



# **UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**  
**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE**  
**POTENCIA**

## **PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**DETERMINACIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA Y  
CORTOCIRCUITO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES  
EN EL NUEVO ALIMENTADOR L25 DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ  
MEDIANTE CYMDIST Y CYMTCC.**

Proyecto de titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia.

### **Autores:**

Armas Solís Juan Carlos

Casa Lema Byron Manuel

### **Tutor:**

Ing. MSc. Xavier Alfonso Proaño Maldonado

Latacunga - Ecuador

Febrero 2020

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

“Nosotros, Armas Solís Juan Carlos y Casa Lema Byron Manuel” declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **“DETERMINACIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL NUEVO ALIMENTADOR L25 DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ MEDIANTE CYMDIST Y CYMTCC”**, siendo el Ing. MSc. Xavier Alfonso Proaño Maldonado tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.



Armas Solís Juan Carlos

C.I. 050307393-4



Casa Lema Byron Manuel

C.I. 050398982-4

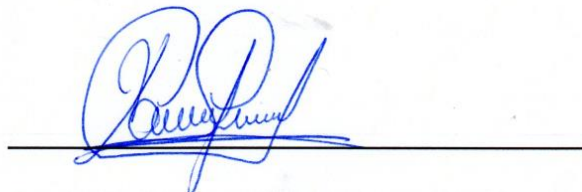
## **AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN**

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

**“DETERMINACIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL NUEVO ALIMENTADOR L25 DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ MEDIANTE CYMDIST Y CYMTCC”**, de los postulantes **Armas Solís Juan Carlos** y **Casa Lema Byron Manuel**, de la carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA**, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 10 de febrero del 2020

Tutor:



Ing. MSc. Xavier Alfonso Proaño Maldonado

C.I. 050265642-4

## APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes: **Armas Solís Juan Carlos** y **Casa Lema Byron Manuel**, con el título de Proyecto de titulación: “**DETERMINACIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL NUEVO ALIMENTADOR L25 DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ MEDIANTE CYMDIST Y CYMTCC**”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación del Proyecto de Investigación.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, 10 de febrero del 2020

Para constancia firman:

Lector 1(Presidente)

Nombre: Ing. MSc. Carlos Quinatoa

C.I. 050328786-4

Lector-2

Nombre: Ing. MSc. Gabriel Pesantez

C.I. 030189388-9

Lector 3

Nombre: Ing. MSc. Franklin Vásquez

C.I. 171043449-7



energía para el buen vivir

## CERTIFICADO

En calidad de Jefe de Operación y Mantenimiento de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi a petición de los interesados; **ARMAS SOLÍS JUAN CARLOS CI: 0503073934; CASA LEMA BYRON MANUEL CI: 050398982-4;** postulantes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica. Certifico que: realizaron el proyecto de investigación con el tema: **“DETERMINACIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL NUEVO ALIMENTADOR L25 DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ MEDIANTE CYMDIST Y CYMTCC”**, bajo mi supervisión siguiendo los lineamientos y requerimientos de ELEPCO S. A. en especial para el uso de información del sistema de distribución del alimentador L25 perteneciente a la Subestación Pujilí, el uso del software CYMDIST y CYMTCC perteneciente a nuestra empresa y la aplicación del estudio en dicho alimentador obteniendo un balance de cargas en un 100%, e implementación de protecciones en un 50%.

Latacunga a, 12 de febrero del 2020.

Atentamente,



Ing. Iván Oswaldo Mena Venegas.

Jefe Operación y Mantenimiento.

C.I.: 0501691083



## **AGRADECIMIENTO**

*Primeramente, agradezco a Jehová Dios por la vida y por bendecirme para culminar esta carrera universitaria.*

*Agradezco a mi Familia, en especial a mi amada esposa Paola y mis hijas por ser ese pilar que me dio fuerza y me impulso durante todo el tiempo que dedique a mis estudios.*

*Agradezco a la Universidad Técnica de Cotopaxi por haberme abierto sus puertas, y a todos los docentes que con sus conocimientos y enseñanzas me formaron como profesional, un agradecimiento especial a mi tutor el MSc. Ing. Xavier Proaño por el apoyo y la paciencia brindada para culminar con este proyecto y a mi compañero de tesis Byron por el apoyo brindado formamos un buen equipo.*

*Por último, agradezco a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, por permitirme realizar este proyecto en sus instalaciones, en especial al Ing. Iván Mena, por compartir sus conocimientos, por su guía y consejos que ayudaron en gran manera para la realización de este proyecto, a todos y cada uno de mis compañeros que me apoyaron a cumplir con la meta de ser ingeniero eléctrico.*

**Juan Armas**

## **AGRADECIMIENTO**

*Agradezco a Dios por darme la salud para poder cumplir mis objetivos y la oportunidad de conocer a grandes personas.*

*A la Universidad Técnica de Cotopaxi por abrirme sus puertas y ayudarme a cumplir mis metas.*

*A mi tutor Ing. MSc. Xavier Proaño quien supo brindar sus conocimientos académicos, cediendo parte de su tiempo para culminar este proyecto.*

*Mi sincero agradeciendo a la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A. en especial al Ing. MSc. Iván Mena e Ing. MSc. Henry Calle por aportar con sus conocimientos, tiempo y valiosa información.*

**Byron Casa**

## **DEDICATORIA**

*Este proyecto de tesis la dedico con todo mi amor y cariño a mi esposa Paola Tobar por su paciencia y colaboración, por creer en mi capacidad, por brindarme su comprensión, amor y cariño en los momentos más difíciles.*

*A mis amadas hijas Tiffany y Stephany por ser ese motor que me impulso a seguir adelante aun cuando me sentía derrotado, son mi inspiración para superarme cada día más y así poder luchar por un futuro mejor.*

*A mis padres Mario y Eulalia y mis hermanos, quienes con sus palabras de aliento no me dejaron caer para que siguiera adelante, siempre perseverante para cumplir mis ideales.*

*A mis compañeros de trabajo y amigos, quienes sin esperar nada a cambio compartieron su conocimiento, alegrías y tristeza y a todas aquellas personas que durante estos años de estudio estuvieron a mi lado apoyándome para que este sueño se haga realidad.*

**Juan Armas**

## **DEDICATORIA**

*Dedico este proyecto a mis padres por su apoyo económico y emocional, a mi padre Manuel Casa por todo su sacrificio y desinteresado esfuerzo me enseñó el significado de la perseverancia y la humildad, a mi madre Rogelia Lema por todo su amor, comprensión y confianza fue un pilar fundamental para seguir adelante, inculcándome el respeto a los demás.*

*A mis hermanos Adriana, Darío, Daniel, Víctor, Cristian y Renato, más que hermanos son los mejores amigos y compañeros que tengo, gracias a su constante apoyo y palabras de aliento forjaron mi carácter y personalidad.*

*A mis amigos con los cuales compartimos gratos momentos dentro y fuera de las aulas de clase demostraron con sus consejos y ánimos ser más que compañeros de aula.*

*A mi novia Mayra Herrera mi apoyo incondicional, quien en los malos y buenos momentos estuvo siempre a mi lado, con sus palabras de aliento y consejos fue una guía primordial para culminar mi carrera.*

**Byron Casa**

## CONTENIDO

PORTADA .....	i
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	ii
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN .....	iii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN.....	iv
CERTIFICADO.....	v
AGRADECIMIENTO .....	vi
DEDICATORIA.....	viii
RESUMEN .....	xx
ABSTRACT .....	xxi
AVAL DE TRADUCCIÓN.....	xxii
1. INFORMACIÓN GENERAL .....	1
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO .....	2
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO .....	3
4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO .....	3
5. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	3
5.1 Planteamiento del problema.....	3
5.2 Formulación del Problema.....	4
6. OBJETIVOS .....	4
6.1 Objetivo General.....	4
6.2 Objetivos Específicos.....	4
7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS .....	5
8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICA TÉCNICA.....	6
8.1. Marco teórico contextual .....	6
8.2. Marco teórico.....	9
8.2.1. Antecedentes .....	9

8.2.2. Red de distribución.....	14
8.2.3 Corrientes de cortocircuito .....	15
8.2.4. Equipos y dispositivos de protección que conforman un sistema eléctrico de distribución.....	20
8.2.5 Criterios para los relés de fase, tierra. ....	21
8.2.6 Reconectores.....	24
8.2.7 Seccionadores fusibles .....	29
8.2.8. Protección de sistemas de distribución.....	33
8.2.9. Coordinación de protecciones. ....	34
8.2.10 CYMSIDT y CYMTCC. ....	41
9. VALIDACIÓN DE LAS PREGUNTAS CIENTÍFICAS O HIPÓTESIS .....	41
10. METODOLOGÍAS Y DISEÑO EXPERIMENTAL .....	41
10.1. Metodología de la Investigación .....	42
10.1.1. Investigación Descriptiva .....	42
10.1.2. Investigación Explicativa .....	42
10.1.3. Investigación teórica conceptual .....	42
10.1.4. Investigación experimental .....	42
10.2 Método de investigación .....	42
10.2.1. Método analítico.....	42
10.2.2. Método sintético.....	42
10.2.3. Método inductivo – deductivo.....	42
11. ANÁLISIS DE DISCUSIÓN Y RESULTADOS .....	43
11.1. Recopilación de la información. ....	43
11.2 Descripción de sistema de distribución.....	43
11.2.1. Subestación de distribución.....	43
11.2.2. Transformador de Potencia .....	44
11.2.3. Demanda actual del sistema .....	45

11.2.4. Ajustes actuales de los equipos de protección de la S/E Pujilí. ....	45
11.3. Alimentador I25 (El Capulí – Guápulo – La Victoria) .....	49
11.3.1. Recorrido.....	49
11.3.2. Estado actual del alimentador L25 .....	49
11.3.4. Corrientes en el alimentador .....	50
11.4. Simulación de flujos de potencia en CYMDIST .....	51
11.4.1. Distribución de carga .....	51
11.4.2. Análisis de flujos de potencia.....	51
11.4.3. Corrientes de carga.....	53
11.4.4. Perfiles de Carga y Tensión .....	54
11.4.5. Cambios en la topología del Alimentador.....	55
11.4.6. Reubicación del reconectador .....	56
11.4.7. Balance de carga.....	57
11.4.8. Corrientes de carga en la nueva topología del alimentador. ....	58
11.5. Corrientes de cortocircuito en el alimentador I25 .....	59
11.5.1. Calculo de impedancias de secuencia para el conductor ASCR 3/0. ....	60
11.5.2. Calculo de impedancias de secuencia para el conductor ASCR 1/0. ....	62
11.5.3. Calculo de las corrientes de cortocircuito. ....	63
11.6. Simulación de corrientes de cortocircuitos .....	66
11.7. Coordinación de protecciones.....	67
11.7.1. Criterios para la coordinación. ....	68
11.7.2. Protección del Transformador de distribución. ....	69
11.7.3. Coordinación Fusible-Fusible .....	71
11.7.4. Ajustes del relé del transformador de potencia. ....	96
11.7.5. Relé de protección a tierra.....	99
11.7.6. Ajustes relé del alimentador I25.....	101
11.7.6. Ajustes del reconectador. ....	103

11.7.7. Ejemplo de coordinación en CYMTCC.....	106
12. IMPACTOS SOCIAL.....	107
13. PRESUPUESTO PARA LA PROPUESTA DEL PROYECTO.....	107
14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	109
CONCLUSIONES .....	109
RECOMENDACIONES.....	109
15. BIBLIOGRAFÍA .....	111
16. ANEXOS .....	113

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Sistema de tareas con relación a los objetivos planteados.....	5
<b>Tabla 2.</b> Datos FMIK y TTIK del alimentador N°1 para el año 2016.....	13
<b>Tabla 3.</b> Tabla de factor de tensión.....	19
<b>Tabla 4.</b> Características principales del transformador de potencia de la S/E Pujilí.....	44
<b>Tabla 5.</b> Demanda actual de los alimentadores.....	45
<b>Tabla 6.</b> Ajustes actuales del relé de sobrecorriente del transformador de Potencia.....	45
<b>Tabla 7.</b> Ajustes actual del relé de sobrecorriente del alimentador L25.....	47
<b>Tabla 8.</b> Número de interrupciones que se presenta en alimentador.....	48
<b>Tabla 9.</b> Valores de FMIK y TTIK del alimentador en el año 2019.....	49
<b>Tabla 10.</b> Capacidad instalada en las fases del alimentador.....	50
<b>Tabla 11.</b> Corrientes de carga en los principales fusibles del alimentador.....	50
<b>Tabla 12.</b> Reporte del Flujo de potencia.....	52
<b>Tabla 13.</b> Caídas de tensión en los sectores más alejados del Alimentador.....	52
<b>Tabla 14.</b> Cuadro comparativo entre las corrientes medidas y corrientes simuladas.....	53
<b>Tabla 15.</b> Cambios de fases en el alimentador L25.....	58
<b>Tabla 16.</b> Datos de impedancia de la S/E.....	63
<b>Tabla 17.</b> Impedancias de secuencia para los conductores ACSR 1/0 y 3/0.....	63
<b>Tabla 18.</b> Impedancias de secuencia para los conductores ACSR 2 y 3/0.....	65
<b>Tabla 19.</b> Tabla comparativa entre corrientes de cortocircuito calculados y simulados.....	66
<b>Tabla 20.</b> Corrientes máximos de cortocircuitos obtenidos mediante el programa CYMDIST. .....	67
<b>Tabla 21.</b> Capacidad de los fusibles actuales en las derivaciones del alimentador.....	72
<b>Tabla 22.</b> Tabla de valores de los diferentes fusibles coordinados.....	91
<b>Tabla 23.</b> Fusibles a ser retirados e instalados.....	93
<b>Tabla 24.</b> Ajustes recomendados para el relé de la subestación Pujilí.....	98
<b>Tabla 25.</b> Ajustes recomendados para el relé del Alimentador L25.....	103
<b>Tabla 26.</b> Configuración del reconectador para el alimentador L25.....	105

