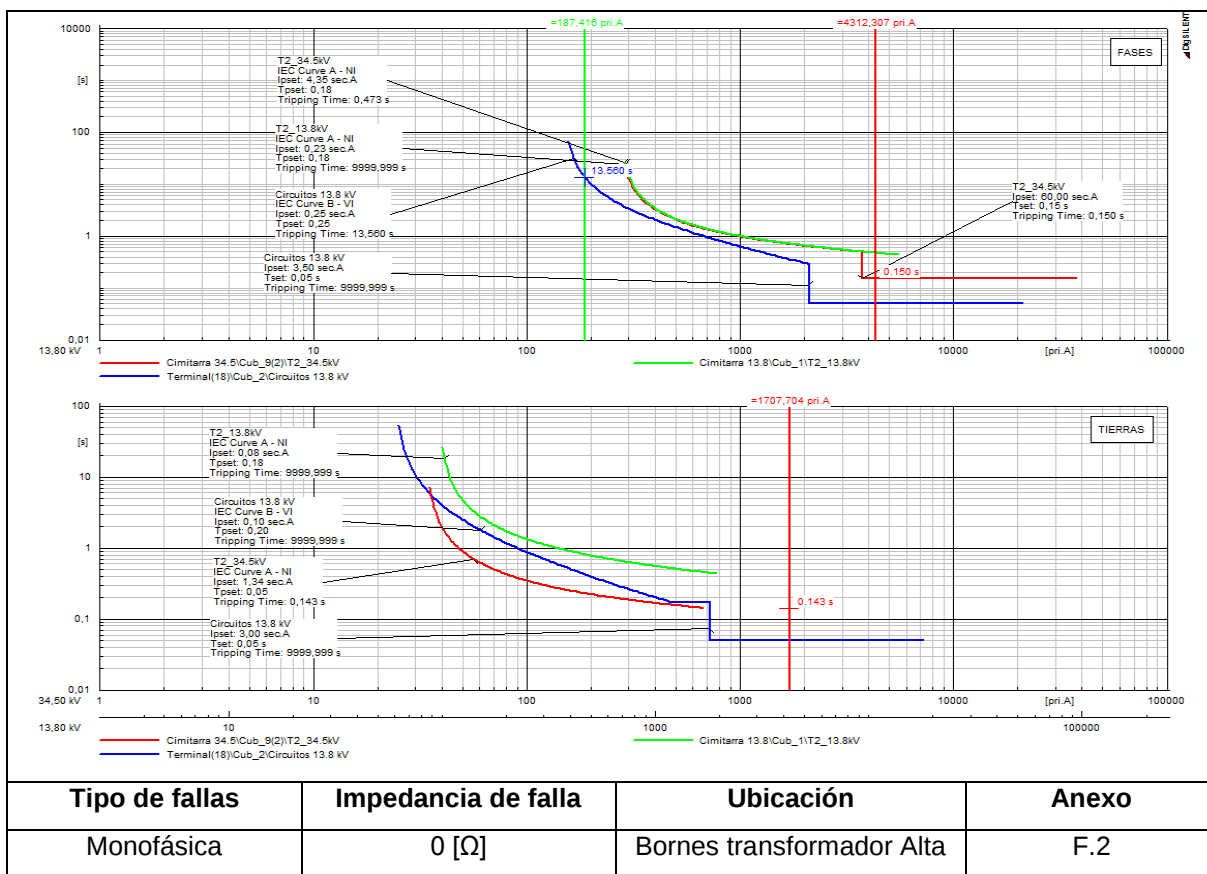
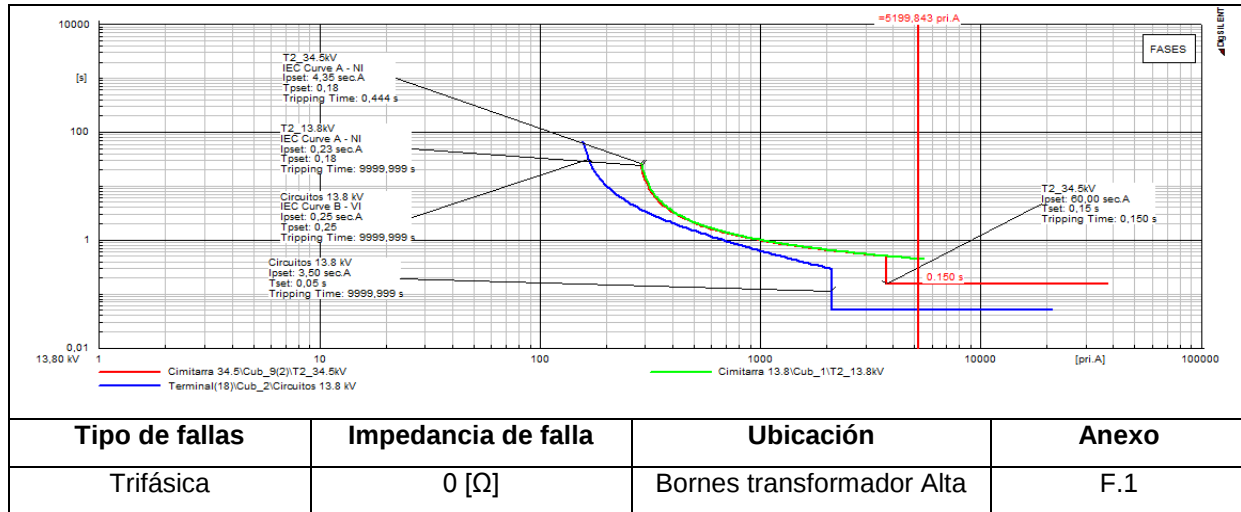
Anexo E.5 Fallas monofásicas (0ohm)

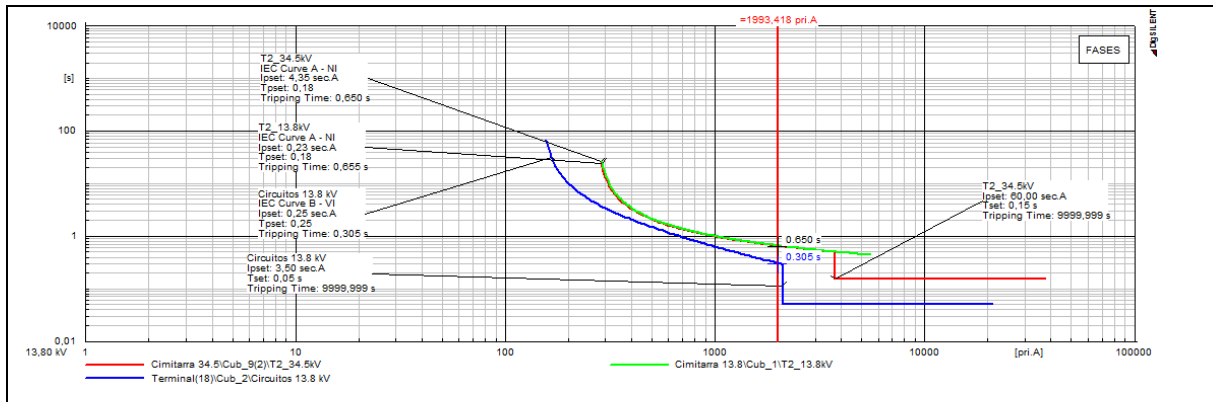


Anexo E.6 Fallas monofásicas (3ohm)

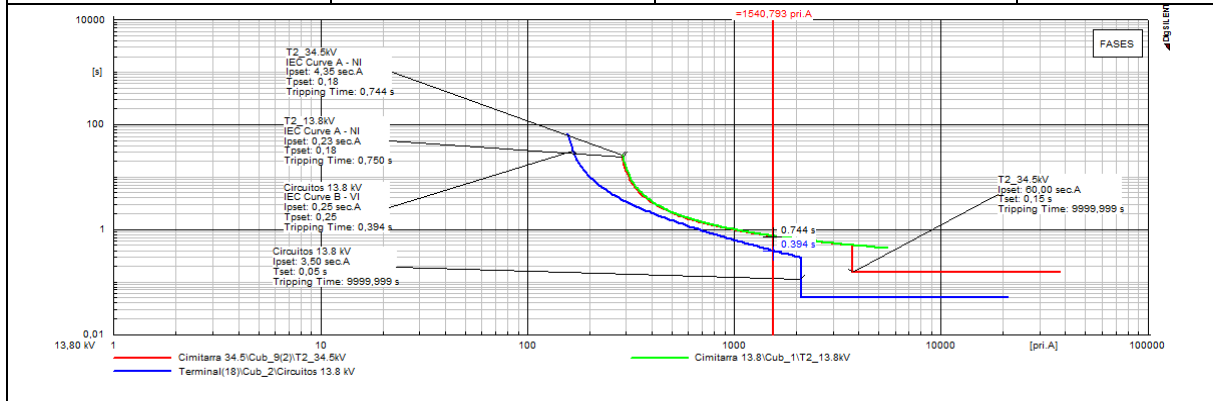


ANEXO F. SIMULACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CIMITARRA.

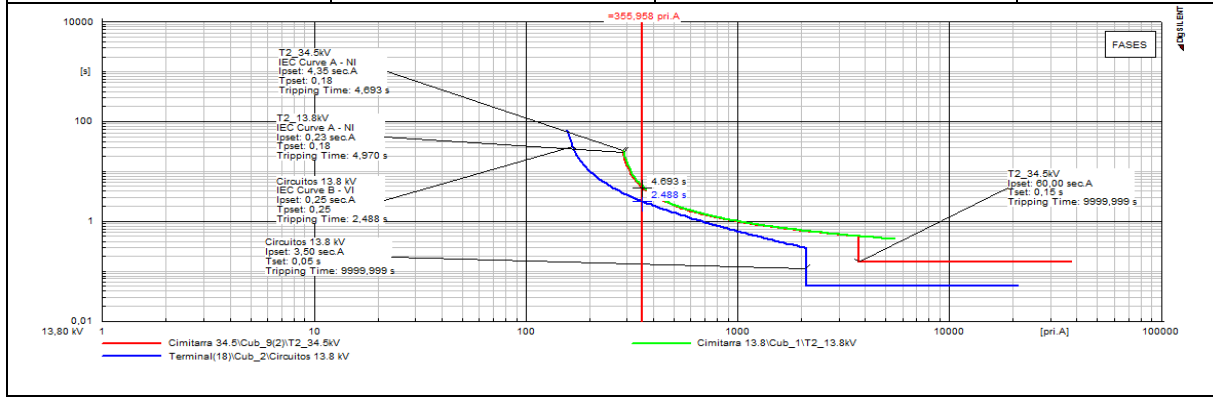




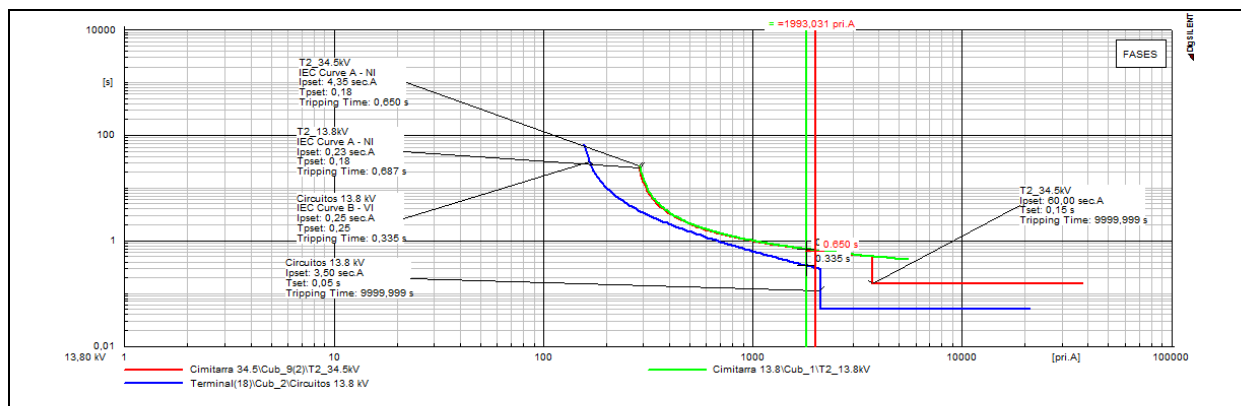
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Trifásica	0 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	F.3



