

**ESTUDIO TÉCNICO PARA PROPONER UNA CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE  
LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE  
PUERTO ASÍS, PUTUMAYO, BASADO EN EL ANÁLISIS DE COORDINACIÓN  
DE PROTECCIONES Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN DISPONIBLES**

**CARLOS YEISON GUERRERO PÉREZ**

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

**ESTUDIO TÉCNICO PARA PROPONER UNA CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE  
LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE  
PUERTO ASÍS, PUTUMAYO, BASADO EN EL ANÁLISIS DE COORDINACIÓN  
DE PROTECCIONES Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN DISPONIBLES**

**CARLOS YEISON GUERRERO PÉREZ**

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

**Director:**

**JORGE ANTONIO JAIMES BÁEZ**

**Magister en Potencia Eléctrica.**

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

**2018**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	14
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	15
2. HIPÓTESIS .....	16
3. OBJETIVOS .....	17
3.1 OBJETIVO GENERAL .....	17
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	17
4. CRITERIOS DE AJUSTE E INSTALACIÓN DE PROTECCIONES EN MEDIA TENSIÓN .....	18
4.1 INTRODUCCIÓN .....	18
4.2 PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN .....	18
4.3 CRITERIOS PARA INSTALACIÓN DE RELÉS/RECONECTADORES .....	19
4.3.1 Instalación de Relés .....	19
4.3.2 Instalación de Reconectores .....	19
4.3.3 Criterios de ajuste para las funciones de sobrecorriente de los relés/reconectores son los siguientes: .....	20
4.3.3.1 Protección de Sobrecorriente de Fases .....	20
4.3.3.2 Protección de Sobrecorriente de Tierra .....	21
4.4 INSTALACIÓN DE SECCIONALIZADORES .....	22
4.5 INSTALACIÓN DE FUSIBLES .....	22
4.6 COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES .....	24
4.7 COORDINACIÓN FUSIBLE - RELÉ O RECONECTADOR .....	26
4.7.1 Primera Operación: .....	27
4.7.2 Segunda Operación (el delta de tiempo entre relés y fusibles debe ser $\geq 90$ ms): .....	27

5. METODOLOGÍA .....	29
5.1 DIAGRAMA ORTOGONAL .....	29
5.2 VALORES DE AJUSTE DE COORDINACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y CORTOCIRCUITOS .....	29
5.3 GRÁFICOS DE COORDINACIÓN .....	30
6. SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES .....	31
6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE PUERTO ASÍS .....	31
6.1.1 Demanda .....	32
6.1.2 Protecciones .....	33
6.2 REDISEÑO DE CIRCUITOS DE M.T. MEDIANTE LA UBICACIÓN DE RECONECTADORES Y SECCIONALIZADORES.....	37
6.2.1 Circuito C6 .....	37
6.2.2 Circuito C7 .....	37
6.2.3 Circuito C16 .....	38
6.3 VALIDACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	39
6.3.1 Circuito C6 .....	40
6.3.1.1 Tiempo de operación de protecciones Circuito C6.....	42
6.3.1.2 Coordinación de relé de la subestación y reconectador .....	43
6.3.1.3 Análisis de Protecciones Circuito C6 .....	55
6.3.1.4 Recomendaciones .....	60
6.3.1.5 Conclusiones Para el circuito C6 se hacen las siguientes observaciones .	62
6.3.2 Circuito C7 .....	62
6.3.2.1 Tiempo de operación de protecciones Circuito C7.....	65
6.3.2.2 Análisis de protecciones Circuito C7 .....	73
6.3.2.3 Recomendaciones .....	75
6.3.2.4 Conclusiones .....	76
6.3.3 Circuito C16 .....	77
6.3.3.1 Tiempo de operación de protecciones Circuito C7.....	80
6.3.3.2 Análisis de protecciones Circuito C16.....	86

6.3.3.3 Recomendaciones .....	86
6.3.4 Transferencia de Carga entre el Circuito C6 y C7 .....	87
6.3.4.1 Circuitos C6 y C7 alimentados por el Circuito C7 .....	87
6.3.4.2 Circuitos C6 y C7 alimentados por el Circuito C6 .....	99
7. IMPLEMENTACIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO E IMPACTO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO .....	112
7.1. INDICADOR SAIDI .....	113
7.2. INDICADOR SAIFI .....	114
8. CONCLUSIONES .....	116
BIBLIOGRAFIA.....	117

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Coordinación de Fusibles en Serie. ....	25
Figura 2. Corriente Máxima de Corto para Coordinación de Fusibles en Serie Tipo T.....	26
Figura 3. Unifilar Sistema Distribución Puerto Asís.....	32
Figura 4. Distribución Demanda por Circuitos Bajo Putumayo. ....	33
Figura 5. Ubicación de Reconectador y Seccionalizador Circuito C6 .....	37
Figura 6. Ubicación de Seccionalizadores Circuito C7 .....	38
Figura 7. Ubicación Reconectador Transferencia de Carga entre los Circuitos C6 y C7 .....	39
Figura 8. Distancias y niveles de cortocircuito Circuito C6 .....	40
Figura 9. Diagrama Ortogonal Circuito C6.....	41
Figura 10. Falla trifásica salida reconectador .....	48
Figura 11. Falla monofásica salida reconectador.....	49
Figura 12. Falla trifásica circuito C6.....	51
Figura 13. Falla monofásica circuito C6.....	52
Figura 14. Curvas unidades de fase .....	53
Figura 15. Curvas unidades de tierra.....	54
Figura 16. Distancias y niveles de cortocircuito Circuito C7 .....	63
Figura 17. Diagrama Ortogonal Circuito C7.....	63
Figura 18. Falla trifásica circuito C7.....	69
Figura 19. Falla monofásica circuito C7.....	70
Figura 20. Curvas unidades de fase .....	71
Figura 21. Curvas unidades de tierra.....	72
Figura 22. Distancias y niveles de cortocircuito Circuito C7 .....	78

Figura 23. Diagrama Ortogonal Circuito C16 .....	79
Figura 24. Falla trifásica circuito C16 .....	82
Figura 25. Falla monofásica circuito C16 .....	83
Figura 26. Curvas unidades de fase .....	84
Figura 27. Curvas unidades de tierra .....	85
Figura 28. Distancias y niveles de cortocircuito Circuitos C6 y C7 (Alimentados a través de Circuito C7) .....	88
Figura 29. Falla trifásica salida reconector transferencia .....	93
Figura 30. Falla monofásica salida reconector transferencia .....	94
Figura 31. Falla trifásica salida reconector C6 .....	97
Figura 32. Falla monofásica salida reconector C6 .....	98
Figura 33. Distancias y niveles de cortocircuito Circuitos C6 y C7 (Alimentados a través de Circuito C6) .....	99
Figura 34. Falla trifásica salida reconector transferencia .....	105
Figura 35. Falla monofásica salida reconector transferencia .....	106
Figura 36. Curvas unidades de fase .....	107
Figura 37. Curvas unidades de tierra .....	108
Figura 38. Indicador SAIDI .....	114
Figura 39. Indicador SAIFI .....	115

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. . Criterios Instalación de Fusibles Tipo T.....	23
Tabla 2. Características Sistema Distribución Puerto Asís.....	31
Tabla 3. Demanda por Circuito Puerto Asís. ....	33
Tabla 4. Ajuste de protecciones relés subestación Puerto Asís .....	34
Tabla 5. Protecciones Fusibles Instalados Circuito C6 .....	35
Tabla 6. Protecciones Fusibles Instalados Circuito C7 .....	36
Tabla 7. Protecciones Fusibles Instalados Circuito C16 .....	36
Tabla 8. Tiempo de operación de protecciones Circuito C6 .....	42
Tabla 9. Falla trifásica Circuito C6.....	45
Tabla 10. Falla monofásica Circuito C6.....	46
Tabla 11. Ajuste relés de tierra .....	50
Tabla 12. Recomendaciones Circuito C6 .....	60
Tabla 13. Ajuste relé de fase Circuito C7 .....	67
Tabla 14. Ajuste relé de tierra Circuito C7 .....	68
Tabla 15. Recomendaciones Circuito C7 .....	75
Tabla 16. Tiempo de operación de protecciones Circuito C16 .....	80
Tabla 17. Ajustes relé de fase Circuito C16 .....	81
Tabla 18. Ajustes relé de tierra Circuito C16 .....	81
Tabla 19. Recomendaciones Circuito C16 .....	86
Tabla 20. Tiempo de operación de protecciones circuitos 6 y 7 (Alimentados por circuito 7) .....	89
Tabla 21. Falla trifásica .....	90
Tabla 22. Falla monofásica .....	91
Tabla 23. Ajustes relé de Tierra.....	92

Tabla 24. Falla trifásica .....	95
Tabla 25. Falla monofásica .....	96
Tabla 26. Tiempos de operación de protecciones circuitos 6 y 7 (Alimentados por circuito 6) .....	100
Tabla 27. Falla trifásica .....	101
Tabla 28. Falla monofásica .....	102
Tabla 29. Ajustes relé de fases .....	103
Tabla 30. Ajustes relé de tierra .....	104
Tabla 31. Recomendaciones de elementos a sustituir .....	111

## RESUMEN

**TÍTULO:** ESTUDIO TÉCNICO PARA PROPONER UNA CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE PUERTO ASÍS, PUTUMAYO, BASADO EN EL ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN DISPONIBLES\*

**AUTOR:** CARLOS YEISON GUERRERO PÉREZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Coordinación de protecciones, elementos fusibles, reconectores, seccionadores, fallas trifásicas y monofásicas.

### DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo está centrado en la verificación y análisis de coordinación de protecciones de los circuitos de media tensión, así como la verificación de los indicadores de calidad y los beneficios que se obtienen al implementar nuevas tecnologías y reconfiguración de la red con los equipos de protección existente en el municipio de Puerto Asís, Putumayo.

Este documento muestra los elementos de protección existentes, constituido principalmente por relés de sobrecorriente en la cabecera de cada circuito y por elementos fusibles a lo largo de los circuitos de media tensión; como consecuencia de lo anterior y la configuración radial de todos los circuitos se presenta descoordinación en las protecciones existentes generando alto índice de desconexiones desde el interruptor de cabecera, y por ende altos costos de energía no suministrada. Para mejorar estas condiciones se valida la idoneidad de los elementos actualmente instalados y se propone la reconfiguración con base a los elementos existentes y la instalación de nuevos equipos de corte y maniobra que permitan mejorar la flexibilidad y la optimización en coordinación de protecciones, con el fin de mejorar la confiabilidad de la red, reducir la duración promedio de interrupciones por usuario y por lo tanto reducir los costos de energía no suministrada.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Magister, Jorge Antonio Jaimes Báez

## SUMMARY

**TITLE:** TECHNICAL STUDY TO PROPOSE AN OPTIMAL SETTING MUNICIPALITY OF PUERTO ASIS ELECTRIC POWER DISTRIBUTION NETWORK, BASED ON THE COORDINATION ANALYSIS OF PROTECTIONS AND AVAILABLE PROTECTION EQUIPMENT\*

**AUTHOR:** CARLOS YEISON GUERRERO PÉREZ\*\*

**KEYWORDS:** Coordination of protections, fusible elements, reclosers, sectionalizers, three-phase and single-phase faults.

### DESCRIPTION:

The present study is focused on the verification and analysis of protection coordination of medium voltage circuits, as well as the verification of quality indicators and the benefits obtained when implementing new technologies and reconfiguration of the mains with the existing protection equipment in the Puerto Asís municipality, Putumayo.

This document shows the existing protection elements, mainly constituted by overcurrent relays at the head of each circuit and by fusible elements along medium voltage circuits. As a consequence of the previously mentioned and the radial configuration of all the circuits, they experiment an incoordination process of the existing protection equipment over the main grid, generating a high rate of disconnections that goes from the head switch until the final of the circuit. This is also a potential causative for the high costs of energy not supplied. To improve these conditions, the suitability of the elements currently installed is validated and reconfiguration is proposed based on the existing elements and the installation of new cutting and maneuvering equipment. This allows to improve flexibility and optimization in coordination of protection equipment, in order to improve the reliability of the grid, reduce the average duration of interruptions per user and therefore reduce the costs of energy not supplied.

---

\* Monograph

\*\* Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of Electrical Engineering, Electronic and Telecommunication. Specialization in Distribution Systems. Director: M. Sc. Jorge Antonio Jaimes Báez.

## INTRODUCCIÓN

Las protecciones son una parte esencial de los sistemas eléctricos de potencia - SEP. En los sistemas radiales de distribución las protecciones tienen como función principal evitar la destrucción de todos los equipos o dispositivos conectados entre sí, durante la ocurrencia de fallas que podrían iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada. El sistema de protecciones debe aislar únicamente la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible al resto del alimentador.

Este trabajo de monografía será aplicado a tres (3) alimentadores de distribución del municipio de Puerto Asís, Putumayo en los cuales según sus estadísticas se producen excesivas salidas de servicio y por ende pérdidas económicas para la Empresa de Energía del Bajo Putumayo, se pretende validar los ajustes y la coordinación de protecciones en los tres alimentadores radiales de 13,2 kV y proponer una reconfiguración de la red con elementos de protecciones disponibles.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El sistema de distribución de energía eléctrica del municipio de Puerto Asís, Putumayo, dada su configuración radial presenta numerosos cortocircuitos en el que las protecciones de los alimentadores de los circuitos C6, C7 y C16 no han actuado de manera selectiva, trayendo como consecuencia que se interrumpa innecesariamente el servicio de energía a la totalidad de usuarios de cada alimentador.

El mal funcionamiento de los equipos de protección puede aumentar la frecuencia y duración de interrupciones promedio del servicio de energía eléctrica.

Como objetivo principal de este trabajo de monografía es proponer una nueva configuración de la red de distribución de energía eléctrica de la red de 13.2 kV del municipio de Puerto Asís, Putumayo, utilizando equipos de protecciones adecuados, coordinados y selectivos, para lograr condiciones de operación deseadas, reducir la frecuencia y duración de interrupciones promedio y por ende los niveles de energía no suministrada brindando mayor confiabilidad.

La necesidad que tiene la Empresa de Energía del Bajo Putumayo es disminuir la frecuencia y duración media de interrupciones en sus alimentadores (Circuitos C6, C7 y C16), por lo tanto es necesario realizar el estudio de niveles de corto circuito, revisión de las protecciones eléctricas existentes y proponer nuevos equipos de protección, con el fin de obtener conclusiones que permitan dar solución al problema aumentando la continuidad del servicio de energía eléctrica.

## **2. HIPÓTESIS**

Con un correcto ajuste de coordinación de protecciones y la implementación de nuevos equipos de protección en los alimentadores C6, C7 y C16, se logrará obtener una mejor confiabilidad en el servicio de energía eléctrica a los usuarios pertenecientes a cada alimentador, logrando reducir la frecuencia y duración de interrupciones promedio del servicio de energía eléctrica.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

Proponer una nueva configuración de la red de distribución de energía eléctrica de la red de 13.2kV del municipio de Puerto Asís utilizando equipos de protecciones adecuados, coordinados y selectivos, para lograr condiciones de operación deseadas, reducir los niveles de energía no suministrada y mejorar la confiabilidad de la red.

#### **3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Garantizar un correcto funcionamiento de los dispositivos de protección ante un evento que influya de alguna manera sobre el sistema eléctrico del área de influencia, permitiendo tener un sistema de protecciones confiable.
- Proponer nuevos equipos de protección para garantizar una mayor flexibilidad a la operación del sistema de distribución del municipio de Puerto Asís.
- Eliminar cortes prolongados en sistemas de distribución debido a fallas temporales o condiciones de sobrecorriente transitorias y que permiten ser integrados en esquemas de control.

## 4. CRITERIOS DE AJUSTE E INSTALACIÓN DE PROTECCIONES EN MEDIA TENSIÓN

### 4.1 INTRODUCCIÓN

Los criterios considerados para la propuesta de configuración óptima de la red de distribución del municipio de Puerto Asís son propios y con base a la experticia de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo y la asesoría técnica que se ha tenido de las diferentes empresas expertas en este tipo de análisis en los últimos 4 años.

Este trabajo de monografía será aplicado a tres (3) alimentadores de distribución del municipio de Puerto Asís, Putumayo, los cuales según sus estadísticas se producen excesivas desconexiones del servicio, por lo tanto pérdidas económicas para la Empresa de Energía del Bajo Putumayo

### 4.2 PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución del municipio de Puerto Asís, Putumayo ha ido creciendo de manera acelerada, presentado problemas en la coordinación de protecciones y con el reto de garantizar calidad del servicio cada vez mayor a los usuarios.

Existen seis (6) características fundamentales que debe tener el sistema de protección de la red de distribución:

**Velocidad:** Es la propiedad de desconectar un sistema fallado tan rápido como sea posible con un daño mínimo del equipamiento y de las condiciones de estabilidad del sistema eléctrico.

**Sensibilidad:** Que la protección responda a la mínima falla de la zona que protege.

**Confiabilidad:** Se relaciona con el hecho de que la protección actúe de manera correcta cuando se requiere y no opere innecesariamente.

**Selectividad:** Es la capacidad de la protección para reconocer una falla y operar el mínimo número de interruptores para aislar la misma. Un sistema de protección bien diseñado debe dar un máximo de continuidad en el servicio con el mínimo número de desconexiones.

**Simplicidad:** Se relaciona con la utilización de la mínima cantidad de equipamientos y conexiones en la estructura de las protecciones, lo que necesariamente implicará más fácil mantenimiento y confiabilidad.

**Economía:** Debe asegurarse máxima protección del sistema al más bajo costo posible.

### **4.3 CRITERIOS PARA INSTALACIÓN DE RELÉS/RECONECTADORES**

**4.3.1 Instalación de Relés** Instalación en Cabecera del circuito (Subestación), ya que el elemento de corte con protección que se utiliza es el interruptor, debido a la longitud y la capacidad instalada de los circuitos.

**4.3.2 Instalación de Reconnectores** Se recomienda instalar un reconnector en algún punto intermedio de la troncal del circuito para los siguientes casos, este criterio es propio de la EEBP.

- Separación de mercados urbano y rural.
- Derivadas para zonas con alto índice de fallas.

- Mejoramiento de la calidad del servicio en circuitos con longitudes mayores a 25 km.
- En sitios donde se tengan seccionamientos con transferencia de carga, con ajustes que garanticen coordinación con las protecciones del sistema.
- Se debe asegurar con los equipos de protección instalados que el tiempo de apertura para fallas en cualquier punto del circuito no sea superior a un (1) segundo. Esta condición se verifica con fallas en los puntos donde se ubica el usuario más alejado de la subestación. En caso de que no se cumpla con el tiempo máximo de un (1) segundo se deberá recomendar instalar nuevos equipos de protección.

#### **4.3.3 Criterios de ajuste para las funciones de sobrecorriente de los relés/reconectores son los siguientes:**

**4.3.3.1 Protección de Sobrecorriente de Fases** La corriente de arranque para el relé/reconector se ajusta en 1,3 veces la capacidad instalada aguas abajo del relé/reconector (cuando este valor es muy pequeño se toma 1,3 veces la capacidad máxima del conductor de salida del circuito). Para los relés se verifica que el criterio anterior no sea mayor a 1,2 veces la corriente nominal primaria del transformador de corriente (TC).

El tipo de curva recomendada para la función ANSI 51 de los relés/reconectores ubicados en la salida del circuito en la subestación es la IEC normal inversa ó Muy inversa, ya que esta se adapta adecuadamente a las curvas de los fusibles, Para reconectores en la troncal del circuito el tipo de curva recomendado debe ser el mismo tipo de curva que se tenga ajustado en el relé principal del circuito. El valor de la curva se selecciona para que opere coordinadamente con la protección más cercana ubicada “aguas abajo”, buscando garantizar un adecuado margen de tiempo de selectividad. Si se tienen fusibles ubicados “aguas abajo” de los

relés/reconectores el mínimo tiempo deberá ser de 90 ms entre la curva de “total clearing” del fusible y la curva del relé/reconector.

Para los relés en la cabecera del circuito (subestación) se habilita la unidad de tiempo definido de fases ANSI 50 de los relés con base en el valor de corriente de falla trifásica mínima vista por el relé en la salida del circuito. A partir del valor de falla obtenido se ajusta la unidad ANSI 50 en veces la corriente de arranque de la unidad temporizada ANSI 51, buscando que el valor de arranque de la ANSI 50 quede por debajo del valor de falla mínima. La temporización para la unidad se ajusta en un valor bajo (50 ms ó menor) para la primera operación del relé (recierre rápido), para la segunda operación del relé (disparo definitivo) se ajusta la función ANSI 50 para que coordine con la protección “aguas abajo”.

**4.3.3.2 Protección de Sobrecorriente de Tierra** “Para los relés en la cabecera del circuito (subestación) se recomienda ajustar la función temporizada de tierra ANSI 51N con una corriente de arranque de 20% de la corriente del TC instalado. (120 A para TI 600/5 y 60 A para TI 300/5)”. (Documento de Criterios: (4) G63079-J1027-Y001-V0-R0 - Criterios distribución)

El tipo de curva recomendada para la función ANSI 51N de los relés/reconectores ubicados en la salida del circuito en la subestación es la IEC normal inversa o Muy inversa. El valor de la curva se selecciona para que opere coordinadamente con la protección más cercana ubicada “aguas abajo”, buscando garantizar un adecuado margen de tiempo de selectividad. Si se tienen fusibles ubicados “aguas abajo” de los relés/reconectores el mínimo tiempo deberá ser de 90 ms entre la curva de “total clearing” del fusible y la curva del relé/reconector.

Para los relés en la cabecera del circuito (subestación) se habilita la unidad de tiempo definido de tierra ANSI 50N de los relés con base en el valor de corriente de falla monofásica mínima vista por el relé en la salida del circuito. A partir del valor

de falla obtenido se ajusta la unidad ANSI 50N en veces la corriente de arranque de la unidad temporizada ANSI 51N, buscando que el valor de arranque de la ANSI 50 quede por debajo del valor de falla mínima. La temporización para la unidad se ajusta en un valor bajo (50 ms ó menor) para la primera operación del relé (recierre rápido), para la segunda operación del relé (disparo definitivo) se ajusta la función ANSI 50 para que coordine con la protección “aguas abajo”.

Igual que en el caso anterior se deberá hacer una refinación de los ajustes simulando fallas en diversos puntos de la red y observando la coordinación en los tiempos de operación de los relés, este análisis determinará si es necesario efectuar variaciones al criterio general anteriormente descrito.

#### **4.4 INSTALACIÓN DE SECCIONALIZADORES**

Se recomienda instalar Seccionalizadores en las derivadas rurales donde se presenta un alto índice de fallas con corrientes de falla elevadas.

La coordinación de los seccionalizadores se hará con los relés de la cabecera de la subestación, mientras el circuito este desenergizado por la operación de un interruptor.

Los seccionalizadores se ajustarán para disparar durante el tiempo de apertura del circuito después de la segunda operación de disparo del dispositivo de recierre.

#### **4.5 INSTALACIÓN DE FUSIBLES**

Se recomienda instalar fusibles en las derivadas y subderivadas de los circuitos teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se instalarán fusibles de expulsión tipo T, ya que son lentos y coordinan fácilmente con los fusibles instalados en los centros de transformación (Tipo K) y los reconectores aguas arriba del alimentador.

Para la validación de los fusibles de las derivadas y sub-derivadas se realiza el siguiente procedimiento:

- Se determina la capacidad instalada de los transformadores (cargas) de las derivada/sub-derivada.
- Se calcula la corriente por fase.
- Dependiendo de la corriente calculada por fase, se determina si el fusible existente es adecuado o si no se tiene fusible se asigna el fusible tipo 2T, 3T, 6T, 8T, 10T, 12T, 15T, 20T, 25T, 30T, 40T, 50T, 65T, 80T o 100T.

Se debe tener en cuenta no instalar fusibles de 40T a 100T aguas abajo de un reconector ajustado con una corriente de desbalance de 40 amperios para función ANSI 51N y de 110 a 200 amperios de corriente de fase para la función ANSI 51, dado que no se podrían coordinar fusibles de esta magnitud en estos casos.

Se deben hacer cortos en varios puntos del circuito aguas abajo del fusible para verificar que el tiempo de despeje de la falla sea siempre inferior a un (1) seg. Si no se cumple con este requisito se deberá reemplazar el fusible existente o recomendar instalar un nuevo fusible para cumplir con este criterio. Los fusibles instalados actualmente y que se vayan a proponer deben ser escogidos de acuerdo a las capacidades y corrientes asignadas a fusibles en la Red MT según la siguiente tabla:

**Tabla 1. . Criterios Instalación de Fusibles Tipo T**

<b>Tipo Fusible</b>	<b>Capacidad Instalada (kVA)*</b>	<b>Corriente Medida (A)</b>
<b>2T</b>	$\leq 45$	$\leq 2$
<b>3T</b>	$>45$ y $\leq 63$	$>2$ y $\leq 3$
<b>6T</b>	$>63$ y $\leq 125$	$>3$ y $\leq 6$

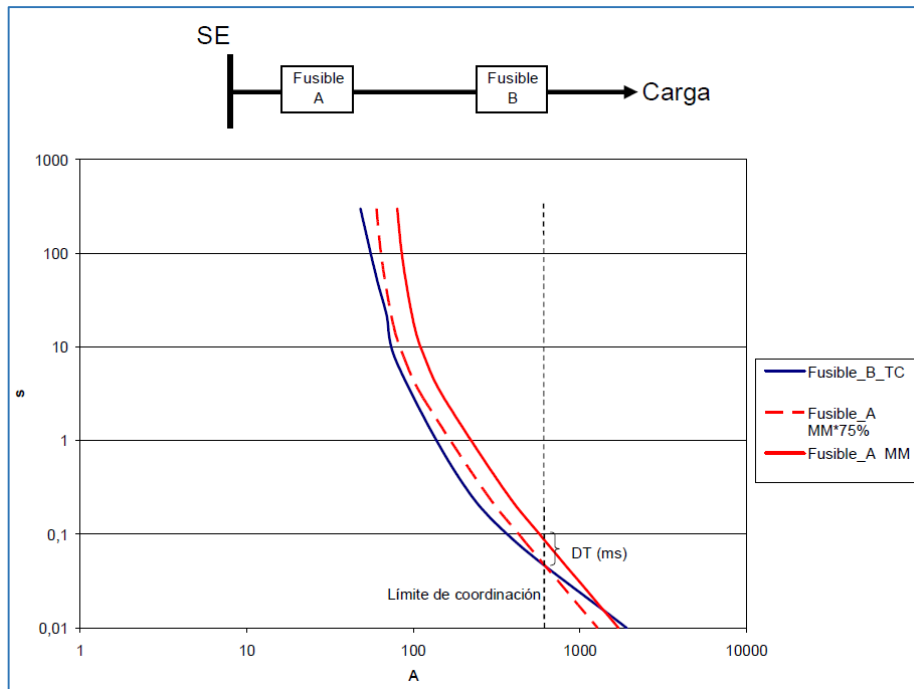
<b>Tipo Fusible</b>	<b>Capacidad Instalada (kVA)*</b>	<b>Corriente Medida (A)</b>
<b>8T</b>	>125 y </=167	>6 y </=8
<b>10T</b>	>167 y </=225	>8 y </=10
<b>15T</b>	>225 y </=300	>10 y </=15
<b>20T</b>	>300 y </=450	>15 y </=20
<b>25T</b>	>450 y </=500	>20 y </=25
<b>30T</b>	>500 y </=630	>25 y </=30
<b>40T</b>	>630 y </=900	>30 y </=40
<b>65T</b>	>900 y </=1250	>40 y </=65
<b>80T</b>	>1250 y </=1600	>65 y </=80
<b>100T</b>	>1600 y </=2000	>80 y </=100
<b>OTRO ELEMENTO</b>	>2000	>100

Los criterios utilizados para el ajuste de las protecciones cumplen con los fundamentos básicos de seguridad y selectividad para la operación de protecciones.