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Fig. 1.</b> Esquema eléctrico del estado actual del alimentador N°1. ....	9
<b>Fig. 2.</b> Perfil de voltaje en condiciones actuales. ....	10
<b>Fig. 3.</b> Reporte de pérdidas en el estado actual del alimentador. ....	11
<b>Fig. 4.</b> Conductores y cables sobrecargados.....	11
<b>Fig. 5.</b> Escenario futuro del alimentador. ....	12
<b>Fig. 6.</b> Escenario futuro del perfil de voltaje. ....	13
<b>Fig. 7.</b> Red de distribución dentro de un SEP. ....	14
<b>Fig. 8.</b> Tipos de redes de distribución según su topología. ....	15
<b>Fig. 9.</b> Configuración de la línea trifásica. ....	16
<b>Fig. 10.</b> Tipos de corrientes de cortocircuito.....	18
<b>Fig. 11.</b> Relé de sobrecorriente marca SEL451.....	20
<b>Fig. 12.</b> Características de tiempos de operación de los relés. ....	22
<b>Fig. 13.</b> Características de tiempos de operación de los relés.....	23
<b>Fig. 14.</b> Curvas características de tiempos de operación de los relés inversos.....	23
<b>Fig. 15.</b> Reconectador trifásico y monofásico.....	25
<b>Fig. 16.</b> Secuencia de operación de un reconectador. ....	26
<b>Fig. 17.</b> Curvas de operación de un reconectador. ....	26
<b>Fig. 18.</b> Seccionador fusible unipolar.....	29
<b>Fig. 19.</b> Curvas t-i para fusibles tipo T, K, H. ....	31
<b>Fig. 20.</b> Curvas corrientes Inrush. ....	32
<b>Fig. 21.</b> Curvas tiempo corriente para la protección del transformador.....	33
<b>Fig. 22.</b> Coordinación fusible – fusible. ....	35
<b>Fig. 23.</b> Curva tiempo – corriente de un fusible.....	35
<b>Fig. 24.</b> Coordinación relé – Fusible. ....	36
<b>Fig. 25.</b> Curva de coordinación relé – Fusible. ....	37
<b>Fig. 26.</b> Coordinación entre reconectores y relé de sobre corriente. ....	38
<b>Fig. 27.</b> Curva de coordinación relé – reconectador.....	39
<b>Fig. 28.</b> Curva de coordinación reconectador - fusible. ....	39
<b>Fig. 29.</b> Coordinación reconectador – Fusible. ....	41
<b>Fig. 30.</b> Ubicación subestación Pujilí.....	43
<b>Fig. 31.</b> Transformador de Potencia de la subestación Pujilí. ....	44

<b>Fig. 32.</b> Curva t-i del relé de sobrecorriente de protección de fase del transformador de potencia.....	46
<b>Fig. 33.</b> Curva t-i del relé de sobrecorriente de la protección a tierra del transformador de potencia.....	46
<b>Fig. 34.</b> Curva t-i del relé de sobrecorriente de protección de fase del alimentador. ....	47
<b>Fig. 35.</b> Grafica comparativa de interrupciones en el alimentador. . ....	48
<b>Fig. 36.</b> Cuadro de dialogo para el análisis de distribución de carga del alimentador L25.....	51
<b>Fig. 37.</b> Perfil de carga del alimentador. ....	54
<b>Fig. 38.</b> Perfil de tensión del alimentador. ....	54
<b>Fig. 39.</b> Proyección del nuevo tramo de media tensión.....	55
<b>Fig. 40.</b> Puntos de corte en la red de media tensión. ....	56
<b>Fig. 41.</b> Puntos de conexión desde la nueva red de media tensión.....	56
<b>Fig. 42.</b> Ubicación actual del reconectador. ....	57
<b>Fig. 43.</b> Reubicación del reconectador. ....	57
<b>Fig. 44.</b> Perfil de carga del alimentador. ....	58
<b>Fig. 45.</b> Perfil de tensión del alimentador. ....	58
<b>Fig. 46.</b> Diagrama para el cálculo de corrientes de cortocircuito.....	59
<b>Fig. 47.</b> Distancia entre fases en una estructura 3CP. ....	60
<b>Fig. 48.</b> Curva t-i fusible SF de 5.2 A .....	70
<b>Fig. 49.</b> Protección del transformador de distribución con fusible SF.....	71
<b>Fig. 50.</b> Curvas t-i del fusible F1 para una $I_f= 2428$ A.....	72
<b>Fig. 51.</b> Curvas t-i del fusible F2 para una $I_f= 2371$ A. ....	72
<b>Fig. 52.</b> Curvas t-i del fusible F3 para una $I_f= 2233$ A.....	73
<b>Fig. 53.</b> Curvas t-i del fusible F4 para una $I_f= 2137$ A .....	73
<b>Fig. 54.</b> Curvas t-i del fusible F5 para una $I_f= 2116$ A.....	73
<b>Fig. 55.</b> Curvas t-i del fusible F6 para una $I_f= 2094$ A .....	73
<b>Fig. 56.</b> Curvas t-i del fusible F7 para una $I_f= 2085$ A.....	74
<b>Fig. 57.</b> Curvas t-i del fusible F8 para una $I_f= 1995$ A .....	74
<b>Fig. 58.</b> Curva t-i fusible 6T.....	76
<b>Fig. 59.</b> Curva t-i fusible 12T.....	77
<b>Fig. 60.</b> Curva t-i fusible 15T.....	78
<b>Fig. 61.</b> Protección del transformador de distribución.....	78
<b>Fig. 62.</b> Curva t-i fusible 25T.....	79

<b>Fig. 63.</b> Protección del transformador de distribución. ....	79
<b>Fig. 64.</b> Coordinación fusibles 12T, 25T, 50T. ....	80
<b>Fig. 65.</b> Protección del transformador de distribución. ....	81
<b>Fig. 66.</b> Curvas tiempos-corriente para la coordinación F34-F28. ....	81
<b>Fig. 67.</b> Tiempos de operación de los fusibles coordinados. ....	82
<b>Fig. 68.</b> Tiempo máximo de despeje para el fusible 25T para una $I_{cc}=1056A$ . ....	82
<b>Fig. 69.</b> Tiempo mínimo de fusión fusible 50T para una $I_{cc}=1056A$ . ....	83
<b>Fig. 70.</b> Curvas tiempos-corriente para la coordinación F29-F28. ....	83
<b>Fig. 71.</b> Tiempos de operación de los fusibles coordinados. ....	84
<b>Fig. 72.</b> Tiempo máximo de despeje para el fusible 25T para una $I_{cc}=1122 A$ . ....	84
<b>Fig. 73.</b> Tiempo mínimo de fusión fusible 50T para una $I_{cc}=1122A$ . ....	85
<b>Fig. 74.</b> Curvas tiempos-corriente para la coordinación F11-F33. ....	85
<b>Fig. 75.</b> Tiempos de operación de los fusibles coordinados. ....	86
<b>Fig. 76.</b> Tiempo máximo de despeje para el fusible 25T para una $I_{cc}=1506 A$ . ....	86
<b>Fig. 77.</b> Tiempo mínimo de fusión fusible 50T para una $I_{cc}=1506A$ . ....	87
<b>Fig. 78.</b> Curvas tiempos-corriente para la coordinación F17-F16-F33. ....	87
<b>Fig. 79.</b> Tiempos de operación de los fusibles coordinados. ....	88
<b>Fig. 80.</b> Tiempo máximo de despeje para el fusible 12T para una $I_{cc}=1126 A$ . ....	88
<b>Fig. 81.</b> Tiempo mínimo de fusión fusible 25T para una $I_{cc}=1126A$ . ....	89
<b>Fig. 82.</b> Coordinación fusibles F16 y F33. ....	89
<b>Fig. 83.</b> Tiempos de operación de los fusibles coordinados. ....	90
<b>Fig. 84.</b> Tiempo máximo de despeje para el fusible 25T para una $I_{cc}=1523 A$ . ....	90
<b>Fig. 85.</b> Tiempo mínimo de fusión fusible 50T para una $I_{cc}=1523A$ . ....	91
<b>Fig. 86.</b> Ajustes del relé de la Subestación Pujilí. ....	97
<b>Fig. 87.</b> Curva t-i de relé de la S/E Pujilí. ....	98
<b>Fig. 88.</b> Ajustes del relé de tierra perteneciente al alimentador L25. ....	100
<b>Fig. 89.</b> Curva t-i del relé de protección a tierra perteneciente al alimentador L25. ....	100
<b>Fig. 90.</b> Ajustes del relé protección de fase del alimentador L25. ....	102
<b>Fig. 91.</b> Curvas t-i del relé protección de fase perteneciente al alimentador L25. ....	102
<b>Fig. 92.</b> Ajustes del reconectador. ....	104
<b>Fig. 93.</b> Curvas t-i del reconectador. ....	104
<b>Fig. 94.</b> Curvas tiempos-corriente equipos de protección. ....	105
<b>Fig. 95.</b> Curvas t-i de los fusibles coordinados. ....	106

<b>Fig. 96.</b> Reporte de coordinación de los dispositivos coordinados. ....	106
<b>Fig. 97.</b> Tiempos de coordinación de los fusibles. ....	107

## ÍNDICE DE ANEXOS

<b>Anexo 1.</b> Diagrama unifilar de los equipos de protección contra sobrecorriente. ....	1
<b>Anexo 2.</b> Diagrama del Alimentador L25. ....	2
<b>Anexo 3.</b> Diagrama unifilar de los fusibles pertenecientes al alimentador. ....	3
<b>Anexo 4.</b> Diagrama del Alimentador L25 realizado los cambios en la topología.....	4
<b>Anexo 5.</b> Corrientes de carga obtenidos con el programa CYMDIST en el antiguo y nuevo alimentador. ....	5
<b>Anexo 6.</b> Diagrama unifilar de fusibles a coordinar. ....	7
<b>Anexo 7.</b> Curvas tiempo-corriente de los diferentes fusibles coordinados. ....	8
<b>Anexo 8.</b> Información de los transformadores, fase de conexión, consumo, carga, usuarios. .	36
<b>Anexo 9.</b> Base de datos empleados para la simulación del alimentador L25 en el programa CYMDIST. ....	41
<b>Anexo 10.</b> Capacidad de fusibles tipo Slow-Fast (SR) para los diferentes transformadores de distribución. ....	48
<b>Anexo 11.</b> Características importantes de los diferentes equipos de protección.....	49
<b>Anexo 12.</b> Curvas tiempo-corriente para fusibles tipo T. ....	52
<b>Anexo 13.</b> Curvas tiempo-corriente para el fusible tipo SF. ....	53

## UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

### FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

**TITULO:** “DETERMINACIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL NUEVO ALIMENTADOR L25 DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ MEDIANTE CYMDIST Y CYMTCC”.

**Autores:**

Armas Solís Juan Carlos

Casa Lema Byron Manuel

### RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se realizó la determinación de flujos de potencia y cortocircuito para la coordinación de protecciones contra sobrecorriente en el alimentador L25 de la subestación Pujilí, ubicado en la provincia de Cotopaxi cantón Pujilí. Este alimentador pertenece a la empresa eléctrica Cotopaxi con una longitud aproximada de 9.22 Km en su troncal, distribuyendo energía eléctrica a los usuarios del centro y zona norte del cantón, con cargas que en su mayoría son de tipo residencial y comercial.

El proyecto inicio con la recopilación de información de la red de media tensión y de un levantamiento de campo de la troncal, derivaciones, capacidad de los transformadores de distribución, cargas y equipos de protección de todo el alimentador. Con la información obtenida se procedió a modelar el alimentador en el programa computacional CYMDIST con las condiciones actuales, determinado flujos de potencia en demanda máxima, media y mínima, encontrando desbalances de la red, por lo cual se optó por realizar cambios en la topología del alimentador. Con el mismo programa se ejecutó la simulación de corrientes de cortocircuitos máximas y mínimas en las barras de 69 kV y 13.8 kV de la subestación, obteniendo las fallas trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas a tierra, las cuales se emplearon para dimensionar los fusibles y para coordinar los equipos de protección. Mediante el programa CYMTCC se realizó la coordinación fusible-fusible, reconectador-fusible, relé-reconectador, definido los tiempos mínimos de operación y las curvas tiempo-corriente entre los diferentes equipos coordinados, los cuales deben proteger las cargas que se encuentran a lo largo de todo el alimentador, actuando de manera selectiva, rápida y efectiva, durante una falla.

**Palabras claves:** CYMDIST, coordinación de protecciones, curvas tiempo-corriente.

## TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

### FACULTY OF APPLIED AND ENGINEERING SCIENCE

**TITLE:** “DETERMINATION OF POWER FLOWS AND SHORT CIRCUITS FOR THE COORDINATION OF PROTECTIONS IN THE NEW L25 SUPPLIER OF THE PUJILÍ SUBSTATION BY CYMDIS AND CYMTCC”.

**Authors:**

Armas Solís Juan Carlos

Casa Lema Byron Manuel

### ABSTRACT

In this work, the determination of power and short-circuit flows was performed for the coordination of overcurrent protections in the L25 feeder of the Pujilí substation, located in the Cotopaxi province of Pujilí canton. This feeder belongs to the Cotopaxi electricity company with an approximate length of 9.22 km on its trunk, distributing electricity to users in the center and north of the canton, with loads that are mostly residential and commercial.

The project began with the collection of information of the medium voltage network and a field survey of the trunk, shunts, capacity of distribution transformers, loads and protective equipment throughout the feeder. With the information obtained, the feeder was modeled in the CYMDIST computer program with the current conditions, determined power flows in maximum, average and minimum demand, finding network imbalances, so it was decided to make changes in the topology of the feeder. With the same program, the simulation of maximum and minimum short-circuit currents in the 69 kV and 13.8 kV bars of the substation was executed, obtaining the three-phase, two-phase, two-phase ground and single-phase ground faults, which will be used to dimension the fuses and coordinate protective equipment. Through the CYMTCC program, the fuse-fuse, recloser-fuse, relay-reconnector coordination was defined, defining the minimum operating times and time-current curves between the different coordinated teams, which must protect the loads that are along of the entire feeder, acting selectively, quickly and effectively, during a failure.

**Keywords:** CYMDIST, protection coordination, time-current curves.

## ***AVAL DE TRADUCCIÓN***

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen de proyecto de investigación al Idioma Inglés presentado por los señores egresados **Armas Solís Juan Carlos** y **Casa Lema Byron Manuel** de la **CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**, cuyo título versa: **“DETERMINACIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL NUEVO ALIMENTADOR L25 DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ MEDIANTE CYMDIST Y CYMTCC”**, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple como una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo en cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, febrero del 2020

Atentamente,



---

Lic. Fernanda Aguaiza

DOCENTE DEL CENTRO DE IDIOMAS

C.C. 050345849-9

## PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

### 1. INFORMACIÓN GENERAL

**Título del proyecto:**

DETERMINACIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL NUEVO ALIMENTADOR L25 DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ MEDIANTE CYMDIST Y CYMTCC.