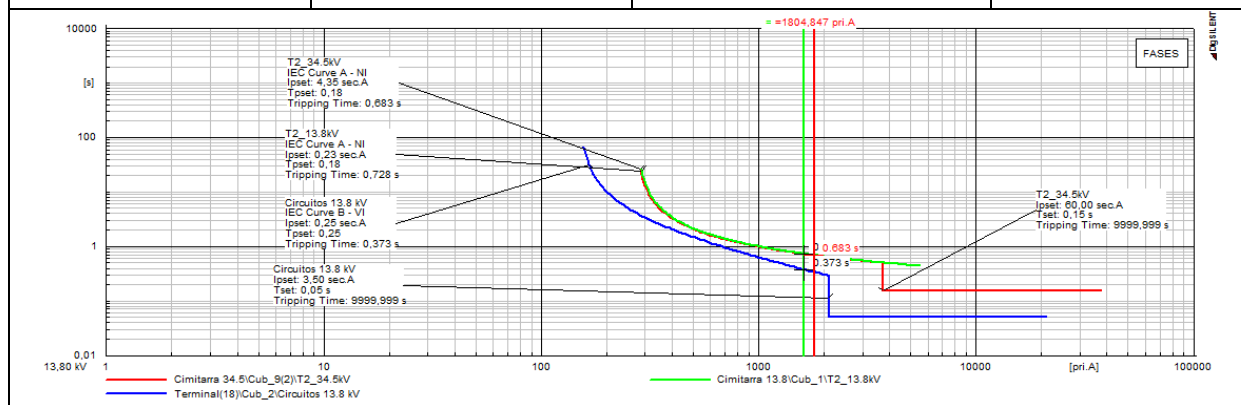
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Trifásica	3 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	F.4



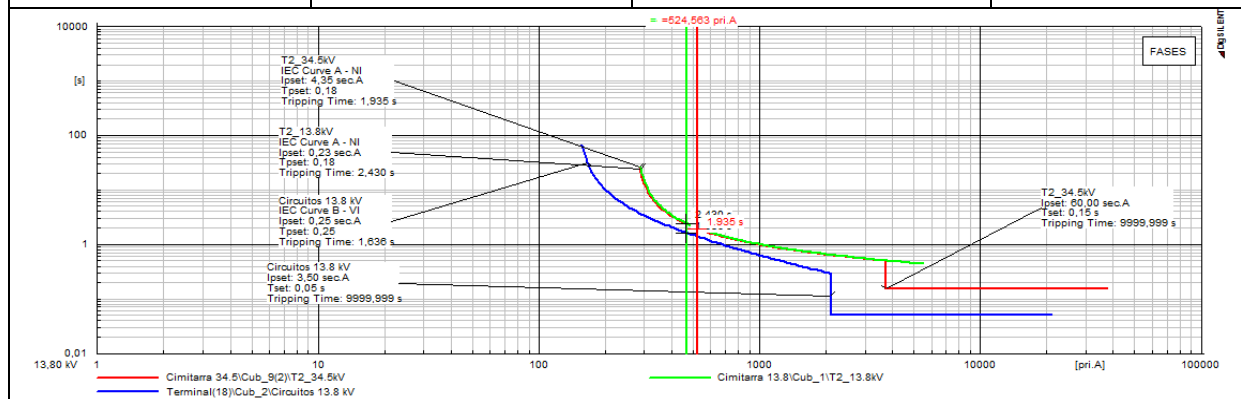
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Trifásica	40 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	F.5



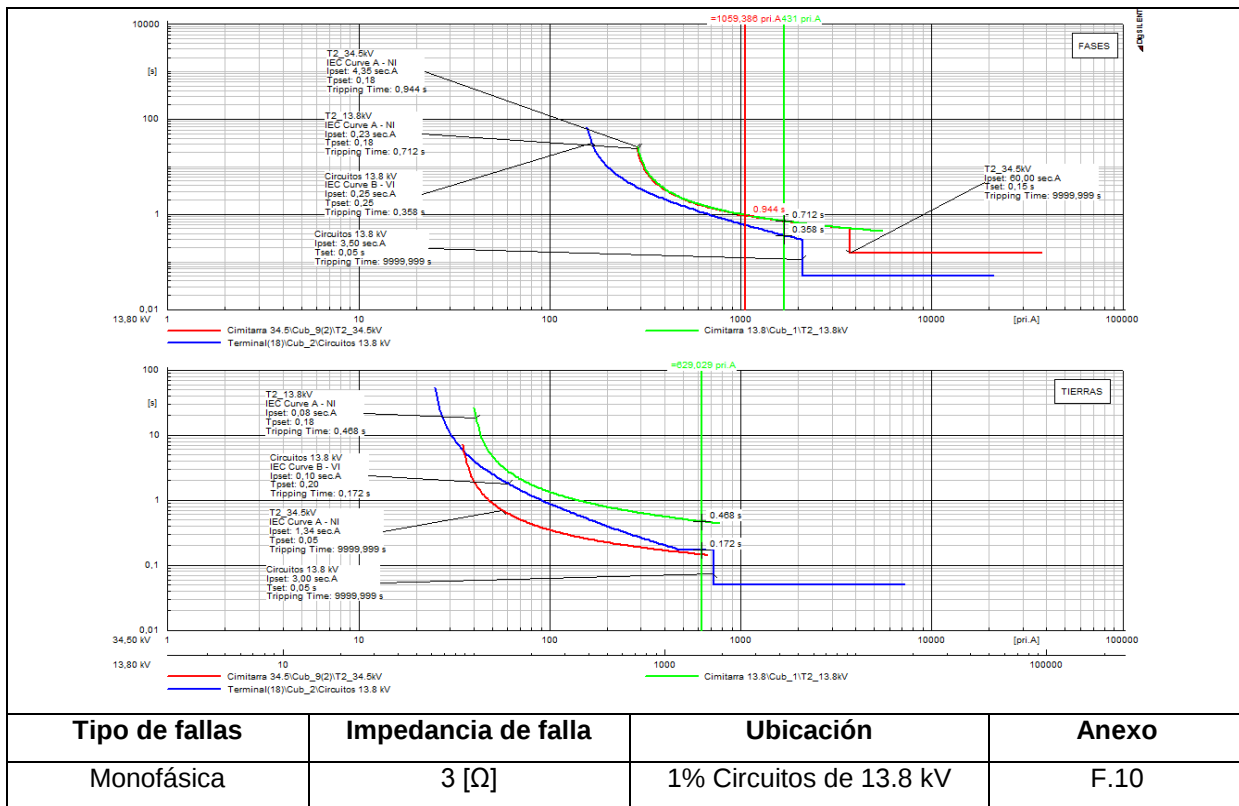
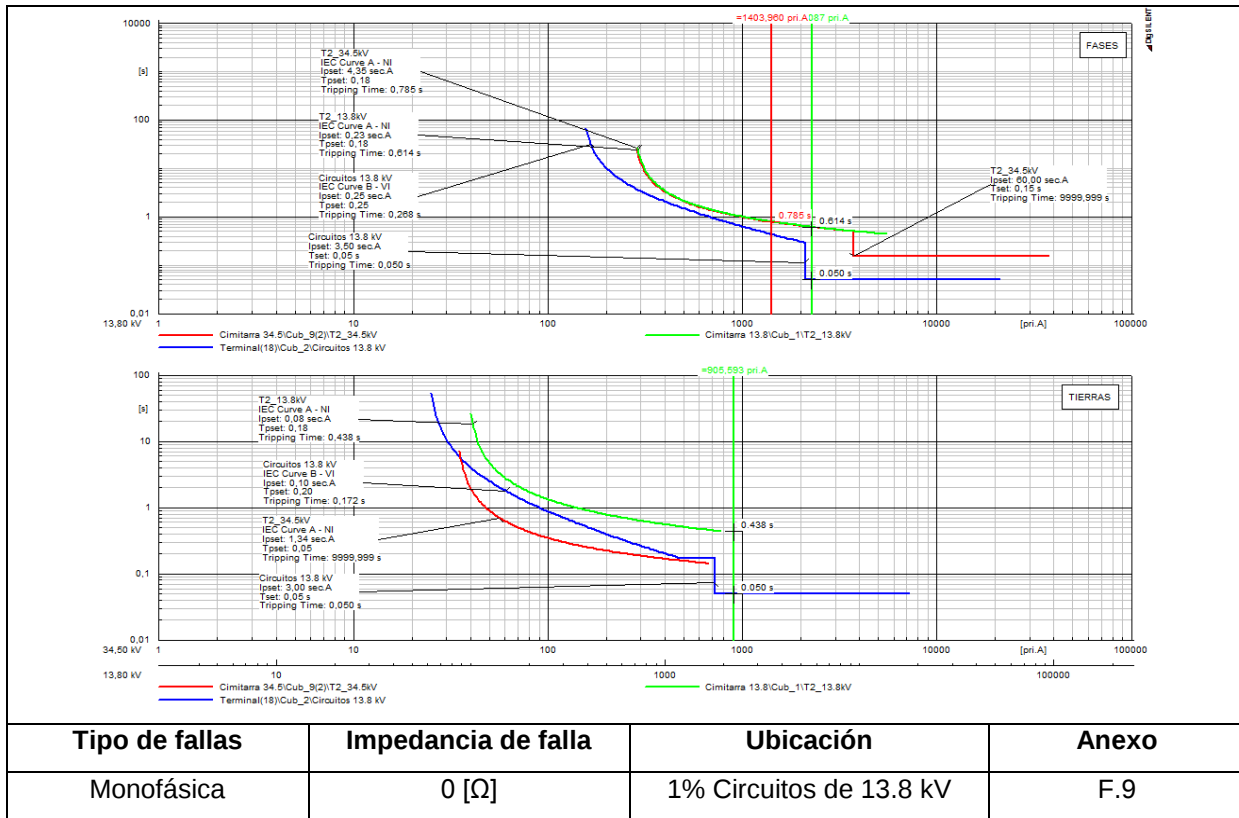
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Bifásica	0 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	F.6