#### **4.6 COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES**

Para lograr la coordinación de dos fusibles conectados en serie como se muestra en la figura 1, se debe comparar la curva Total clearing del Fusible B (“aguas abajo”) con la curva Minimum melting del Fusible A (“aguas arriba”).

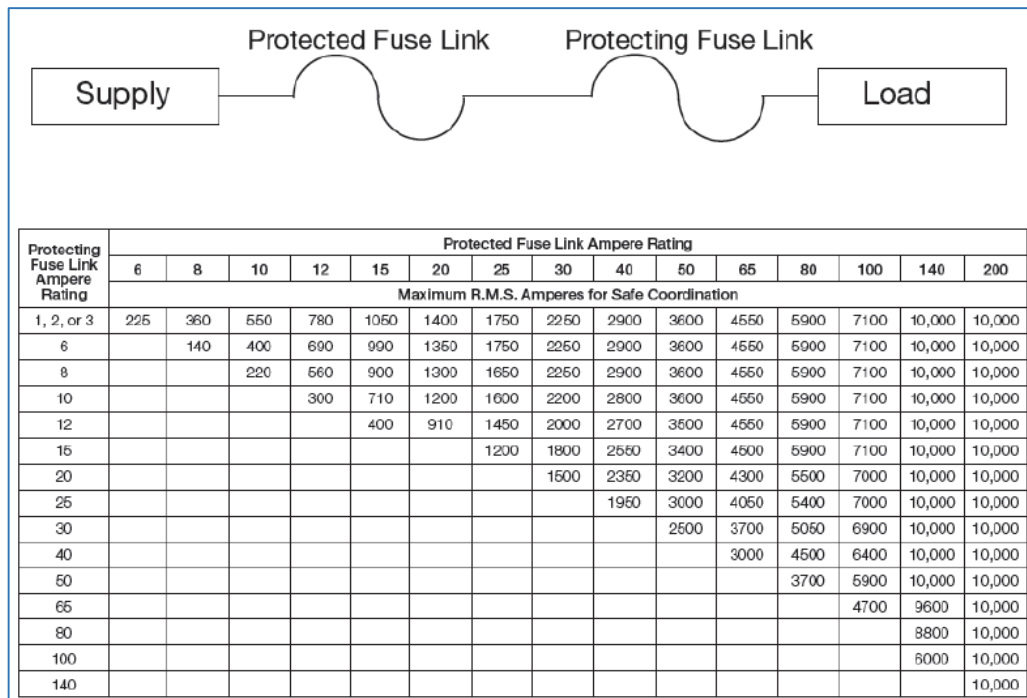
**Figura 1. Coordinación de Fusibles en Serie.**



La curva del Fusible B no debe exceder el 75% de la curva del fusible A. Este margen del 25% se ha seleccionado teniendo en cuenta alguna de las variables operativas tales como temperatura ambiente y derretimiento parcial del fusible A. Si no hay intersección entre estas curvas una completa coordinación en términos de selectividad es lograda. Por otro lado, si hay intersección entre las curvas, la corriente asociada al valor del punto de intersección da el límite de coordinación.

Teniendo en cuenta que en el sistema de distribución de EEBP se tienen principalmente fusibles tipo T, en la siguiente tabla muestra los valores de corriente máxima para coordinación de fusibles tipo T conectados en serie:

**Figura 2. Corriente Máxima de Corto para Coordinación de Fusibles en Serie Tipo T**



#### 4.7 COORDINACIÓN FUSIBLE - RELÉ O RECONECTADOR

“Para una falla franca (trifásica y monofásica) a la salida de cada fusible que se encuentre cerca del relé o Reconectador y donde opere la función instantánea de éste, se considera un factor de coordinación entre la curva total clearing del fusible y la curva del relé o Reconectador de mínimo de 90 ms”. (Documento de Criterios: (4) G63079-J1027-Y001-V0-R0 - Criterios distribución).

Se buscará que los reconectadores despejen las fallas transitorias antes que los fusibles en la primera operación.

Para determinar si la función de tiempo definido de fases y de tierra ANSI 50/50N se habilita o no en los relés de protección, serán consideradas dos operaciones como se indica a continuación:

#### **4.7.1 Primera Operación:**

- Realizar falla trifásica y monofásica a la salida del fusible más cercano a la Subestación en cortocircuito estándar y sólo se deshabilitan las funciones ANSI 50/50N si se da la siguiente condición:

Si la función ANSI 51/51N opera primero que la función ANSI 50/50N.

En este caso se busca que por acción de la función ANSI 50/50N se produzca la apertura del interruptor principal del circuito, independientemente de la operación del fusible ante la falla (en este caso es preferible que no opere el fusible).

#### **4.7.2 Segunda Operación (el delta de tiempo entre relés y fusibles debe ser $\geq$ 90 ms):**

- Realizar falla trifásica en el usuario más lejano asociado al fusible más cercano a la Subestación en cortocircuito estándar y mínimo; Se debe garantizar que el delta de tiempo entre relé y fusible sea mayor o igual a 90 ms, de lo contrario se deberá deshabilitar la función de tiempo definido de fases ANSI 50.
- Realizar falla trifásica a la salida del primer fusible más cercano a la Subestación en cortocircuito estándar; Se debe garantizar que el delta de tiempo entre relé y fusible sea mayor o igual a 90 ms, de lo contrario se deberá deshabilitar la función de tiempo definido de fases ANSI 50.

- Realizar falla monofásica en el usuario más lejano asociado al fusible de mayor capacidad en cortocircuito estándar y mínimo; Se debe garantizar que el delta de tiempo entre relé y fusible sea mayor o igual a 90 ms, de lo contrario se deberá deshabilitar la función de tiempo definido de fases y/o tierra ANSI 50/50N.
- Realizar falla monofásica a la salida del primer fusible más cercano a la Subestación en cortocircuito estándar; Se debe garantizar que el delta de tiempo entre relé y fusible sea mayor o igual a 90 ms, de lo contrario se deberá deshabilitar la función de tiempo definido de fases y/o tierra ANSI 50/50N.

## **5. METODOLOGÍA**

Para el análisis y verificación de coordinación de protecciones y el desarrollo del trabajo de monografía para proponer una configuración óptima de la red de distribución de energía eléctrica del municipio de Puerto Asís, Putumayo, basado en el análisis de coordinación de protecciones y equipos de protección disponibles en la red de Media tensión se realizan los siguientes pasos y se utilizará las diversas herramientas informáticas disponibles en la Empresa de Energía del Bajo Putumayo (Módulos SPARD: POWER, DISTRIBUCIÓN y OMS).

### **5.1 DIAGRAMA ORTOGONAL**

Se elabora un diagrama Ortogonal con las zonas de protección delimitadas por el elemento de corte con protección. No se deberán presentar fallas en ningún punto de la zona delimitada que sean despejadas en un tiempo no mayor a un (1) segundo.

En este diagrama se determina la capacidad instalada de cada zona de protección y la cantidad de transformadores instalados, con el tiempo de operación de la protección asociado a la zona para fallas trifásica como para falla a tierra.

### **5.2 VALORES DE AJUSTE DE COORDINACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y CORTOCIRCUITOS**

Se elabora una tabla con los ajustes de los principales valores de ajuste de la función de sobrecorriente en el relé principal ubicado en la cabecera del circuito y

en los reconectadores (si los hay) que se tengan en el mismo. En la tabla se presentan los valores de corriente de arranque (I Pickup) y Dial para las funciones 50/50N/51/51N.

- Se seleccionan puntos de control en los extremos finales de cada zona de protección determinada.
- Se determinan los niveles de cortocircuito en cada punto de control escogido de la red de MT.
- Se verifica con fallas en los usuarios que los tiempos de operación de despeje de fallas no sean mayores a un (1) segundo.
- Se tabulan los tiempos de operación de las protecciones de las derivadas y de los reconectadores y relé principal para cada falla. Los tiempos indicados para el relé principal del circuito y reconectadores corresponde a los tiempos para la segunda operación (ver explicación de primera y segunda operación en numeral 2.2.2).
- Se revisa que se cumplan con los criterios de delta de coordinación mínimo de 90 ms entre el(los) fusible(s) y el relé principal del circuito y que para los fusibles conectados en serie se cumplan con los criterios de corriente mínima que se presentan en la figura 3.

### **5.3 GRÁFICOS DE COORDINACIÓN**

Para cada estudio de coordinación y validación de los circuitos se presentan las curvas características de disparo de los relés, reconectadores y fusibles normalizados para verificar su correcta coordinación en fases y en tierra.

Esta curva se realizada en la misma base de corriente e incluye el nivel de cortocircuito de fase o tierra de la subestación y al menos el del primer reconectador instalado.

## 6. SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

### 6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE PUERTO ASÍS

La red de distribución del municipio de Puerto Asís tiene características técnicas muy particulares entre las que se distinguen:

- Topología radial.
- Deterioro en redes primarias y secundarias (construidas hace más de 20 años).
- Múltiples tipo conexiones (Monofásica y Trifásica).
- Cargas de distinta naturaleza (Residencial, Comercial, Industrial, oficial, entre otras).

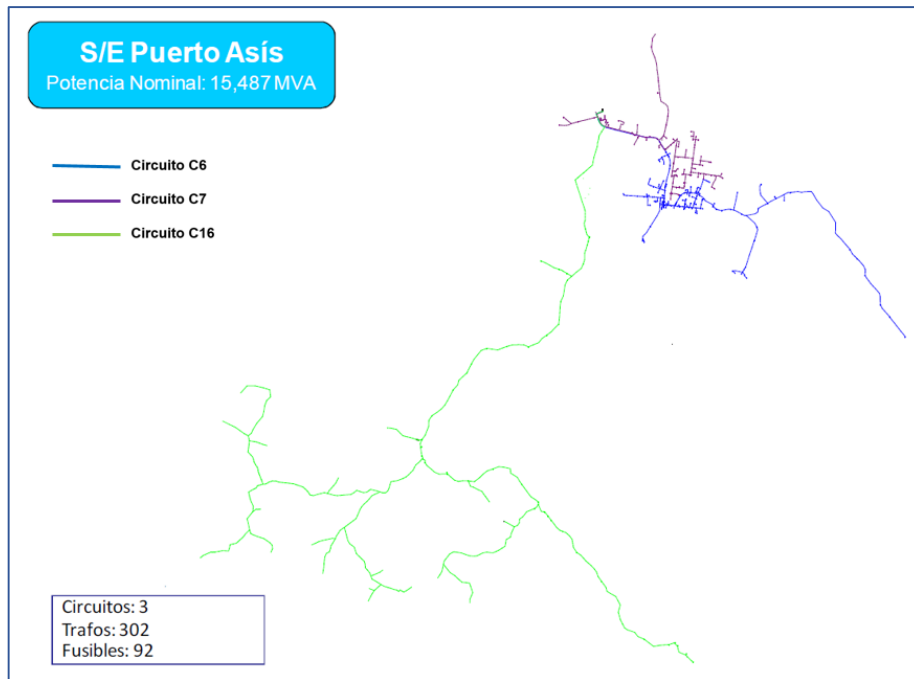
El Sistema de Distribución Local en el municipio de Puerto Asís, está compuesto por una subestación transformadora 34.5/13.2 kV, configuración barra sencilla y tres circuitos de Media Tensión a 13.2 kV.

Las características de cada alimentador se detallan a continuación.

**Tabla 2. Características Sistema Distribución Puerto Asís.**

<b>Circuito</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>Carga Instalada (kVA)</b>	<b>N° Usuarios</b>
C6	36.13	9095	6980
C7	24.44	4683	5303
C16	49.12	1605	566

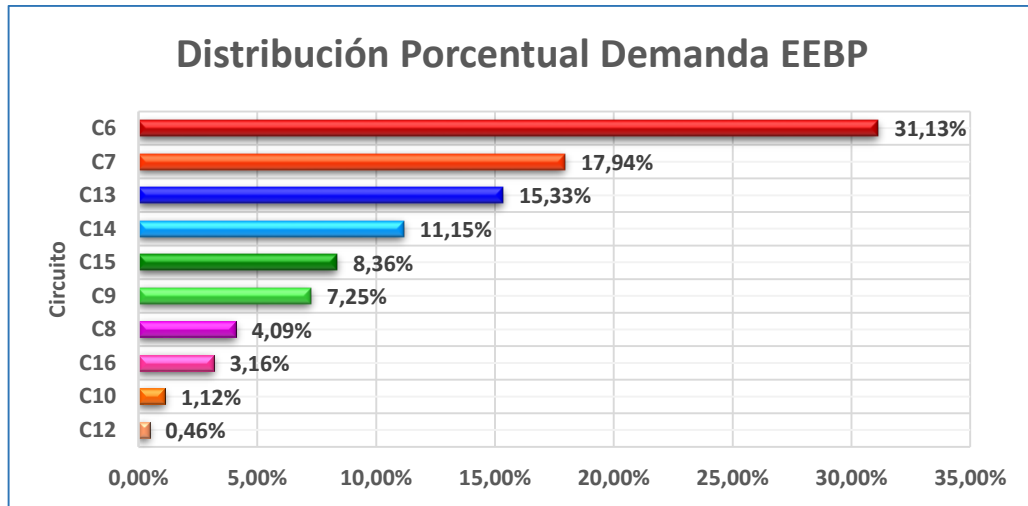
**Figura 3. Unifilar Sistema Distribución Puerto Asís.**



**6.1.1 Demanda** La demanda del Municipio de Puerto Asís representa el 53% de la demanda del Bajo Putumayo, siendo el mercado más grande.

A continuación, se indica la distribución porcentual de demanda de los circuitos de Bajo Putumayo, donde se evidencia que el circuito C6 tiene el 31.13% de la demanda, casi la tercera parte del sistema de bajo Putumayo, seguido del circuito C7 con 17.94%, mientras que el circuito C16 tiene 3.16% de la demanda del bajo putumayo ya que es un circuito netamente rural.

**Figura 4. Distribución Demanda por Circuitos Bajo Putumayo.**



La demanda de la Subestación Puerto Asís para las diferentes cargas que se encuentran conectadas en los circuitos de 13,2 kV con base a la información del sistema se indica a continuación.

**Tabla 3. Demanda por Circuito Puerto Asís.**

Subestación	Circuito	MVA			% Carga Total Subestación		
		Mín.	Med.	Máx.	Mín.	Med.	Máx.
Puerto Asís	C6	1.11	3.37	3.35	60%	67%	60%
	C7	0.61	1.37	1.93	33%	27%	34%
	C16	0.12	0.28	0.34	7%	6%	6%
<b>Carga Total Subestación</b>		1.84	5.02	5.62	100%	100%	100%

**6.1.2 Protecciones** Los ajustes implementados actualmente en los relés de la red en la subestación Puerto Asís son los siguientes:

**Tabla 4. Ajuste de protecciones relés subestación Puerto Asís**

Circuito	Nivel de Tensión (Kv)	Relación CT's		Tipo de Curva	51			50			51N			50N		
		A. Prim	A. Sec		I Ajuste		Dial	I Ajuste		Dial	I Ajuste		Dial	I Ajuste		Dial
					A. Prim	A. Sec	Dial (s)	A. Prim	A. Sec	Dial (s)	A. Prim	A. Sec	Dial (s)	A. Prim	A. Sec	Dial (s)
<b>C6</b>	13,2kV	200	5	IEC NI	110	2,75	0,10	660	16,50	0,05	40	1,00	0,08	400	10,00	0,05
<b>C7</b>	13,2kV	200	5	IEC NI	110	2,75	0,10	660	16,50	0,05	40	1,00	0,08	400	10,00	0,05
<b>C16</b>	13,2kv	200	5	IEC NI	110	2,75	0,10	660	16,50	0,05	40	1,00	0,08	400	10,00	0,05

Las protecciones a nivel de 13,2 kV asociadas a los circuitos de Media Tensión de la Subestación Puerto Asís consideradas para validar y optimizar son las siguientes:

**Tabla 5. Protecciones Fusibles Instalados Circuito C6**

<b>Nombre del Elemento</b>	<b>Sección de Línea</b>	<b>Fusible Actual</b>
ARR 066 C6	MVLS4736	6T
ARR 067 C6	EEBPMVLS5346	25T
ARR 017 C6	EEBPMVLS866	25T
ARR 019 C6	EEBPMVLS840	30T
ARR 029 C6	EEBPMVLS961	50T
ARR 043 C6	EEBPMVLS1062	25T
ARR 032 C6	EEBPMVLS2020	15T
ARR 054 C6	EEBPMVLS1581	80T
ARR 031 C6	EEBPMVLS2002	50T
ARR 056 C6	EEBPMVLS2077	12T
ARR 041 C6	EEBPMVLS2090	25T
ARR 072 C6	MVLS7199	6T
ARR 012 C6	EEBPMVLS740	15T
ARR 042 C6	EEBPMVLS975	40T
ARR 035 C6	EEBPMVLS1000	25T
ARR 052 C6	EEBPMVLS1365	30T
ARR 058 C6	EEBPMVLS3499	15T
ARR 065 C6	EEBPMVLS3449	25T
ARR 016 C6	EEBPMVLS821	65T
ARR 014 C6	EEBPMVLS772	25T
ARR 018 C6	EEBPMVLS855	25T
ARR 063 C6	EEBPMVLS856	25T
ARR 053 C6	EEBPMVLS927	25T
ARR 027 C6	EEBPMVLS1003	40T
ARR 047 C6	EEBPMVLS1561	15T
ARR 044 C6	EEBPMVLS1566	15T
ARR 069 C6	MVLS5492	6T
ARR 059 C6	MVLS5530	30T
ARR 070 C6	MVLS7358	3T
ARR 073 C6	MVLS6846	6T
ARR 037 C6	MVLS6944	15T

<b>Nombre del Elemento</b>	<b>Sección de Línea</b>	<b>Fusible Actual</b>
ARR 071 C6	MVLS6827	6T
ARR 074 C6	MVLS6854	6T

**Tabla 6. Protecciones Fusibles Instalados Circuito C7**

<b>Nombre del Elemento</b>	<b>Sección de Línea</b>	<b>Fusible Actual</b>
ARR 063 C7	EEBPMVLS5349	65T
ARR 007 C7	EEBPMVLS559	15T
ARR 010 C7	EEBPMVLS625	100T
ARR 009 C7	EEBPMVLS638	15T
ARR 062 C7	EEBPMVLS664	100T
ARR 058 C7	EEBPMVLS3736	6T
ARR 004 C7	EEBPMVLS3737	25T
ARR 059 C7	MVLS5331	25T
ARR 002 C7	EEBPMVLS364	3T
ARR 036 C7	EEBPMVLS338	15T
ARR 003 C7	EEBPMVLS432	12T
ARR 033 C7	EEBPMVLS2163	25T
ARR 048 C7	EEBPMVLS3701	30T
ARR 069 C7	EEBPMVLS5813	12T
ARR 070 C7	MVLS6986	6T
ARR 071 C7	MVLS7383	6T
ARR 064 C7	MVLS7577	6T
ARR 068 C7	MVLS7601	10T
ARR 055 C7	MVLS6835	40T

**Tabla 7. Protecciones Fusibles Instalados Circuito C16**

<b>Nombre del Elemento</b>	<b>Sección de Línea</b>	<b>Fusible Actual</b>
ARR 040 C16	EEBPMVLS3511	15T
ARR 050 C16	EEBPMVLS3536	12T
ARR 061 C16	EEBPMVLS3591	8T
ARR 062 C16	EEBPMVLS3698	6T
ARR 049 C16	EEBPMVLS3453	20T
ARR 063 C16	MVLS5496	6T
ARR 065 C16	MVLS7035	6T
ARR 064 C16	MVLS6859	6T

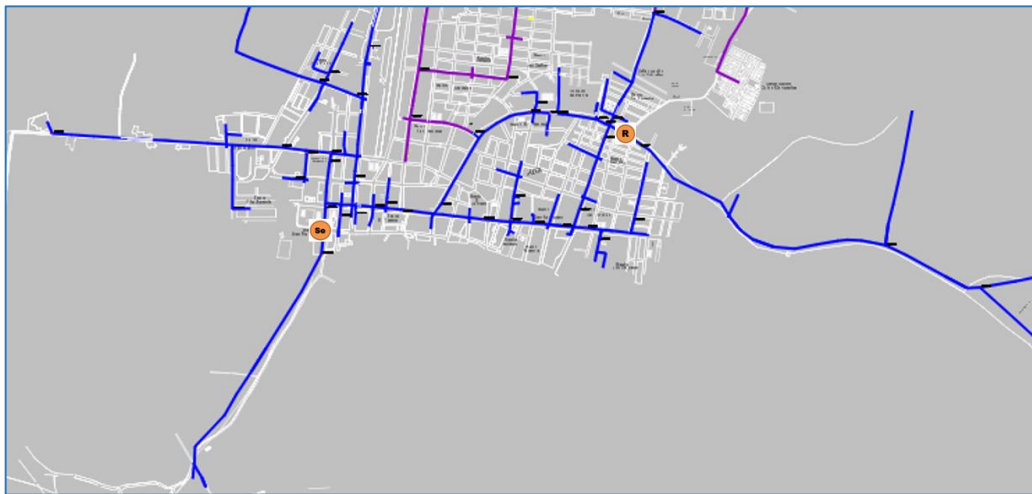
## 6.2 REDISEÑO DE CIRCUITOS DE M.T. MEDIANTE LA UBICACIÓN DE RECONECTADORES Y SECCIONALIZADORES.

**6.2.1 Circuito C6.** Se propone el montaje de un (1) reconectador y un (1) seccionalizador en el Circuito C6 para separar el mercado urbano del rural y optimar la selectividad de las protecciones ante el alto índice de fallas que se presentan en la zona rural, mejorando la calidad del servicio de los usuarios residenciales y comerciales de este circuito.

El Seccionalizador coordina con el relé de sobrecorriente instalado en la cabecera del circuito C6 (Interruptor) en la subestación Puerto Asís; el seccionalizador se ajustará para disparar durante el tiempo de apertura del circuito C6 después de la segunda operación de disparo.

La ubicación del reconectador y seccionalizador propuestos se muestra a continuación.

**Figura 5. Ubicación de Reconectador y Seccionalizador Circuito C6**



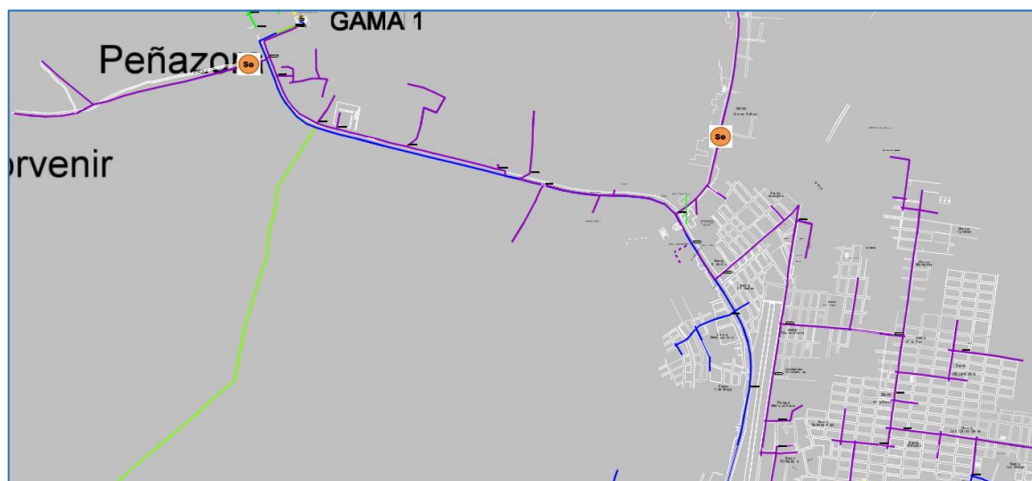
**6.2.2 Circuito C7.** Se propone el montaje de dos (2) seccionalizador en el Circuito C7 para separar el mercado urbano del rural y optimar la selectividad de las

protecciones ante el alto índice de fallas que se presentan en la zona rural de este circuito, además en los puntos asociados las corrientes de cortocircuito son altas; con lo anterior se proyecta mejorar la calidad del servicio de los usuarios residenciales y comerciales de este circuito.

Los Seccionalizadores coordinan con el relé de sobrecorriente instalado en la cabecera del circuito C7 (Interruptor) en la subestación Puerto Asís; el seccionalizador se ajustará para disparar durante el tiempo de apertura del circuito C7 después de la segunda operación de disparo.

La ubicación de los seccionalizadores propuestos se muestra a continuación.