**Fecha de inicio:**

21 de octubre del 2019

**Fecha de finalización:**

20 de Diciembre del 2019

**Lugar de ejecución:**

San Felipe, Eloy Alfaro, Latacunga, Cotopaxi, Universidad Técnica de Cotopaxi.

**Facultad que auspicia:**

Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

**Carrera que auspicia:**

Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia.

**Equipo de trabajo**

**Tutor de titulación:** Ing. MSc. Xavier Alfonso Proaño Maldonado.

**Nacionalidad:** Ecuatoriano

**Cedula de Identidad:** 0502656424

**Lugar y fecha de nacimiento:** Latacunga, 20 de Octubre de 1985

**Estado Civil:** Soltero

**Correo electrónico:** xavier.proano@utc.edu.ec

**Títulos obtenidos:** Ingeniero Eléctrico (Escuela Politécnica Nacional)

Maestría en Gestión de Energías (Universidad Técnica de Cotopaxi)

**Coordinadores del proyecto****Postulante N° 1**

**Nombres y Apellidos:** Juan Carlos Armas Solís

**Cedula de Identidad:** 050307393-4

**Fecha de nacimiento:** 02 de Noviembre de 1986

**Correo Electrónico:** juan.armas4@utc.edu.ec

**Postulante N° 2**

**Nombres y Apellidos:** Byron Manuel Casa Lema

**Cedula de Identidad:** 050398982-4

**Fecha de nacimiento:** 07 de Octubre de 1993

**Correo Electrónico:** byron.casa4@utc.edu.ec

**Área de conocimiento:**

Ingeniería, Industria y Construcción Eléctricas.

**Línea de investigación:**

Energías Alternativas y renovables, Eficiencia Energética y Protección ambiental.

**Sub líneas de investigación de la Carrera:**

Explotación y diseño de sistemas eléctricos de potencia.

**2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

En la última década el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el cantón Pujilí ha sido considerable, lo cual ha obligado a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi realizar constantes modificaciones en la topología de sus redes de medio voltaje a nivel de 13.8 kV, el alimentador L23 perteneciente a la Subestación Pujilí, fue analizado en el año 2017 por estudiantes de la Universidad Técnica de Cotopaxi, determinando que las pérdidas técnicas y caída de voltaje se han incrementado, siendo necesario plantear soluciones. En el presente año ELEPCO s.a. implemento un nuevo alimentador L25 en esta subestación, el cual tomara parte de la carga del L23 con el objetivo de reducir las pérdidas en él mismo, ocasionadas por las múltiples desconexiones y niveles de voltajes fuera de los límites permitidos.

Al realizar el estudio de flujos de potencia y cortocircuito para coordinación de protecciones se podrá poner en marcha el nuevo alimentador.

### **3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO**

Con la implementación de este estudio se pretende mejorar la continuidad del servicio eléctrico en el nuevo alimentador L25 perteneciente a las subestación Pujilí, evitando que fallas permanentes o fallas temporales dejen fuera de servicio a los usuarios de todo el alimentador o gran parte de este, ya que la presencia de estas corrientes en un sistema de distribución, también puede reducir la vida útil de los equipos que conforman la red.

Todo esto se realiza en base a lo emitido por el CONELEC en la regulación 004/01 referente a la calidad de servicio eléctrico de distribución, cumpliendo con los estándares mínimos de calidad de servicio, considerando que el presente estudio ayudara a reducir las suspensiones de energía eléctrica.

La finalidad del presente proyecto de investigación es realizar una correcta coordinación y ajustes de los equipos de protecciones dentro del alimentador mencionado, empleado dos programas computacionales que utiliza la ELEPCO S.A, que es el CYMDIST y CYMTCC.

### **4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO**

Con el presente proyecto de investigación se beneficiara directamente la empresa distribuidora ELEPCO S.A, junto con los clientes que reciben energía eléctrica desde el alimentador L25 como son:

- Fábricas, pequeños negocios, centros de acopios.
- Instituciones públicas y privadas.
- Consumidores comerciales.
- Consumidores residenciales, centros de salud, etc.

### **5. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

#### **5.1 Planteamiento del problema**

En consecuencia del incremento de la demanda energética en el cantón Pujilí en los últimos años, se han presentado numerosas fallas en el sistema de distribución, debido a que las protecciones del alimentador en estudio no actúan de manera selectiva por lo que ha traído como consecuencia que se interrumpa el servicio de energía eléctrica en zonas de mayor población de habitantes, y con ello quejas por parte de los usuarios.

## **5.2 Formulación del Problema**

La falta de un previo estudio en el alimentador L25 de la S/E Pujilí, ha hecho que las protecciones en dicho alimentador, no actué como corresponde frente a cualquier tipo de falla que en ella se produzca, por lo que es necesario realizar una correcta coordinación de todos los elementos de protección contra sobrecorriente, para mejorar la continuidad y brindar un servicio confiable de energía eléctrica.

## **6. OBJETIVOS**

### **6.1 Objetivo General**

Determinar los flujos de potencia y cortocircuito para la coordinación de protecciones en el alimentador L25 de la subestación Pujilí mediante CYMDIST y CYMTCC.

### **6.2 Objetivos Específicos**

- Realizar una recopilación bibliográfica que encamine la investigación de los flujos de potencia y cortocircuito para coordinación de protecciones.
- Analizar la topología y los parámetros actuales de la red de medio voltaje a través del programa CYMDIST.
- Obtener información de las condiciones de carga, simulando flujos de potencia y corrientes de cortocircuitos mediante el programa CYMDIST.
- Ejecutar los ajustes necesarios a los equipos de protección contra sobrecorriente, de acuerdo al estudio de coordinación de protecciones del alimentador L25 de la S/E Pujilí mediante el programa CYMTCC.

## 7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

### SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

**Tabla 1.** Sistema de tareas con relación a los objetivos planteados.

OBJETIVOS	ACTIVIDAD	RESULTADO DE LA ACTIVIDAD	MEDIOS DE VERIFICACIÓN
Realizar una recopilación bibliográfica que encamine la investigación de los flujos de potencia y cortocircuito para coordinación de protecciones.	-Recopilación de la información referente a coordinación de protecciones basándose en tesis, libros, revistas y normativas. -Analizar la información de trabajos anteriores relacionados con el tema.	-Fundamentación técnica de contenido relacionado al tema, para el desarrollo del proyecto. -Establecer temas significativos para la investigación.	-Marco teórico relacionado a la coordinación de protecciones. -Fuentes de consulta bibliográfica.
Analizar la topología y los parámetros actuales de la red de medio voltaje a través del programa CYMDIST.	-Levantamiento de datos de alimentador partiendo desde la subestación como son, los diferentes transformadores, cargas, fusibles, conductores. -Simulación de flujos de potencia en el alimentador. -Medición de corrientes de carga en diferentes puntos del alimentador. -Balanceo de cargas del alimentador.	-Modelamiento del alimentador en el programa CYMDIST. -Reporte del análisis de flujos de potencia para conocer el estado actual del alimentador. -Comparación de datos de corrientes medidas y simuladas. -Cambios en la topología del alimentador, derivaciones primarias, secundarias, cambios de fase de transformadores de distribución.	-Registro de valores de corriente obtenidos con la pinza amperimétrica.  -Registro de los datos obtenidos en la simulación de flujos de potencia. -Registro de los datos obtenidos en la simulación de balanceo de cargas.
Obtener información de las condiciones de carga, simulando flujos de potencia y corrientes de cortocircuitos mediante el programa CYMDIST.	-Simulación de flujos de potencia en demanda máxima, media y mínima. -Simulación de corrientes de cortocircuitos máximos y mínimos en el alimentador.	-Datos de las corrientes de carga del alimentador. -Corrientes de cortocircuito LLL, LL, LLT, LT, en las diferentes derivaciones del alimentador.	-Reporte de análisis de flujos de potencia con el programa CYMDIST.  -Registro de corrientes de fallas.
Ejecutar los ajustes necesarios a los equipos de protección contra sobrecorrientes, de acuerdo al estudio de coordinación de protecciones del alimentador L25 de S/E Pujilí mediante el programa CYMTCC.	Mediante el programa CYMTCC y los datos obtenidos en la simulación de corrientes de cortocircuito, se ajusta y coordina los equipos de protección contra sobrecorriente.	-Coordinación fusible-fusible. -Coordinación reconector-fusible. -Ajustes de los relés de sobrecorriente.	-Programa computacional CYMTCC. -Curvas de tiempo-corriente de los equipos de protección.

Fuente: Autores

## **8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICA TÉCNICA**

### **8.1. Marco teórico contextual**

Para que un sistema de distribución eléctrica garantice continuidad, calidad y confiabilidad, las empresas distribuidoras realizan constantes mejoras en sus alimentadores mediante la coordinación de protecciones, buscando reducir las desconexiones por fallas en la red debido a las precipitaciones atmosféricas, vegetación, disrupción de aislamiento por contaminación, sobrecarga, y causales de fuerza mayor como catástrofes naturales y choque de vehículos, aumentando la confiabilidad de sus sistemas, para lo cual se realizan análisis de las redes, mediante flujos de potencia y pruebas de cortocircuito, cuyas recomendaciones generales se basan en análisis de los efectos ocasionados por la falta de los mismos.

La correcta implementación de la coordinación de protecciones, depende de un estudio de ingeniería previo, la precisión de este estudio depende de los factores tomados en cuenta y de la correcta utilización de las herramientas utilizadas para su solución entre las que podemos mencionar programas como CYMDIST, PARLINC, SKM Power – Tools.

La falta de un estudio técnico del sistema de distribución de energía eléctrica ocasiono continuos apagones en la provincia de Napo, debido a la falta de recursos técnico económicos y el desinterés de los administradores, lo cual hizo necesario que se plantee soluciones y mejoras para la continuidad del servicio y aumento de confiabilidad, reduciendo el índice de fallas en dicha provincia lo cual se logró en base al trabajo realizado por Regalado Wilmer en coordinación y ajuste de protecciones eléctricas de los alimentadores primarios del sistema eléctrico Tena, en el año 2003 [1].

Para realizar una correcta coordinación y ajuste de protecciones de sobrecorriente, es necesario realizar cálculos de los parámetros de la línea en todos los nodos del alimentador y de cortocircuito apoyándonos en programas como PARALINC, el cual fue utilizado en la Ciudad de la Habana Cuba, en el alimentador CERRO 8, por Segovia Edwin en el 2010 [2], con lo cual se logró disminuir la frecuencia media de interrupciones por KVA nominal Instalado (FMIK).

Los cambios de flujo de potencia es un factor que tiene un gran impacto en el sistema, ya que pueden manifestarse en la no operación del elemento de protección o en una operación incorrecta del mismo, Soria Mauricio año 2016 [3], menciona los impactos que estos pueden tener en el sistema de distribución y como este puede afectar en la operación diseño, y coordinación de protecciones de las mismas.

Con el fin de establecer los criterios bajo los cuales se implementa una coordinación de equipos de protecciones, y la determinación de los puntos críticos, Chimal Cesar, C. Rodea Aguilar en el 2014 [4], plantea una simulación en el software SKM Power – Tools, con lo cual se puede definir el dimensionamiento de las protecciones para la operación correcta del sistema.

Por otra parte, crecimiento de los sistemas eléctricos, el aumento de interconexión, el alto costo del equipo instalado y las exigencias cada vez mayores de un suministro de energía eléctrica seguro y de óptima calidad, ha obligado a mejorar las técnicas de protecciones eléctricas, Ortiz Chávez, David Oscar en el 2009 [5], propone un sistema de protección para minicentrales hidroeléctricas, en el cual diseña un sistema de protecciones y la selección adecuada de sus componentes, ante la ocurrencia de fallas en el sistema.

De igual manera se puede mencionar el estudio realizado por Mena Iván, Noroña Diego en el 2013 [6], en el cual hace referencia al estudio de coordinación y ajuste de protecciones en los dos alimentadores de la S/E La Maná, debido a los cambios sufridos en la topología de la red, para ello se realizó una actualización de los estudios eléctricos disponibles considerando las nuevas topologías, los incrementos de corriente de falla y la estabilidad del sistema, mejorando la continuidad y confiabilidad de la misma.

Las pérdidas técnicas en un alimentador es uno de los factores a corregir con los estudios de ingeniería, el aumento de la demanda sin un estudio de expansión provoca que los alimentadores se sobrecarguen aumentando las fallas, caídas de voltaje y actuación de protecciones en el análisis realizado por, Haro Juan, Tandalla Diego en el 2018 [7], en el alimentador N°.1 de la S/E Pujilí. Determino que este esta sobrecargado viendo necesario implementar mejoras en el sistema, como balance de carga y banco de capacitores y coordinación de protecciones, siendo estos los escenarios utilizados en la mejora de la red. Al culminar el análisis se realizó la valoración económica de las pérdidas consiguiendo una reducción del 6,78%, significando que la implementación de los escenarios propuestos en el proyecto fue rentable.

Para solucionar los problemas de pérdidas técnicas por sobrecarga en alimentadores es considerar la redistribución de cargas, mediante la construcción de nuevos alimentadores e incluso nuevas subestaciones, para lo cual es necesario un replanteamiento de los equipos de protección, Valencia Esteban, Pantaleón Danny en el 2018 [8], hace referencia al crecimiento de las zonas urbanas y plantean soluciones para aumentar la confiabilidad del sistema.

De la misma manera la integración de la generación distribuida en las redes eléctricas tiene, en general, efectos positivos como minimizar las pérdidas de potencia en las líneas o la mejora de la estabilidad de tensión entre otros, Alcalá Daniel en el 2016 [9], plantea un algoritmo de protección de relés de sobreintensidad adaptativo con el fin de proteger la red eléctrica de distribución con generación distribuida y que es capaz de extender las capacidades de los relés tradicionales.

Estos procedimientos numéricos permiten una mayor precisión en el cálculo de protecciones esto lo demuestra Claudio Araneda, Ezio Ruiz en el 2015 [10] en su seminario de los procedimientos numéricos, asociados al estudio de coordinación de protecciones eléctricas, con el cual se desarrolló el análisis de los parámetros de cortocircuito efectuados con cálculos manuales y luego comparados con software ETAP.