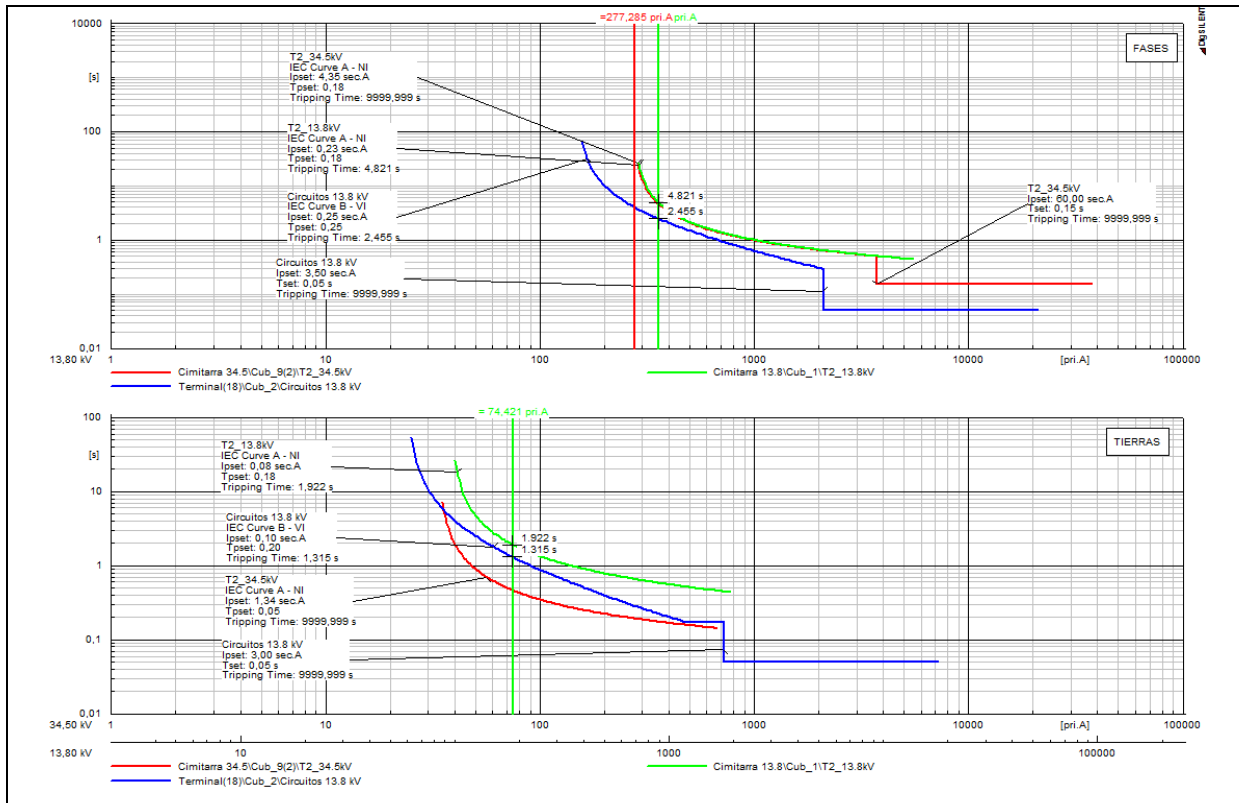


Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Bifásica	3 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	F.7

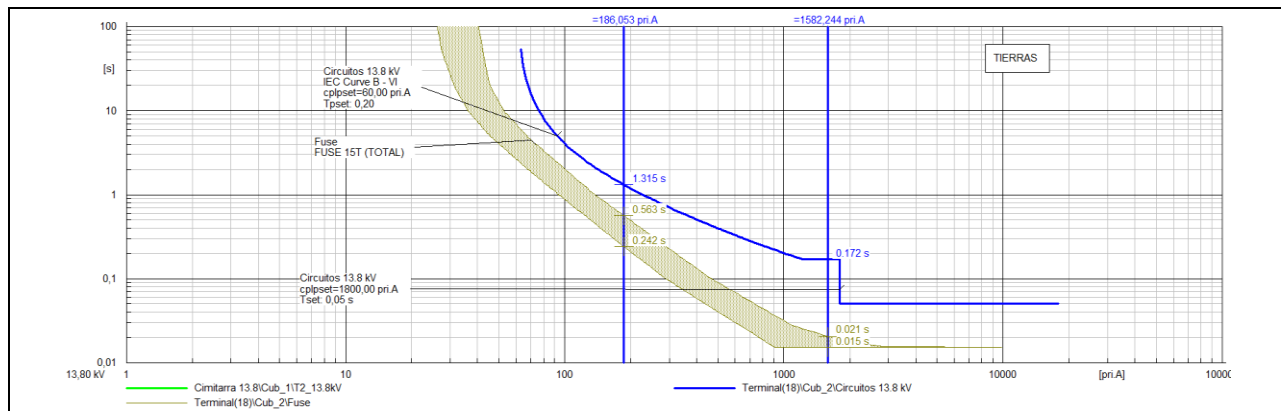


Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Bifásica	40 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	F.8

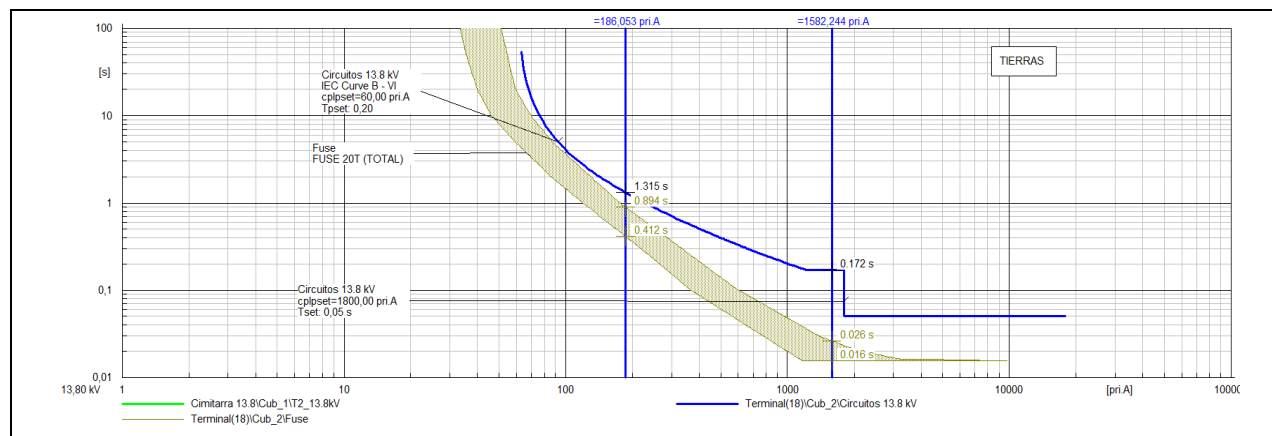




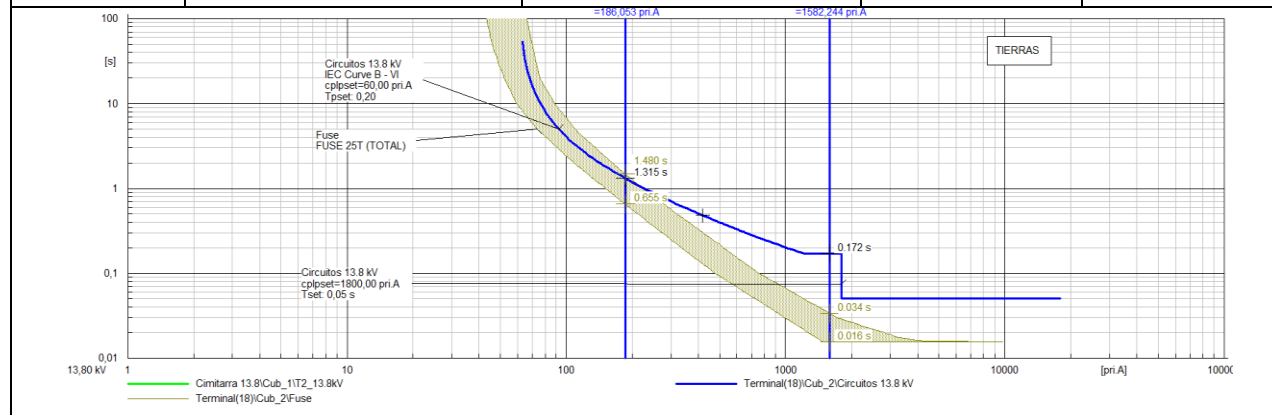
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Monofásica	3 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	F.11



Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Fusible	Anexo
Monofásica	40 [Ω]- 3 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	15 T	F.12

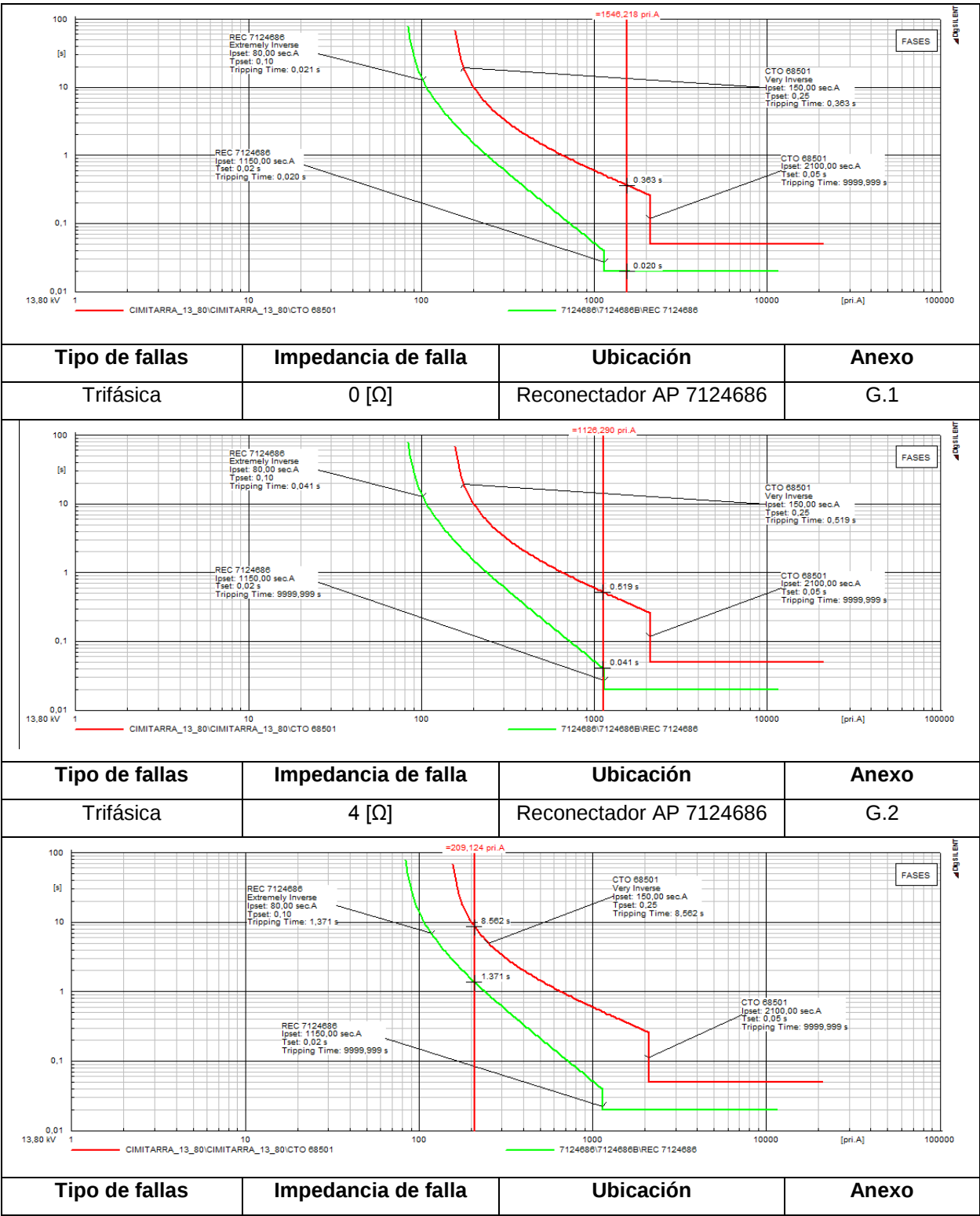


Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Fusible	Anexo
Monofásica	40 [Ω] - 3 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	20 T	F.13