**Figura 6. Ubicación de Seccionalizadores Circuito C7**

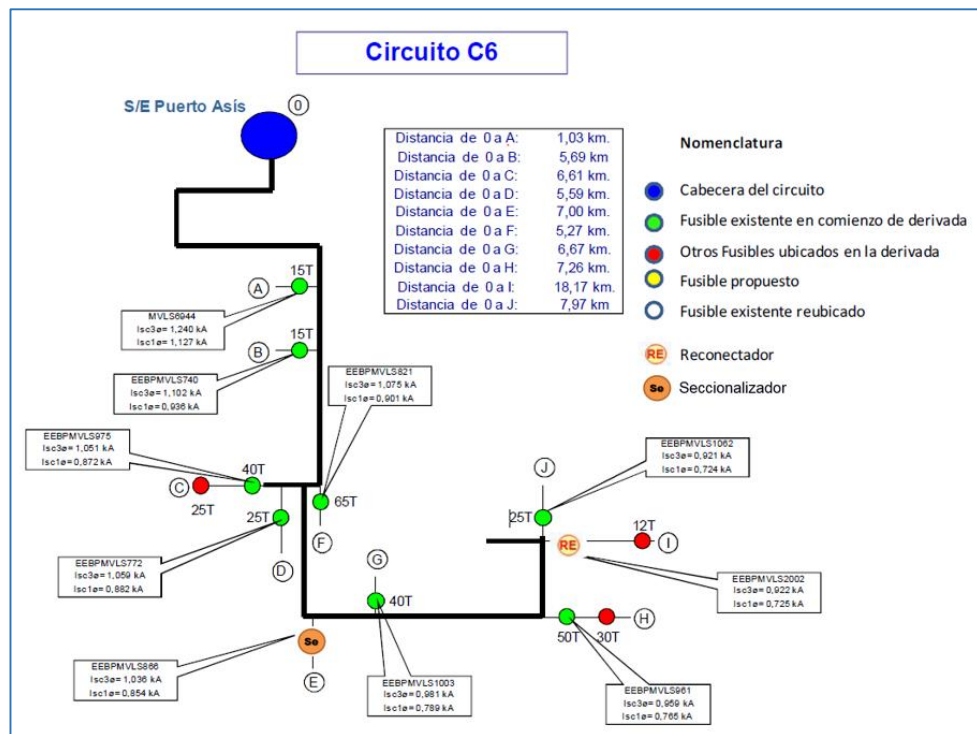


**6.2.3 Circuito C16** Como el Circuito C16 es netamente rural y el porcentaje de demanda es mínimo, se validará los elementos de corte con fusibles, ya que no amerita la instalación de un reconectador o seccionalizador.

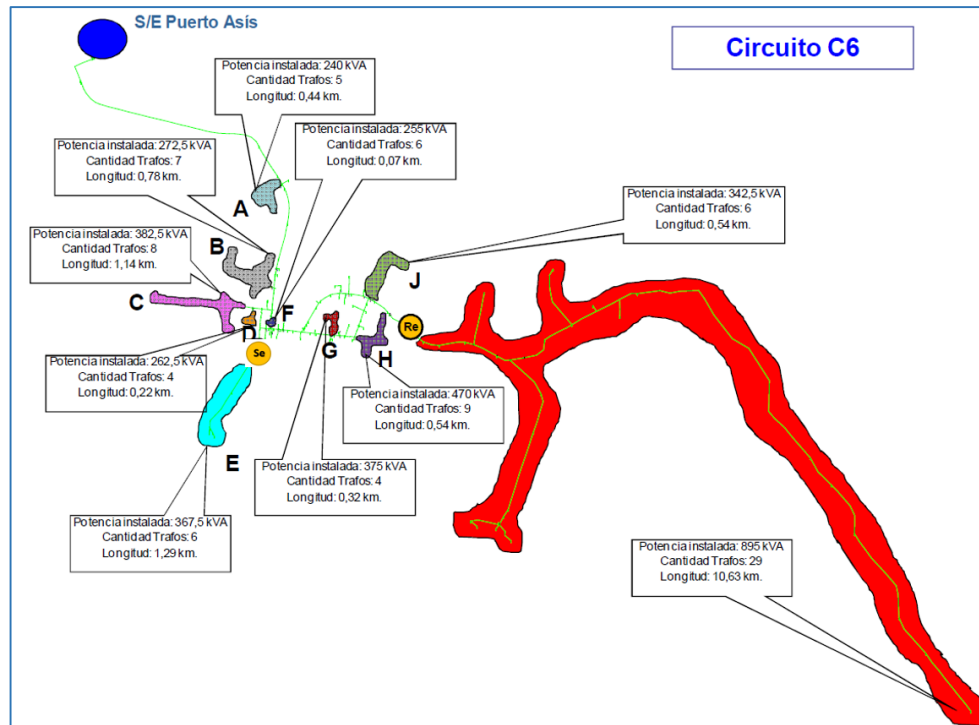


**6.3.1 Circuito C6** A continuación se indican las distancias y niveles de cortocircuito desde el interruptor de cabecera al punto más lejano de cada derivada; también se observa los fusibles existentes en el comienzo de las derivadas, así como la propuesta de rediseño del circuito C6 con la ubicación de un reconectador y un seccionalizador.

**Figura 8. Distancias y niveles de cortocircuito Circuito C6**



**Figura 9. Diagrama Ortogonal Circuito C6**



En la gráfica anterior se indica la zonificación del circuito C6 con la representación de carga instalada, cantidad de centros de transformación y la longitud de cada derivada.

### 6.3.1.1 Tiempo de operación de protecciones Circuito C6

**Tabla 8. Tiempo de operación de protecciones Circuito C6**

Punto	Corriente Corto Máximo (kA)			Tiempo Relé		Seccionalizador		Reconectador		Tiempo 65T		Tiempo 50T		Tiempo 40T		Tiempo 30T		Tiempo 25T		Tiempo 15T		Tiempo 12T	
	3 Fases	1 Fase	km	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra
Subestación	1.758	2.329	0	0.05	0.005																		
Punto A	1.197	1.057	1.03	0.458	0.484															0.022	0.025		
Punto B	1.032	0.849	5.69	0.49	0.538															0.026	0.032		
Punto C	0.961	0.768	6.61	0.506	0.566									0.113	0.172			0.055	0.074				
Punto D	1.04	0.859	5.59	0.488	0.535													0.051	0.063				
Punto E	0.934	0.738	7	0.513	0.577	0.05	0.05																
Punto F	1.068	0.892	5.27	0.482	0.525					0.185	0.244												
Punto G	0.957	0.763	6.67	0.507	0.567									0.114	0.175								
Punto H	0.917	0.72	7.26	0.518	0.585							0.183	0.284			0.081	0.123						
Punto I	0.505	0.348	18.17	0.715	0.823			0.48	0.476													0.048	0.087
Punto J	0.872	0.673	7.97	0.531	0.608													0.062	0.092				

Como resultado de los análisis de cortocircuito se observa que se logra los objetivos del estudio, especialmente lo asociado a la reconfiguración que de una mayor continuidad en el servicio

- Los tiempos de operación de los fusibles y la operación del relé de la subestación superan a los 90 ms para todos los casos, por lo tanto se estaría asegurando la selectividad de todos los dispositivos. Con esta verificación, se garantiza la selectividad del esquema de protecciones, lo que redundará en una mayor continuidad del servicio en el sistema, ya que solo se desconectará el área donde está la falla.
- La derivada C tiene conectado dos fusibles (25T y 40T) En este caso se observa que para fallas en el punto más lejano de la derivada, la corriente censada por los fusibles sería de 0,961 kA (falla trifásica) y 0,768 kA (falla monofásica) y ambas corrientes estarían por debajo de la corriente límite para coordinación entre fusibles 25T y 40T, que según la figura 2, sería de 1,95 kA.
- En la derivada H se tienen conectados dos fusibles (30T y 50T). En este caso se observa que para fallas en el punto más lejano de la derivada, la corriente censada por los fusibles sería de 0,917 kA (falla trifásica) y 0,720 kA (falla monofásica) y ambas corrientes estarían por debajo del corriente límite para coordinación entre fusibles 30T y 50T, que según la figura 2 sería de 2,50 kA.

**6.3.1.2 Coordinación de relé de la subestación y reconectador** Se verifica la coordinación del relé del circuito C6 con el reconectador (EEBPMVLS2002) ubicado al inicio de zona rural de la subestación Puerto Asís:

## **A. Ajustes de relé de circuito C6 con reconectador ubicado en código EEBPMVLS2002**

### **Falla trifásica**

La falla trifásica se obtuvo del software SPARD POWER corriendo flujos de carga y luego generando un corto circuito trifásico en la ubicación donde se propone el montaje del reconectador.

**Tabla 9. Falla trifásica Circuito C6**

Falla Trifásica en Reconectador							Función 51				Función 50				
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Nominal kVA	In	Aporte	RTC		Time Dial	Tipo de Curva	Ajuste		t. Oper (1) (Seg)	Ajuste		t. Oper (1) (3) (Seg)	Delta t (2) (Seg)
				A	A. Primario	A. Secundario			A. Primario	A. Secundario		A. Primario	A. Secundario		
Circuito C6	13.8			903	200	5	0.12	IEC NI	213	5.31	0.572	1488	37.19	-	0.422
Reconectador	13.8	895	39	903	2000	5	0.16	IEC NI	51	0.03	0.378	756	0.38	0.15	-

(1) El tiempo de operación del relé y el reconectador, será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51 y la función 50.

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el reconectador inmediato aguas abajo.

En ningún caso deberá ser menor a 150 ms.

(3) Se recomienda temporizar la función ANSI 50 en el reconectador ubicado en el código EEBPMVLS2002 en 150 ms con el fin de que para la segunda operación la diferencia entre el tiempo de operación del fusible más cercano al reconectador sea superior a 90 ms

### Falla monofásica

La falla monofásica se obtuvo del software SPARD POWER corriendo flujos de carga y luego generando un corto circuito monofásico en la ubicación donde se propone el montaje del reconectador.

**Tabla 10. Falla monofásica Circuito C6**

Falla Monofásica en Reconectador							Función 51				Función 50				
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Nominal kVA	In	Aporte	RTC		Time Dial	Tipo de Curva	Ajuste		t. Oper(1) (Seg)	Ajuste		t. Oper (1) (3) (Seg)	Delta t (2) (Seg)
				A	A. Primario	A. Secundario			A. Primario	A. Secundario		A. Primario	A. Secundario		
Circuito C6	13.8			705	200	5	0.26	IEC NI	40	1	0.616	1360	34	-	0.163
Reconectador	13.8	895	39	858	2000	5	0.2	IEC NI	16	0.01	0.453	OFF	-	-	-

- (1) El tiempo de operación del relé y el reconectador, será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51 y la función 50.
- (2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el reconectador inmediato aguas abajo.

En ningún caso deberá ser menor a 150 ms.

## **Gráficos de coordinación**

A continuación se indican las curvas características de disparo del relé en la cabecera del circuito C6 y el reconectador (EEBPMVLS2002) propuesto en el rediseño para verificar su correcta coordinación en fases y tierra. La curva se realiza en la misma base de corriente.

Figura 10. Falla trifásica salida reconnector

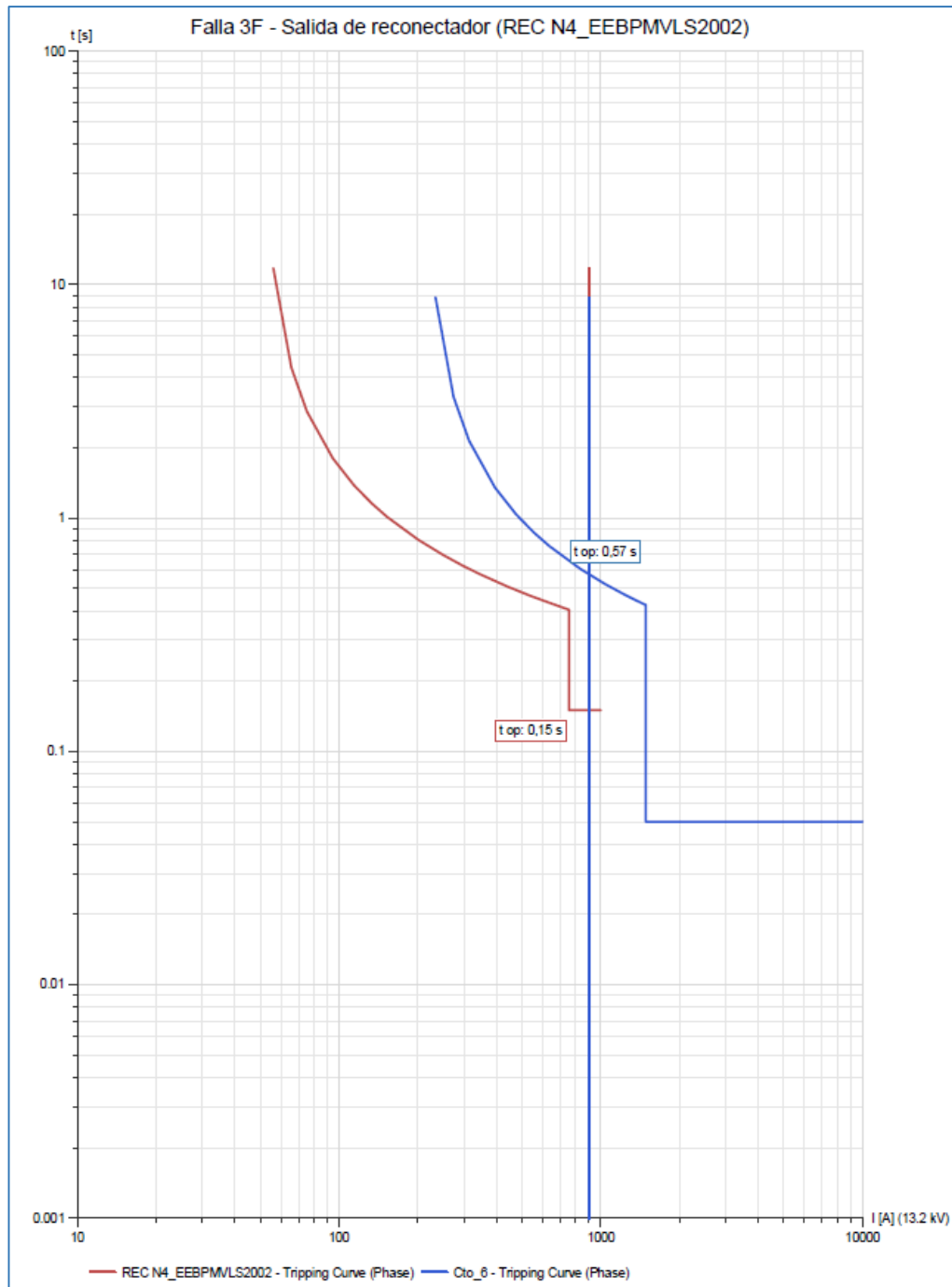
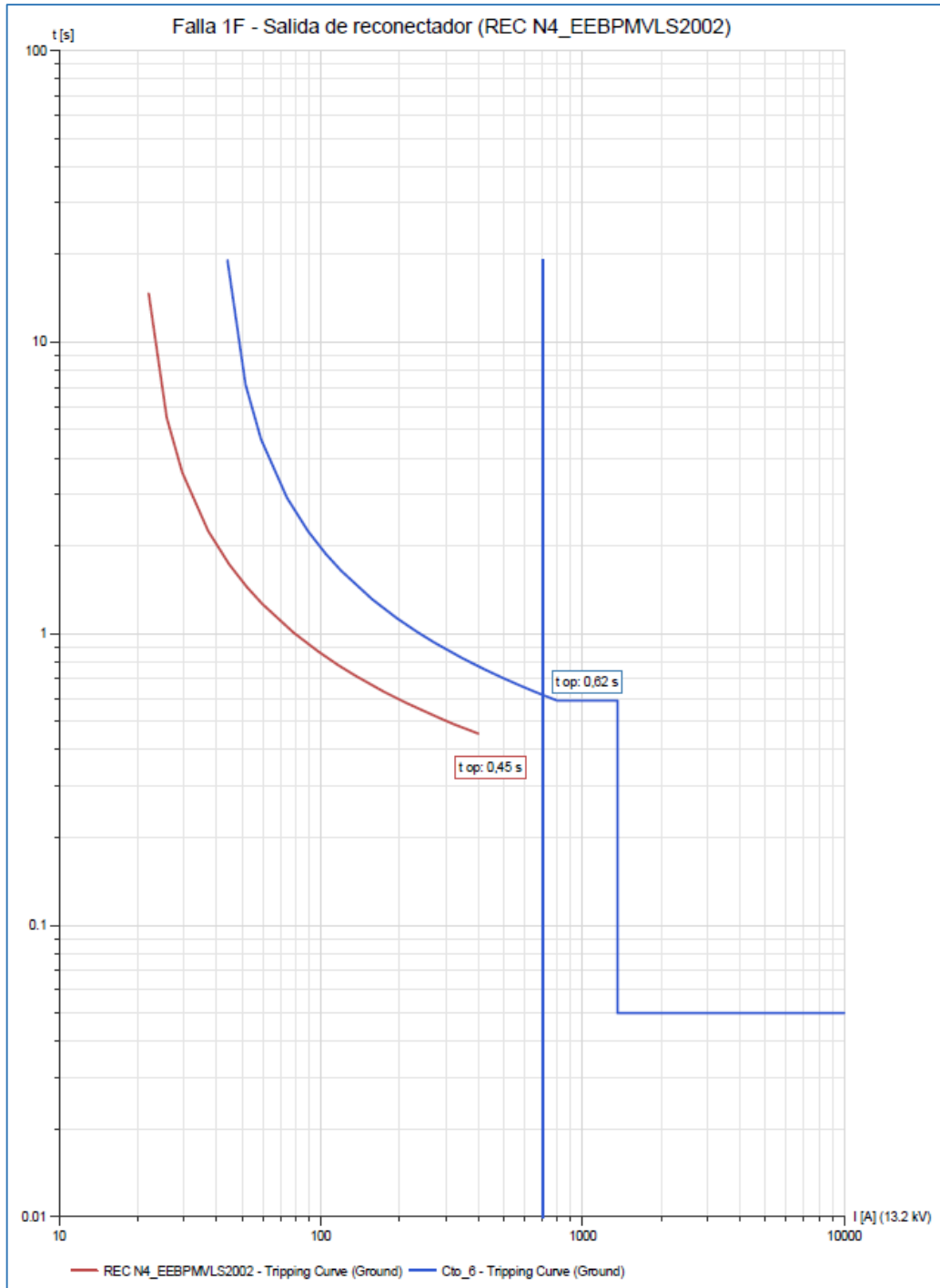


Figura 11. Falla monofásica salida reconector



**B. Ajustes propuestos para las protecciones de la subestación son los siguientes:**

**Ajustes del relé de Fases**

**Tabla 11. Ajuste relés de fases**

Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	RTC		Función 51				Función 50		Delay t(s)
				A Primario	A Secundario	Time Dial	Tipo de Curva	I Ajuste		I Ajuste		
								A Primario	A Secundario	A Primario	A Secundario	
Caicedo Feed	34.5	10000	167	200	5							
Trf Asís - HVS	34.5	12000	201	200	5							
Trf Asís - LVS	13.2	12000	502	600	5							
Circuito C6	13.2			200	5	0.12	IEC NI	213	5.31	1488	37.2	0.05
Reconectador	13.2			1	1	0.16	IEC NI	51	51	756	756	0.15

**Ajustes del relé de Tierra**

**Tabla 11. Ajuste relés de tierra**

Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	RTC		Función 51				Función 50		Delay t(s)
				A Primario	A Secundario	Time Dial	Tipo de Curva	I Ajuste		I Ajuste		
								A Primario	A Secundario	A Primario	A Secundario	
Trf Asís - HVS	34.5	12000	201	200	5	0.05	IEC NI	33	0.84	OFF	-	-
Trf Asís - LVS	13.2	12000	502	600	5	0.34	IEC NI	100	0.84	OFF	-	-
Circuito C6	13.2			200	5	0.26	IEC NI	40	1	1360	34	0.05
Reconectador	13.2			1	1	0.2	IEC NI	16	16	OFF	-	-

Con estos ajustes, las curvas de coordinación de fases y tierra quedan de la siguiente manera:

**Figura 12. Falla trifásica circuito C6**

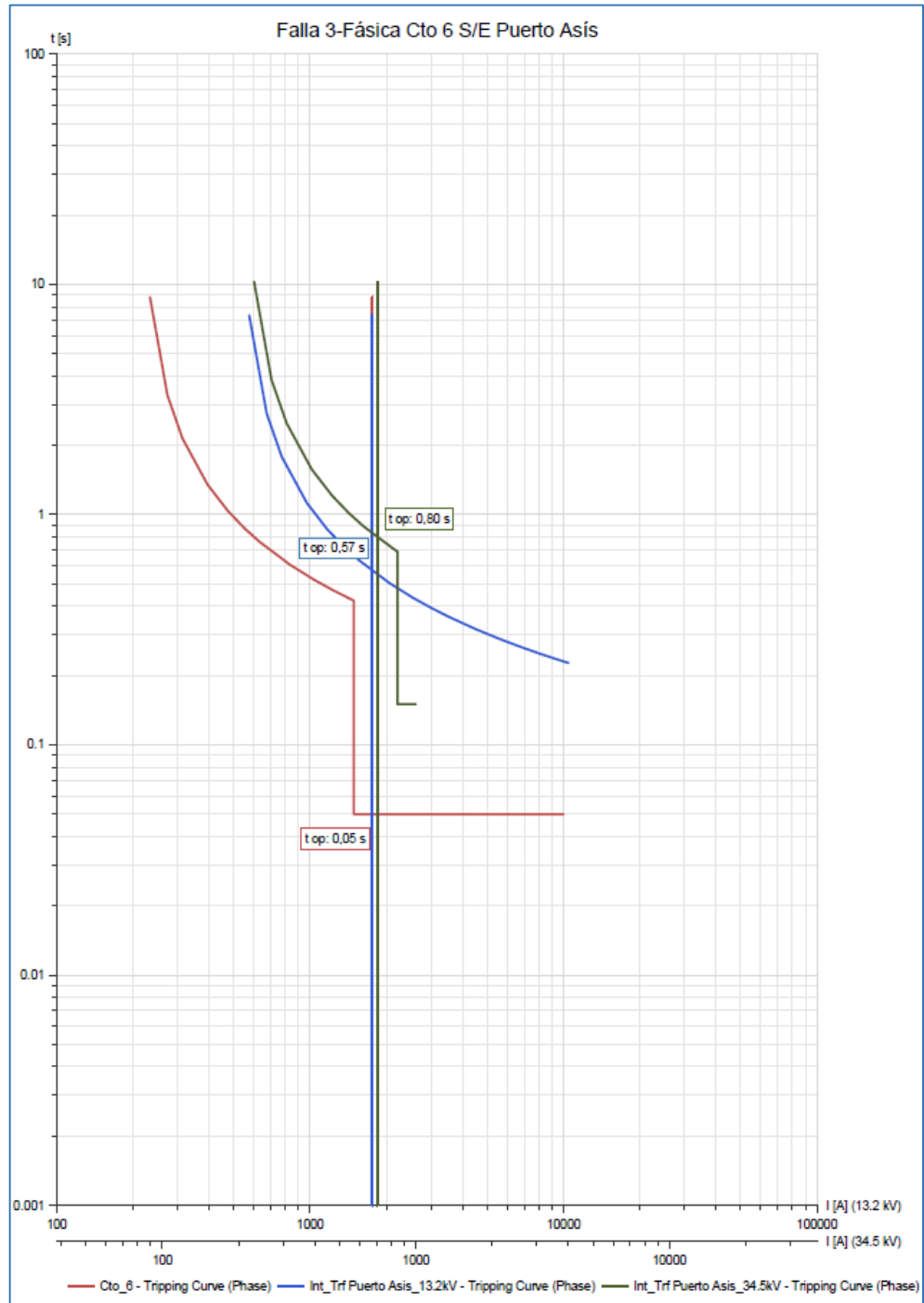
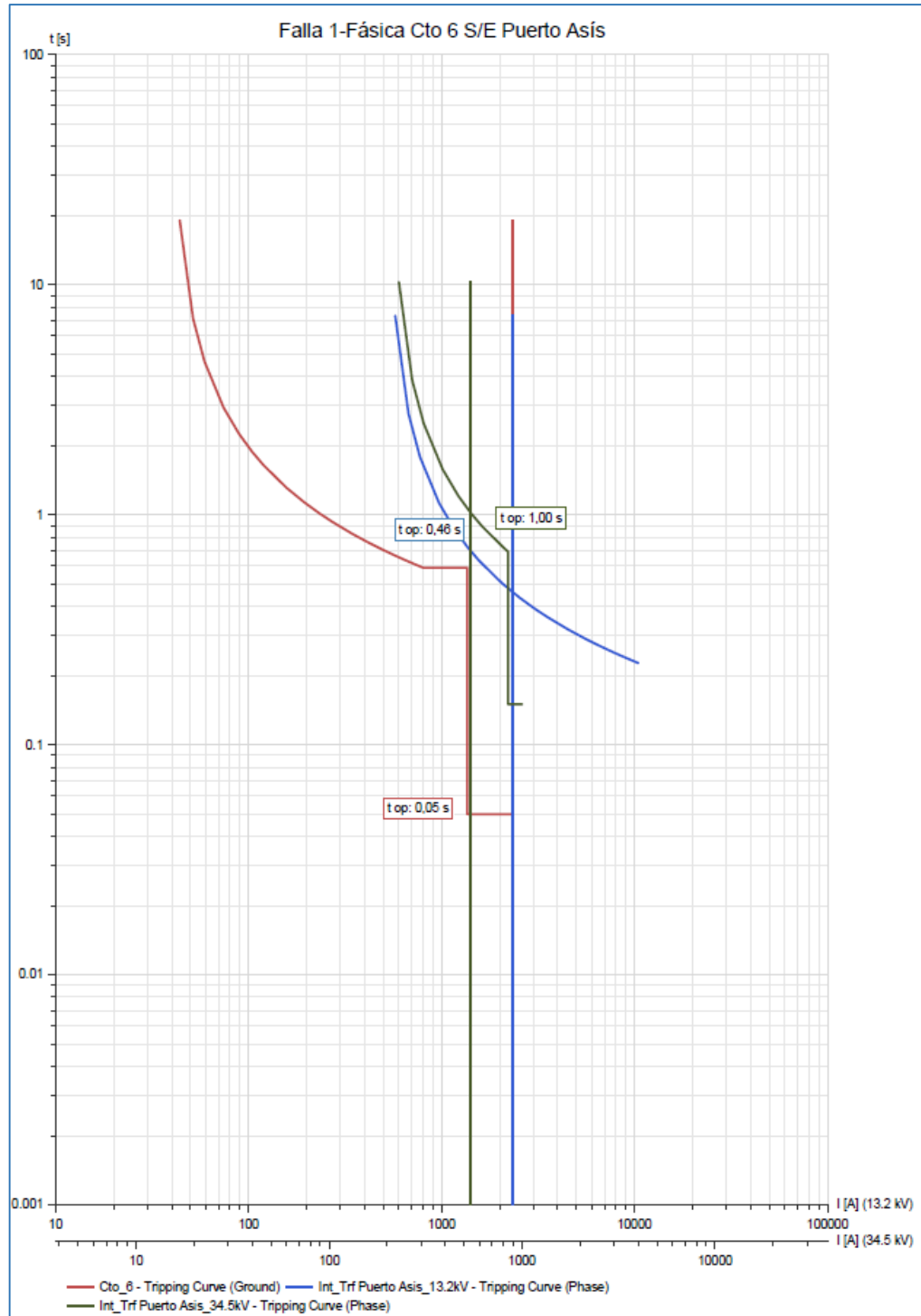