Barría Pamela, Cabezas Iván [11], realiza una descripción de los diferentes componentes de la red eléctrica de la planta de oxígeno, mediante el cual obtiene las características y parámetros de los dispositivos del sistema de protección a estudiar, desarrollando el análisis de Coordinación de Protecciones mediante software ETAP, el cual entrega una simulación donde se puede analizar la secuencia de operación y las cartas de coordinación de las protecciones.

Por otra parte, es necesario tener una disposición relativa entre los equipos de protección, esto significa que en caso de presentarse una falla por sobrecorriente el dispositivo más cercano a la falla debe actuar, en caso de fallar este dispositivo actuara el dispositivo próximo despejando la falla, principio aplicado el trabajo realizado por Andrés León, Javier Villón en el 2001 [12] en su estudio de coordinación de protecciones eléctricas para la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena.

En si el objetivo de cualquier estudio para coordinación de protecciones es contar con un sistema capaz de detectar cualquier situación anormal y ejecutar alguna acción para corregirla, Cueva Camacho diciembre 2013 [13], “Coordinación de protecciones en un sistema eléctrico de distribución”.

Cabe recalcar que estos estudios se los puede realizar tanto en sistemas equilibrados como desequilibrados, con diferentes combinaciones de fases y configuraciones. Al utilizar el software CIMDIST, Freire y Hurtado en el año 2015 [14] en su estudio de protecciones, obtuvieron magníficos resultados por la gran versatilidad del software.

Por último, tenemos que considerar que, para lograr la selectividad de fusibles y equipos de protección, es necesario tomar la máxima corriente de cortocircuito vista por el equipo ubicado aguas abajo, las curvas del fusible y de los equipos de protección estén separadas horizontalmente de tal manera que quede un margen de tiempo entre la operación de ambos equipos, Angamarca José [15].

## 8.2. Marco teórico

### 8.2.1. Antecedentes

En el proyecto de investigación “ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL ALIMENTADOR N.º 1 DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ A NIVEL DE 13,8 kV PERTENECIENTE A ELEPCO S.A PARA CUANTIFICAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y PROPONER MEJORAS EN EL SISTEMA, EN EL AÑO 2017”, los autores Haro Haro Juan Daniel y Tandalla Tandalla Diego Adrián, realizan un estudio en el alimentador N.º 1 de la subestación Pujilí para determinar las pérdidas técnicas, el cual les permitió conocer el estado en el que se encontraba el alimentador y determinar si existe la posibilidad de mejorar el estado del alimentador perteneciente a la Empresa eléctrica provincial Cotopaxi (ELEPCO S.A).

#### 8.2.1.1. Flujos de Potencia

A continuación, en Figura N° 1, se observa los resultados del flujo de carga permitiendo conocer el estado actual de sistema y los tramos más desfavorables [7].

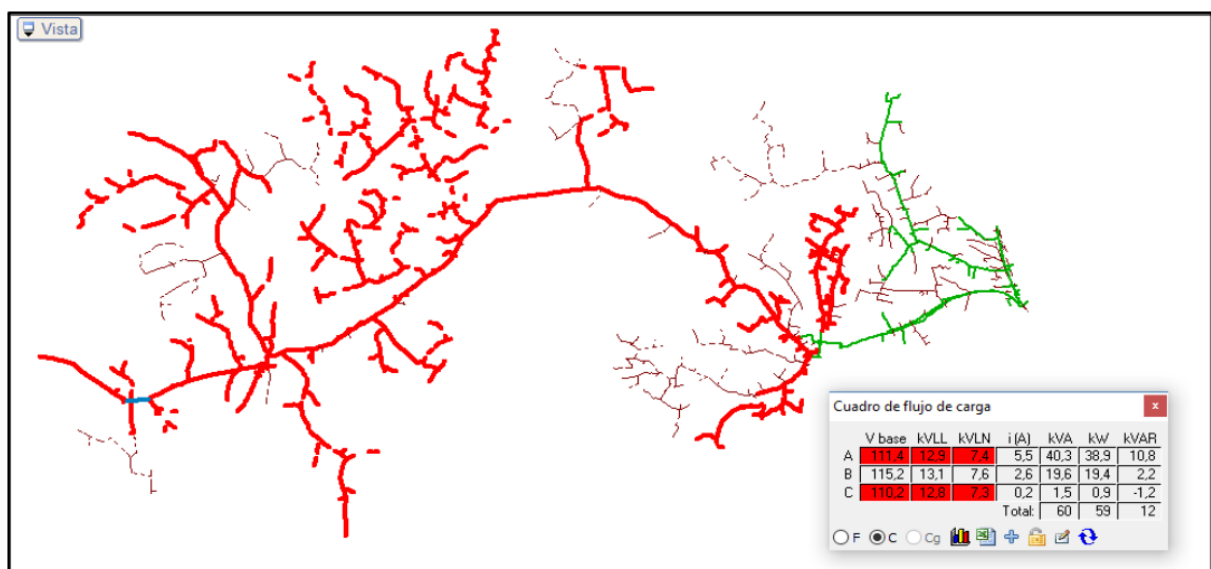


Fig. 1. Esquema eléctrico del estado actual del alimentador N°1 [7].

### 8.2.1.2. Perfil de voltaje

A continuación, se muestra el perfil de voltaje el resultado obtenido de la modelación, que permite observar la caída de voltaje en cada uno de los tramos del alimentador y así evidenciar si se encuentra dentro de los rangos establecidos dentro de la calidad de servicio [7].

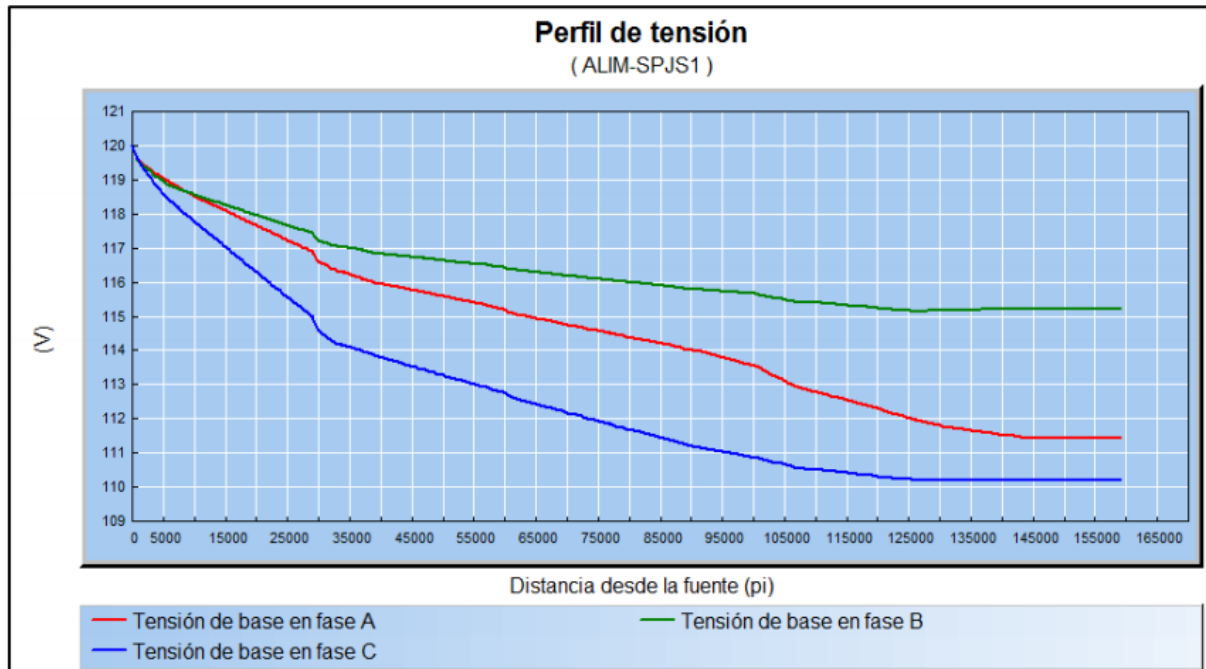


Fig. 2. Perfil de voltaje en condiciones actuales [7].

En la Figura N° 1 , y corroborando con los perfiles de voltaje de la Figura N° 2 del reporte de la simulación en condiciones actuales del alimentador, se puede observar que a una longitud aproximada en la FASE C de 48.768 km aguas abajo del alimentador Pujilí las condiciones de caída de voltaje en esta fase son considerables , llegando hacer del 12,8 kV y a nivel de bajo voltaje de 110,2V; así de la misma forma en la FASE A con valores de 12,9 kV y en bajo voltaje del 111,4V. Estos dos últimos valores nos detallan que en los tramos finales la calidad de servicio eléctrico en muy bajo y que no se encuentran en los límites emitidos por el ARCONEL. En cambio, en la FASE B es más favorable que los demás tramos con un valor del 13,1 kVLL con 115,2V en bajo voltaje considerando este valor aguas abajo del alimentador no se encuentra muy sobrecargado la línea estando en los límites considerados en norma de calidad servicio eléctrico [7].

### 8.2.1.3. Pérdidas Totales

Estos porcentajes de pérdidas representan en el sistema el tiempo mismo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales en el alimentador. Mientras tanto el factor de potencia en estado actual del alimentador está en

94,86%, representando un valor poco bajo. En cambio, debido a la existencia de pérdidas Técnicas de 168,36 kW representaría pérdidas económicas para la empresa eléctrica provincial Cotopaxi [7].

Reporte de la carga de los alimentadores								
Subestación: SPJS1 :								
Nombre de la red	Carga total		Carga total		Pérdidas totales		Pérdidas totales	
	kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kVA	FP (%)	kW	FP (%)
ALIM-SPJS1	3370,91	94,86	4966,5	96,86	363,29	46,34	168,36	46,34
<b>Total</b>	<b>3370,91</b>	<b>94,86</b>	<b>4966,5</b>	<b>96,86</b>	<b>363,29</b>	<b>46,34</b>	<b>168,36</b>	<b>46,34</b>

Fig. 3. Reporte de pérdidas en el estado actual del alimentador [7].

#### 8.2.1.4. Conductores sobrecargados

En la Figura N° 4, se puede observar 8 tramos con conductores que se encuentra sobrecargados uno de ellos siendo el conductor ACSR calibre # 2, pudiendo notar que en estos calibres la corriente fue aumentado pronunciadamente con el aumento de la carga [7].

Esta sobrecarga produce sobre corrientes, que no son corrientes normales o nominales a la que trabaja cierto elemento o equipo produciendo calentamiento de los conductores y cables, pudiendo perjudicar en un futuro al deterioro del aislamiento conllevando a producción de un arco eléctrico perjudicando la operación normal del sistema eléctrico [7].

REPORTE CYMDIST							
Cantidad	Nombre alim.	ID dispositivo Protección	Nombre tramo Inicio	ID Tramo Fin	Nombre Conductor	Capacidad (A)	Carga (%)
1	ALIM-PJSI	19675_MTA	I19676_MTA	I19676_MTA	ACSR.2,NONE,NONE,ACSR.2,1CP,A,10	180	166,74
2	ALIM-PJSI	20536_MTA	I20537_MTA	I20537_MTA	NONE,ACSR.2,NONE,ACSR.2,1CP,B,10	180	180,96
3	ALIM-PJSI	62407_MTA	I62406_MTA	I62406_MTA	NONE,NONE,ACSR.2,ACSR.2,1CP,C,10	180	101,89
4	ALIM-PJSI	20582_MTA	I20583_MTA	I20583_MTA	NONE,ACSR.2,NONE,ACSR.2,1CP,B,10	180	141,86
5	ALIM-PJSI	20293_MTA	I20294_MTA	I20294_MTA	NONE,ACSR.2,NONE,ACSR.2,1CP,B,10	180	147,73
6	ALIM-PJSI	10604_MTA	I10605_MTA	I10605_MTA	ACSR.2,NONE,NONE,ACSR.2,1CP,A,10	180	125,9
7	ALIM-PJSI	10621_MTA	I10622_MTA	I10622_MTA	NONE,ACSR.2,NONE,ACSR.2,1CP,B,10	180	134,07
8	ALIM-PJSI	83551_MTA	I81914_MTA	I81914_MTA	NONE,ACSR.2,NONE,ACSR.2,1CP,B,10	180	126,54

Fig. 4. Conductores y cables sobrecargados [7].

#### 8.2.1.4 Acciones Correctivas

Con el propósito de reducir pérdidas en el alimentador N° 1 de la Subestación Pujilí se plantean acciones correctivas tales como balanceo de cargas, cambios en los calibres de los conductores, implementación de banco de condensadores [7]. Obtenido los siguientes resultados:

Con el balance de carga entre las fases se logró disminuir de 168,36kW a 164,18kW, consecuentemente la reducción considerable de pérdidas en el alimentador de 4,18kW [7].

La ubicación de banco de condensadores en los nodos de la red de distribución a lo largo del alimentador permite mejorar el nivel de voltaje, el factor de potencia, permitiendo reducir las pérdidas de energía, los resultados a ubicar en los tramos 29683\_MTA reduciendo pérdidas de 1,22kW, el 137606\_MTA reduciendo pérdidas de 0,5 kW y finalmente en el tramo 137752\_MTA reduciendo pérdidas de 0,87 kW. Finalmente se redujo hasta llegar al valor de 156,94 kW que representaría una reducción del 6,78% [7].

#### 8.2.1.5. Proyección de la Demanda Para el Año 2025

De la proyección de la demanda también se obtuvo el escenario futuro del alimentador mostrado en la Figura N° 5, ya claramente se puede evidenciar un aumento de problemas en los transformadores, conductores y en las mismas cargas conectada al sistema [7].