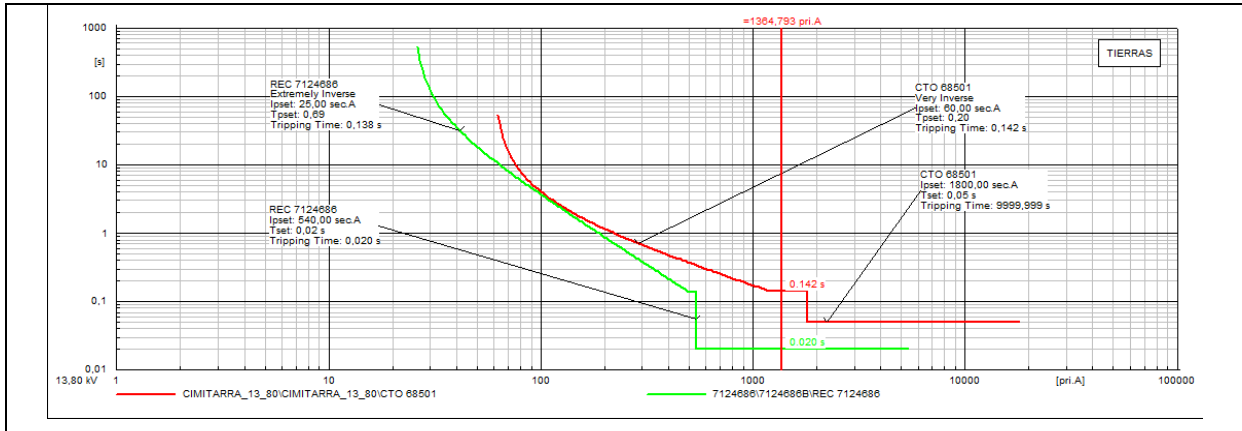


Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Fusible	Anexo
Monofásica	40 [Ω] - 3 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	25 T	F.14

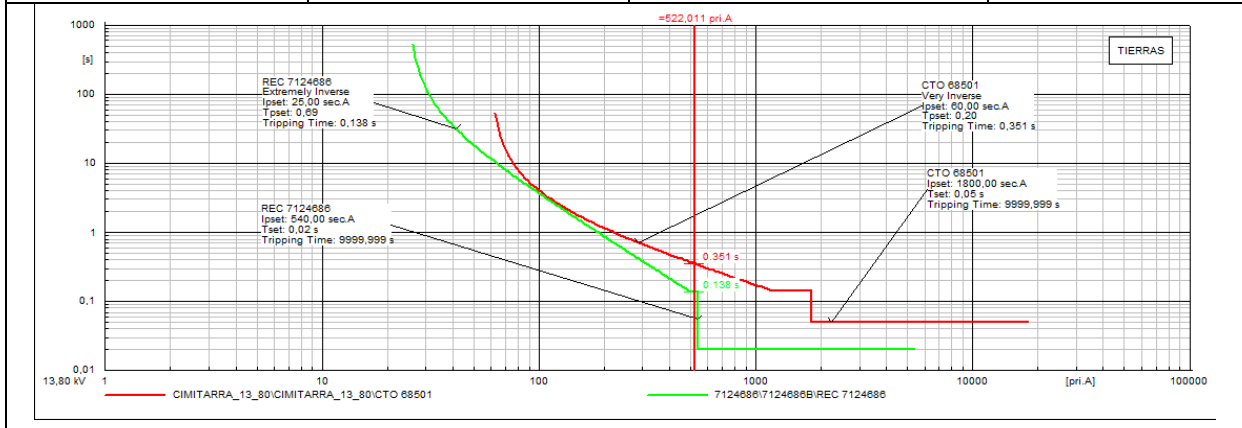
ANEXO G. SIMULACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO 68501.



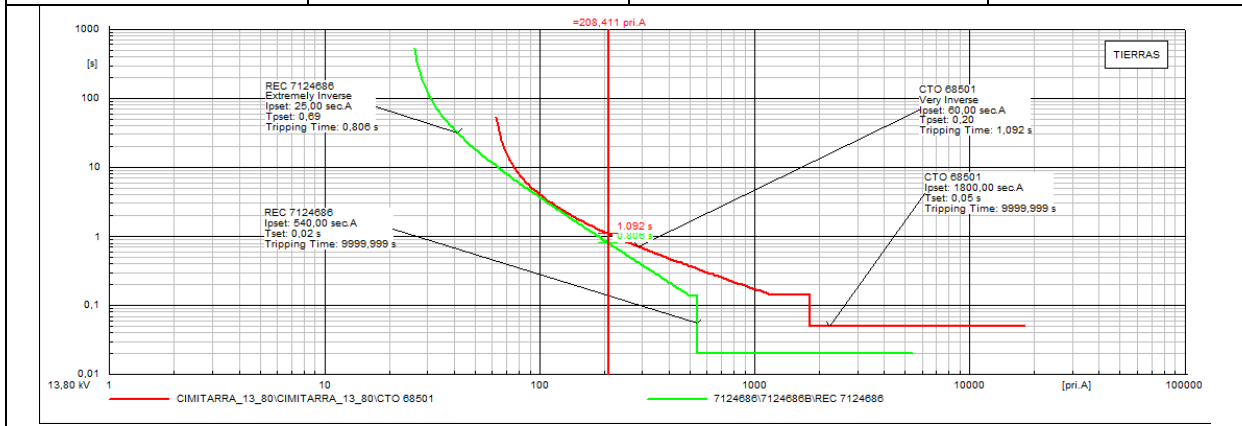
Trifásica	10 [Ω]	Reconectador AP 7124686	G.3
-----------	-----------------	-------------------------	-----



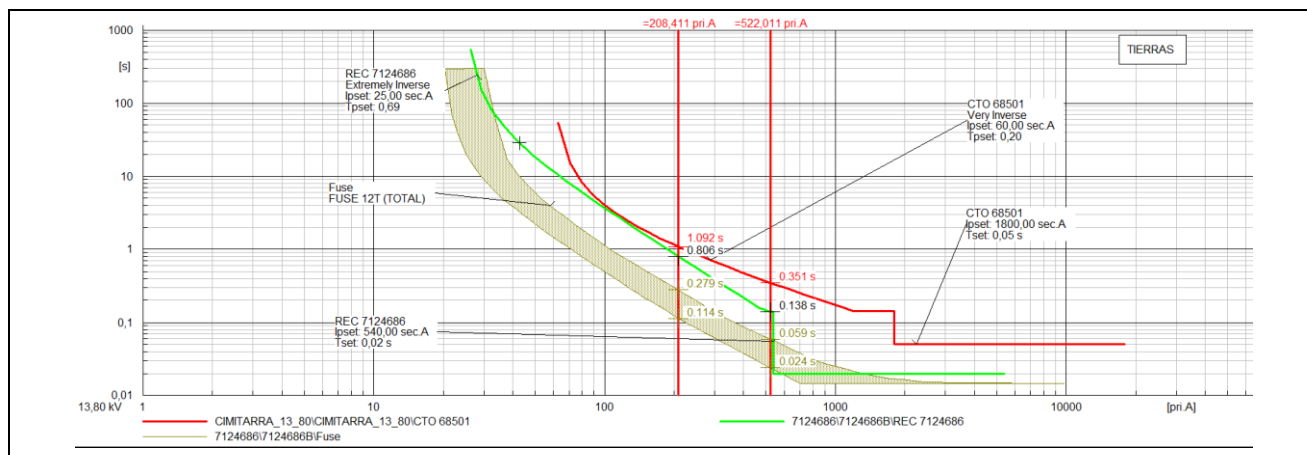
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Monofásica	0 [Ω]	Reconectador AP 7124686	G.5



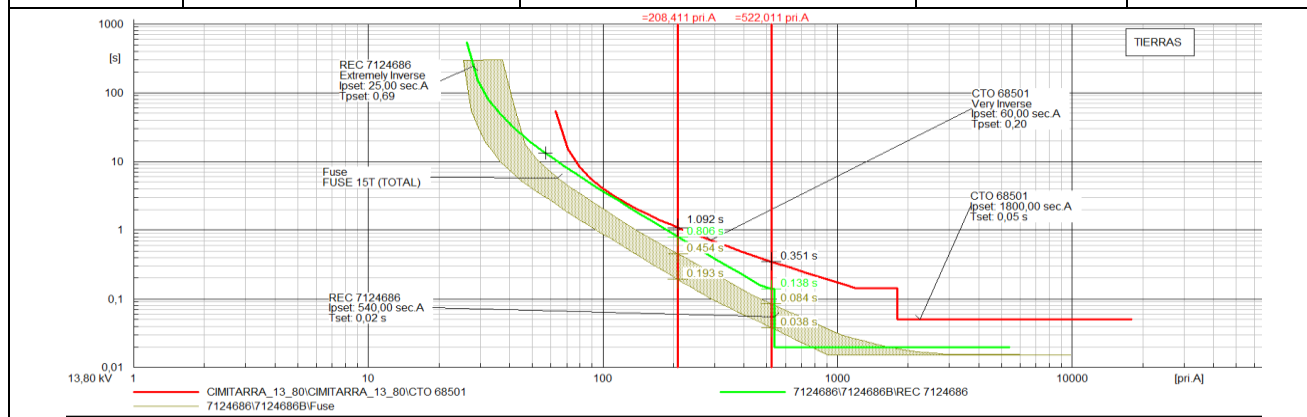
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Monofásica	14 [Ω]	Reconectador AP 7124686	G.6



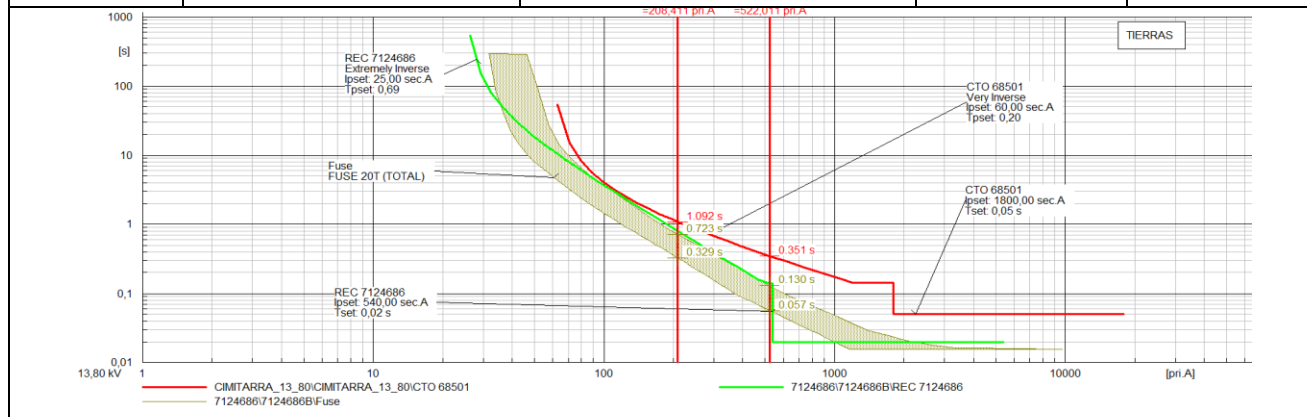
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Monofásica	40 [Ω]	Reconectador AP 7124686	G.7



Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Fusible	Anexo
Monofásica	40 [Ω]- 14 [Ω]	Reconectador AP 7124686	12 T	G.8