Figura 13. Falla monofásica circuito C6



### C. Curvas de protecciones Circuito C6

Figura 14. Curvas unidades de fase

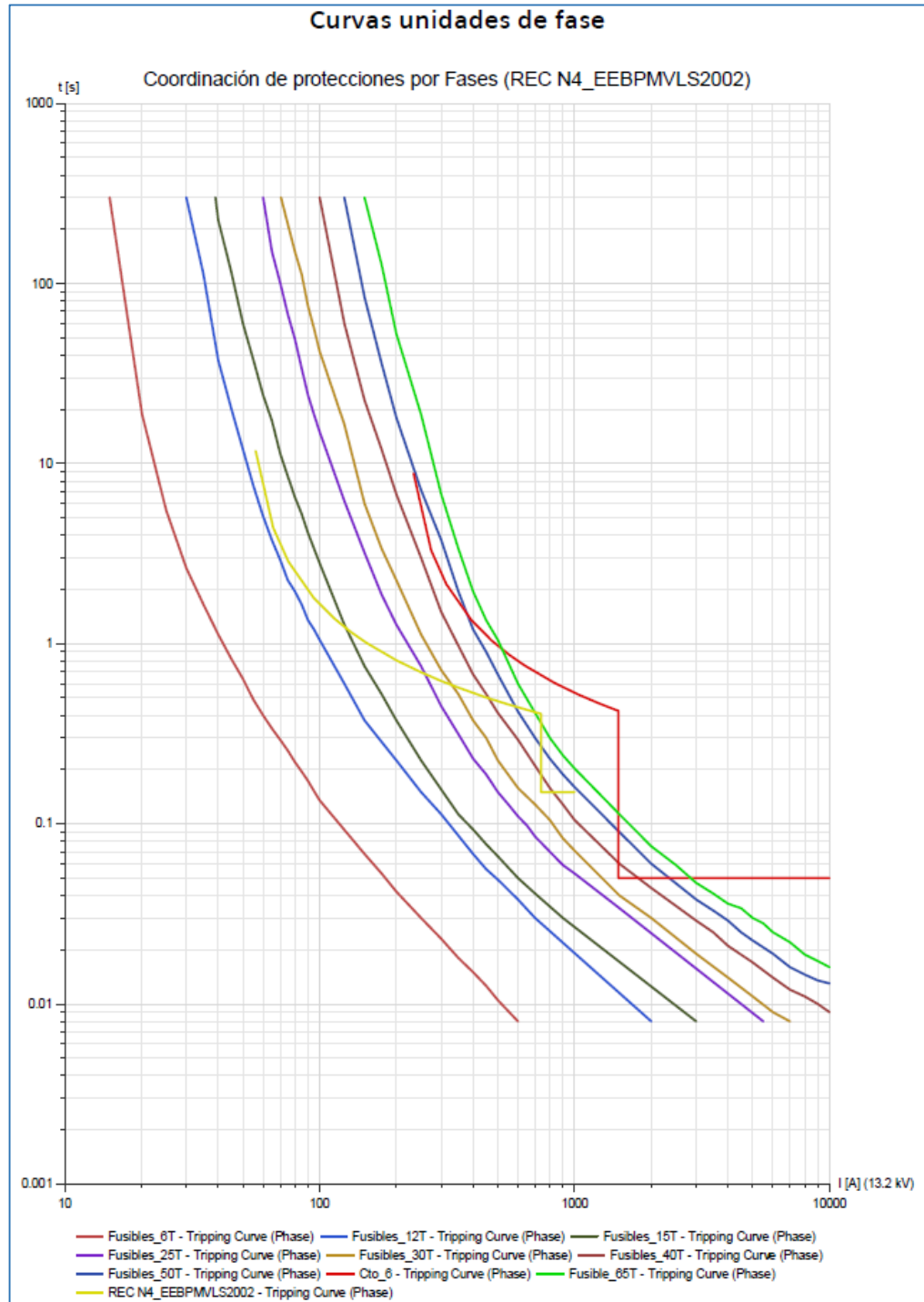
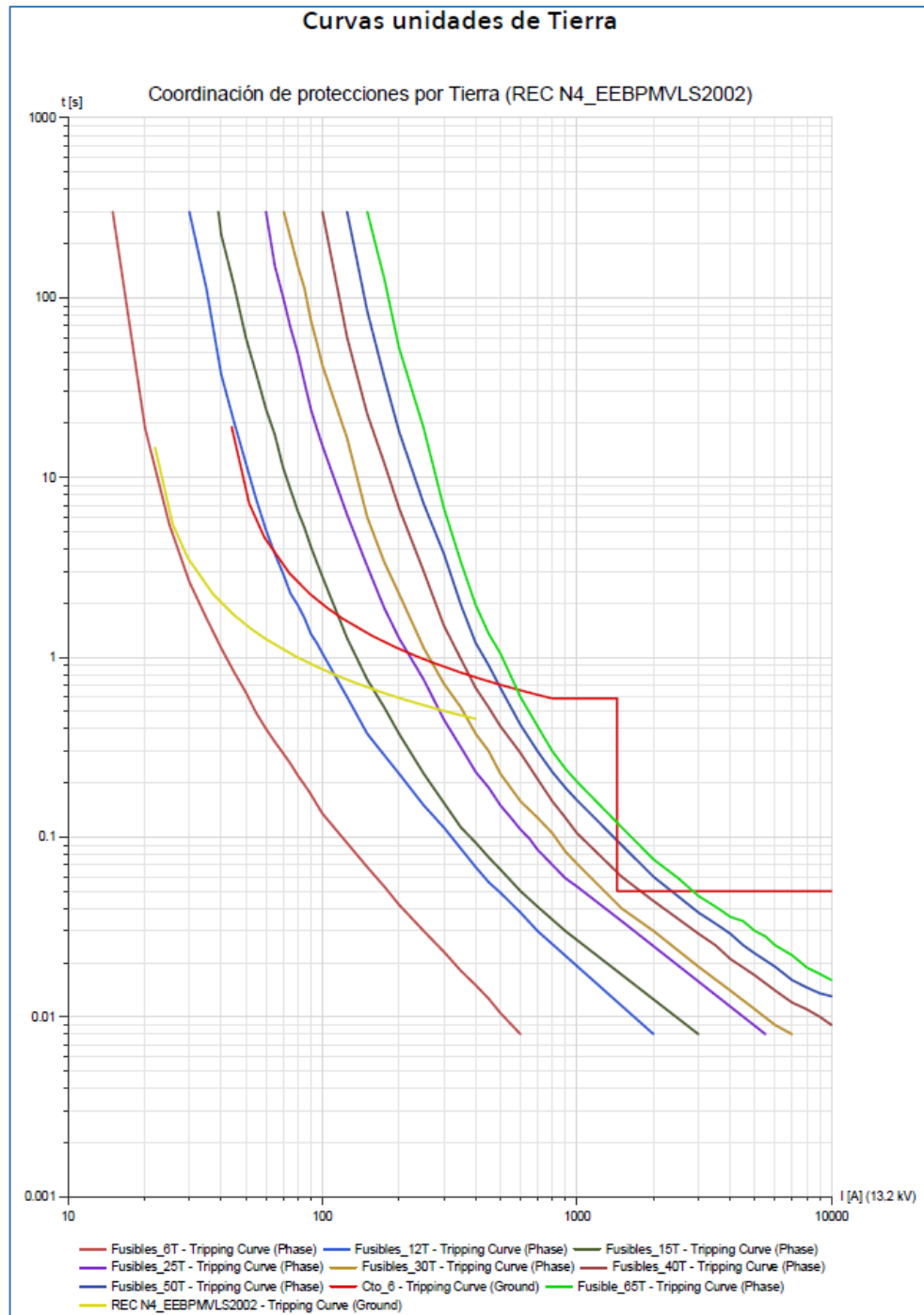


Figura 15. Curvas unidades de tierra



### 6.3.1.3 Análisis de Protecciones Circuito C6

- Aguas abajo del relé principal hay fusibles de 6T, 12T, 15T, 25T, 30T, 40T y 50T y 65T.
- Aguas abajo del reconectador (REC N4 \_EEBPMVLS2002) hay fusibles de 12T, 15T y 25T.
- Aguas abajo del seccionalizador no hay fusibles, aguas arriba coordina con el relé del circuito C6 de la subestación Puerto Asís.
- De las curvas por fases se observa que la curva del fusible 50T presentaría un cruce con la curva de fases (ANSI 51) del relé principal del circuito en 500 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla trifásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 680,54 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por fases se observa que la curva del fusible 65T presentaría un cruce con la curva de fases (ANSI 51) del relé principal del circuito en 600 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla trifásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 900,45 A, con lo cual se estaría garantizando que

el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por fases se observa que la curva del fusible 15T presentaría un cruce con la curva de fases (ANSI 51) del reconectador ubicado en el código EEBPMVLS2002 en 140 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que para el escenario de mínimo cortocircuito a corriente de falla trifásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 574,08 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el reconectador coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por fases se observa que la curva del fusible 25T presentaría un cruce con la curva de fases (ANSI 51) del reconectador ubicado en el código EEBPMVLS2002 en 280 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que -para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla trifásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 567,31 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el reconectador coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 12T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 63 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que -para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 297,62 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 15T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 120 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 436,97 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 25T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 215 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 424,03 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 30T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 280 A

aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que -para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 618,81 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 40T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 390 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 656,69 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 50T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 500 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 529,08 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 65T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 600 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 768,26 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 12T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del reconectador ubicado en el código EEBPMVLS2002 en 120 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que -para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 298 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el reconectador coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 15T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del reconectador ubicado en el código EEBPMVLS2002 en 130 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 429.98 A, con lo cual se estaría garantizando que

el fusible y el reconectador coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 25T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del reconectador ubicado en el código EEBPMVLS2002 en 210 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que -para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 424 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el reconectador coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

#### 6.3.1.4 Recomendaciones

- Validación de fusibles y asignación de reconectador y seccionalizador.

**Tabla 12. Recomendaciones Circuito C6**

Nombre Elemento	kVA 2F	kVA 3F	kVA Total	Corriente Total [A]	Fusible Actual	Coordina	Recomendación
ARR 066 C6		15	15	0.66	6T	NO	Retirar Fusible
ARR 067 C6		105	105	4.59	25T	SI	Dejar Fusible
ARR 017 C6	15	352.5	367.5	16.40	25T	NO	Asignar Seccionalizador
ARR 019 C6		270	270	11.81	30T	SI	Dejar Fusible
ARR 029 C6	15	455	470	20.89	50T	SI	Dejar Fusible
ARR 043 C6	125	217.5	342.5	17.71	25T	SI	Dejar Fusible
ARR 032 C6	10		10	0.66	15T	SI	Dejar Fusible
ARR 054 C6	170	825	995	45.6	80T	NO	Retirar Fusible
ARR 031 C6	145	750	895	40.68	50T	NO	Asignar Reconectador
ARR 056 C6	95	75	170	8.86	12T	SI	Dejar Fusible

Nombre Elemento	kVA 2F	kVA 3F	kVA Total	Corriente Total [A]	Fusible Actual	Coordina	Recomendación
ARR 041 C6	30	390	420	18.7	25T	SI	Dejar Fusible
ARR 072 C6		75	75	3.28	6T	SI	Dejar Fusible
ARR 012 C6	152.5	120	272.5	15.25	15T	SI	Dejar Fusible
ARR 042 C6	30	352.5	382.5	17.39	40T	SI	Dejar Fusible
ARR 035 C6		112.5	112.5	4.92	25T	SI	Dejar Fusible
ARR 052 C6		195	195	8.53	30T	SI	Dejar Fusible
ARR 058 C6		75	75	3.28	15T	SI	Dejar Fusible
ARR 065 C6		112.5	112.5	4.92	25T	SI	Dejar Fusible
ARR 016 C6		255	255	11.15	65T	SI	Dejar Fusible
ARR 014 C6		262.5	262.5	11.48	25T	SI	Dejar Fusible
ARR 018 C6		112.5	112.5	4.92	25T	SI	Dejar Fusible
ARR 063 C6		150	150	6.56	25T	SI	Dejar Fusible
ARR 053 C6		112.5	112.5	4.92	25T	SI	Dejar Fusible
ARR 027 C6		375	375	16.4	40T	SI	Dejar Fusible
ARR 047 C6		90	90	3.94	15T	SI	Dejar Fusible
ARR 044 C6		45	45	1.97	15T	SI	Dejar Fusible
ARR 069 C6		112.5	112.5	4.92	6T	SI	Dejar Fusible
ARR 059 C6		300	300	13.12	30T	SI	Dejar Fusible
ARR 070 C6	115		115	7.54	3T	NO	Retirar Fusible
ARR 073 C6		30	30	1.31	6T	SI	Dejar Fusible
ARR 037 C6		240	240	10.5	15T	SI	Dejar Fusible
ARR 071 C6		50	50	2.84	6T	SI	Dejar Fusible
ARR 074 C6		112.5	112.5	4.92	6T	SI	Dejar Fusible

- Los fusibles del ARR 066 (6T) y ARR 070 (3T) se deben retirar por falta de coordinación con otros fusibles.
- Los Fusibles de los ARR 017 (25T) y ARR 031 (50T) se debe retirar para satisfacer criterios de separación de mercado urbano y rural además de mejorar la coordinación de protecciones; se propone montaje de reconectador y seccionalizador respectivamente.
- El fusible del ARR 054 (80T) se debe retirar para satisfacer criterio menor a 1 segundo.

**6.3.1.5 Conclusiones Para el circuito C6 se hacen las siguientes observaciones:** El criterio del menor tiempo de respuesta sobre el último usuario se establece con fallas máximas y mínimas.

- Se recomienda retirar el fusible de 6T con código MVLS4736, ya que no coordinan con el fusible de 15T con código EEBPMVLS740, debido a que la corriente censada por el fusible 6T sería de 1083 A (falla trifásica) y esta corriente estaría por encima de la corriente límite para coordinación entre fusibles 6T y 15T, que según la tabla 3 sería de 990 A. No se debe instalar fusible, se debe eliminar el existente.
- Se recomienda retirar el fusible de 3T con código MVLS7358, ya que no coordinan con el fusible de 15T con código EEBPMVLS740, debido a que la corriente censada por el fusible 3T sería de 1087 A (falla trifásica) y esta corriente estaría por encima de la corriente límite para coordinación entre fusibles 3T y 15T, que según la tabla 3 sería de 1050 A. No se debe instalar fusible, se debe eliminar el existente.
- Se recomienda retirar el fusible 80T ubicado en el código EEBPMVLS1581 para satisfacer el criterio de respuesta menor a un segundo. Adicionalmente este fusible 80T no coordina con el reconectador que fue ubicado en el código EEBPMVLS2002 donde comienza una zona rural del circuito 6. No se debe instalar fusible, se debe eliminar el existente.

**6.3.2 Circuito C7** A continuación se indican las distancias y niveles de cortocircuito desde el interruptor de cabecera al punto más lejano de cada derivada; también se observa los fusibles existentes en el comienzo de las derivadas, así como la propuesta de rediseño del circuito C7 con la ubicación de dos (2) seccionalizadores.

Figura 16. Distancias y niveles de cortocircuito Circuito C7

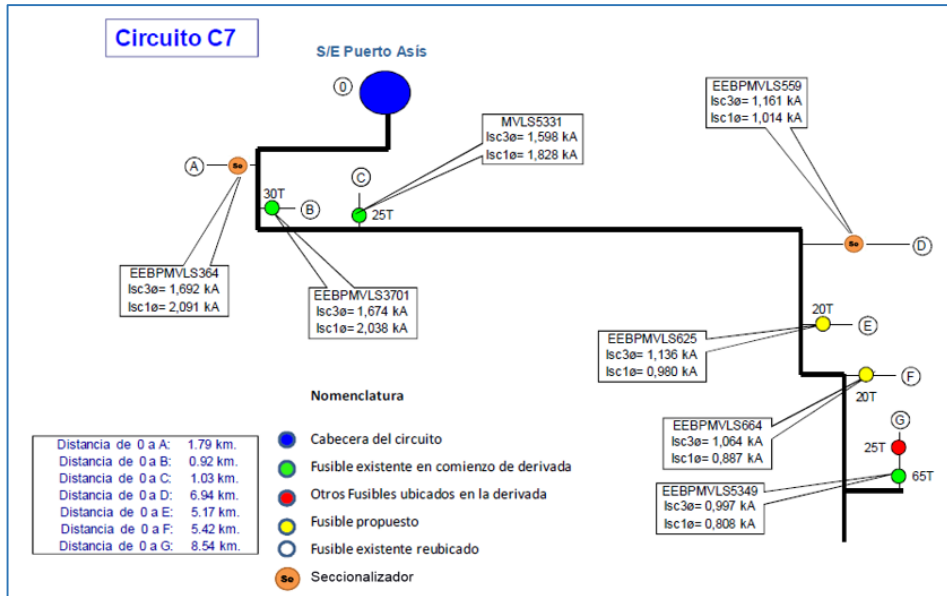
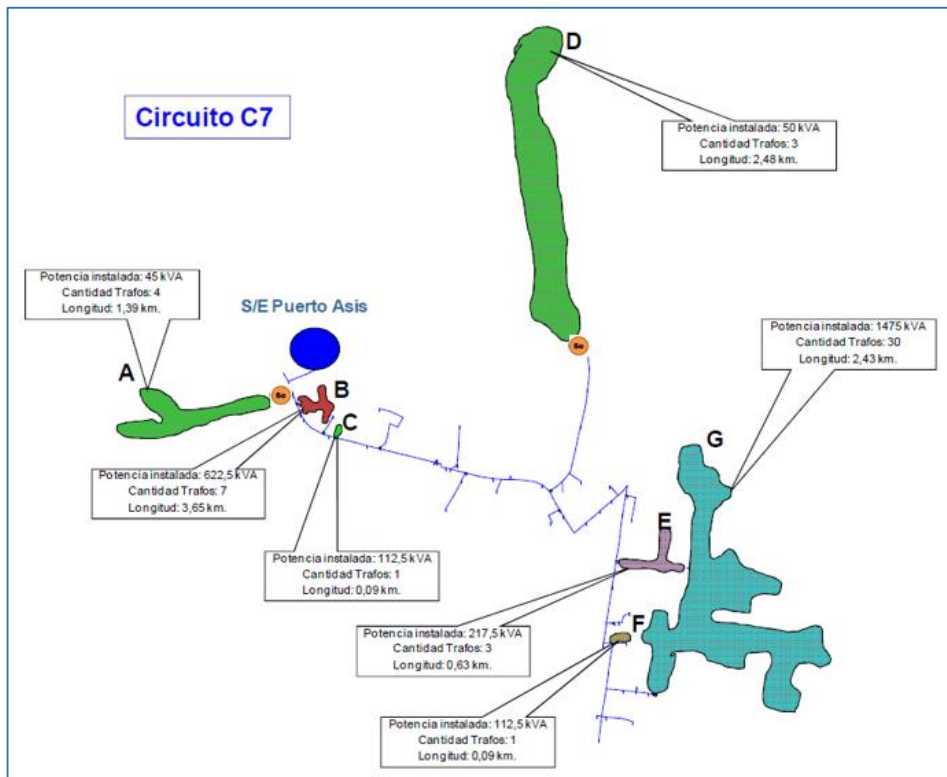


Figura 17. Diagrama Ortogonal Circuito C7



En la gráfica anterior se indica la zonificación del circuito C7 con la representación de carga instalada, cantidad de centros de transformación y la longitud de cada derivada.

### 6.3.2.1 Tiempo de operación de protecciones Circuito C7

**Tabla 14. Tiempo de operación de protecciones Circuito C7**

Corriente Corto Máximo (kA)				Tiempo Relé		Seccionalizad or_1		Seccionalizad or_2		Tiempo 65T		Tiempo 30T		Tiempo 25T		Tiempo 20T	
Punto	3 Fases	1 Fase	km	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra
Subestación	1.758	2.329	0	0.36	0.314												
Punto A	1.444	1.526	1.79	0.394	0.383	0.05	0.05										
Punto B	1.6	1.835	0.92	0.407	0.35							0.038	0.033				
Punto C	1.582	1.789	1.03	0.38	0.354									0.03	0.03		
Punto D	0.939	0.742	6.94	0.512	0.581			0.295	0.295								
Punto E	1.076	0.903	5.17	0.47	0.526											0.033	0.042
Punto F	1.054	0.876	5.42	0.473	0.537											0.034	0.044
Punto G	0.838	0.639	8.54	0.55	0.614					0.275	0.515						

**Notas:**

1. En la derivada E en el escenario de mínimo cortocircuito, el tiempo de operación del fusible 100T (Existente) para la corriente de falla monofásica (777 A) en el punto de conexión del usuario lejano del ramal es de 1,07 s. Por esta razón se recomienda cambiar el fusible 100T por un fusible de 20T.
2. En la derivada F en el escenario de mínimo cortocircuito, el tiempo de operación del fusible 100T (Existente) para la corriente de falla monofásica (754 A) en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal es de 1,18 s. Por esta razón se recomienda cambiar el fusible 100T por un fusible de 20T.

Como resultado de los análisis de cortocircuito se observa lo siguiente:

- En todos los casos se detecta un delta de tiempo superior a 90 ms entre la operación de los fusibles y la operación del relé principal del circuito en la subestación, por lo tanto se estaría asegurando selectividad de los dispositivos.
- En la derivada G se tienen conectados dos fusibles (25T y 65T). En este caso se observa que para fallas en el punto más lejano de la derivada, la corriente censada por los fusibles sería de 0,84 kA (falla trifásica) y 0,64 kA (falla monofásica) y ambas corrientes estarían por debajo de la corriente límite para coordinación entre fusibles 25T y 65T, que según la tabla 3 sería de 4,05 kA.