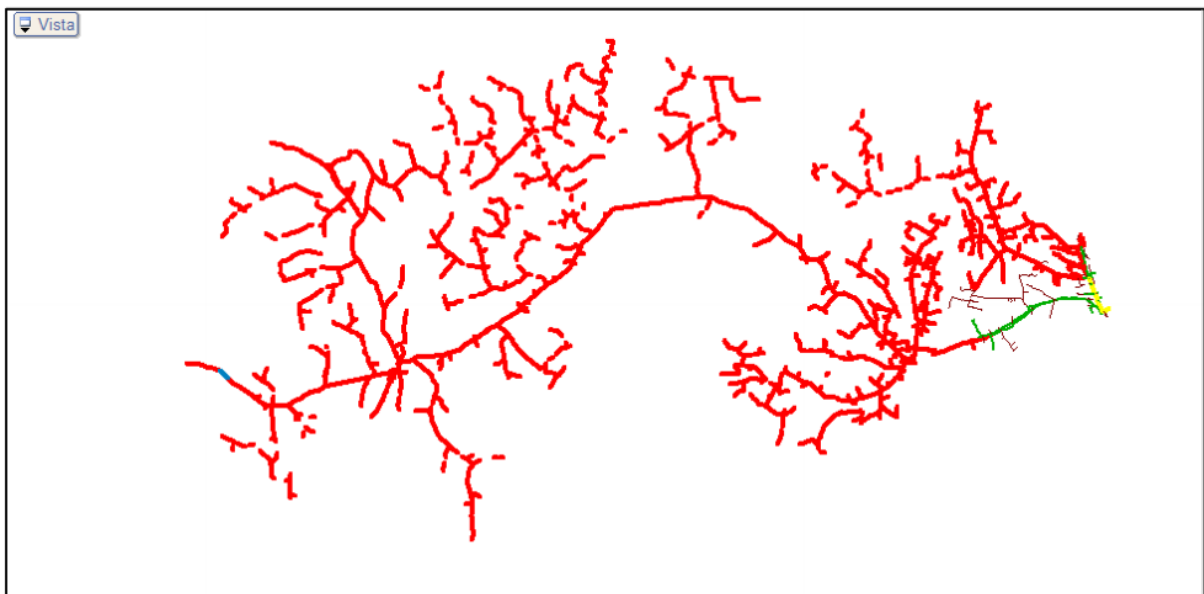
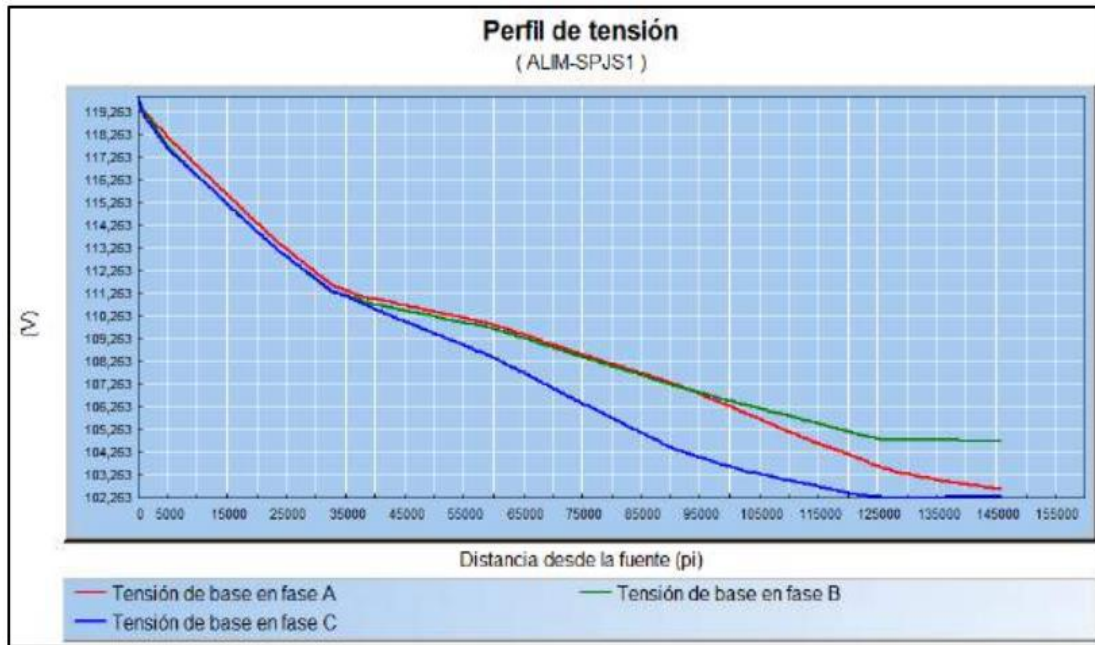


Fig. 5. Escenario futuro del alimentador [7].



**Fig. 6.** Escenario futuro del perfil de voltaje [7].

En el Figura N° 6, se muestra el perfil de voltaje para el año 2025 evidenciando claramente variaciones significativas de voltaje en los tramos finales debido a que el alimentador las corrientes fueron aumentaron considerablemente. Considerando que para ese año esos niveles de voltaje sería muy baja debido a que no se encuentra en los límites permitidos por el ARCONEL en cuanto a la calidad de servicio que se brinda a los usuarios de tal tipo [7].

Debido al incremento de la demanda y por ende el aumento de las pérdidas en el alimentador los autores del proyecto de investigación recomiendan lo siguiente:

Se recomienda construir nuevos tramos, aumento de calibre de conductor en la troncal principal del alimentador y reducir las pérdidas [7].

**Tabla 2.** Datos FMIK y TTIK del alimentador N°1 para el año 2015.

Año	Lim FMIK	Lim TTIK	FMIK	TTIK
2019	5	10	6,2891	14,5302

Fuente: ELEPCO S.A.

Por compensación a las múltiples desconexiones que se daban en el alimentador N°1 la ELEPCO S.A optó por construir nuevos alimentadores, dado que la salida del interruptor de potencia hacía que toda la ciudad de Pujilí se quede sin servicio eléctrico, se sectorizó las cargas en los nuevos alimentadores, uno de ellos el alimentador L25, debido a esto no se tiene una adecuada coordinación de los equipos de protección en este alimentador, por lo cual se ve necesario realizar un estudio del mismo.

Las protecciones son una parte importante dentro de los sistemas eléctricos de potencia, en los sistemas de distribución las protecciones tienen como función principal brindar seguridad a todos los usuarios y a todos los equipos o dispositivos que se encuentren conectados durante las fallas que podrían iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada. Para analizar el estudio de coordinación de protecciones en el alimentador y que encamine al desarrollo de la misma se emplea la siguiente información bibliográfica.

### 8.2.2. Red de distribución

Tiene la función de suministrar energía eléctrica desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales o consumidores, mediante el uso de centros de transformación reductores de voltaje; la distribución de energía eléctrica debe realizarse de manera que los clientes reciban un servicio ininterrumpido.

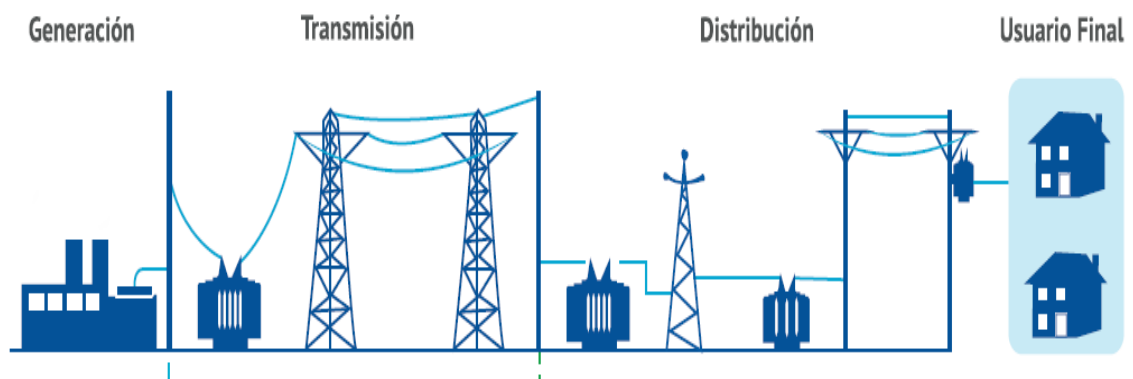


Fig. 7. Red de distribución dentro de un SEP [16].

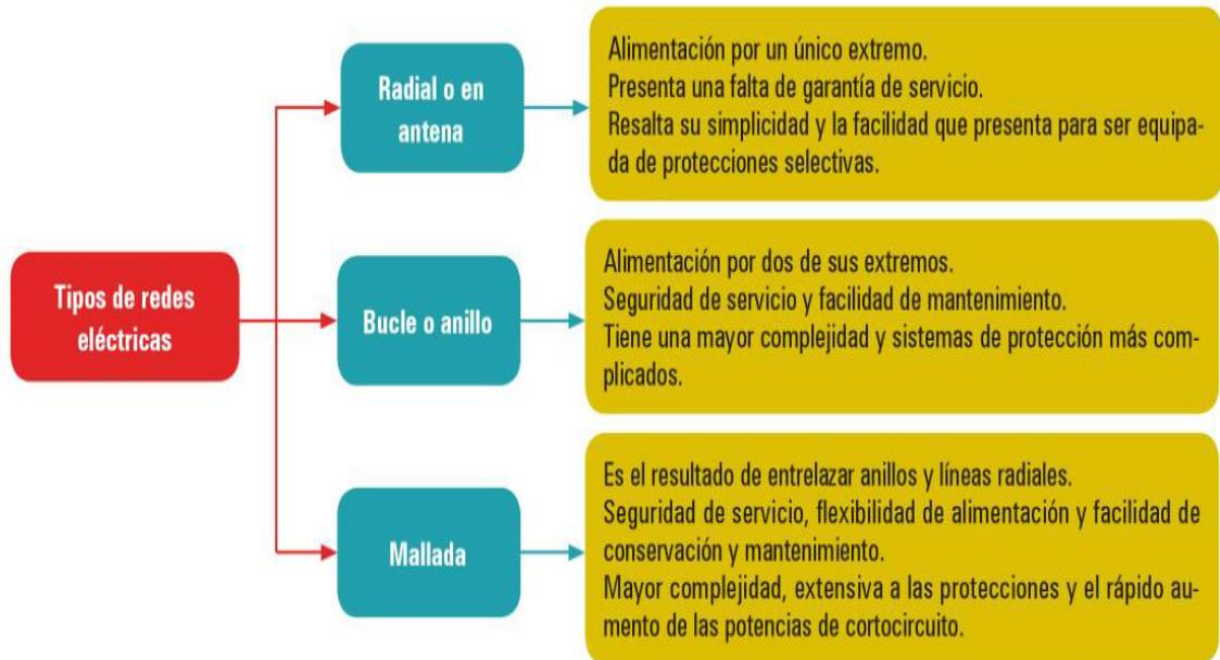
Dentro de un sistema de distribución se encuentran varios elementos que se describen a continuación:

#### 8.2.2.1. Aspectos de las redes de distribución.

Las redes de distribución presentan límites físicos en las líneas que no pueden sobrepasarse y vienen establecidos por la corriente máxima que admiten los conductores. Si la demanda crece, la correspondiente red de distribución habrá de reforzarse y/o ampliarse.

#### 8.2.2.2. Tipos de redes eléctricas según su topología

En función de cómo se distribuye la energía eléctrica, las redes eléctricas pueden ser, en general, tres tipos (radian, anillo, malla), cada topología presentan ventajas y desventajas frente a modelos similares, tanto ya sean por el tipo de conexión, costes, entre otros. En la siguiente figura se indica las características de los distintos tipos [17].



**Fig. 8.** Tipos de redes de distribución según su topología [17].

### 8.2.2.3. Subestación de distribución

Son subestaciones reductoras compuesta por varios elementos eléctricos, siendo el transformador de potencia su principal equipo, el cual recibe voltajes a nivel de subtransmisión (69 kV), reduciéndolo a niveles de distribución (13.8 kV).

### 8.2.2.4. Trocal

Dentro del alimentador primario es la parte de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica hacia las diferentes derivaciones. Estos conductores son de calibres 2/0,3/0 y hasta 795 MCM, ACSR dependiendo del valor de la densidad de la carga.

### 8.2.2.5. Ramal

Son derivación de la troncal, y son los encargados de energizar los diferentes transformadores de distribución que se encuentre en la red primaria. Por lo general estos son de un calibre menor al troncal.

## 8.2.3 Corrientes de cortocircuito

### 8.2.3.1 Impedancias de secuencia

Para el modelado aproximado de un segmento de línea, se considera que el segmento de línea se transpone. Con este supuesto, las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del

segmento de línea deben ser determinados. Una configuración de línea trifásica típica se muestra en la figura 9 [18].

La ecuación para la impedancia de secuencia positiva para la configuración viene dada por:

$$Z_{11} = Z_{22} = r + j0.12134 * \ln\left(\frac{D_{eq}}{GMR}\right) \Omega/milla \quad (8.1)$$

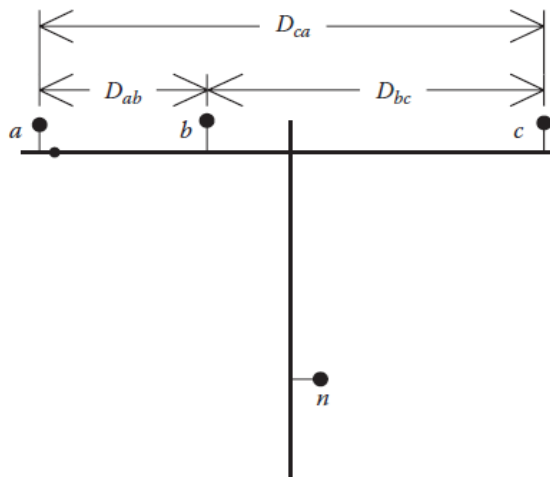
**Fuente:** [18].

Donde:

$r$  = Es la resistencia del conductor (de las tablas) en  $\Omega / milla$ .

$D_{eq}$  = Distancia media geométrica (de las tablas) en pies.

$GMR$  = Radio medio geométrico (calculado) en pies.