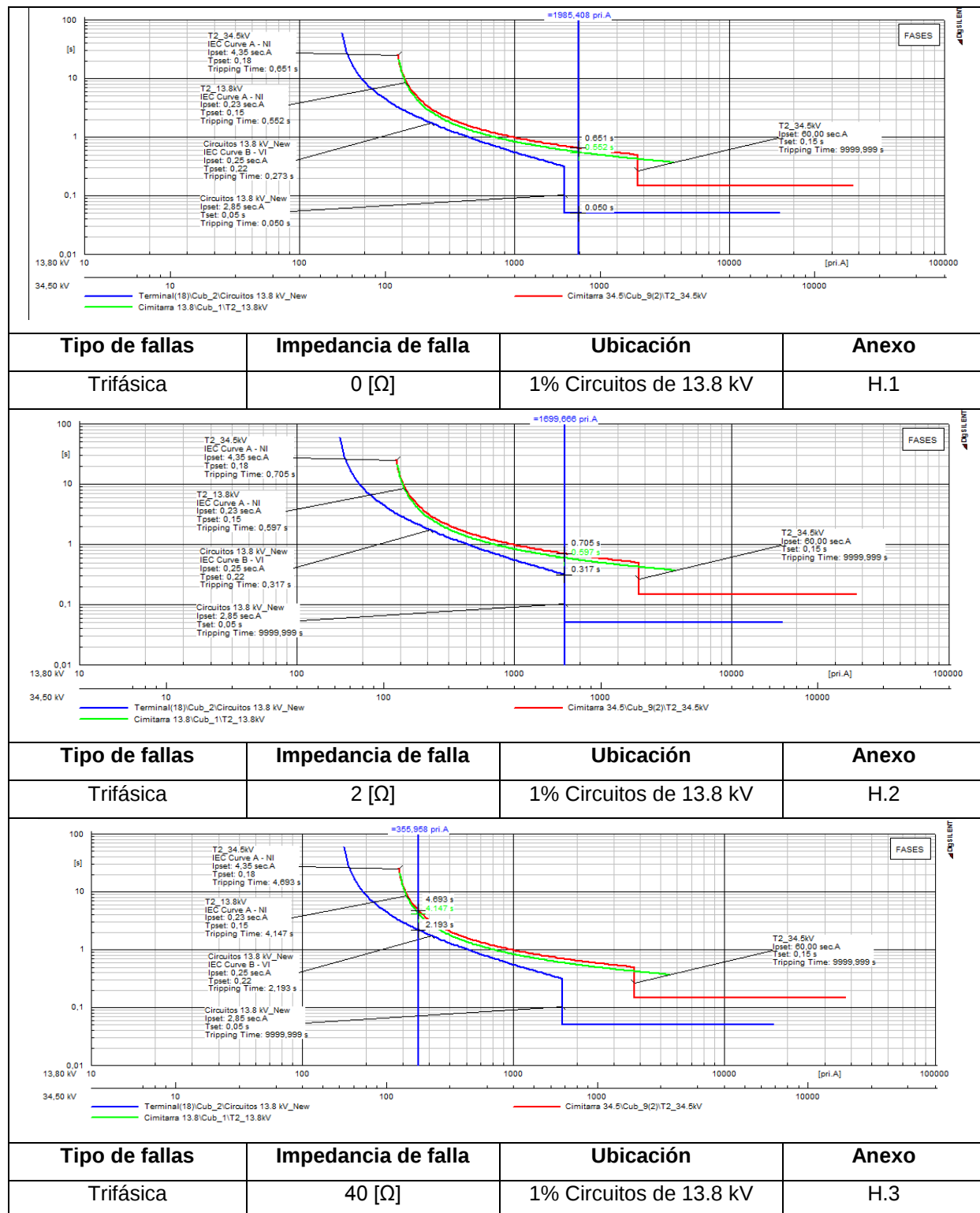


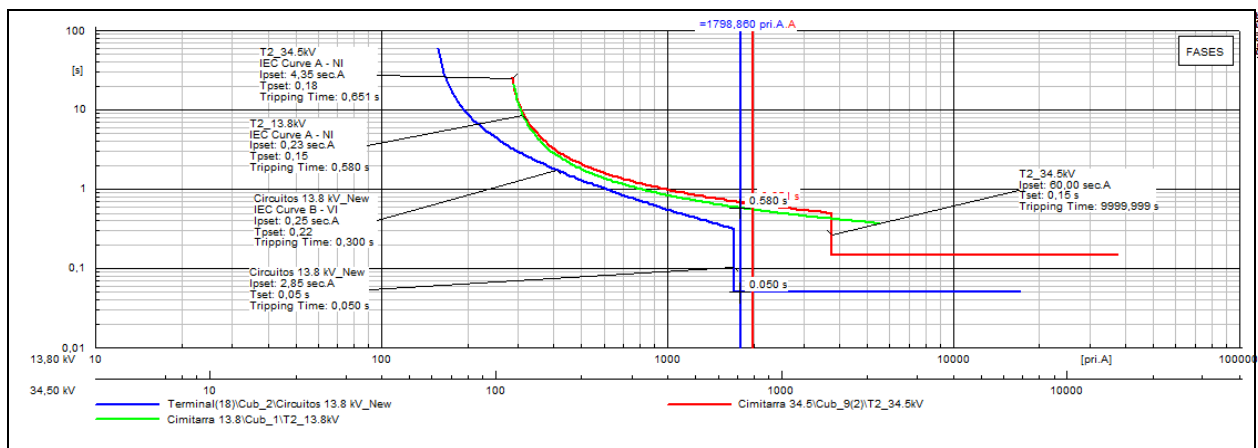
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Fusible	Anexo
Monofásica	40 [Ω]- 14 [Ω]	Reconectador AP 7124686	15 T	G.9



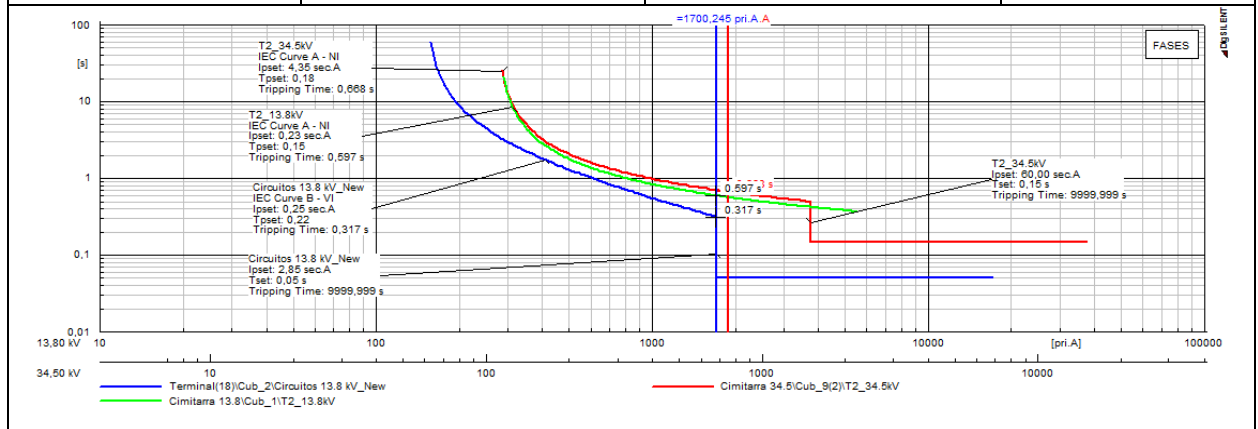
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Fusible	Anexo
Monofásica	40 [Ω]- 14 [Ω]	Reconectador AP 7124686	20 T	G.10

ANEXO H. SIMULACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CIMITARRA.