**A. Ajustes propuestos para las protecciones de la subestación son los siguientes:**

**Ajustes del relé de Fases**

**Tabla 13. Ajuste relé de fase Circuito C7**

Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	RTC		Función 51				Función 50		Delay t(s)
				A Primario	A Secundario	Time Dial	Tipo de Curva	I Ajuste		I Ajuste		
								A Primario	A Secundario	A Primario	A Secundario	
Caicedo Feed	34.5	10000	167	200	5	0.16	IEC NI	209	5.23	1016	25.38	0.35
Trf Asís - HVS	34.5	12000	201	200	5	0.14	IEC NI	209	5.23	846	21.15	0.15
Trf Asís - LVS	13.2	12000	502	600	5	0.1	IEC NI	523	4.36	OFF	-	-
Circuito C7	13.2			200	5	0.11	IEC NI	213	5.31	OFF	-	-

## Ajustes del relé de Tierra

**Tabla 14. Ajuste relé de tierra Circuito C7**

Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	RTC		Función 51				Función 50		Delay t(s)
				A Primario	A Secundario	Time Dial	Tipo de Curva	I Ajuste		I Ajuste		
								A Primario	A Secundario	A Primario	A Secundario	
Trf Asís - HVS	34.5	12000	201	200	5	0.05	IEC NI	33	0.84	OFF	-	-
Trf Asís - LVS	13.2	12000	502	600	5	0.34	IEC NI	100	0.84	OFF	-	-
<b>Circuito C7</b>	13.2			200	5	0.25	IEC NI	40	1	OFF	-	-

Con estos ajustes, las curvas de coordinación de fases y tierra quedan de la siguiente manera:

**Figura 18. Falla trifásica circuito C7**

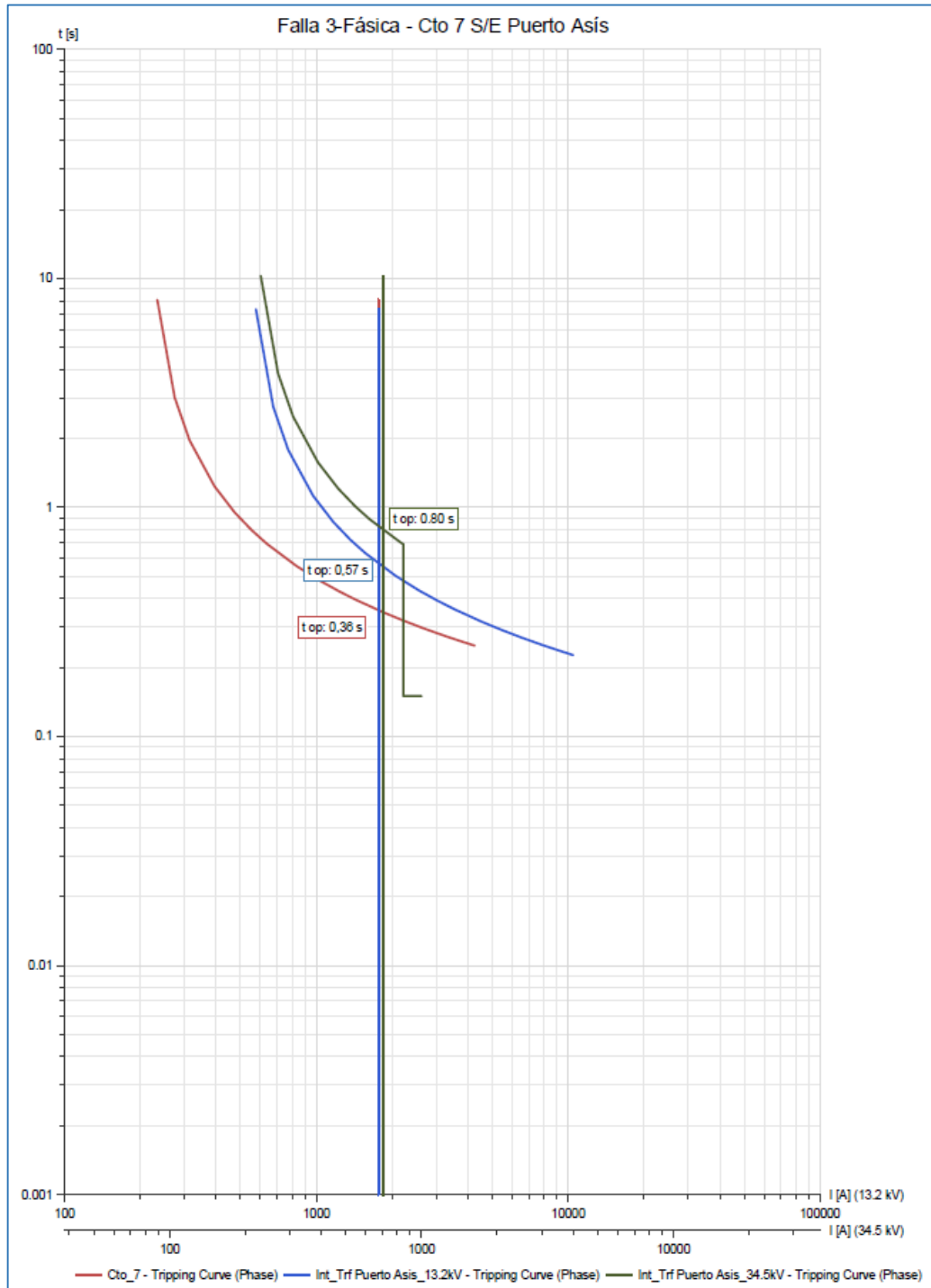
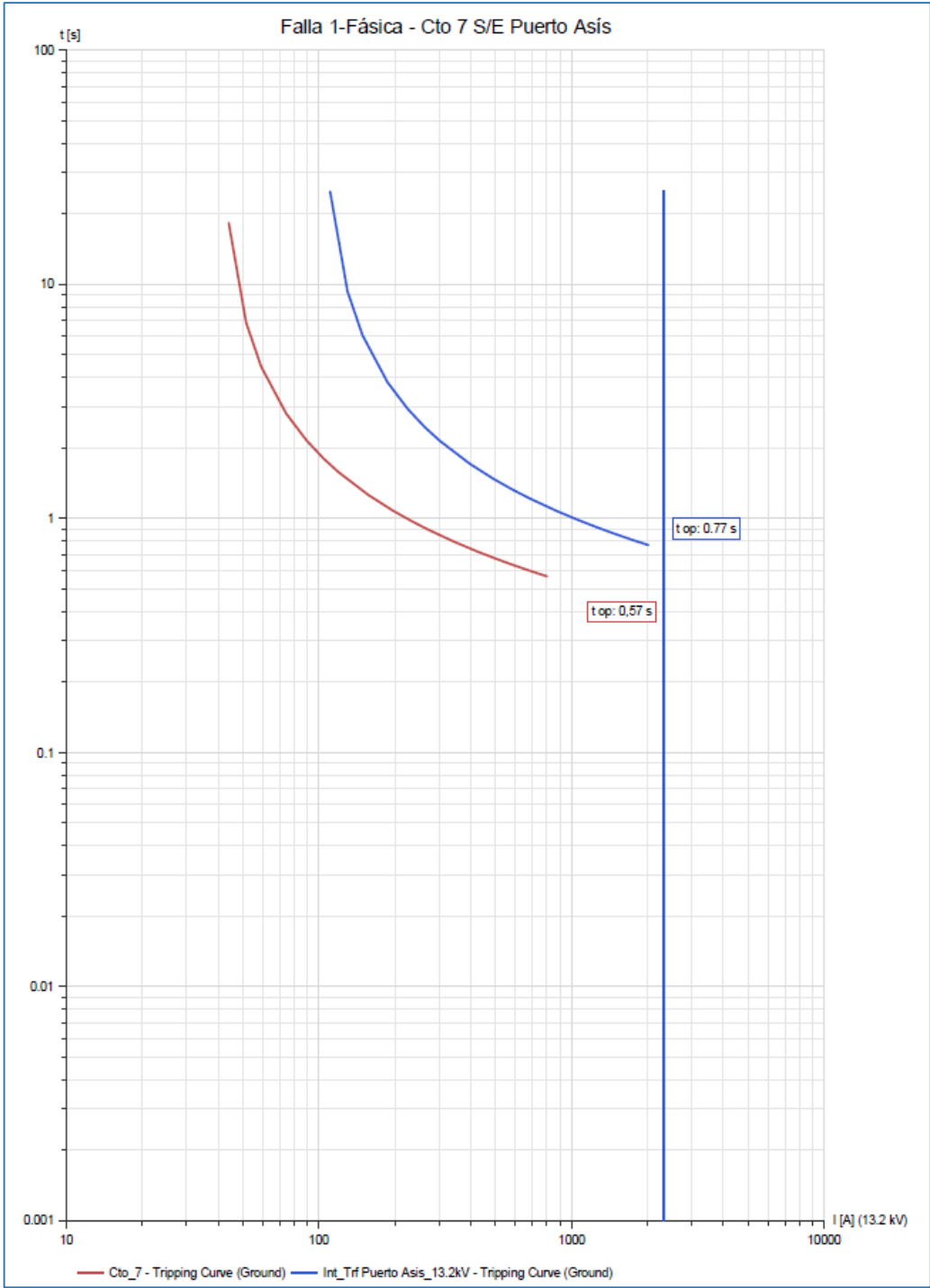


Figura 19. Falla monofásica circuito C7



## B. Curvas de protecciones Circuito C7

Figura 20. Curvas unidades de fase

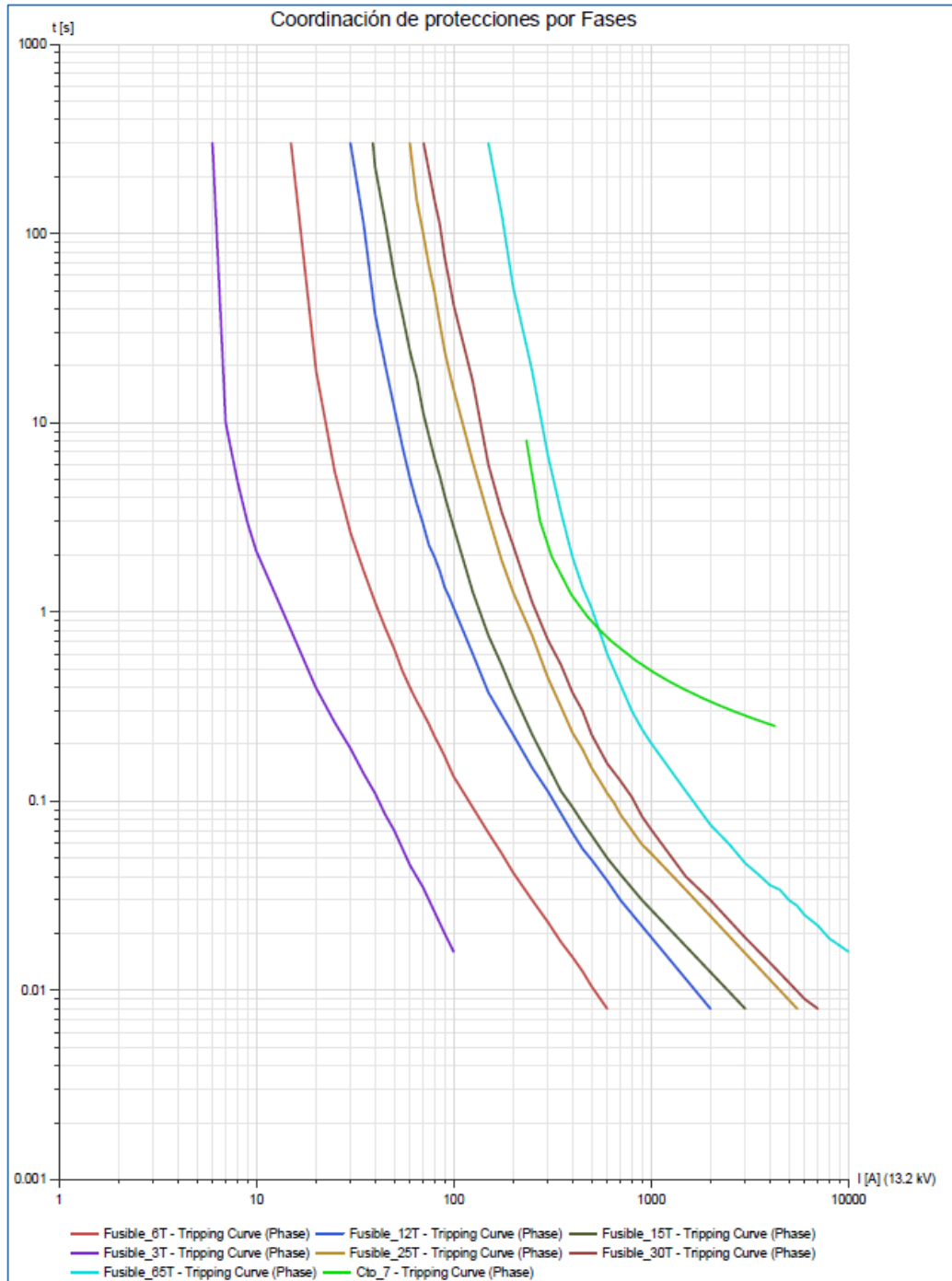
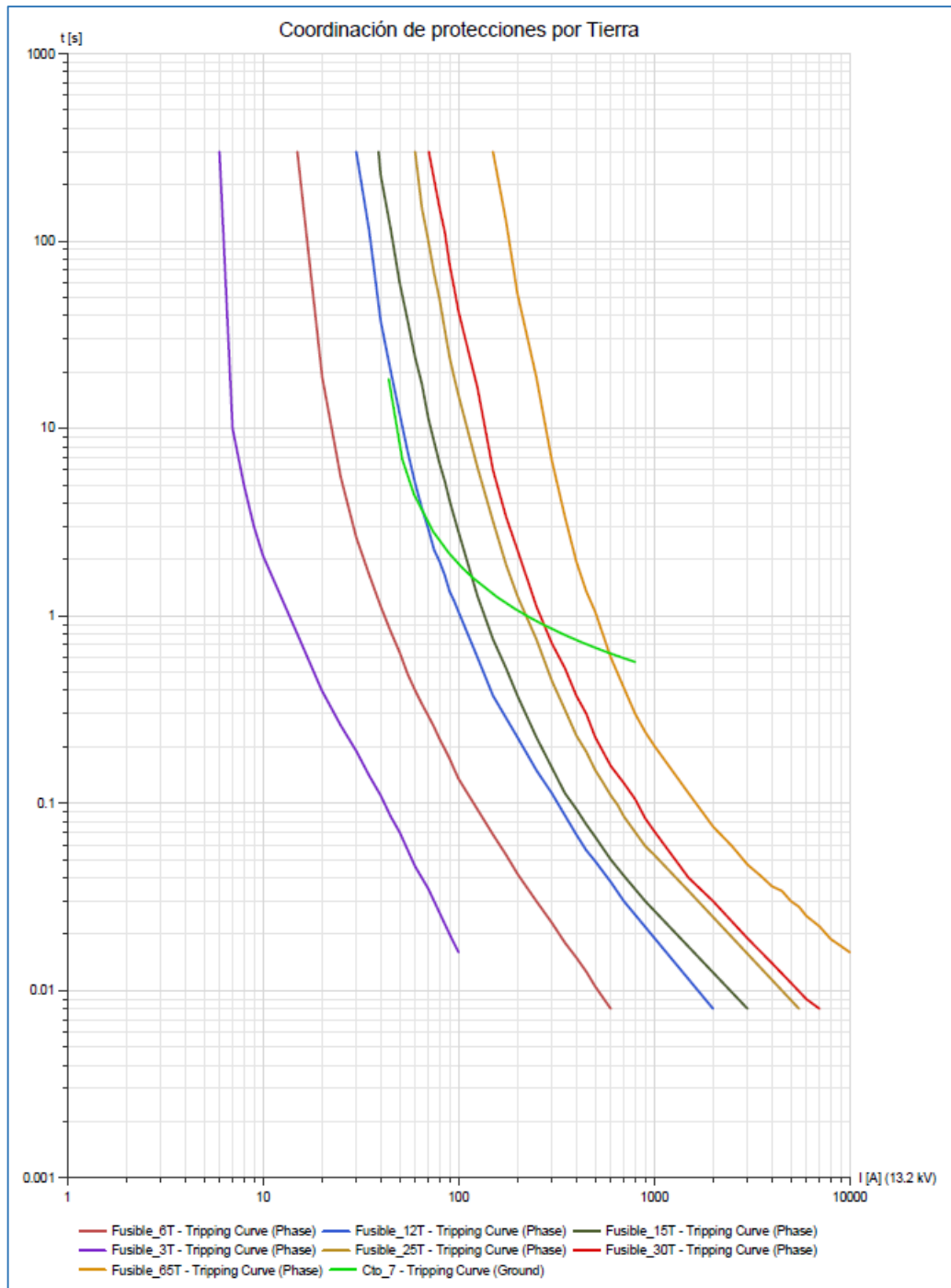


Figura 21. Curvas unidades de tierra



### 6.3.2.2 Análisis de protecciones Circuito C7

- Para la segunda operación del relé se deshabilitaron las funciones ANSI 50 y 50N para tener margen de coordinación con los fusibles correspondientes aguas abajo.
- Aguas abajo del Seccionalizador\_1 ubicado en el código EEBPMVLS364 no hay fusibles
- Aguas abajo del Seccionalizador\_2 ubicado en el código EEBPMVLS559 no hay fusibles
- Aguas abajo del relé principal hay fusibles de 3T, 6T, 10T, 12T, 15T, 25T, 30T, 40T y 65T
- De las curvas por fases se observa que la curva del fusible 65T presentaría un cruce con la curva de fases (ANSI 51) del relé principal del circuito en 600 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que -para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 792 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 65T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 600 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que -para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 643,3 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 30T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 280 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que -para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 1574,57 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 25T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 225 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que -para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 549,24 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 15T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 125 A

aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que -para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 878 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 12T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 65 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que -para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 1020 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

### 6.3.2.3 Recomendaciones Validación de fusibles y asignación de seccionalizador.

**Tabla 15. Recomendaciones Circuito C7**

Nombre Elemento	kVA 2F	kVA 3F	kVA Total	Corriente Total [A]	Fusible Actual	Coordina	Recomendación
ARR 063 C7	150	1325	1475	67.80	65T	SI	Dejar Fusible
ARR 007 C7	20	30	50	3.26	15T	NO	Asignar Seccionalizador
ARR 010 C7		217.5	217.5	9.51	100T	NO	Fusible 20T
ARR 009 C7		75	75	3.28	15T	SI	Dejar Fusible
ARR 062 C7		112.5	112.5	4.82	100T	NO	Fusible 20T

Nombre Elemento	kVA 2F	kVA 3F	kVA Total	Corriente Total [A]	Fusible Actual	Coordina	Recomendación
ARR 058 C7		90	90	3.94	6T	SI	Dejar Fusible
ARR 004 C7		157.5	157.5	6.89	25T	NO	Retirar Fusible
ARR 059 C7		112.5	112.5	4.92	25T	SI	Dejar Fusible
ARR 002 C7	45		45	2.95	3T	NO	Asignar Seccionalizador
ARR 036 C7		45	45	1.97	15T	SI	Dejar Fusible
ARR 003 C7		75	75	3.28	12T	SI	Dejar Fusible
ARR 033 C7	60	447.5	507.5	23.51	25T	SI	Dejar Fusible
ARR 048 C7	30	592.5	622.5	27.88	30T	SI	Dejar Fusible
ARR 069 C7		112.5	112.5	4.92	12T	SI	Dejar Fusible
ARR 070 C7	65		65	4.56	6T	SI	Dejar Fusible
ARR 071 C7		87.5	87.5	3.83	6T	SI	Dejar Fusible
ARR 064 C7	40		40	1.75	6T	SI	Dejar Fusible
ARR 068 C7	15		15	0.98	10T	SI	Dejar Fusible
ARR 055 C7	90	382.5	472.5	22.63	40T	SI	Dejar Fusible

- Los fusibles del ARR 004 (25T) se deben retirar porque está ubicado al inicio de una derivada menor de 50 metros.
- Los Fusibles de los ARR 002 (3T) y ARR 007 (15T) se debe retirar para satisfacer criterios de separación de mercado urbano y rural además de mejorar la coordinación de protecciones; se propone montaje de seccionalizadores.
- El fusible del ARR 010 (100T) y ARR 062 (100T) se debe retirar para satisfacer criterio menor a 1 segundo.

**6.3.2.4 Conclusiones** Para el circuito C7 se hacen las siguientes observaciones:

- El criterio del menor tiempo de respuesta sobre el último usuario se establece con fallas máximas y mínimas.

- En el proceso de coordinación del relé se deshabilitaron las función ANSI 50 y 50N, para la segunda operación, ya que no hay coordinación con los fusibles aguas abajo.
- Se recomienda cambiar los fusibles 100T ubicados en los códigos EEBPMVLS625 y EEBPMVLS664 por fusibles del tipo 20T, para satisfacer el criterio de respuesta menor a un segundo para la condición de cortocircuito mínimo en el usuario más lejano. No obstante, se recomienda verificar la corriente en sitio para confirmar que la protección sugerida soporten los valores de corriente calculados de 9,51 A y 4,92 A, que son menores a la capacidad del fusible que se tiene asignado actualmente en los códigos EEBPMVLS625 y EEBPMVLS664 de 100 A.
- Se recomienda retirar el fusible 25T con código EEBPMVLS3737 que está ubicado al inicio de una derivada menor a 50m.

**6.3.3 Circuito C16** A continuación se indican las distancias y niveles de cortocircuito desde el interruptor de cabecera al punto más lejano de cada derivada y también se observa los fusibles existentes en el comienzo de las derivadas.

Figura 22. Distancias y niveles de cortocircuito Circuito C7

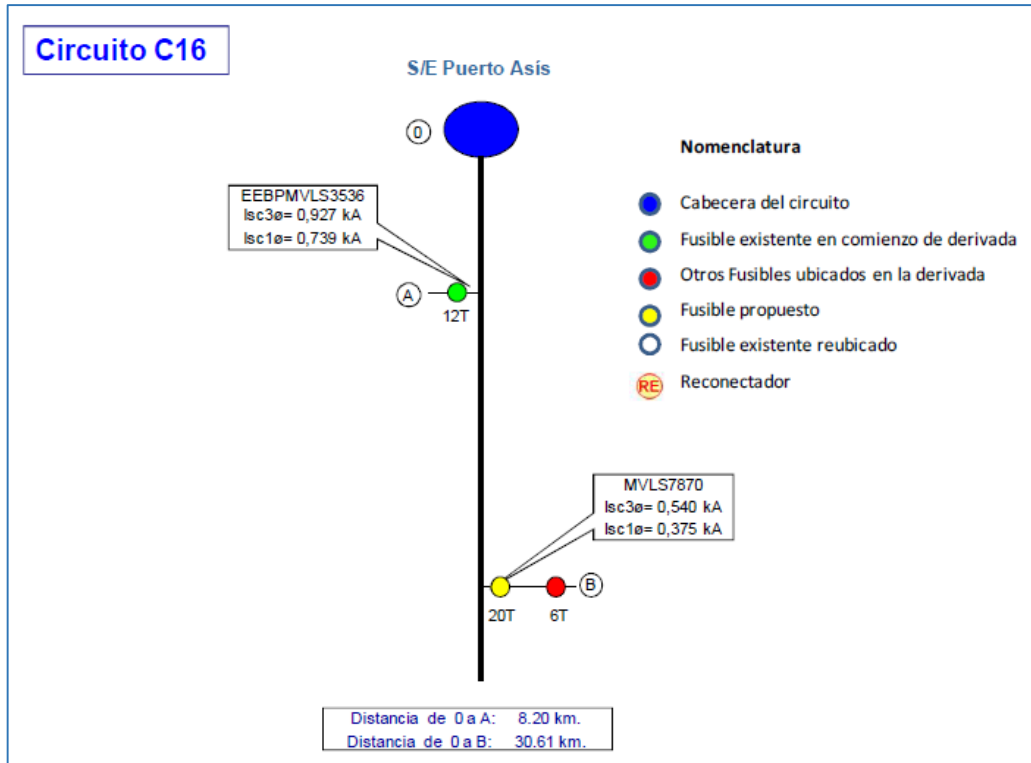
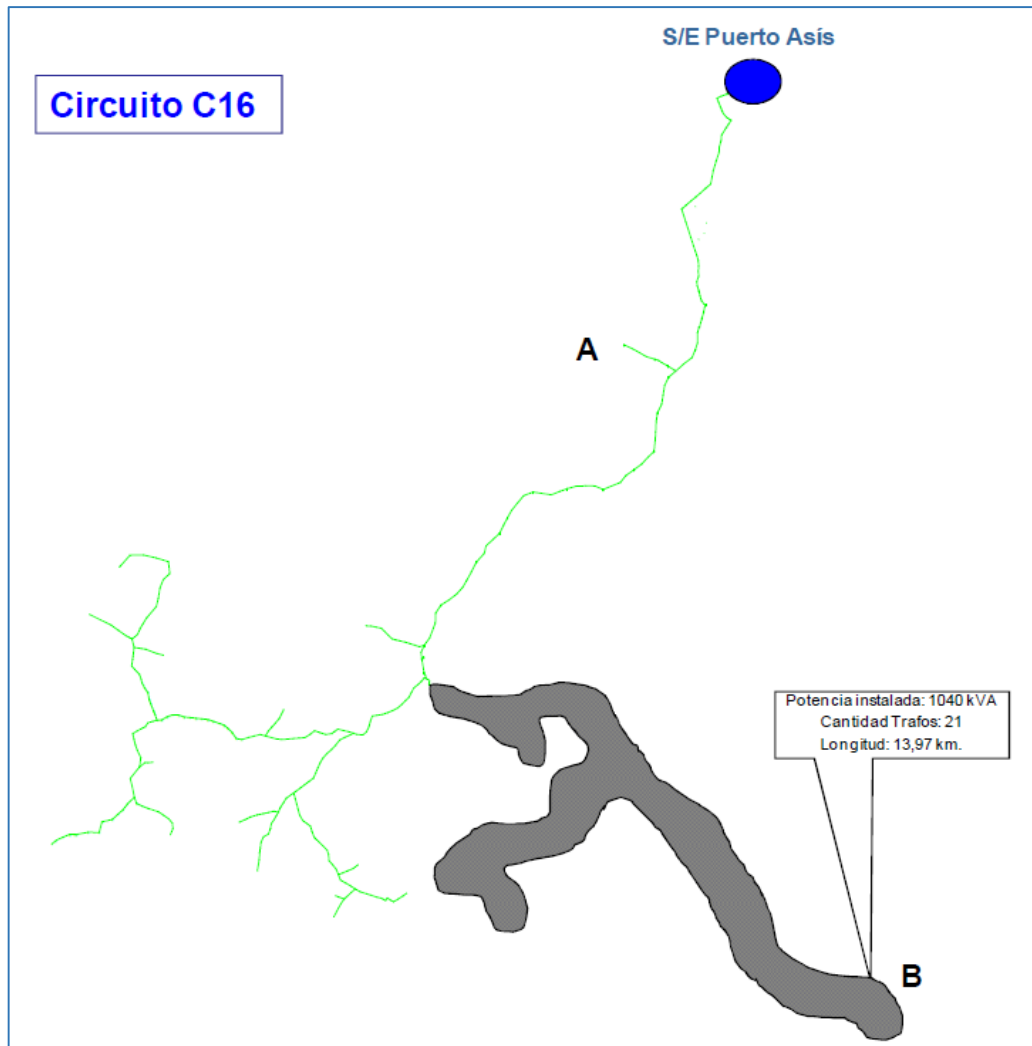


Figura 23. Diagrama Ortogonal Circuito C16



En la gráfica anterior se indica la zonificación del circuito C16 con la representación de carga instalada, cantidad de centros de transformación y la longitud de cada derivada.

**Nota:** El punto A corresponde al fusible más cercano a la Subestación Puerto Asís

### 6.3.3.1 Tiempo de operación de protecciones Circuito C7

Tabla 16. Tiempo de operación de protecciones Circuito C16

Corriente Corto Máximo (kA)			Tiempo Relé		Tiempo 12T		Tiempo 6T		
Punto	3 Fases	1 Fase	km	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra
Subestación	1.758	2.329	0	0.05	0.05				
Punto A	0.852	0.659	8.2	0.336	0.384	0.02	0.033		
Punto B	0.333	0.218	30.6	0.63	0.77			0.02	0.037

Como resultado de los análisis de cortocircuito se observa lo siguiente:

En todos los casos se detecta un delta de tiempo superior a 90 ms entre la operación de los fusibles y la operación del relé principal de circuito en la subestación, por lo tanto se estaría asegurando selectividad de los dispositivos.