**Fig. 9.** Configuración de la línea trifásica [18].

El método comúnmente utilizado para determinar directamente las impedancias de secuencia es emplear el concepto de la distancia media geométrica de (GMD). La GMD entre fases se define como la ecuación (8.2) [18]:

$$D_{ij} = \sqrt[3]{D_{ab} * D_{ac} * D_{bc}} \quad (8.2)$$

**Fuente:** [18].

El GMD entre fases y neutro se define en la ecuación (3):

$$D_{ij} = \sqrt[3]{D_{an} * D_{bn} * D_{cn}} \quad (8.3)$$

**Fuente:** [18].

Las GMDs definidas anteriormente se utilizan en las ecuaciones (8.4) y (8.5) para determinar las impedancias mutuas de la línea, lo que resulta en [18]:

$$Z_{ii} = R_i + 0,0953 + j0,12134 * \left[ \ln \left( \frac{1}{RMG_i} \right) + 7,93402 \right] \frac{\Omega}{milla} \quad (8.4)$$

$$Z_{nn} = R_n + 0,0953 + j0,12134 * \left[ \ln \left( \frac{1}{RMG_n} \right) + 7,93402 \right] \frac{\Omega}{milla} \quad (8.5)$$

$$Z_{ij} = 0,0953 + j0,12134 * \left[ \ln \left( \frac{1}{D_{ij}} \right) + 7,93402 \right] \frac{\Omega}{milla} \quad (8.6)$$

$$Z_{in} = 0,0953 + j0,12134 * \left[ \ln \left( \frac{1}{D_{in}} \right) + 7,93402 \right] \frac{\Omega}{milla} \quad (8.7)$$

**Fuente:** [18].

Dónde:

$Z_{ii}$ : Auto-impedancia del conductor i en milla

$Z_{ij}$ : Impedancia mutua entre conductores i y j en milla

$R_i$ : Resistencia del conductor i en milla a 25° C

$R_n$ : Resistencia del conductor n en milla 25° C

$RMG_i$  : Radio Media Geométrica del conductor i en pies

$RMG_n$  : Radio Media Geométrica del conductor n en pies

$D_{ij}$ : Distancia entre conductores i y j en pies

$D_{in}$ : Distancia entre conductores i y n en pies

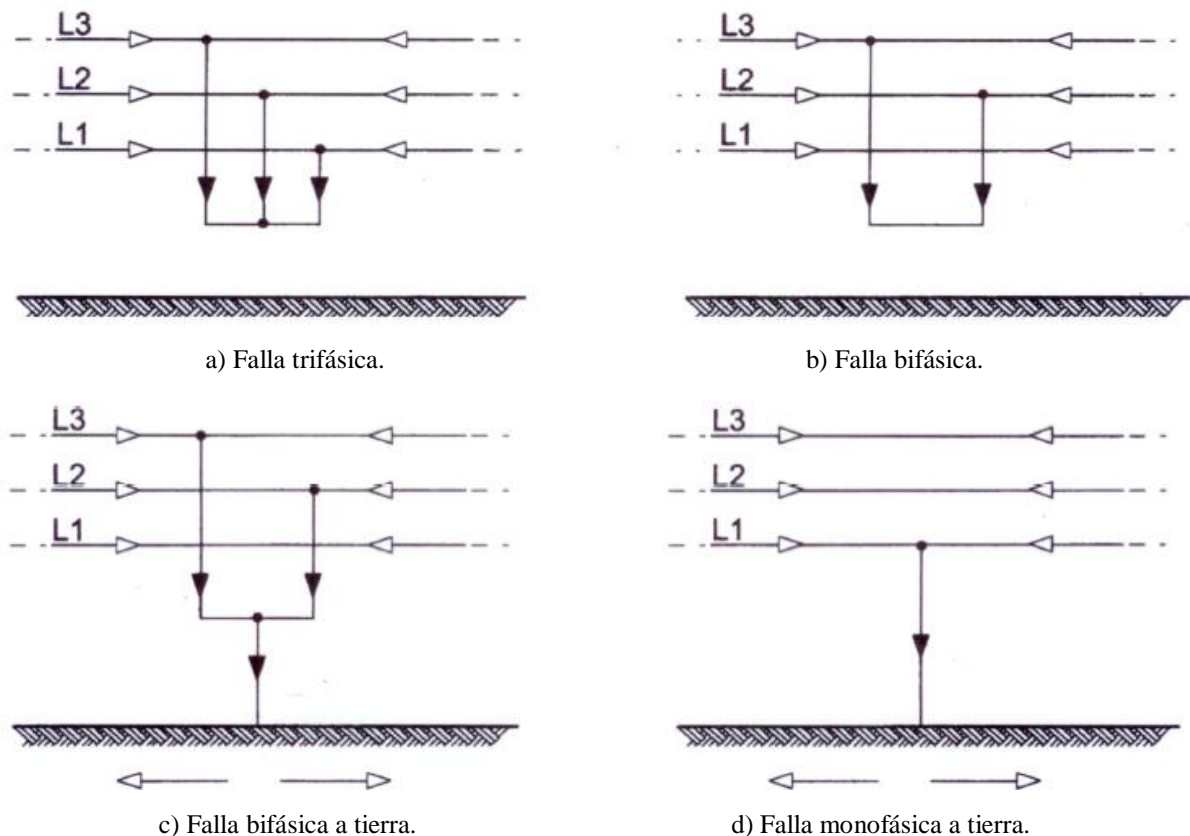
Los datos de las ecuaciones deben estar en pies.

La aplicación de la reducción de Kron1 y la transformación de impedancia de secuencia conduce a las siguientes expresiones para la impedancia de secuencia cero [18].

$$Z_{00} = Z_{ii} + 2Z_{ij} - 3 \left( \frac{Z_{in}^2}{Z_{nn}} \right) \frac{\Omega}{milla} \quad (8.8)$$

**Fuente:** [18].

### 8.2.3.2 Tipos de cortocircuito según norma IEC 60909-0



**Fig. 10.** Tipos de corrientes de cortocircuito [19].

Dentro de un sistema de distribución es necesario conocer los tipos de fallas que existen; la naturaleza y su causa. Conociendo esto es posible minimizar los efectos perjudiciales sobre el desempeño de la red.

Según la forma en que responda a una desconexión se clasifican en: Permanentes y Transitorias

Las averías permanentes son aquellas que cuando se hace una desconexión y una reconexión, la avería permanece. Si se cae un poste y se unen dos cables, es un caso típico de una avería permanente. Si no se repara, la avería permanecerá.

Las averías transitorias son aquellas que al desconectar el circuito y volverlo a conectar, desaparecen. Las averías típicas transitorias son las de origen externo. Más del 60% de las averías que ocurren en las redes son de carácter transitorio. Es decir, La mayoría de las veces, en caso de no existir re-conexión automática, cuando el operador hace una re-conexión de prueba la avería no existe.

En ausencia de normas nacionales, parece adecuado elegir un factor de tensión  $C$  de acuerdo a la tabla, considerando que la tensión más elevada en un sistema normal (sin perturbación), no

difiere en valor medio, más de aproximadamente +5% (algunos sistemas de baja tensión) o 10% (algunos sistemas de alta tensión), de la tensión nominal del sistema  $V_{LN}$  [19].

**Tabla 3.** Tabla de factor de tensión.

Tensión Nominal $V_{LN}$	Factor de tensión $C$ para el cálculo de	
	las corrientes de cortocircuito máximas ( $C_{max}$ )	las corrientes de cortocircuito mínimas ( $C_{min}$ )
<b>Baja tensión</b> 100 V a 1000 V	1,05 1,10	0,95
<b>Media tensión</b> > 1 kV a 35 kV	1,10	1,00
<b>Alta tensión</b> > 35 kV		
1,05: Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de 6%, eje. sistemas renombrados de 380 V a 400 V 1,10: Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de 10%,		

Fuente: IEC 60909-0 [19].

Las ecuaciones para encontrar las magnitudes de corriente de falla para los tipos de cortocircuitos mencionados son los siguientes [19]:

Cortocircuito Trifásico:

$$I_{LLL} = C_{max} * \frac{V_{LN}}{Z_{(+)} + Z_F} \quad (8.9)$$

Fuente: [19].

Cortocircuito bifásico a tierra:

$$I_{LLT} = C_{max} * V_{LN} * Y_2 \quad (8.10)$$

$$Y_2 = \frac{a^2(Z_{(0)} + Z_{(+)}) - a*Z_{(0)} - Z_{(+)}}{Z_{(+)}*(Z_{(+)} + Z_{(0)}) + Z_{(+)}*Z_{(0)}} ; a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (8.11)$$

Fuente: [19].

Cortocircuito Bifásica:

$$I_{LL} = C_{max} * \frac{\sqrt{3} * V_{LN}}{2 * Z_{(+)} + Z_F} \quad (8.12)$$

Fuente: [19].

Cortocircuito monofásico a tierra:

$$I_{LT} = Cmax * \frac{3*V_{LN}}{2*Z_{(+)}+Z_{(0)}+Z_F} \quad (8.13)$$

Fuente: [19].

Dónde:

$Cmax$ = Factor de tensión según norma IEC 60909.

$V_{LN}$ = Voltaje nominal L-N.

$Z_{(+)}$ = Impedancia de secuencia directa.

$Z_{(0)}$  = Impedancia de secuencia homopolar.

$Z_F$ = Impedancia de Falla.

#### 8.2.4. Equipos y dispositivos de protección que conforman un sistema eléctrico de distribución.

Es importante definir cada uno de los equipos y/o dispositivos de protección que se encuentran presentes en una red de distribución.

Los equipos de protección y seccionamiento para redes de distribución más utilizados son:

- Disyuntor o interruptor de potencia
- Relés de sobrecorriente
- Reconector
- Fusible

##### 8.2.4.1. Relés de sobrecorriente



Fig. 11. Relé de sobrecorriente marca SEL451 [20].

Es la protección con selectividad relativa que reacciona ante el aumento de la electricidad en un elemento protegido, es decir, se pone en acción cuando la corriente por el mismo supera un cierto valor preestablecido. Esta protección ha de asegurar la operación contra los cortocircuitos

en las líneas o equipos y respaldo de las protecciones adyacentes en caso de fallar sus protecciones [21].

#### **8.2.4.2. Tipos de relés de sobrecorriente**

De acuerdo a su principio de funcionamiento los relés de sobrecorriente se dividen en dos tipos:

##### **8.2.4.2.1 Electromecánico**

- Atracción electromagnética.
- Inducción electromagnética.

##### **8.2.4.2.2 Electrónicos**

Los relés de atracción electromagnética son de tiempo definido, o sea, el tiempo de operación es independiente de la magnitud de la corriente.

Estos, según su principio pueden ser: Atracción de armadura, Vástago, y Rotacional.

En algunos esquemas, el retardo de tiempo es fijado por un relé de tiempo, conectado a los contactos de salida del relé de sobrecorriente. Se utilizan donde hay necesidad de coordinar con otros dispositivos, en particular, en corriente de falla que no varía apreciablemente en condiciones de máxima y mínima generación. Los relés de inducción electromagnética sólo se pueden usar para la protección de circuitos alimentados con corriente alterna [21].

Su principio de funcionamiento se basa en la interacción magnética entre el flujo magnético de las bobinas y las corrientes inducidas en un disco de material magnético. Esta protección es de tiempo inverso, por lo que las mismas actúan más rápido, mientras mayor sea la corriente de cortocircuito [21].

#### **8.2.5 Criterios para los relés de fase, tierra.**

Uno de los fenómenos que ocurren durante las anormalidades y en especial durante los cortocircuitos, es el aumento de la corriente que sobrepasa muchas veces los valores normales de operación. Esta manera de discriminar la ocurrencia de fallas se utiliza ampliamente, ya sea como protección principal o de respaldo. Dos variables muy importantes a tomar en cuenta en estos relés son:

- El nivel de corriente mínima de operación.
- La característica de tiempos de operación.

La corriente mínima de operación ( $I_{op}$ ), también se la conoce como corriente de “pick up”, y es la encargada de producir el cambio de estado en el relé [6].

Por las características de tiempos de operación se pueden subdividir como se muestra en la siguiente figura.

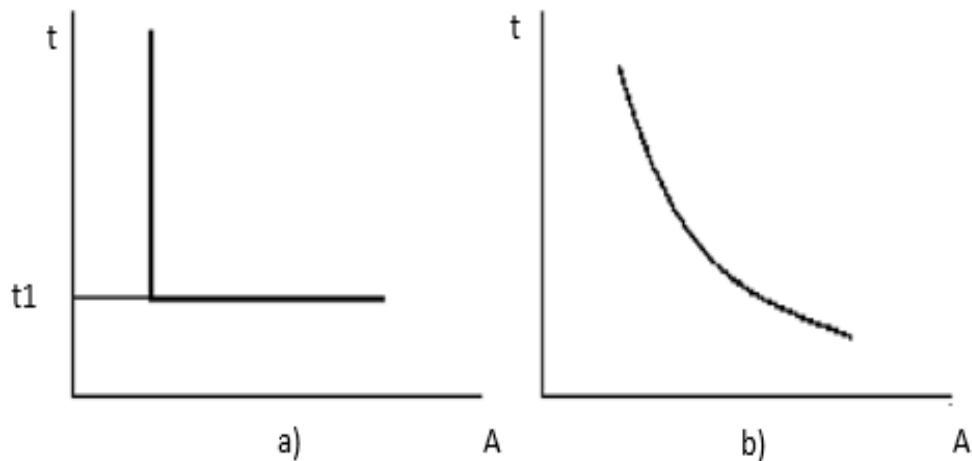


Fig. 12. Características de tiempos de operación de los relés.

En sistemas de distribución se aprovecha la característica de tiempo inverso, debido a que la magnitud de la corriente de falla depende, la mayoría de veces, de la localización de esta y se mantiene prácticamente inafectada por cambio en la fuente o en el sistema de transmisión de alto voltaje. Esta protección de tiempo inverso está respaldada por la protección instantánea.

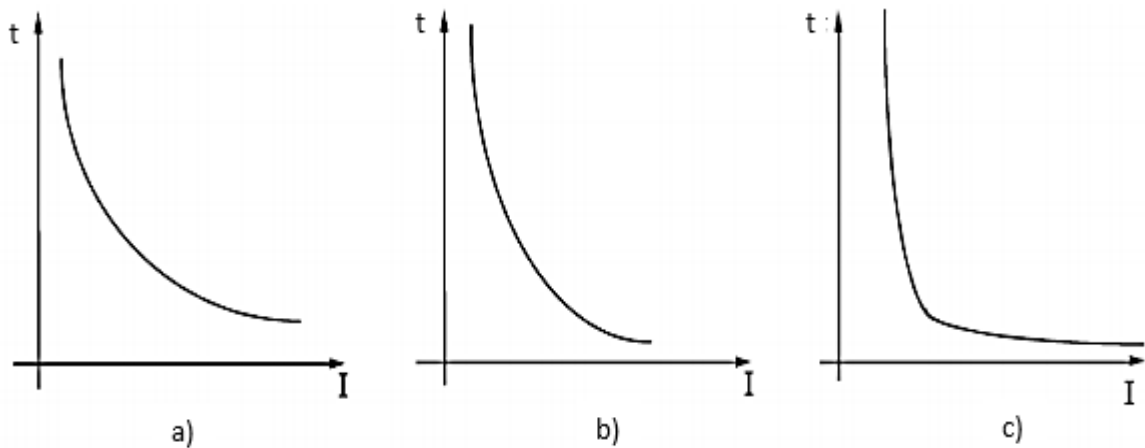
En la figura 13 se puede observar las curvas tiempo-corriente para un relé de:

- a) Tiempo definido
- b) Tiempo inverso.