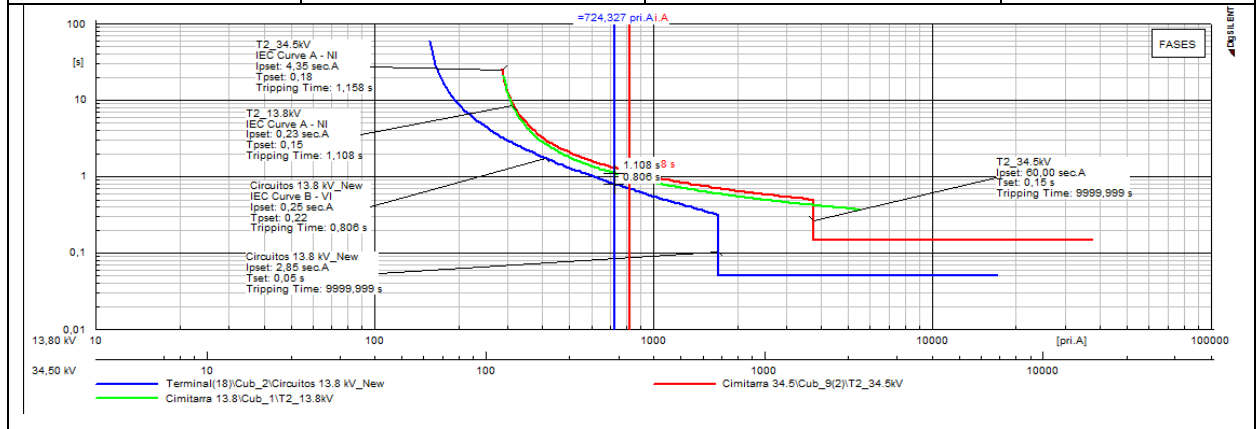




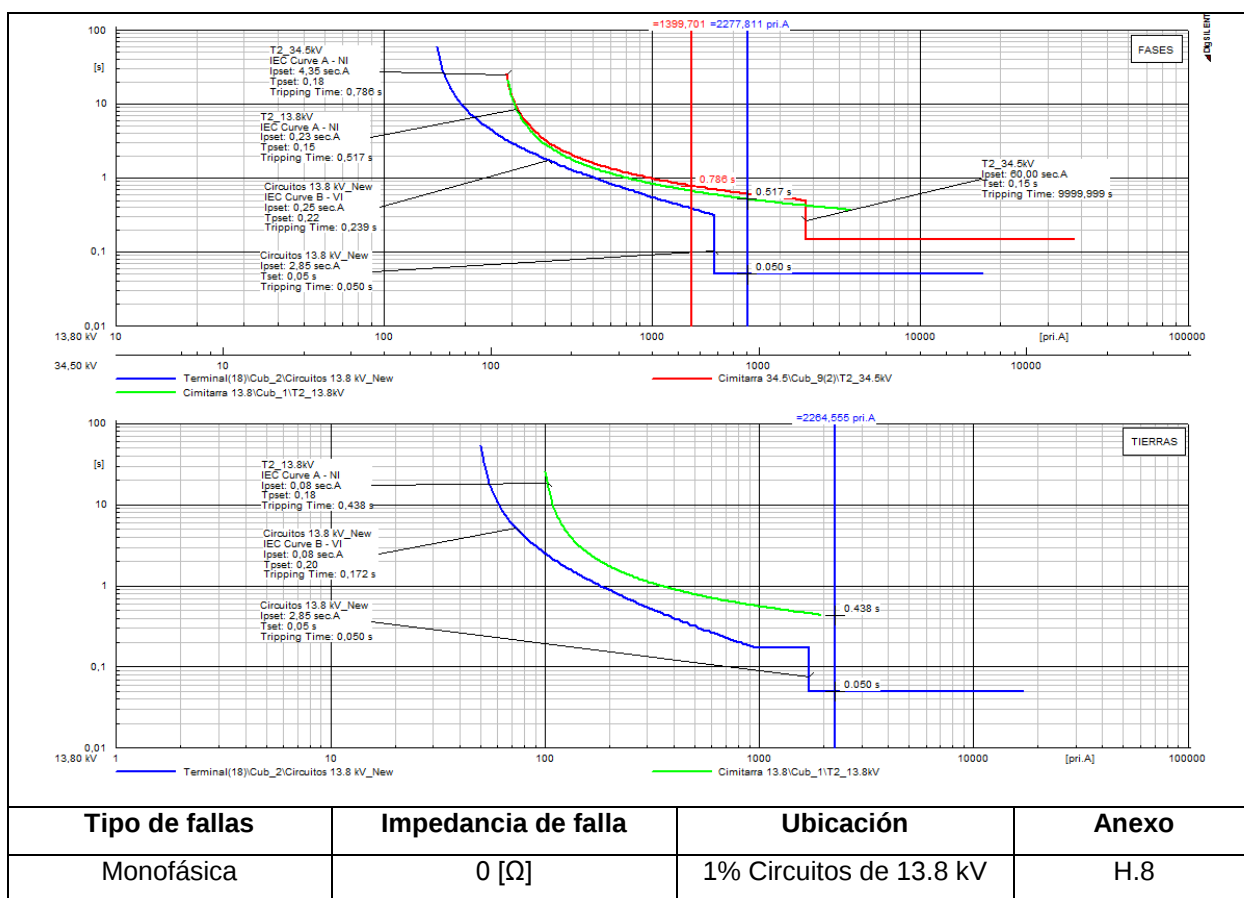
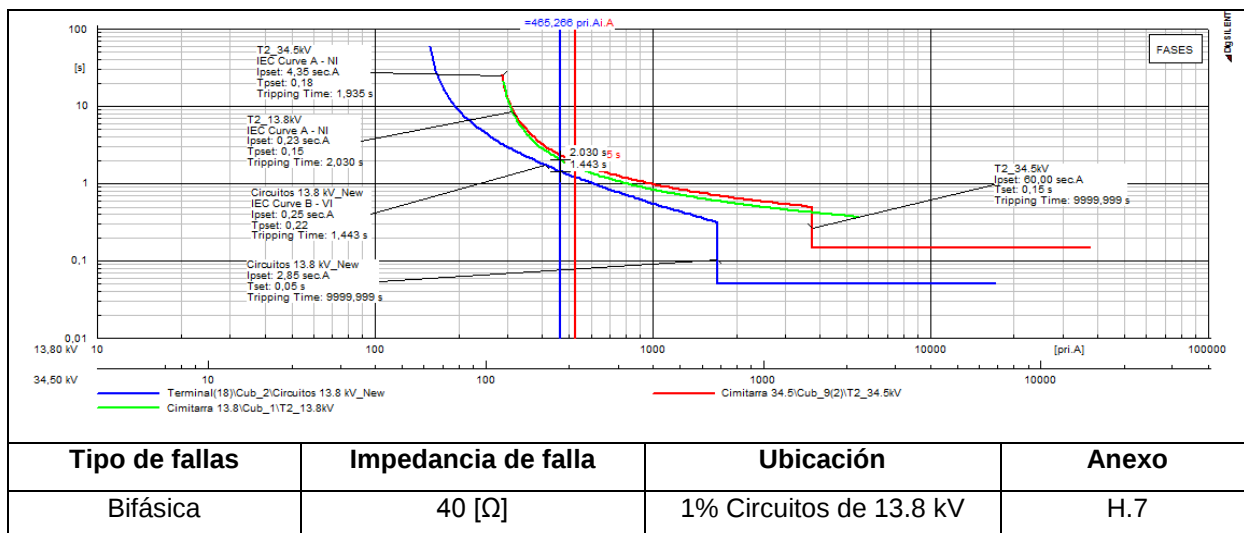
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Bifásica	0 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	H.4

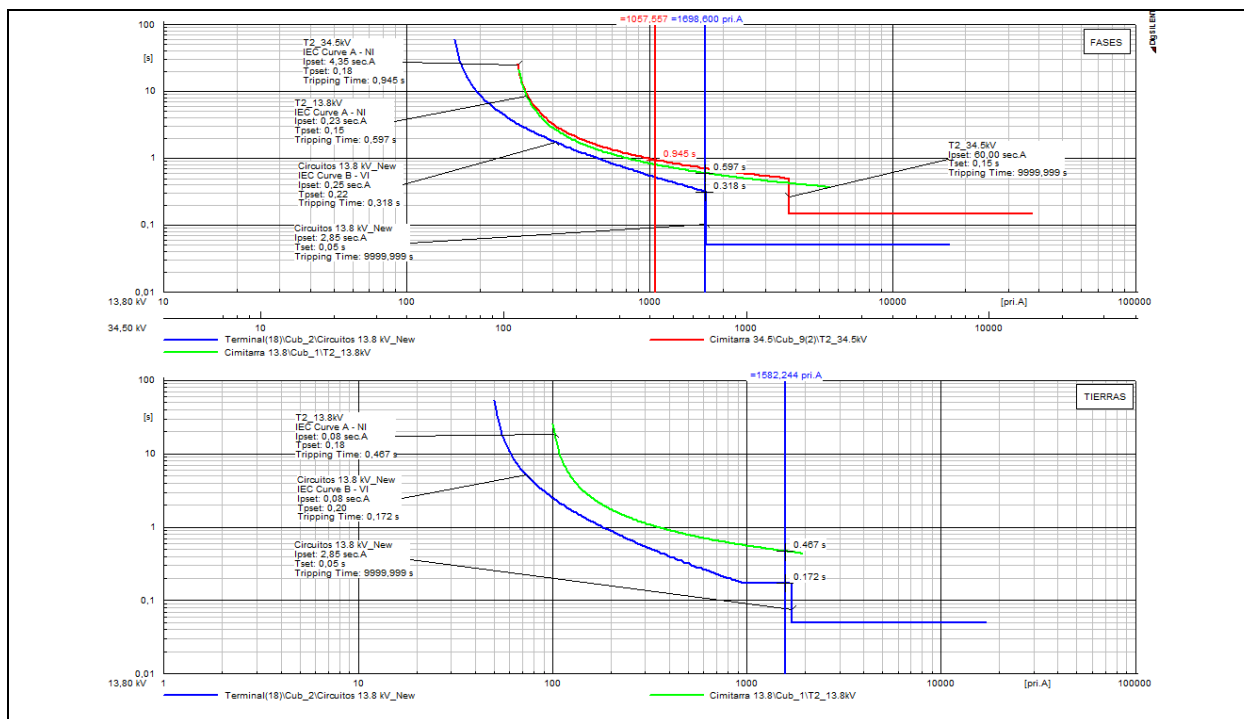


Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Bifásica	2 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	H.5

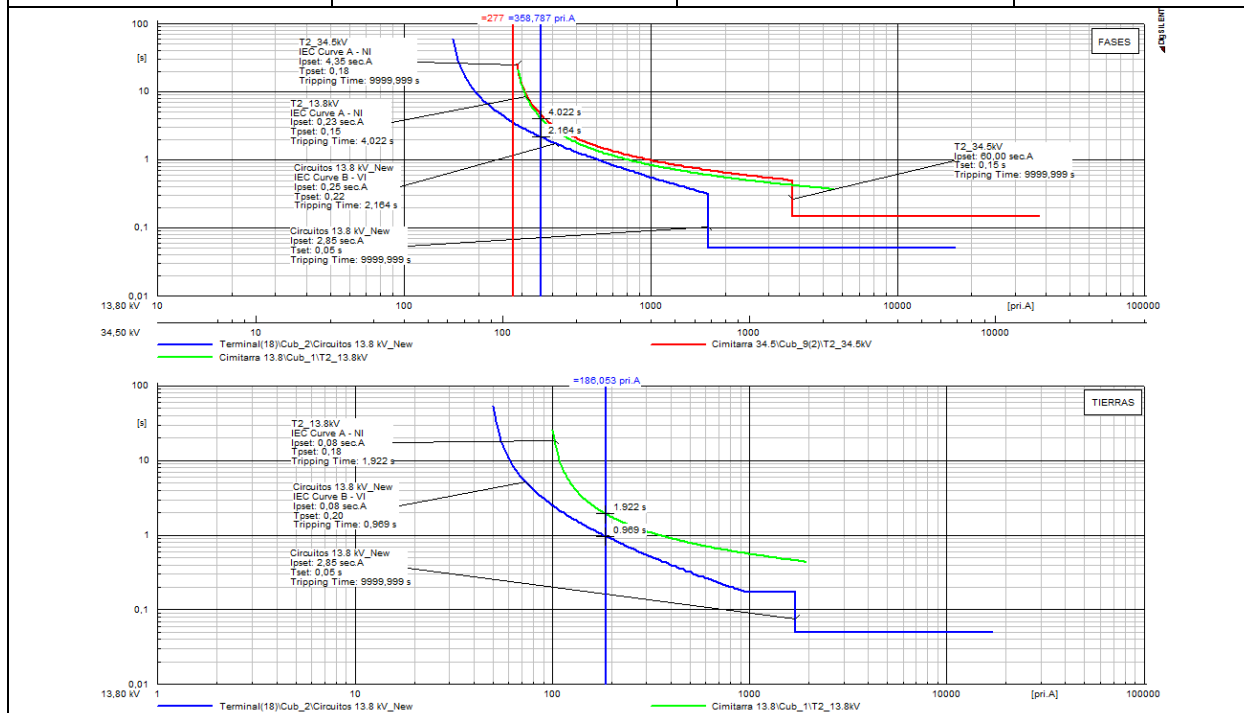


Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Bifásica	20 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	H.6