Los ajustes propuestos para las protecciones de la subestación son los siguientes:

## Ajustes del relé de Fases

**Tabla 17. Ajustes relé de fase Circuito C16**

Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	RTC		Función 51				Función 50		Delay t(s)
						Time Dial	Tipo de Curva	I Ajuste		I Ajuste		
				A Primario	A Secundario			A Primario	A Secundario	A Primario	A Secundario	
Caicedo Feed	34.5	10000	167	200	5	0.16	IEC NI	209	5.23	1016	25.38	0.350
Trf Asís - HVS	34.5	12000	201	200	5	0.14	IEC NI	209	5.23	846	21.15	0.150
Trf Asís - LVS	13.2	12000	502	600	5	0.10	IEC NI	523	4.36	OFF	-	-
<b>Circuito C16</b>	13.2			200	5	0.10	IEC NI	110	2.75	1488	37.20	0.050

## Ajustes del relé de Tierra

**Tabla 18. Ajustes relé de tierra Circuito C16**

Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	RTC		Función 51				Función 50		Delay t(s)
						Time Dial	Tipo de Curva	I Ajuste		I Ajuste		
				A Primario	A Secundario			A Primario	A Secundario	A Primario	A Secundario	
Trf Asís - HVS	34.5	12000	201	200	5	0.05	IEC NI	33	0.84	OFF	-	-
Trf Asís - LVS	13.2	12000	502	600	5	0.34	IEC NI	100	0.84	OFF	-	-
<b>Circuito C7</b>	13.2			200	5	0.19	IEC NI	40	1	1440	36	0.050

Con estos ajustes, las curvas de coordinación de fases y tierra quedan de la siguiente manera:

**Figura 24. Falla trifásica circuito C16**

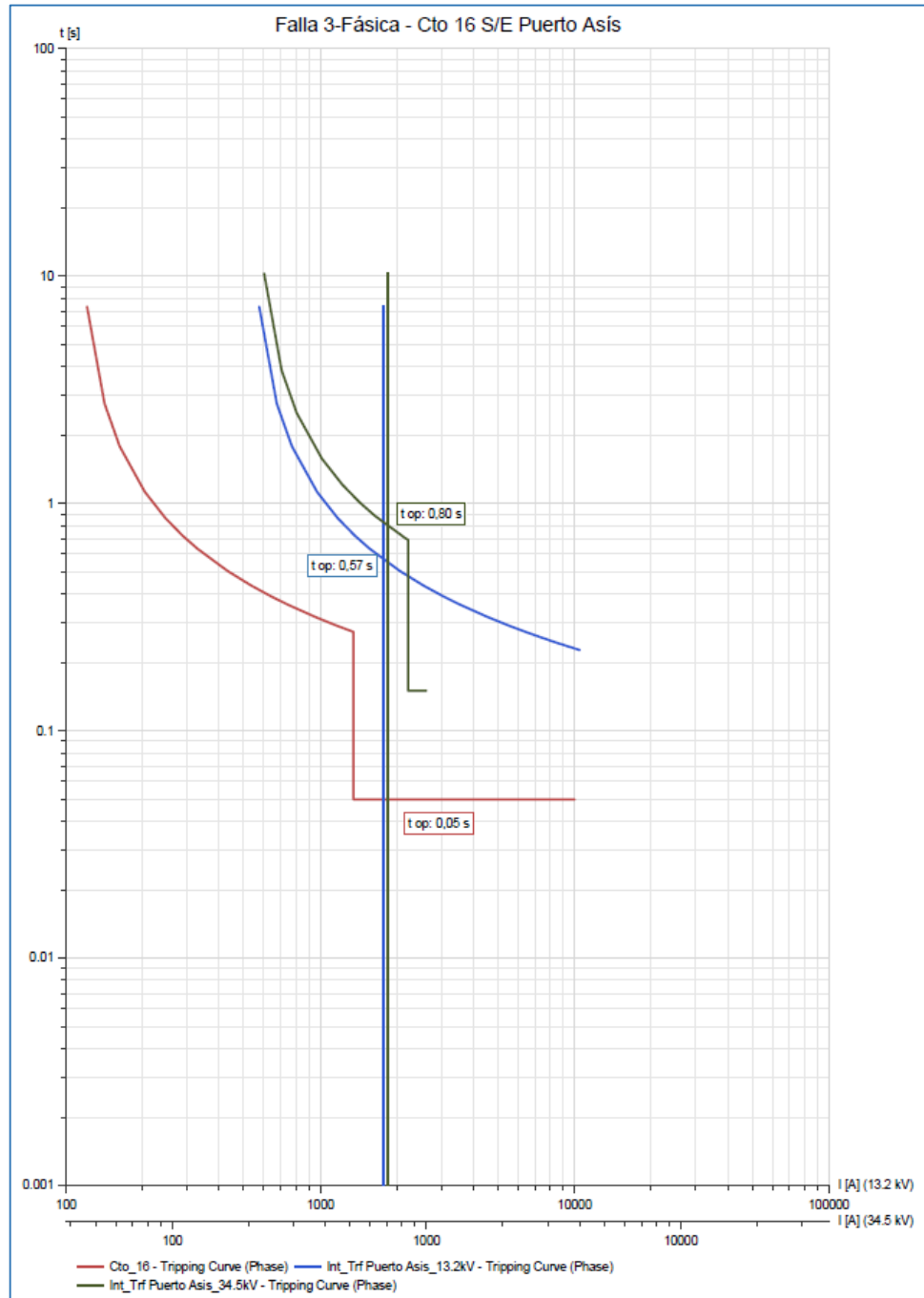
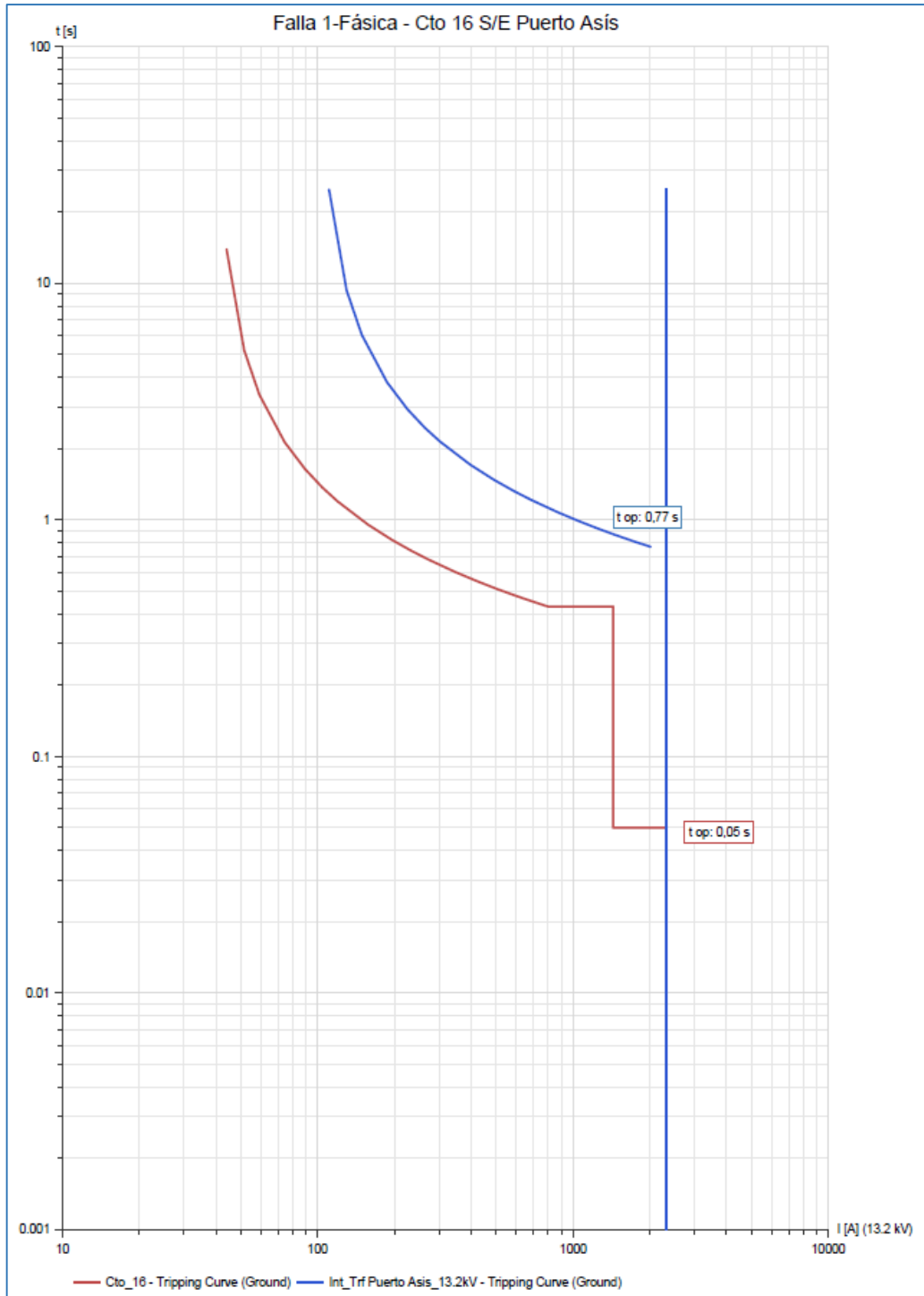


Figura 25. Falla monofásica circuito C16



### A. Curvas de protecciones Circuito C16

Figura 26. Curvas unidades de fase

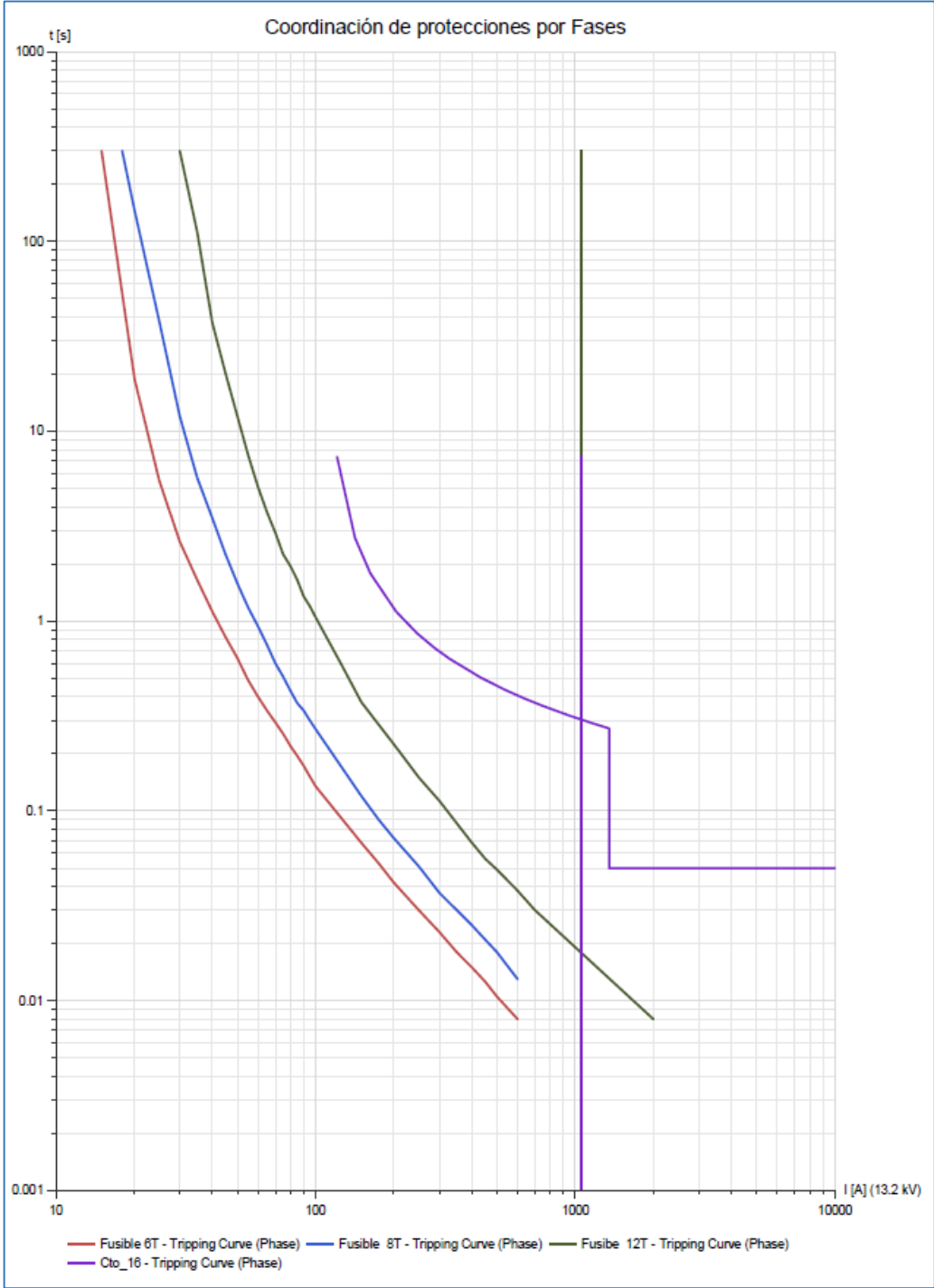
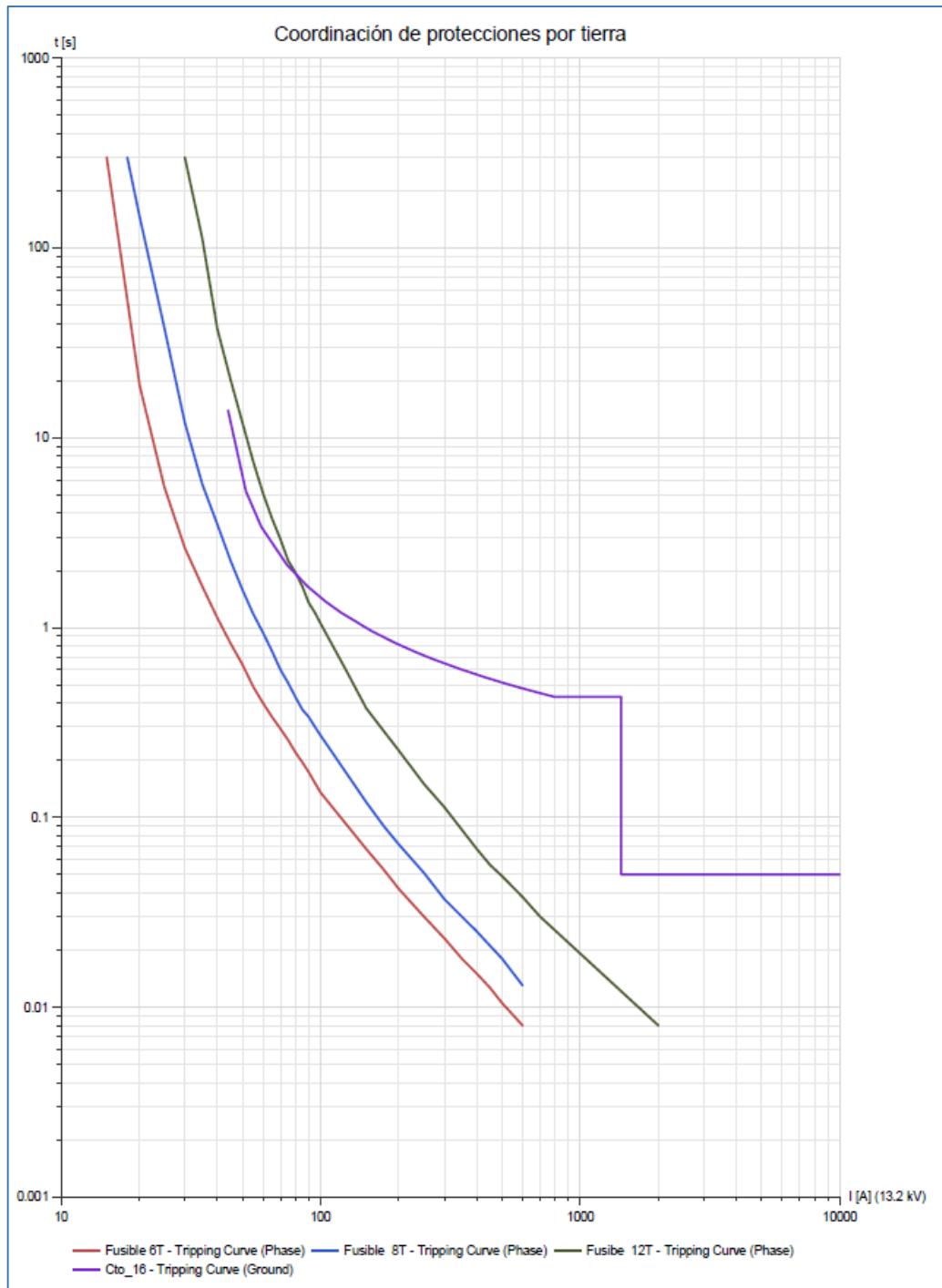


Figura 27. Curvas unidades de tierra



### 6.3.3.2 Análisis de protecciones Circuito C16

- Aguas abajo del relé hay fusibles de 6T, 8T y 12T.
- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 12T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del relé principal del circuito en 150 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.
- De las simulaciones se obtiene que para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 567,05 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el relé coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito.

### 6.3.3.3 Recomendaciones Validación de fusibles

**Tabla 19. Recomendaciones Circuito C16**

Nombre Elemento	kVA 2F	kVA 3F	kVA Total	Corriente Total [A]	Fusible Actual	Coordina	Recomendación
ARR 040 C16	607	877	1485	71.46	15T	NO	Retirar Fusible
ARR 050 C16	20	30	50	2.62	12T	SI	Dejar Fusible
ARR 061 C16	225		225	14.76	8T	NO	Fusible 15T
ARR 062 C16	225		225	14.76	6T	NO	Fusible 12T
ARR 049 C16	622.5	982	1605	80.53	20T	NO	Retirar Fusible
ARR 063 C16		300	300	13.12	6T	NO	Fusible 12T

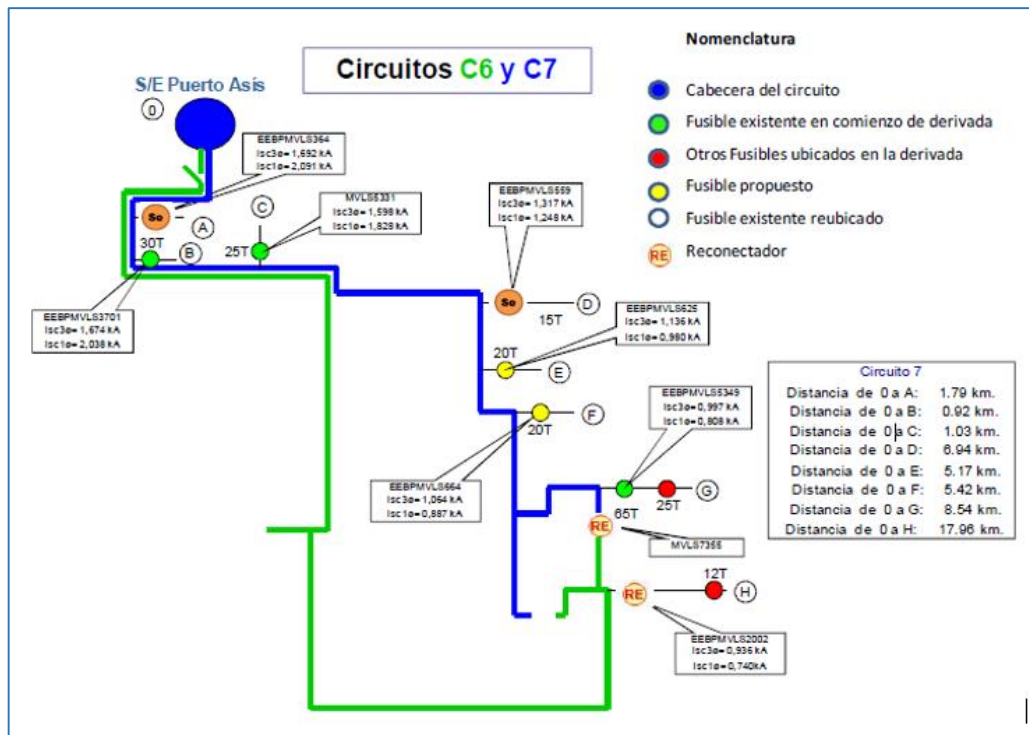
Nombre Elemento	kVA 2F	kVA 3F	kVA Total	Corriente Total [A]	Fusible Actual	Coordina	Recomendación
ARR 065 C16		30	30	1.31	6T	SI	Dejar Fusible
ARR 064 C16		75	75	3.28	6T	SI	Dejar Fusible

- Los fusibles del ARR 040 (15T) y 049 (20T) se deben retirar porque están ubicado sobre la troncal principal.
- Se recomienda medir e instalar el elemento de protección para los siguientes elementos, ARR 061 (15T), ARR 062 (12T) y ARR 063 (12T).

### 6.3.4 Transferencia de Carga entre el Circuito C6 y C7

**6.3.4.1 Circuitos C6 y C7 alimentados por el Circuito C7** A continuación se indica las distancias, niveles de corto circuito, elementos seccionadores y reconectores propuestos, fusibles existentes en el comienzo de las derivadas y el reconector para transferencia alimentado desde el circuito C7

**Figura 28. Distancias y niveles de cortocircuito Circuitos C6 y C7 (Alimentados a través de Circuito C7)**



**Nota:** El punto H corresponde a la protección más cercano al reconector

**A. Tiempos de operación de protecciones circuitos 6 y 7 (Alimentados por circuito 7 y con reconectador REC N2\_MVLS7355 operando).**

**Tabla 20. Tiempo de operación de protecciones circuitos 6 y 7 (Alimentados por circuito 7)**

Punto	Corriente Corto Máximo (kA)			Tiempo Relé		Seccionalizador		Reconectador		Tiempo 65T		Tiempo 50T		Tiempo 40T		Tiempo 30T		Tiempo 25T		Tiempo 15T		Tiempo 12T		
	3 Fases	1 Fase	km	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	
Subestación	1.758	2.329	0	0.393	0.363																			
Punto A	1.444	1.526	1.79	0.394	0.384																		0.050	0.050
Punto B	1.600	1.835	0.92	0.407	0.387						0.040	0.030												
Punto C	1.582	1.789	1.03	0.512	0.390								0.030	0.030										
Punto D	0.939	0.742	6.94	0.512	0.576												0.295	0.295						
Punto E	1.076	0.903	5.17	0.480	0.522											0.033	0.042							
Punto F	1.054	0.876	5.42	0.485	0.530											0.034	0.044							
Punto G	0.838	0.639	8.54	0.541	0.614			0.275	0.515						0.065	0.100								
Punto H	0.485	0.332	17.96	0.930	0.810	0.590	0.583			0.150	0.440										0.051	0.090		

Como resultado de los análisis de cortocircuito se observa lo siguiente:

- En todos los casos se detecta un delta de tiempo superior a 90 ms entre la operación de los fusibles y la operación del relé principal de circuito en la subestación, por lo tanto se estaría asegurando selectividad de los dispositivos.
- En todos los casos se detecta un delta de tiempo superior a 150 ms entre la operación del relé principal del circuito en la subestación y la operación del reconectador ubicado en el código MVLS7355, por lo tanto se estaría asegurando selectividad de los dispositivos.

## B. Coordinación de relés y reconectores en subestación (segunda operación)

Se verifica la coordinación del relé del circuito 7 con los reconectores de la subestación Puerto Asís:

### Falla trifásica

**Tabla 21. Falla trifásica**

Falla Trifásica en Reconector							Función 51					Función 50			
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Nominal kVA	In	Aporte A	RTC		Time Dial	Tipo de Curva	Ajuste		t. Oper (1) (Seg)	Ajuste		t. Oper (1) (Seg)	Delta t (2) (Seg)
					A. Primario	A. Secundario			A. Primario	A. Secundario		A. Primario	A. Secundario		
Circuito C7	13.8			897	200	5	0.11	IEC NI	213	5.31	0.527	OFF	OFF	-	0.176
Rec. Transferencia	13.8	9125	399	897	2000	1	0.07	IEC NI	213	0.11	0.351	OFF	OFF	0.15	-

- (1) El tiempo de operación del relé y el reconector, será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51 y la función 50.
- (2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el reconector inmediato aguas abajo.

En ningún caso deberá ser menor a 150 ms.

## Falla monofásica

**Tabla 22. Falla monofásica**

Falla Monofásica en Reconectador							Función 51				Función 50				
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Nominal kVA	In	Aporte	RTC		Time Dial	Tipo de Curva	Ajuste		t. Oper(1) (Seg)	Ajuste		t. Oper (1) (Seg)	Delta t (2) (Seg)
				A	A. Primario	A. Secundario			A. Primario	A. Secundario		A. Primario	A. Secundario		
<b>Circuito C6</b>	13.8			698	200	5	0.25	IEC NI	40	1.00	0.595	OFF	-	-	0.167
<b>Rec. Transferencia</b>	13.8	9125	399	698	2000	5	0.18	IEC NI	40	0.02	0.428	OFF	-	-	-

(1) El tiempo de operación del relé y el reconectador, será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51 y la función 50.

(3) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el reconectador inmediato aguas abajo.

En ningún caso deberá ser menor a 150 ms.