**Fig. 13.** Características de tiempos de operación de los relés [22].

En la figura 14 se puede observar los diferentes curvas tiempo-corriente para un relé de tiempo inverso como son: a) Inverso b) Muy inverso c) Extremadamente inverso.



**Fig. 14.** Curvas características de tiempos de operación de los relés inversos [22].

Los relevadores de tiempo definido y los de tiempo inverso, pueden ajustarse seleccionando dos parámetros: el DIAL y el TAP.

**TAP.-** Es un valor que define la corriente de puesta en marcha del relevador, y las corrientes son expresadas como múltiplos de ésta, varía el tiempo de operación del relé.

**DIAL.-** También se le conoce como multiplicador, constituye el retardo del tiempo antes de que el relé opere, siempre que la corriente de falla alcance un valor igual o mayor que la corriente de pick-up, estos dispositivos varía los tiempos de operación del relé [22].

$$I_{pick-up} = TAP * RTC \quad (8.14)$$

**Fuente:** [22].

Donde:

*RTC*: Relación de transformación del TC.

### Fase

Para relevadores de fase, el valor del TAP es determinado asignando un margen para sobrecarga por encima de la corriente nominal, como en la siguiente expresión:

$$TAP = \frac{(1.5 * I_{Nominal})}{RTC} \quad (8.15)$$

Fuente: [22].

Donde:

*I<sub>Nominal</sub>*: Corriente nominal del circuito.

*RTC*: Relación de transformación del TC.

1.5: Multiplicador que toma en cuenta la sobrecarga más un factor de seguridad.

### Tierra

Para relevadores de falla a tierra, el valor del TAP es determinado tomando en cuenta el máximo desbalance que puede existir en el sistema bajo condiciones normales de operación. Un desbalance típico permitido es del 30%, así que la expresión de la ecuación anterior, llega a ser:

$$TAP = \frac{(0.3 * I_{Nominal})}{RTC} \quad (8.16)$$

Fuente: [22].

Donde:

*I<sub>Nominal</sub>*: Corriente nominal del circuito.

*RTC*: Relación de transformación del TC.

0.3: Multiplicador que toma en cuenta la sobrecarga más un factor de seguridad.

El dial del relé se escoge aquel que se aproxime lo más cercano a la curva característica de daño del transformador de potencia [22].

### 8.2.6 Reconectores.

Es un dispositivo autocontrolado para interrumpir y cerrar automáticamente circuitos de corriente alterna, con una secuencia predeterminada de aperturas y recierres, seguidas por un cierre permanente con reposición de conteo o apertura permanente (ANSI C37.60) [17].

Tiene una reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución, capaz de detectar una sobrecorriente y provocar una desconexión por un tiempo muy pequeño para luego reconectar nuevamente el circuito de forma automática, está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas logrando además, variar el intervalo y la secuencia de intentos de reconexión, de este modo, si la falla continúa permanentemente el dispositivo después de cierto número programado de operaciones, aísla la sección fallada de la parte principal del sistema de distribución [23]. En la figura 15 se muestra el reconectador trifásico y monofásico.

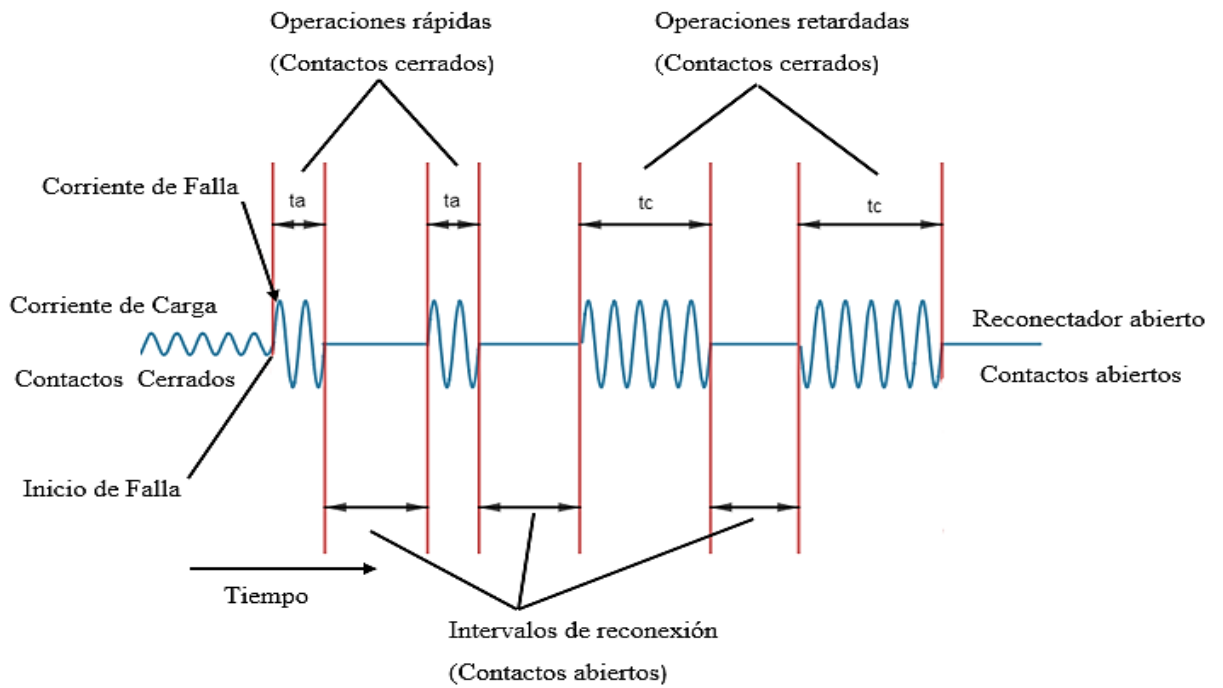


**Fig. 15.** Reconectador trifásico y monofásico [22].

### 8.2.6.1 Secuencia de Operación

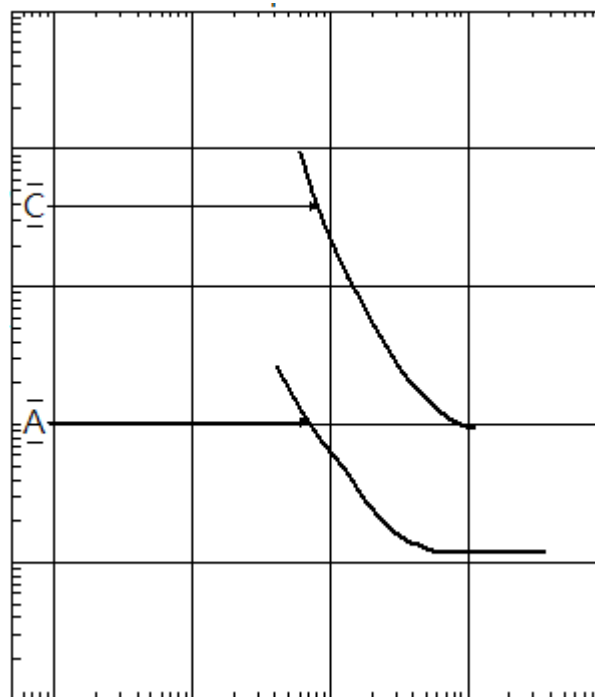
Los reconectadores pueden ser programados para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones como se indica en la figura 16, los tiempos de apertura se pueden determinar con las curvas características tiempo-corriente del equipo [6].

El Reconectador posee interruptores de vacío contenidos en un tanque de acero inoxidable grado marino, totalmente soldado y sellado, especialmente diseñado para el montaje sobre poste. Dicho tanque está lleno de gas de hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), el cual tiene excelentes propiedades de aislación eléctrica, lo cual da por resultado un equipo compacto y con un mínimo de mantenimiento [23].



**Fig. 16.** Secuencia de operación de un reconector.

En la figura 17 cada uno de los puntos que se muestra en la figura representa el tiempo de despeje del reconector para un determinado valor de corriente de falla. Es importante destacar que este dispositivo consta de dos tipos de curvas, una de operación rápida (curva A) y una segunda de operación retardada (curva C) [6].



**Fig. 17.** Curvas de operación de un reconector [24].

Según la figura 16, en condiciones normales de servicio, por la línea protegida circula la corriente de carga normal. Si ocurre una falla aguas abajo de la instalación del reconectador y la corriente del cortocircuito es mayor a la corriente mínima de operación preestablecida, el reconectador opera por primera vez según la curva rápida A en un tiempo  $t_a$ . Permanece abierto durante un cierto tiempo, usualmente 1 segundo, al cabo del cual reconecta la línea fallada [6].

Si la falla ha desaparecido el reconectador permanece cerrado y se restablece el servicio. Si por el contrario, la falla permanece, el reconectador opera por segunda vez en curva rápida A y después de  $t_a$  segundos abre nuevamente sus contactos. Luego de cumplirse el segundo tiempo de reconexión el reconectador cierra sus contactos y si aún la falla persiste, abre por tercera vez pero de acuerdo al tiempo de aclaramiento  $t_c$  correspondiente a la curva lenta tipo C [6].

Una vez que se cumple el tiempo de la tercera y última reconexión, reconecta por última vez cerrando sus contactos. Si aún la falla está presente, el reconectador al cabo de  $t_c$  segundos abre definitivamente. En caso que el reconectador no haya completado su secuencia de operación, después de transcurrido el tiempo de reposición, repone su programación que tenía antes que ocurriera la falla, quedando en condiciones de ejecutar completamente su secuencia de operación en caso de presentarse una nueva condición de falla en la línea [6].

#### **8.2.6.2. Criterio para los reconectores**

Los criterios para seleccionar, usar y ajustar los valores o los parámetros en los reconectores se basan en el uso de las curvas tiempo corriente, la cantidad de operaciones y tiempos muertos definidos para estos equipos: [21]

- Para cualquier caso de coordinación los reconectores electrónicos se deben ajustar para que actúen con cuatro operaciones, cada una con un tiempo muerto igual a 10 segundos.
- En el caso de que no sea necesario coordinar reconectador con fusibles de línea, se ajusta el reconectador para que opere con cuatro curvas lentas.
- En el caso de coordinar reconectores con fusibles, se ajusta el reconectador para que opere con 2 curvas rápidas y 2 curvas lentas.
- Los reconectores lazos deben despejar cualquier falla, cuando su función de transferir carga entre en operación, por lo que se le debe ajustar una curva capaz de detectar cualquier corriente de falla.
- No se busca selectividad entre reconectores secuenciales de circuitos distintos, interconectados mediante un reconectador lazo cuando hay transferencia de carga.

**Protección de fase.-** La corriente umbral (pick up) de fase debe ser mayor a la sumatoria de la corriente máxima de carga alimentada por el reconectador y de la corriente máxima a recuperar en caso de emergencia multiplicada por un factor de crecimiento de carga igual a 1,3 y menor a la corriente de cortocircuito trifásica mínima al final del circuito, sin tomar en cuenta los tramos que se añaden en caso de recuperar carga [6].

De acuerdo a la siguiente condición:

$$I_{CC3\emptyset} \geq I_0 \geq 1.3 * (IC + IR) \quad (8.17)$$

**Fuente:** [6].

Dónde:

$I_{CC3\emptyset}$ : Corriente de cortocircuito trifásica mínima al final del circuito.

$I_0$ : Corriente umbral de fase.

$IC$ : Corriente máxima de carga alimentada por el reconectador.

$IR$ : Corriente máxima a recuperar en caso de emergencia.

Para el cálculo de la corriente máxima de carga alimentada por un reconectador es necesario estimar la demanda promedio máxima del circuito. Para ello se debe obtener el registro de las mediciones de potencia aparente máxima diaria del circuito de por lo menos un año. De este registro no se debe tomar en cuenta aquellos valores que corresponden a transferencias temporales de carga. Con la demanda estimada es posible obtener la demanda promedio máxima en el punto de ubicación del reconectador [6].

$$I_C = \frac{kVA_{dem}}{\sqrt{3}} * V \quad (8.18)$$

**Fuente:** [6].

Dónde:

$I_C$ : Corriente máxima promedio en el punto de ubicación del reconectador.

$kVA_{dem}$ : Potencia aparente en el punto de ubicación del reconectador.

$V$ : Nivel de voltaje de la subestación.

Para el cálculo de la corriente máxima a recuperar en caso de emergencia se debe determinar la corriente del peor caso de todas las interconexiones existentes aguas abajo del reconectador.

**Protección del neutro.**-Para determinar la corriente umbral (pick up) de neutro se debe considerar un desbalance entre las fases del 30%. Por esto, la corriente umbral debe ser mayor al 30% de la sumatoria de la corriente máxima de carga alimentada por el reconectador y de la corriente máxima a recuperar, multiplicada por un factor de crecimiento de carga igual a 1.3. También debe ser menor a la corriente de cortocircuito monofásica mínima al final del circuito, sin tomar en cuenta los tramos que se añaden en caso de recuperar carga [6].

$$I_{CC1\phi} \geq I_0 \geq 1.3 * (IC + IR) \quad (8.19)$$

Fuente: [6].

Dónde:

$I_{CC1\phi}$ : Corriente de cortocircuito monofásica mínima al final del circuito.

$I_0$ : Corriente umbral de neutro.

$IC$ : Corriente máxima de carga alimentada por el reconectador.

$IR$ : Corriente máxima a recuperar en caso de emergencia.

### 8.2.7 Seccionadores fusibles

Son elementos de operación sin carga para aislar partes de la red o transferir carga del alimentador primario a otro y son utilizados como elementos de protección por su bajo costo, además deben estar correctamente seleccionados de manera que operen cuando la corriente sea superior al valor nominal, también lo suficientemente robustos para soportar la corriente máxima en condiciones normales de funcionamiento del circuito al cual protegen. En la figura se puede observar un fusible unipolar y sus partes importantes.