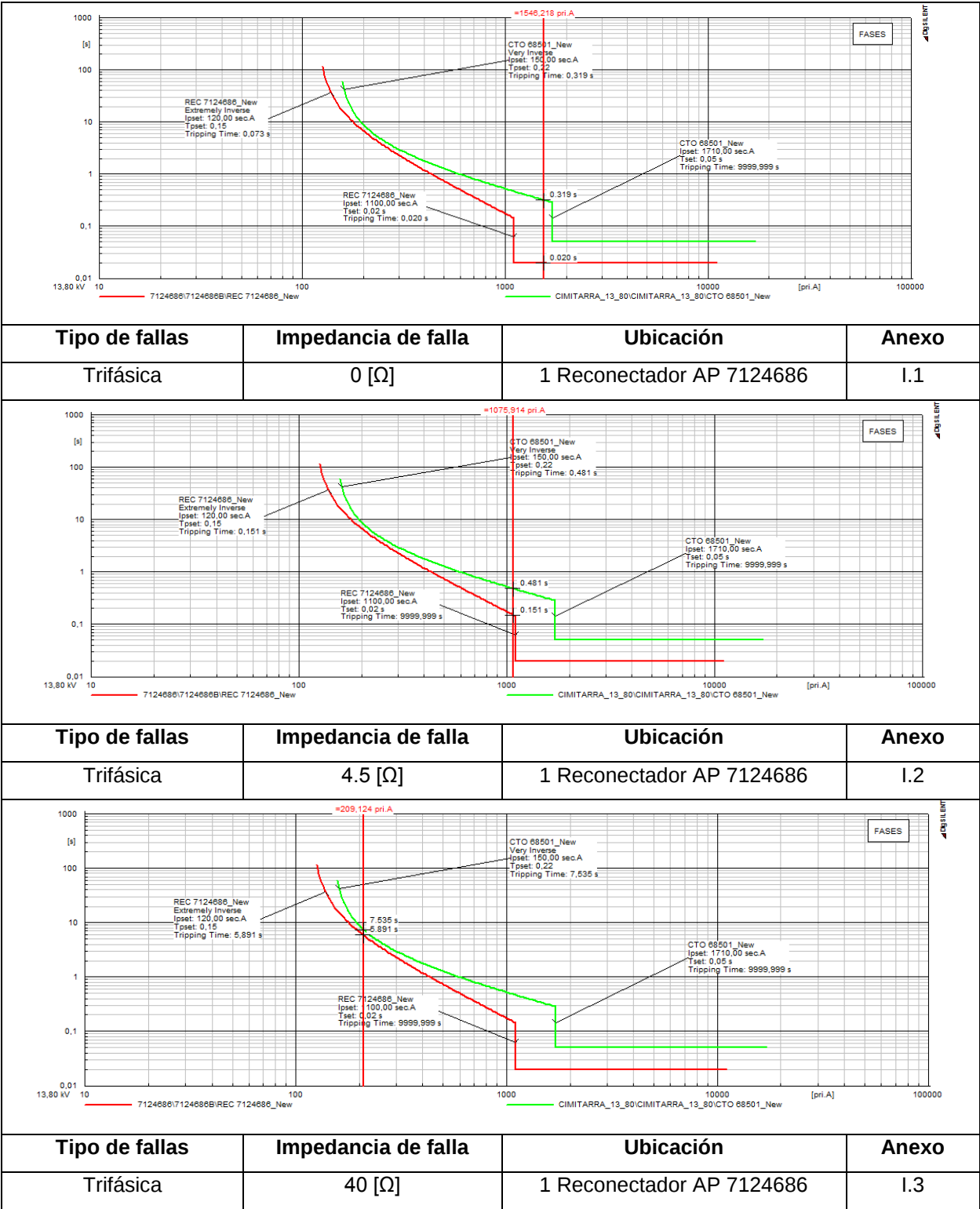


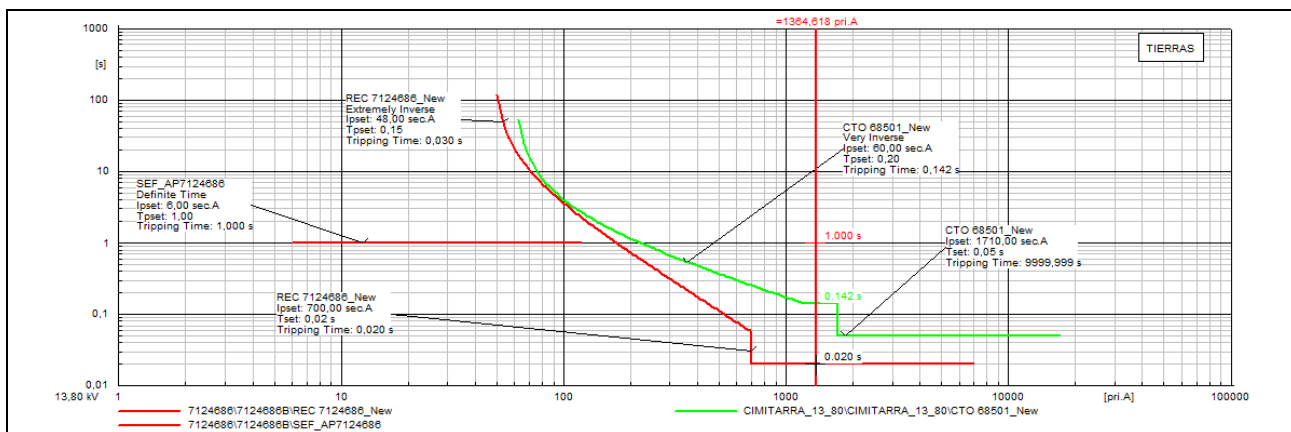
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Monofásica	2 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	H.9



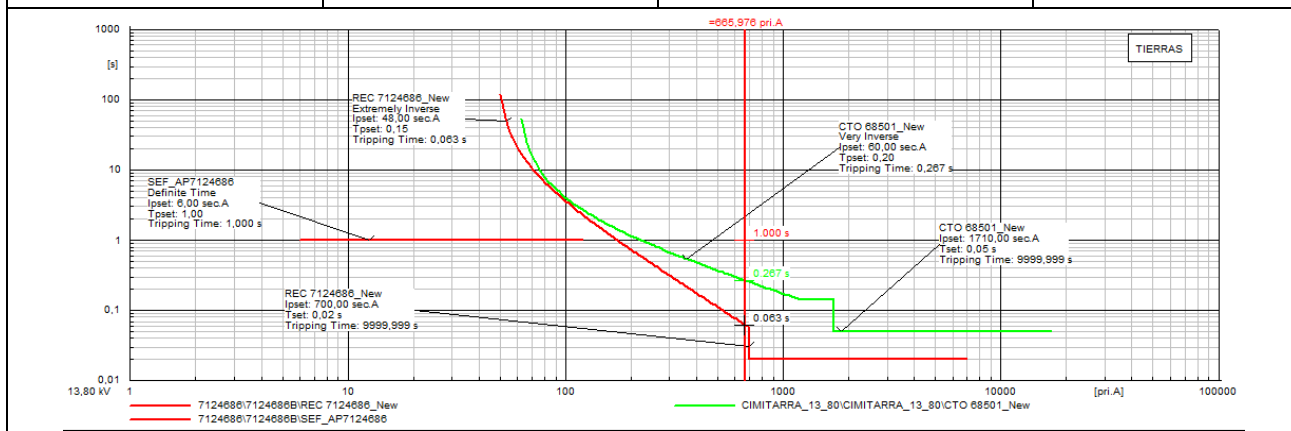
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Monofásica	40 [Ω]	1% Circuitos de 13.8 kV	H.10

ANEXO I. SIMULACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO 68501.

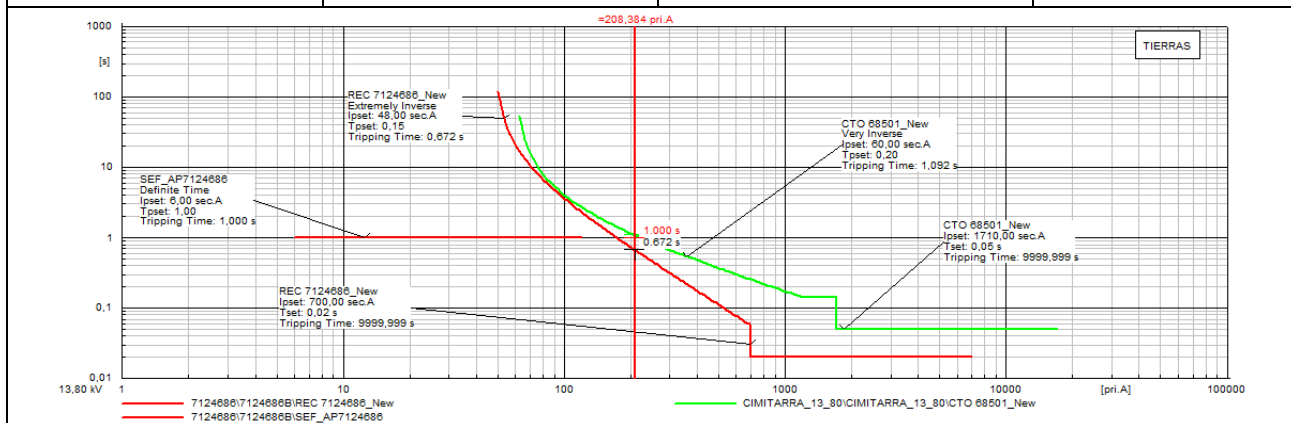




Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Monofásica	0 [Ω]	1 Reconectador AP 7124686	I.4

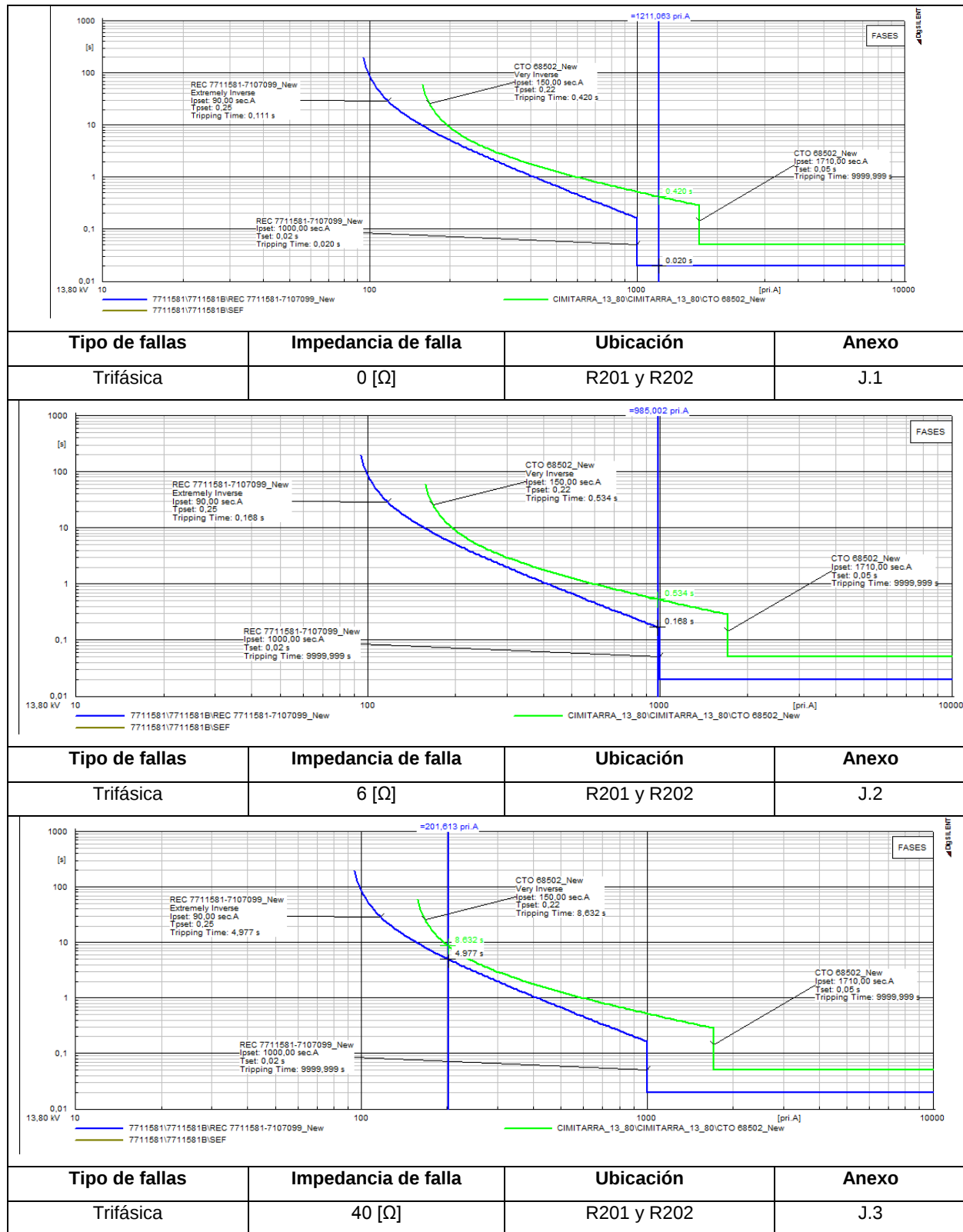


Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Monofásica	10 [Ω]	1 Reconectador AP 7124686	I.5