Con los ajustes obtenidos para el relé principal del circuito 7, se verifica la coordinación de los relés de la subestación Puerto Asís. Los ajustes propuestos para las protecciones de la subestación son los siguientes:

## Ajustes del relé de Fases

**Tabla 25. Ajuste relé de fase**

Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	RTC		Función 51				Función 50		Delay t(s)
				A Primario	A Secundario	Time Dial	Tipo de Curva	I Ajuste		I Ajuste		
								A Primario	A Secundario	A Primario	A Secundario	
Caicedo Feed	34.5	10000	167	200	5	0.16	IEC NI	209	5.23	1016	25.38	0.350
Trf Asís - HVS	34.5	12000	201	200	5	0.14	IEC NI	209	5.23	846	21.15	0.150
Trf Asís - LVS	13.2	12000	502	400	5	0.10	IEC NI	523	6.54	OFF	-	-
Circuito C6	13.2			200	5	0.11	IEC NI	213	5.33	OFF	-	-
Rec. Transferencia	13.2			1	1	0.11	IEC NI	110	110	OFF	-	-

## Ajustes del relé de Tierra

**Tabla 23. Ajustes relé de Tierra**

Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	RTC		Función 51				Función 50		Delay t(s)
				A Primario	A Secundario	Time Dial	Tipo de Curva	I Ajuste		I Ajuste		
								A Primario	A Secundario	A Primario	A Secundario	
Trf Asís - HVS	34.5	12000	201	200	5	0.05	IEC NI	33	0.84	OFF	-	-
Trf Asís - LVS	13.2	12000	502	400	5	0.34	IEC NI	100	1.26	OFF	-	-
Circuito C6	13.2			200	5	0.25	IEC NI	40	1.00	OFF	-	-
Rec. Transferencia	13.2			1	1	0.18	IEC NI	40	40	OFF	-	-

Con estos ajustes, las curvas de coordinación de fases y tierra quedan de la siguiente manera:

**Figura 29. Falla trifásica salida reconector transferencia**

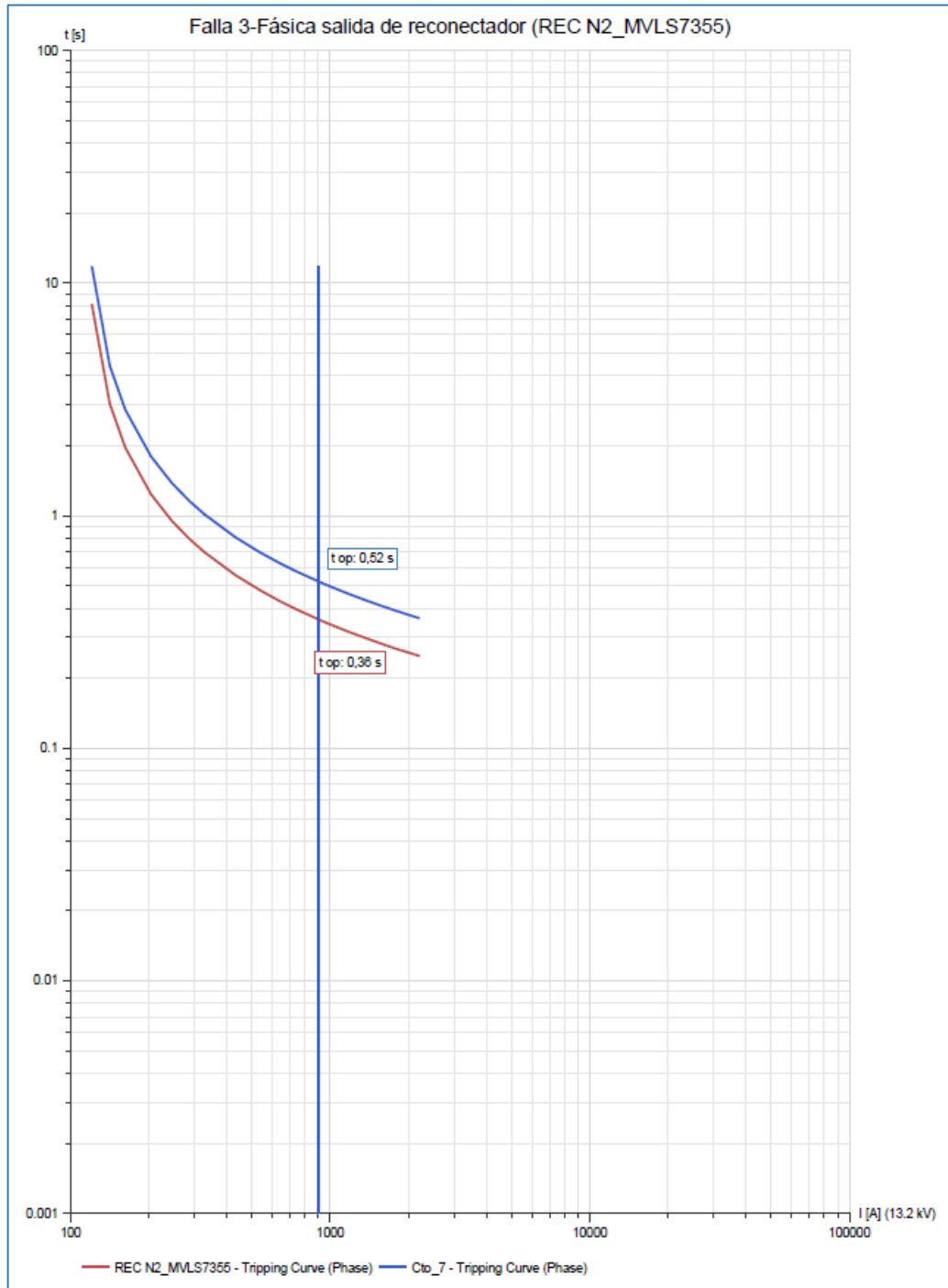
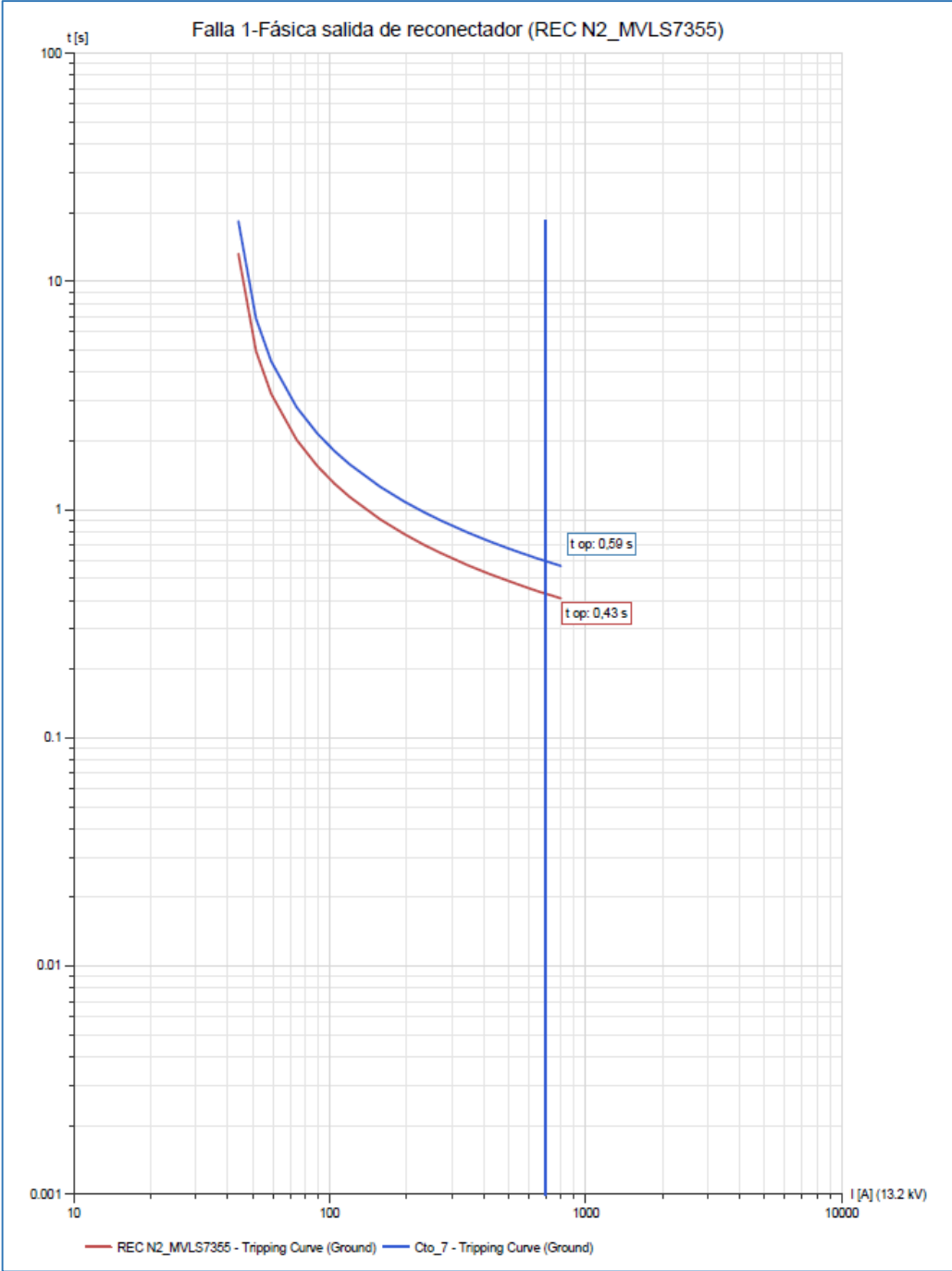


Figura 30. Falla monofásica salida reconector transferencia



### C. Curvas de protecciones de reconectadores y fusibles ó reconectadores

Se verifica la coordinación entre el reconectador ubicado en el código MVLS7355 donde se realiza la transferencia de carga entre el circuito 6 y el circuito 7 y el reconectador ubicado en el código EEBPMVLS2002 de la subestación Puerto Asís:

#### Falla trifásica

**Tabla 24. Falla trifásica**

Falla Trifásica en Reconectador							Función 51				Función 50			Delta t (2) (Seg)	
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Nominal kVA	In	Aporte	RTC		Time Dial	Tipo de Curva	Ajuste		t. Oper (1) (Seg)	Ajuste			t. Oper (1) (3) (Seg)
				A	A. Primario	A. Secundario			A. Primario	A. Secundario		A. Primario	A. Secundario		
Rec. Transferencia	13.8	9125	399	897	2000	1	0.07	IEC NI	213	0.11	0.335	OFF	OFF	-	0.185
Reconectador_C6	13.8	895	39	903	2000	1	0.16	IEC NI	51	0.03	0.378	448	0.22	0.15	-

- (1) El tiempo de operación del relé y el reconectador, será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51 y la función 50.
- (2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el reconectador inmediato aguas abajo.

En ningún caso deberá ser menor a 150 ms.

### Falla monofásica

**Tabla 25. Falla monofásica**

Falla Monofásica en Reconectador							Función 51				Función 50				
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Nominal kVA	In	Apor	RTC		Time Dial	Tipo de Curva	Ajuste		t. Oper(1) (Seg)	Ajuste		t. Oper (1) (Seg)	Delta t (2) (Seg)
				te	A.	A.			A.	A.		A.			
				A	Primario	Secundario			Primario	Secundario		Primario	Secundario		
Rec. Transfere ncia	13.8	9125	399	643	2000	1	0.18	IEC NI	40	0.02	0.441	OFF	-	-	0.163
Reconecta dor_ C6	13.8	895	39	643	2000	1	0.20	IEC NI	16	0.01	0.453	448	0.22	0.15	-

(1) El tiempo de operación del reconectador, ubicado en código (EEBPMVLS2002) operaría por fases ante falla monofásica en la salida del EEBPMVLS2002.

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el reconectador inmediato aguas abajo.

Con los ajustes obtenidos para el reconectador ubicado en el código MVLS7355 cuando se tienen las cargas alimentadas a través del circuito 7, se verifica la coordinación con los ajustes propuestos para las protecciones:

Figura 31. Falla trifásica salida reconnector C6

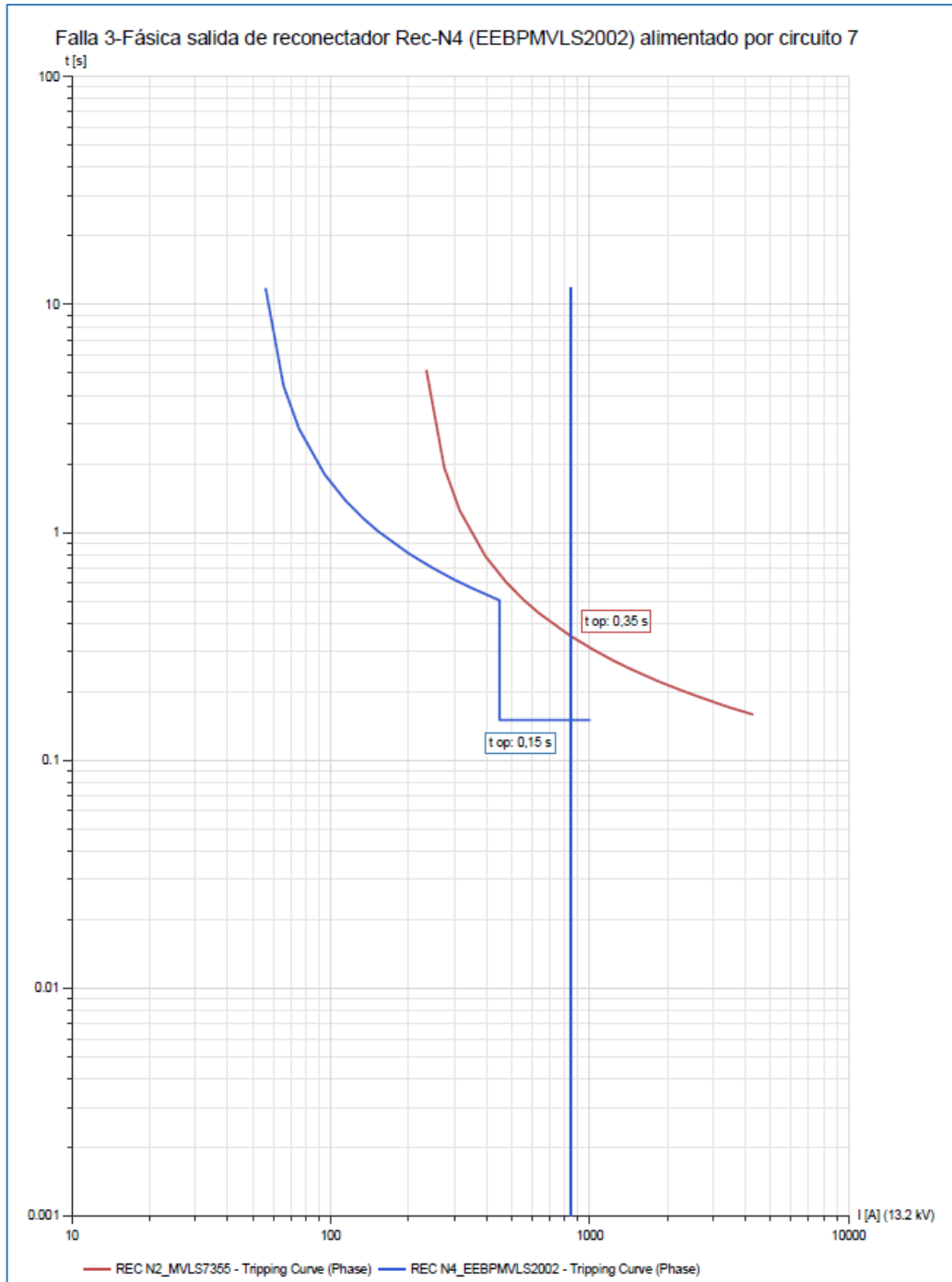
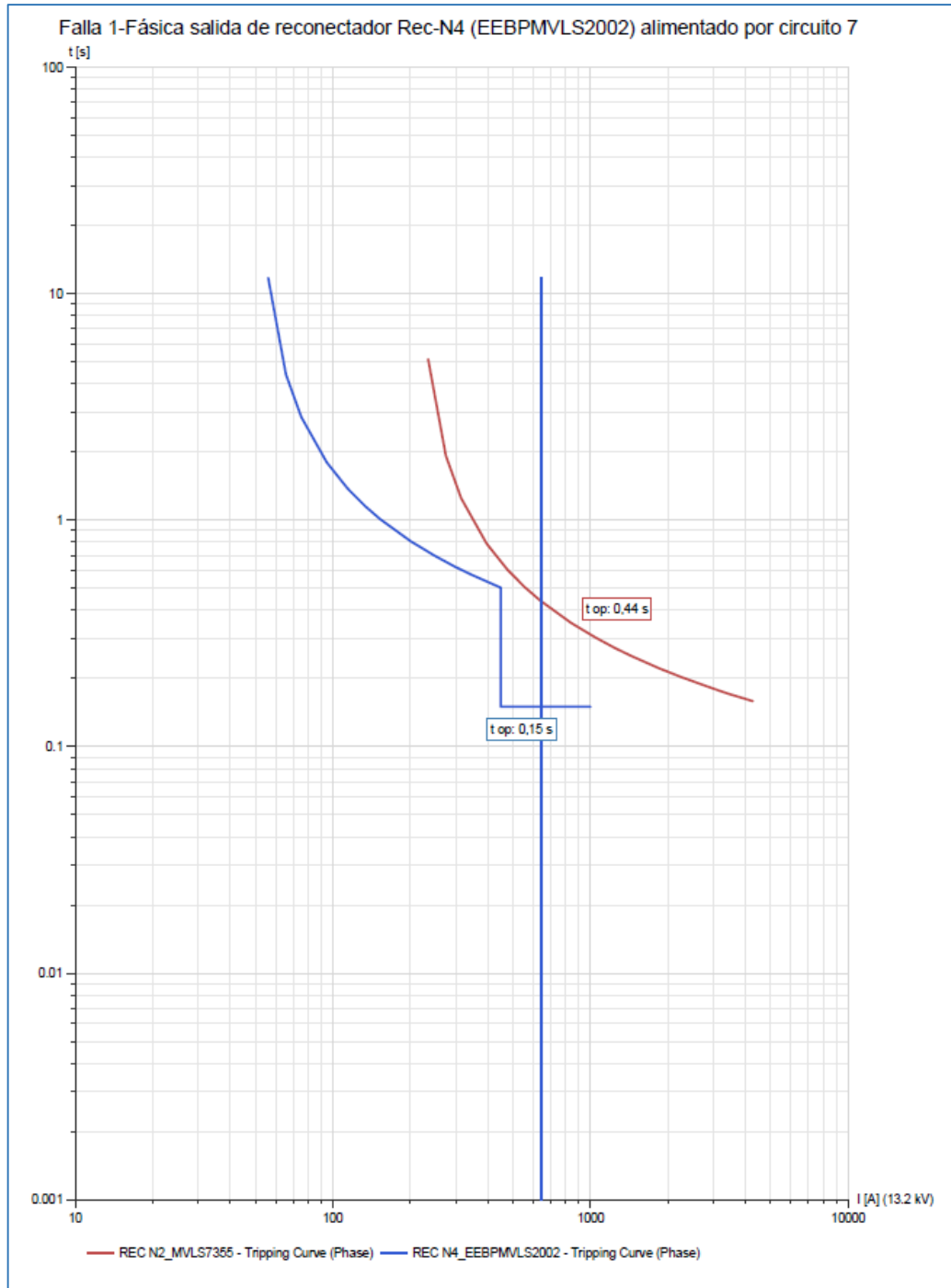


Figura 32. Falla monofásica salida reconector C6

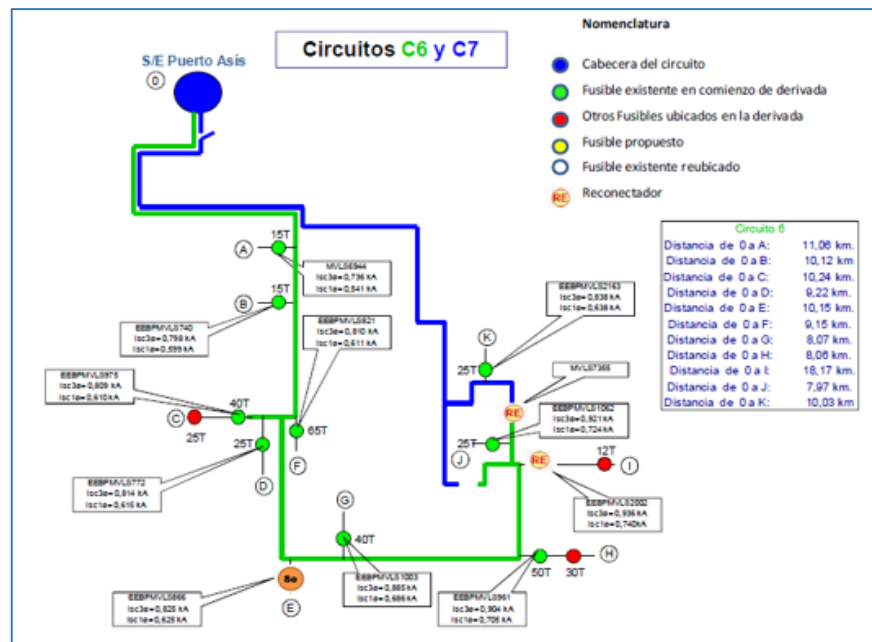


## D. Análisis de protecciones Circuito C7

- Para la segunda operación del relé se deshabilitan las funciones 50 y 50N para tener margen de coordinación con los fusibles correspondientes aguas abajo.
- Para la segunda operación del reconectador REC N2\_MVLS7355 se deshabilitan las funciones 50 y 50N para tener margen de coordinación con los fusibles correspondientes aguas abajo.

**6.3.4.2 Circuitos C6 y C7 alimentados por el Circuito C6** A continuación se indica las distancias, niveles de corto circuito, elementos seccionadores y reconectores propuestos, fusibles existentes en el comienzo de las derivadas y el reconectador para transferencia alimentado desde el circuito C6

**Figura 33. Distancias y niveles de cortocircuito Circuitos C6 y C7 (Alimentados a través de Circuito C6)**



Nota: El punto K corresponde a la protección más cercano al reconectador

Tiempos de operación de protecciones circuitos 6 y 7 (Alimentados por circuito 6 y con reconectador REC N2\_MVLS7355 operando)

**Tabla 26. Tiempos de operación de protecciones circuitos 6 y 7 (Alimentados por circuito 6)**

Punto	Corriente Corto Máximo (kA)			Tiempo Relé		Rec. Transferencia		Seccionalizador		Reconectador C6		Tiempo 65T		Tiempo 50T		Tiempo 40T		Tiempo 30T		Tiempo 25T		Tiempo 15T		Tiempo 12T		
	3 Fases	1 Fase	km	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra			
Subestación	1.758	2.329	0	0.050	0.050																					
Punto A	1.197	1.057	1.03	0.458	0.494																		0.022	0.025		
Punto B	1.032	0.847	5.69	0.490	0.538																	0.026	0.032			
Punto C	0.961	0.768	6.61	0.506	0.566											0.113	0.172			0.055	0.074					
Punto D	1.040	0.859	5.59	0.488	0.535															0.051	0.063					
Punto E	0.934	0.738	7.00	0.560	0.610			0.050	0.050																	
Punto F	1.058	0.892	5.27	0.510	0.580							0.185	0.244													
Punto G	0.957	0.763	6.67	0.550	0.600											0.114	0.175									
Punto H	0.917	0.720	7.26	0.570	0.610									0.183	0.284			0.081	0.123							
Punto I	0.505	0.348	18.17	0.950	0.823					0.477	0.430													0.048	0.08	
Punto J	0.872	0.673	7.97	0.590	0.630															0.062	0.092					
Punto K	0.762	0.566	10.03	0.650	0.669	0.380	0.490													0.075	0.122					

Como resultado de los análisis de cortocircuito se observa lo siguiente:

- En todos los casos se detecta un delta de tiempo superior a 90 ms entre la operación de los fusibles y la operación del relé principal de circuito en la subestación, por lo tanto se estaría asegurando selectividad de los dispositivos.

- En todos los casos se detecta un delta de tiempo superior a 150 ms entre la operación del relé principal del circuito en la subestación y la operación del reconectador ubicado en el código MVLS7355, por lo tanto se estaría asegurando selectividad de los dispositivos.

### A. Coordinación de relés y reconectores en subestación

Se verifica la coordinación del relé del circuito 6 con los reconectores de la subestación Puerto Asís:

#### Falla trifásica

**Tabla 27. Falla trifásica**

Falla Trifásica en Reconectador							Función 51				Función 50				
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Nominal kVA	In	Aporte A	RTC		Tiempo Diferencial	Tipo de Curva	Ajuste		t. Oper (1) (Seg)	Ajuste		t. Oper (1) (Seg)	Delta t (2) (Seg)
					A. Primario	A. Secundario			A. Primario	A. Secundario					
Circuito C6	13.8			886	200	5	0.12	IEC NI	213	5.31	0.580	1488	37.19	-	0.242
Rec. Transferencia	13.8	9125	399	886	2000	1	0.07	IEC NI	213	0.11	0.338	OFF	OFF	-	-

(1) El tiempo de operación del relé y el reconectador, será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51 y la función 50.

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el reconectador inmediato aguas abajo.

En ningún caso deberá ser menor a 150 ms.

### Falla monofásica

**Tabla 28. Falla monofásica**

Falla Monofásica en Reconectador							Función 51				Función 50				
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Nominal kVA	In	RTC			Time Dial	Tipo de Curva	Ajuste		t. Oper(1) (Seg)	Ajuste		t. Oper (1) (Seg)	Delta t (2) (Seg)
				A	A. Primario	A. Secundario			A. Primario	A. Secundario		A. Primario	A. Secundario		
<b>Circuito C6</b>	13.8			687	200	5	0.26	IEC NI	40	1.00	0.622	1360	34	-	0.167
<b>Rec. Transferencia</b>	13.8	9125	399	687	2000	1	0.19	IEC NI	40	0.02	0.455	OFF	-	-	-

(2) El tiempo de operación del relé y el reconectador, será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51 y la función 50.

(4) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el reconectador inmediato aguas abajo.

En ningún caso deberá ser menor a 150 ms.

Con los ajustes obtenidos para el relé principal del circuito 7, se verifica la coordinación de los relés de la subestación Puerto Asís. Los ajustes propuestos para las protecciones de la subestación son los siguientes:

### Ajustes del relé de Fases

**Tabla 29. Ajustes relé de fases**

Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	RTC		Función 51				Función 50		Delay t(s)
				A Primario	A Secundario	Time Dial	Tipo de Curva	I Ajuste		I Ajuste		
								A Primario	A Secundario	A Primario	A Secundario	
Caicedo Feed	34.5	10000	167	200	5	0.16	IEC NI	209	5.23	1016	25.38	0.350
Trf Asís - HVS	34.5	12000	201	200	5	0.14	IEC NI	209	5.23	846	21.15	0.150
Trf Asís - LVS	13.2	12000	502	600	5	0.10	IEC NI	523	4.36	OFF	-	-
Circuito C6	13.2			200	5	0.12	IEC NI	213	5.33	1488	37.20	0.050
Rec. Transferencia	13.2			1	1	0.047	IEC NI	213	213	OFF	-	-

## Ajustes del relé de Tierra

**Tabla 30. Ajustes relé de tierra**

Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	RTC		Función 51				Función 50		Delay t(s)
				A Primario	A Secundario	Time Dial	Tipo de Curva	I Ajuste		I Ajuste		
								A Primario	A Secundario	A Primario	A Secundario	
<b>Trf Asís - HVS</b>	34.5	12000	201	200	5	0.05	IEC NI	33	0.84	OFF	-	-
<b>Trf Asís - LVS</b>	13.2	12000	502	600	5	0.34	IEC NI	100	1.26	OFF	-	-
<b>Circuito C6</b>	13.2			200	5	0.26	IEC NI	40	1.00	1360	34	0.050
<b>Rec. Transferencia</b>	13.2			1	1	0.19	IEC NI	40	40	OFF	-	-

Con estos ajustes, las curvas de coordinación de fases y tierra quedan de la siguiente manera:

**Figura 34. Falla trifásica salida reconector transferencia**

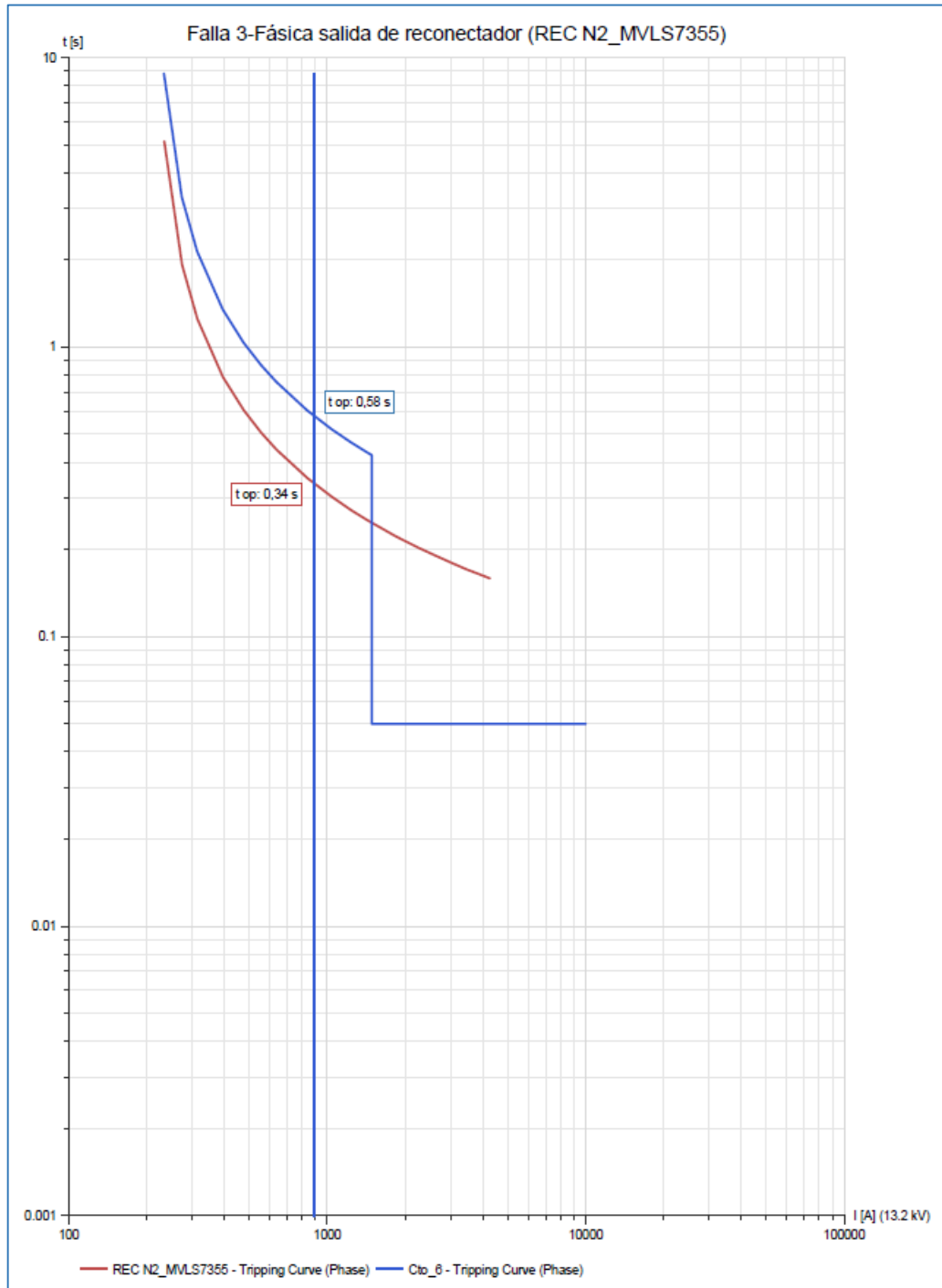
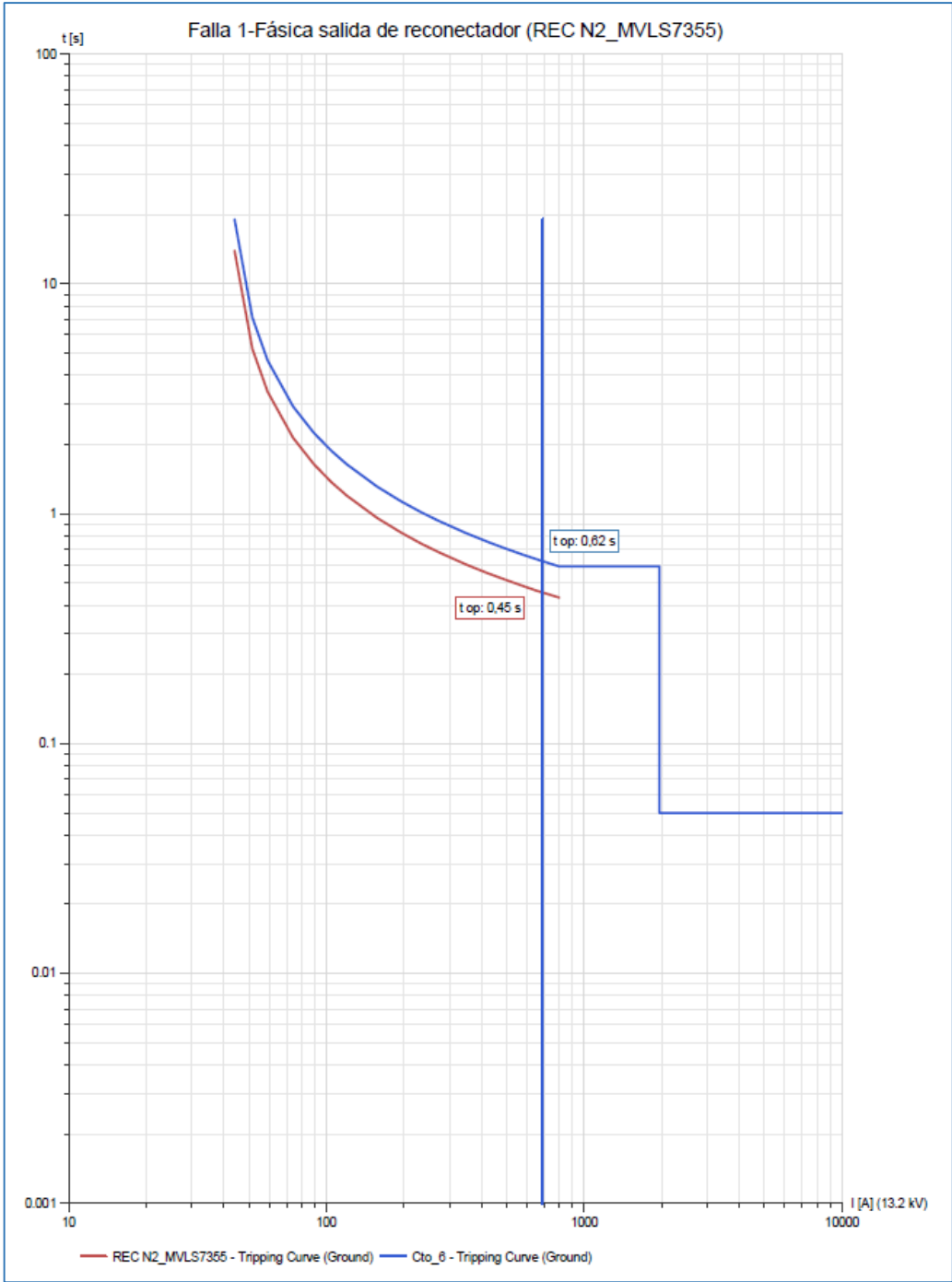


Figura 35. Falla monofásica salida reconector transferencia



## B. Curvas de protecciones Circuito C6

Figura 36. Curvas unidades de fase

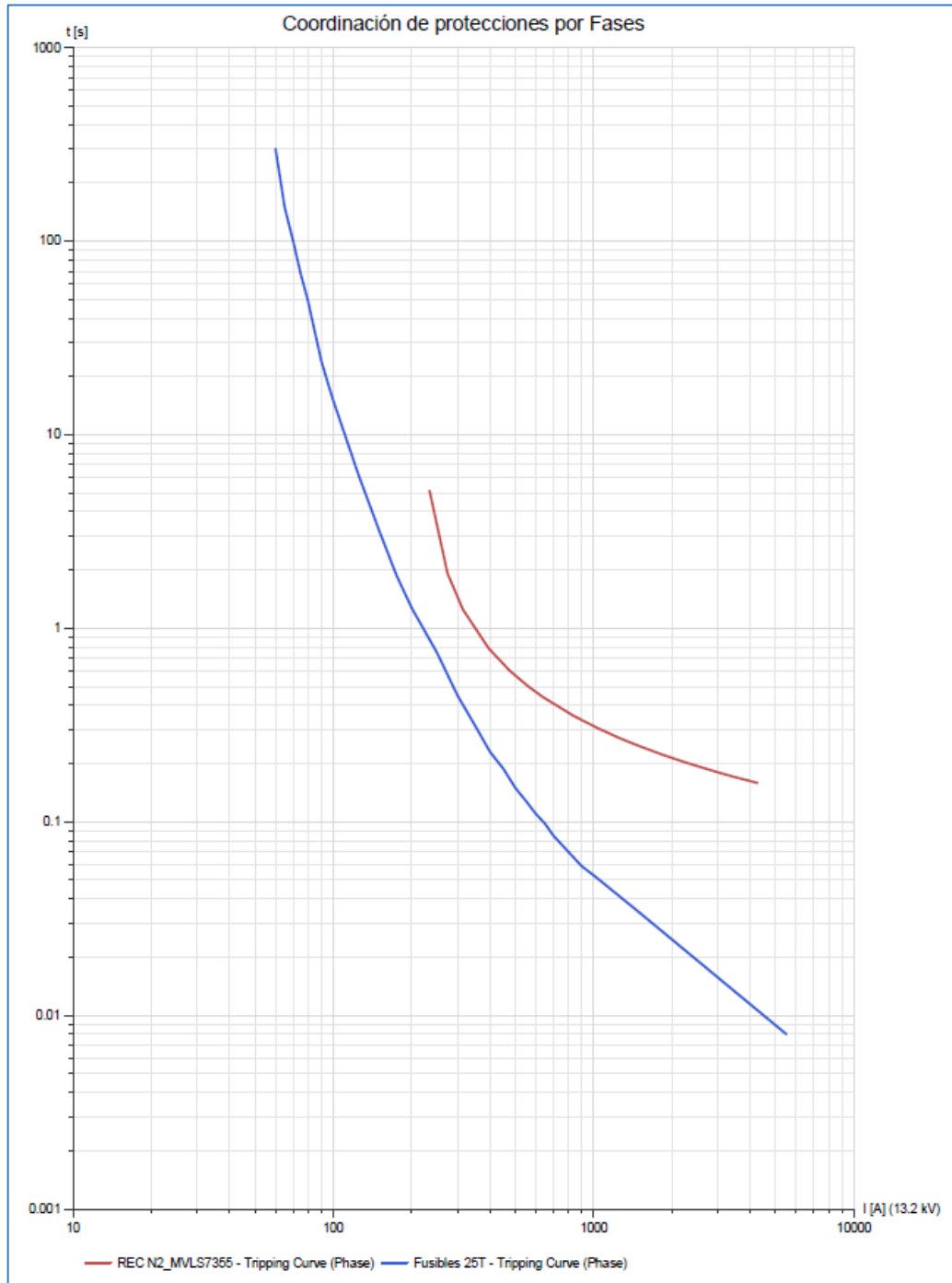
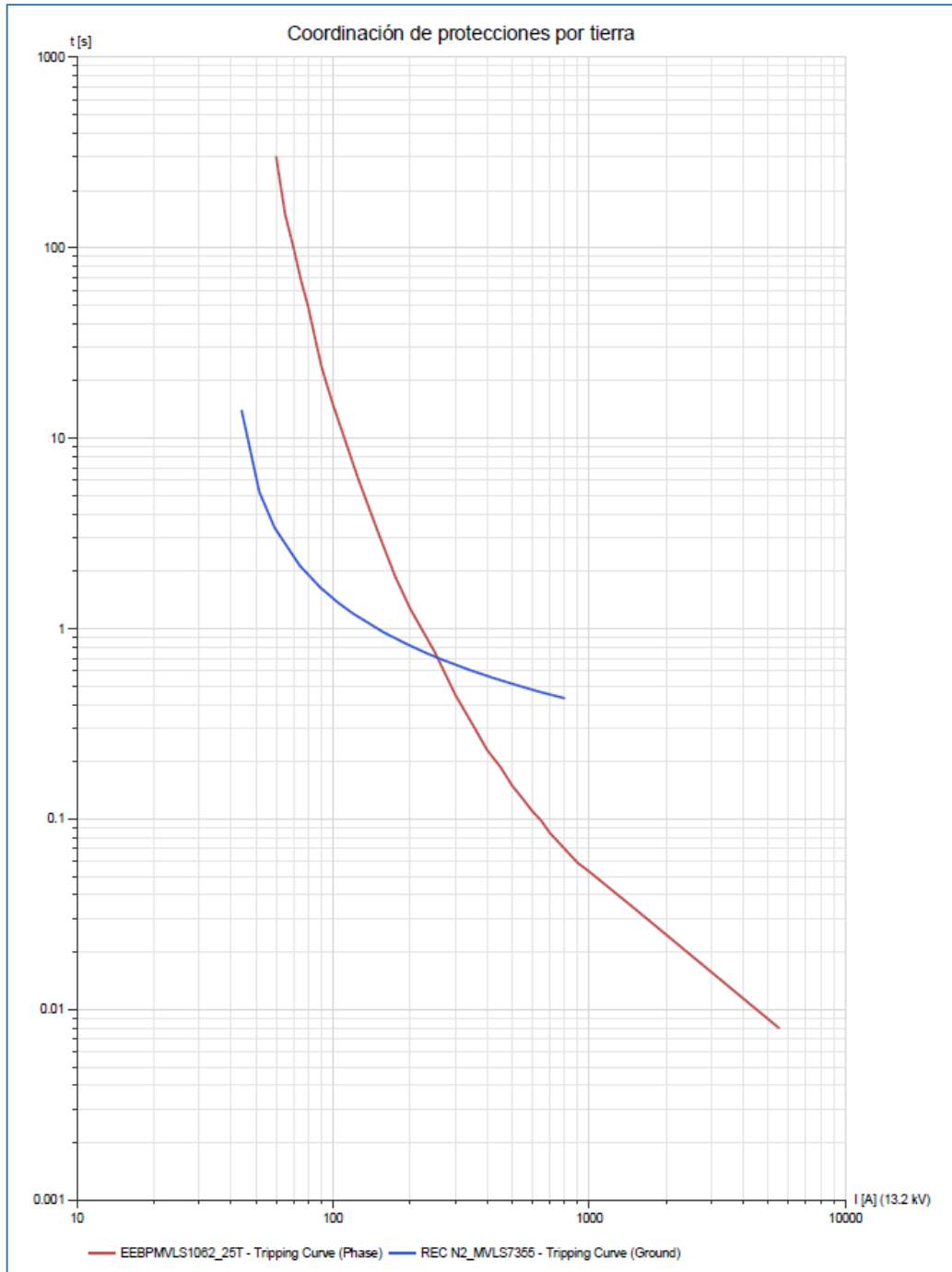


Figura 37. Curvas unidades de tierra



### **C. Análisis de protecciones Circuito C6**

- Para la segunda operación del reconectador REC N2\_ MVLS7355 deshabilitan las funciones 50 y 50N para tener margen de coordinación con los fusibles correspondientes aguas abajo.
- De las curvas por tierra se observa que la curva del fusible 25T presentaría un cruce con la curva de tierra (ANSI 51N) del reconectador del circuito en 260 A aproximadamente. Para corrientes de falla por encima de dicho valor estas protecciones coordinarían.

De las simulaciones se obtiene que -para el escenario de mínimo cortocircuito la corriente de falla monofásica en el punto de conexión del usuario más lejano del ramal asociado al fusible es de 485,78 A, con lo cual se estaría garantizando que el fusible y el reconectador coordinan para fallas de baja impedancia en cualquier punto del circuito

### **D. Conclusiones y Recomendaciones**

- Para la primera operación de los relés del circuito C6, C7 y C16 se habilitan las funciones 50 y 50N para poder despejar la falla rápidamente durante el primer recierre.
- Para la primera operación de los reconectores se habilitan las funciones 50 y 50N para poder despejar la falla rápidamente durante el primer recierre.
- Para la segunda operación del reconectador REC N2\_ MVLS7355 se deshabilitan las funciones 50 y 50N para tener margen de coordinación con los fusibles correspondientes aguas abajo.

- Se requieren nuevos ajustes para las funciones de sobrecorriente de fases y tierra de los relés de sobrecorriente de los circuitos C6, C7 y C16 de la Subestación Puerto Asís ya que con los ajustes que se tienen actualmente se podría producir un disparo indeseado de la subestación por fallas ocurridas en alguno de los usuarios que se encuentran protegidos por fusibles.
- El criterio del menor tiempo de respuesta sobre el último usuario se establece con fallas máximas y mínimas.
- Se realizó la coordinación entre los reconectores y los fusibles con respecto al primer fusible más cercano al reconector y no coordinando con los demás fusibles debido a que la condición de operación en la que se tienen los reconectores (REC N2\_MVLS7355) operando es solo para casos especiales en los que se necesita transferir carga en determinada porción del circuito. Por lo que la coordinación de todos los fusibles que pertenecen al circuito C7 o C6 se realizó para la condición de operación normal en la que se tienen los circuitos C6 y C7 operando sin transferencia.
- Como parte de los criterios de instalación de elementos de protección en la red, se encuentra el criterio de la instalación de reconectores en las derivadas que separan las zonas urbanas de las rurales, Para satisfacer este criterio es necesario el cambio de los fusibles existentes por reconectores y seccionadores en los siguientes puntos de la red de distribución de la subestación Puerto Asís en 13,2 kV:

**Tabla 31. Recomendaciones de elementos a sustituir**

<b>Nombre Elemento</b>	<b>Elemento Fusible</b>	<b>Nuevo Elemento Protección</b>
<b>ARR 017 C6</b>	25T	Seccionalizador
<b>ARR 031 C6</b>	50T	Reconectador
<b>SEC 060 C7</b>	N.A.	Reconectador
<b>ARR 007 C7</b>	15T	Seccionalizador
<b>ARR 002 C7</b>	3T	Seccionalizador

## 7. IMPLEMENTACIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO E IMPACTO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO.

Para validar el estudio técnico propuesto “nueva configuración de la red de distribución de energía eléctrica del municipio de Puerto Asís, Putumayo, utilizando equipos de protección adecuados, coordinados y selectivos” se presentan los indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIFI para el año 2016 (Año de análisis) y año 2017 (Implementación).

EL indicador SAIDI (System Average Interruption Duration Indicator, por sus siglas en ingles), mide la duración promedio por usuario (medido en horas) de las interrupciones del servicio de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico. El cálculo de este indicador determina la relación entre todas las horas de interrupción del servicio, y el número de usuarios de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico.

Para el presente caso, el indicador en mención, se calculó con base en la información de los reportes del Formato 5 del Sistema Único de Información - SUI de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo, a partir de la siguiente expresión:

$$SAIDI = \frac{\sum_0^j di}{U}$$

Donde:

di = Duración de interrupciones, medidas en horas reportadas al SUI.

U = número total de usuarios reportados al SUI.

j = número total de interrupciones reportadas al SUI.

Por otro lado, el indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Indicator), mide la frecuencia con la que se presentan las interrupciones en promedio por usuario, en el mismo periodo de tiempo. El cálculo de este indicador, determina la relación entre, el número de veces que se produjo una interrupción del servicio y el número de usuarios de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico.

Al igual que como con el indicador SAIDI, se calculó con base en la información reportada a través del formato 5 del SUI, a partir de la expresión que se muestra a continuación:

$$SAIFI = \frac{\sum_0^j ni}{U}$$

ni = Número de veces que se interrumpió el servicio reportadas al SUI.

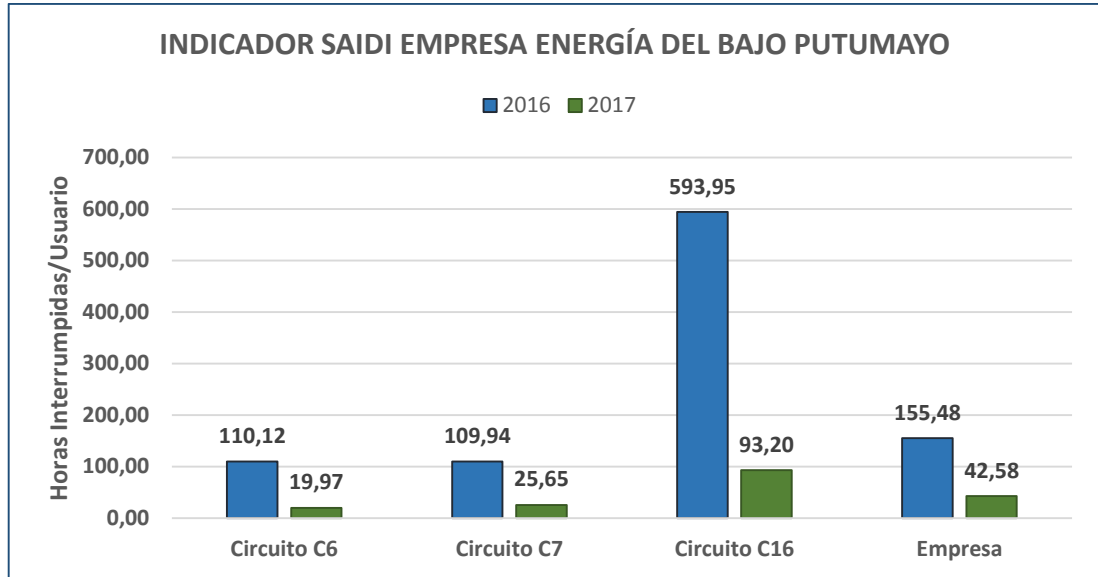
U = Número total de usuarios reportados al SUI.

j = Número total de interrupciones.

### **7.1. INDICADOR SAIDI**

Como Se puede observar en la figura 38, los circuitos C6 y C7 se encuentran por debajo del promedio SAIDI empresa, el cual equivale a 115.48 y 42.58 horas para los años 2016 y 2017 respectivamente, mientras que el circuito C16 se encuentra por encima del promedio SAIDI empresa.

**Figura 38. Indicador SAIDI**

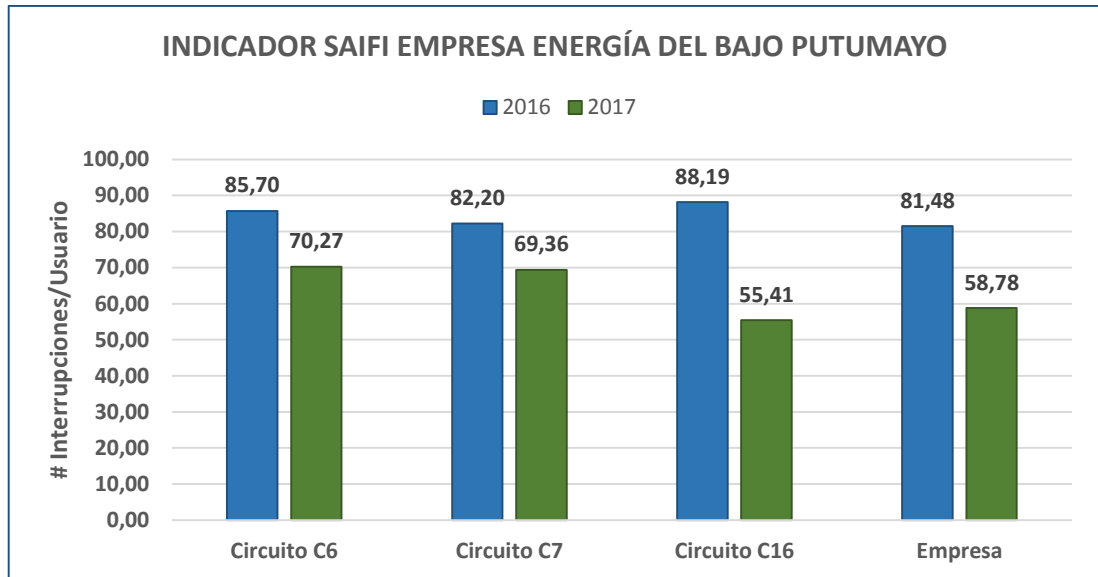


La grafica resalta notablemente la mejora en el indicador SAIDI para los 3 circuitos de Media Tensión con la implementación de la nueva configuración, utilizando equipos de protección adecuados, coordinados y selectivos, también es relevante resaltar que asociado a este estudio técnico la planeación del mantenimiento para la vigencia 2017 fue efectiva para los intereses de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo.

## **7.2. INDICADOR SAIFI**

Con respecto al indicador SAIFI, la situación aún es más crítica. La siguiente gráfica, ilustra que el promedio de interrupciones de este indicador para los circuitos C6, C7 y C16 están por encima del promedio SAIFI empresa para los años 2016 y 2017.

**Figura 39. Indicador SAIFI**



La grafica resalta una leve mejora, la cual se esperaba debido a que el índice de fallas transitorias en la región es elevada; con la selección de equipos de protección adecuados, coordinados y selectivos se logró aislar la falla y que esta no afectara un número de usuarios mayor (Se puede apreciar en la disminución del SAIFI).

## 8. CONCLUSIONES

- Se evidencia una notable reducción en el indicador SAIDI, que mide la duración promedio por usuario; por lo tanto también reduce los niveles de energía no suministrada.
- Mediante el indicador SAIFI se evidencia que el número de fallas transitorias durante los años 2016 y 2017 se conservan, lo que garantiza que se logró las condiciones de operación deseadas asilando fallas transitorias en los tres (3) alimentadores.
- Con la instalación de elementos reconectores, seccionalizadores y con los elementos fusibles adecuados el sistema se vuelve más robusto y se mejoró la confiabilidad en la red de distribución en el municipio de Puerto Asís.
- Es fundamental resaltar que al lograr una adecuada coordinación de protecciones, se mejoró la selectividad del esquema y ante eventos, solo se desenergizará la parte de la falla.

## BIBLIOGRAFIA

ESTUDIO FUSIBLES Documento de Criterios: (4) G63079-J1027-Y001-V0-R0 - Criterios distribución, 2017.

IEEE Guide for protective relay applications to transmission lines, ANSI/IEEE C37,113 – 1999.

Norma international IEEE 1366.

ROEPER Richard, EHMCKE Berna y WEBS Alfred Corrientes de Cortocircuito en Redes Trifásicas: 2<sup>a</sup>, Edición revisada, 1985.