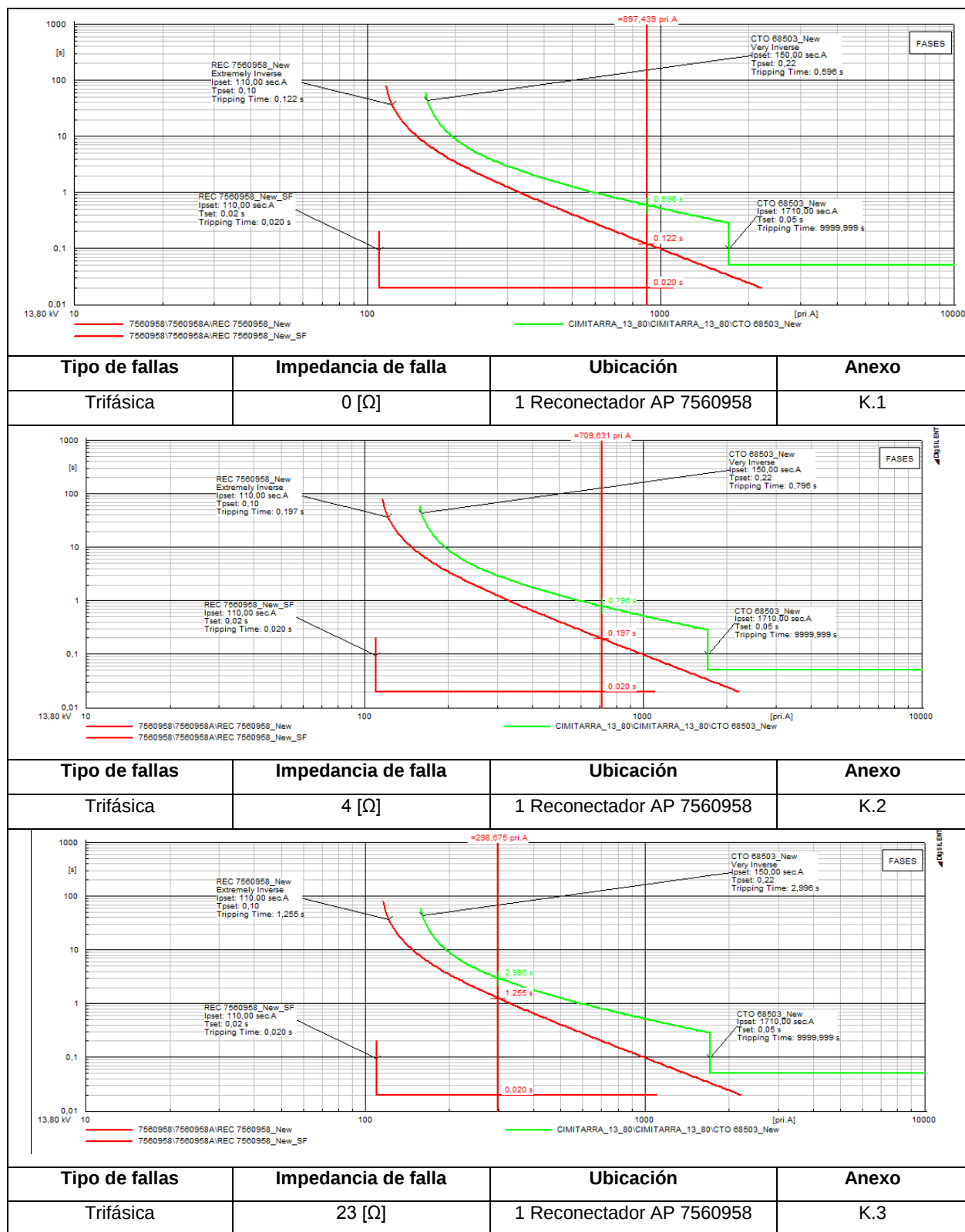


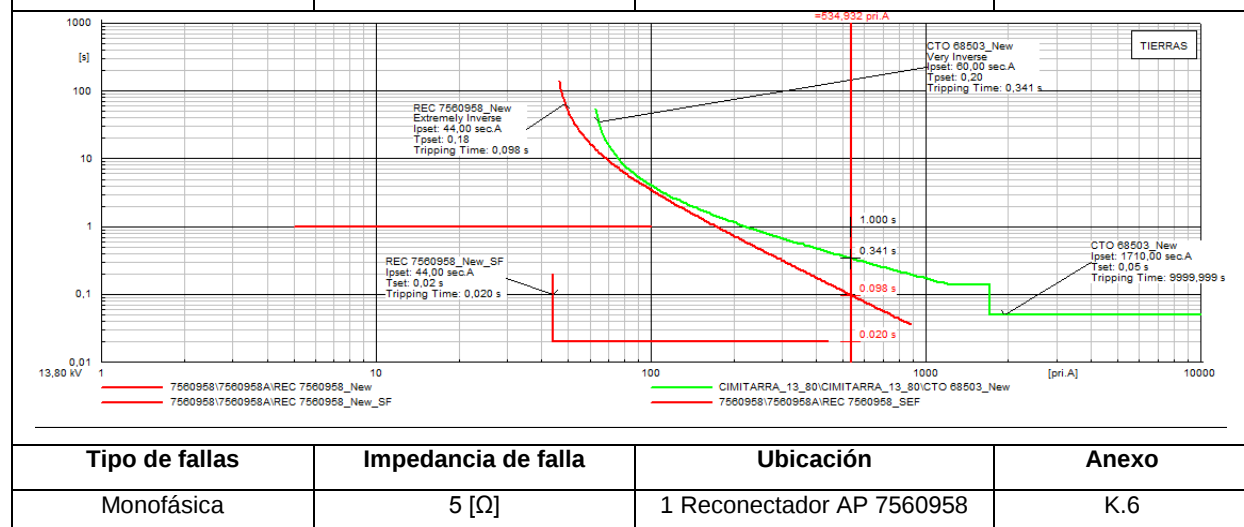
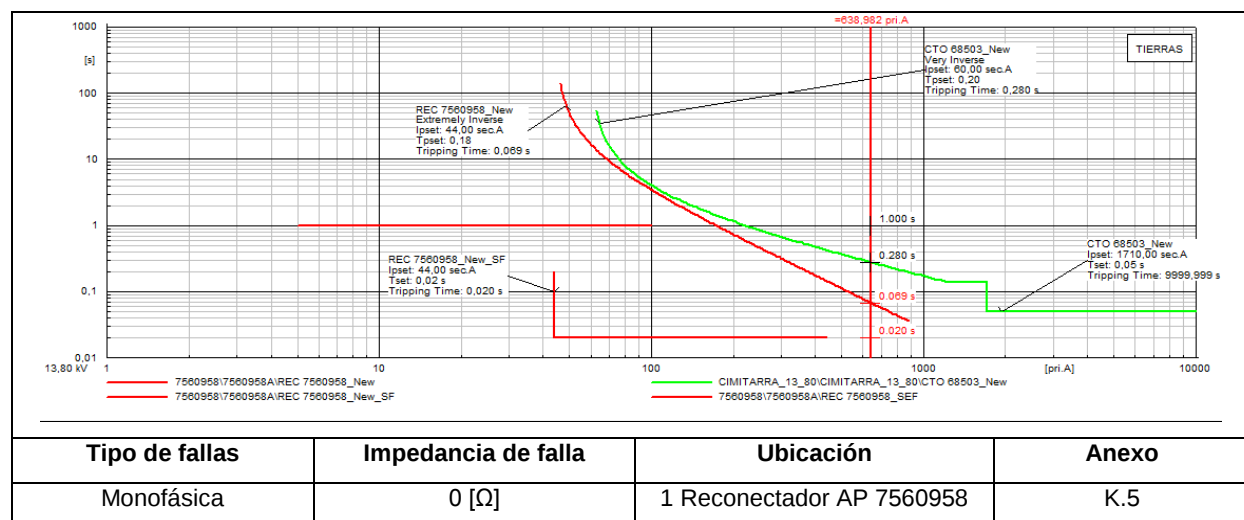
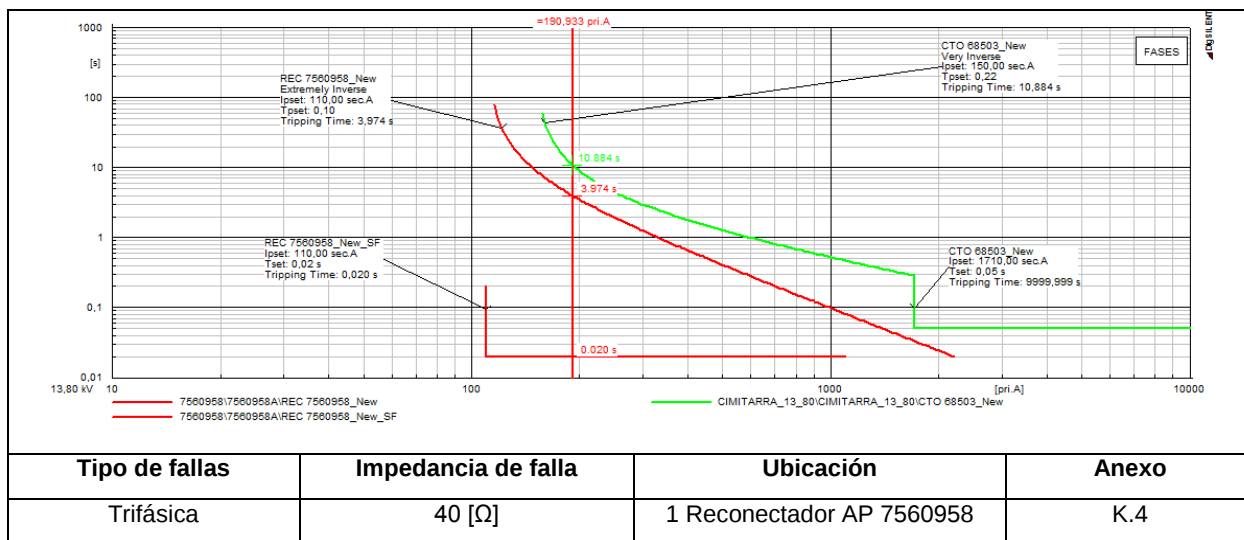
Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Monofásica	40 [Ω]	1 Reconectador AP 7124686	I.6

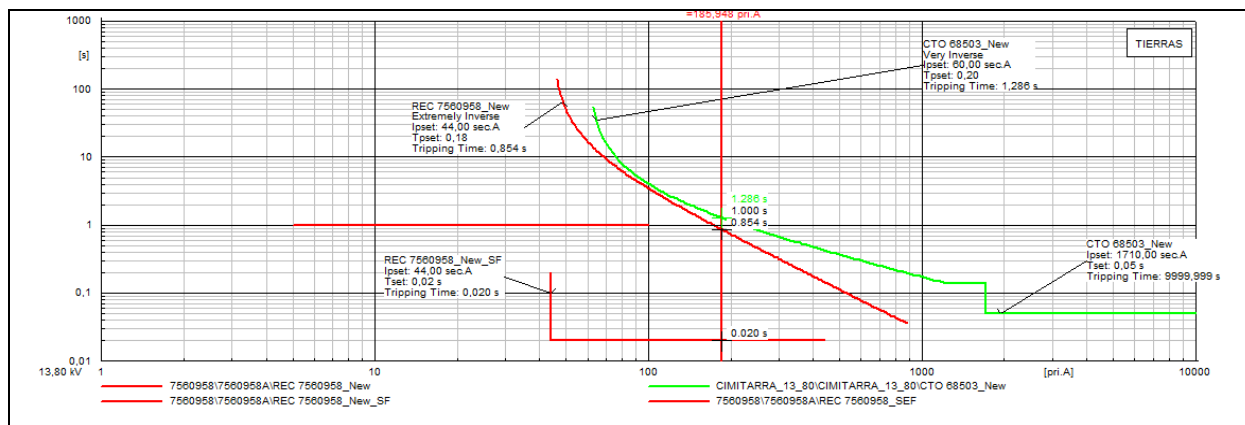
ANEXO J. SIMULACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO 68502.



ANEXO K. SIMULACIÓN Y COMPROBACIÓN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO 68503.







Tipo de fallas	Impedancia de falla	Ubicación	Anexo
Monofásica	40 [Ω]	1 Reconectador AP 7560958	K.7