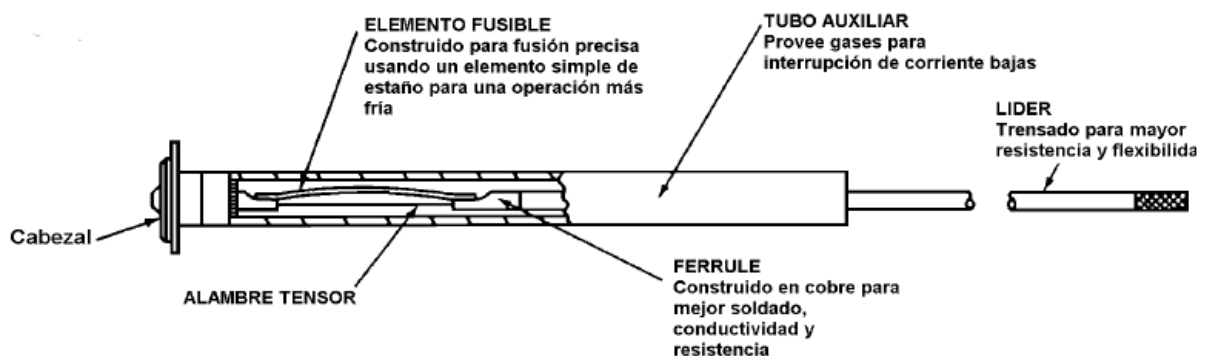


Fig. 18. Seccionador fusible unipolar [25].

**Operación:** Las láminas fusibles con un elemento de un material dado y con una longitud y sección transversal determinada, están dimensionadas para soportar una corriente de carga específica y fundirse en un tiempo definido cuando se someten a una determinada corriente de falla.

Cuando se coloca en un cortacorriente y se conecta a una línea de distribución, está lista para actuar como dispositivo de protección [25].

### 8.2.7.1 Tipos de fusibles

Hay varios tipos de fusibles, según sus características constructivas y los valores nominales y de falla que manejan:

**Tipo H:** Los fusibles tipo h según norma NEMA SG2 presentan una relación de tiempo corriente más rápida que el tipo k en el corte y en perturbaciones bruscas. Estas láminas están especialmente diseñadas para proporcionar protección de sobrecarga y evitar operaciones innecesarias durante sobrecorrientes transitorias de corta duración asociadas con el arranque de motores y descargas atmosféricas [2].

**Tipo K:** Los fusibles tipo k se fabrican cumpliendo con las normas nacionales e internacionales ANSI C37- 41 y C37- 42, con valores y comportamientos típicos, normalizados para lograr una intercambiabilidad adecuada. Los fusibles tipo k se clasifican dentro de los rápidos [2].

**Tipo T:** Los fusibles tipo t se fabrican cumpliendo con las normas nacionales e internacionales ANSI C37- 41 y C37- 42, con curvas tiempo corriente normalizados para lograr al igual que los tipos k una intercambiabilidad adecuada. Los fusibles tipo t se clasifican dentro de los lentos o retardados [2].

**Fusible tipo SF:** Son fusibles extra lentos fabricado de acuerdo a las normas NEMA, los fusibles de doble elemento manejan protecciones contra cortos y sobrecargas, obteniendo curvas características que representan una excelente protección [6]. Cuando ocurre una falla grave dentro de los bujes primarios del transformador, el fusible SF separa el transformador del sistema antes de que se produzca un daño, y antes de que cualquier otro dispositivo de protección pueda operar y causar una interrupción innecesaria a cualquier otro segmento del sistema.

En el ANEXO 12 y ANEXO 13 se encuentran las curvas de los fusibles tipo T y tipo SF respectivamente.

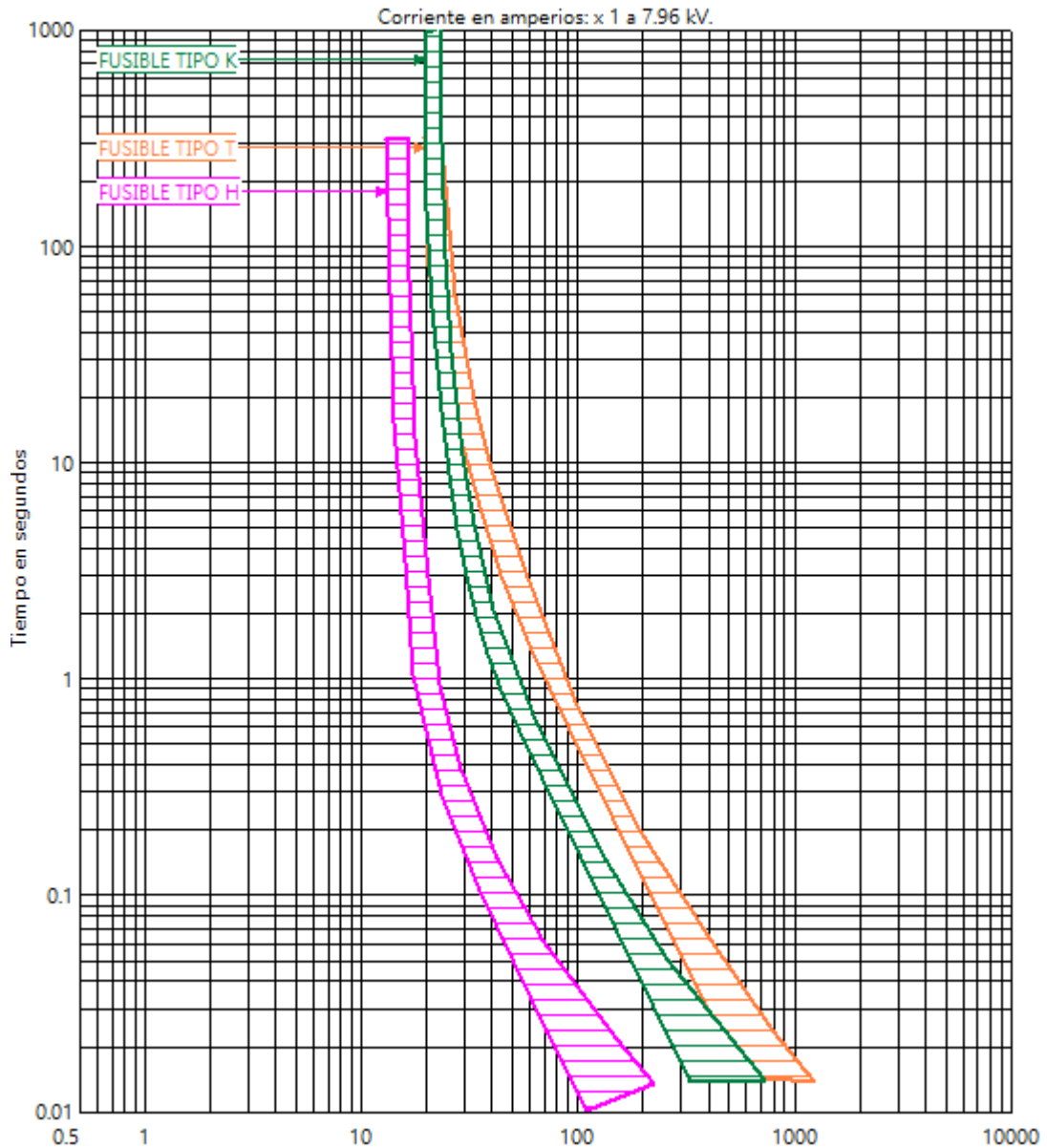


Fig. 19. Curvas t-i para fusibles tipo T, K, H [24].

### 8.2.7.2 Criterios para la selección de fusibles

Para la selección de los fusibles en un ramal o troncal de un alimentador se debe tener en cuenta los siguientes criterios:

- La capacidad de interrupción de la corriente debe ser tal, que el fusible interrumpa sin riesgos, la corriente de falla más elevada en el punto de la instalación.
- Las características de limitación de corriente deben ser tales que restrinjan la corriente de paso libre en las fallas, reduciéndose así al mínimo la posibilidad de averías en los componentes del circuito.

- El período de retraso en las corrientes de sobrecarga debe ser tal que el fusible no se queme innecesariamente a causa de sobrecargas pasajeras, pero si debe proteger contra sobrecargas permanentes [6].

### 8.2.7.3 Criterios de selección de fusibles para transformadores de distribución.

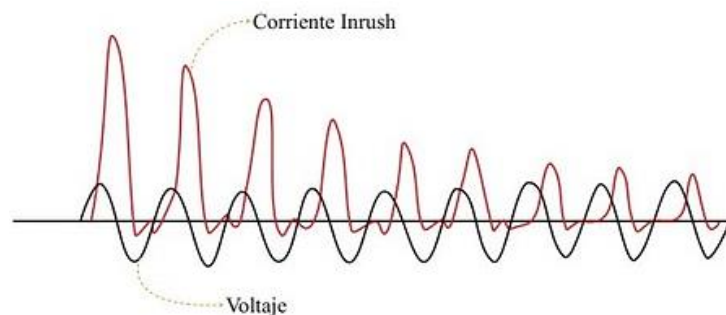
Los fusibles limitadores de corriente brindan una protección adecuada y es común limitar el uso de fusibles de expulsión en donde la corriente de falla es menor o igual a 3000 A [6].

### 8.2.7.4 Daño térmico del transformador

Los transformadores han sido diseñados para su funcionamiento a una elevación de temperatura de 55°C que puede funcionar sin tener afecciones en la vida útil [6].

### 8.2.7.5 La corriente de Inrush

Se genera por causa de la magnetización del núcleo de hierro, en el momento en que el transformador sin carga es energizado, aparece en el bobinado primario una corriente transitoria la cual se presenta como picos transitorios cuya amplitud puede alcanzar valores 12 veces la corriente nominal, poniendo en riesgo la vida útil del transformador, en la siguiente figura se puede apreciar la curvas de corrientes Inrush [6].



**Fig. 20.** Curvas corrientes Inrush [24].

Mediante un análisis de los posibles fusibles que pueden proteger a los transformadores se ha determinado que los más convenientes son el tipo Slow-Fast (SF) ya que estos encajan perfectamente por debajo de la curva de daño del transformador y por encima de la corriente de Inrush para que no opere en regímenes anormales.

La siguiente grafica indica las curvas tiempo corriente del fusible Slow-Fast, esta debe encontrarse por debajo de la curva de daño térmico del transformador de distribución y encima de la curva de corriente Inrush.

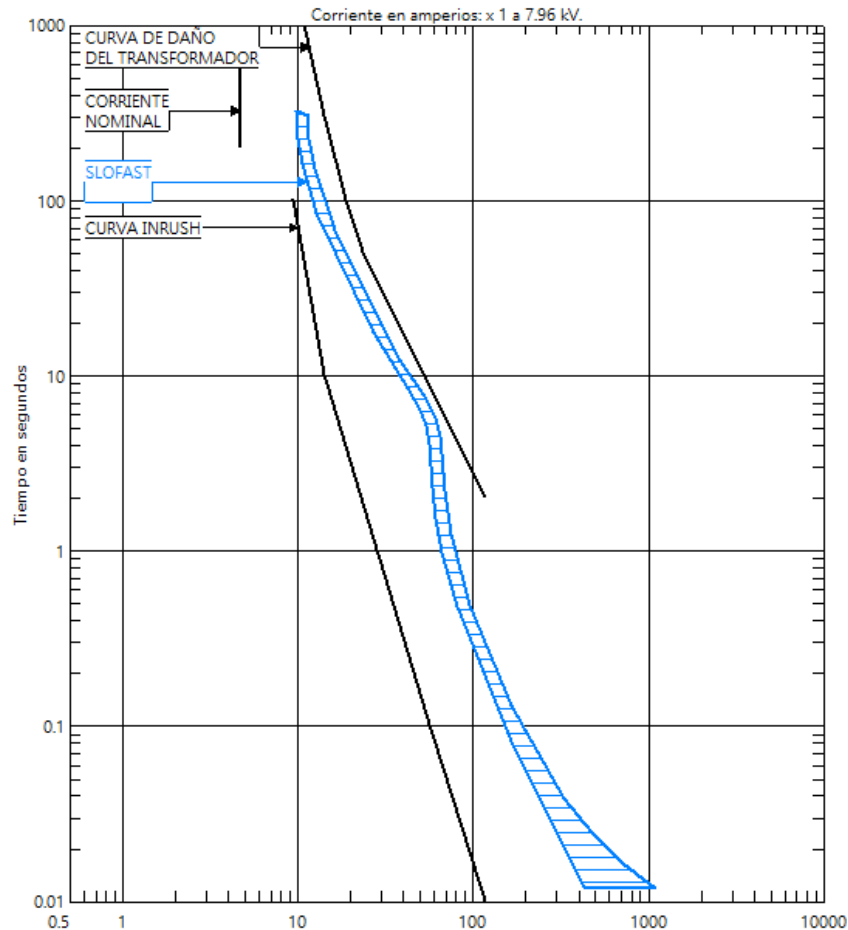


Fig. 21. Curvas tiempo corriente para la protección del transformador [24].

La selección del fusible tipo SF adecuado para proteger el transformador de distribución se lo hace con la siguiente fórmula.

$$\text{Capacidad del Fusible} = \frac{I_n \text{ Transformador}}{1.5} \quad (8.20)$$

Fuente: [6].

Donde:

$I_n$  Transformador: Es la corriente nominal del transformador.

La tabla con los valores de los fusibles SF para los diferentes transformadores de distribución se encuentran en el ANEXO 10.

### 8.2.8. Protección de sistemas de distribución

Las funciones del sistema de protección en la red de distribución, es igual que en las demás sub-divisiones del sistema eléctrico, el detectar, localizar y aislar las condiciones de falla, evitando en lo posible daños al sistema y causando mínimo disturbio a los consumidores.

- 1. Confiabilidad.** - Se relaciona con el hecho de que la protección actúe de manera correcta cuando se requiere y no opere innecesariamente.
- 2. 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.
- 3. 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.
- 4. 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.
- 5. Economía.** - Debe asegurarse máxima protección del sistema al más bajo costo posible.
- 6. Sensibilidad.** - Que la protección responda a la mínima falla de la zona que protege.

A continuación, se detallarán los dispositivos que típicamente se utilizan en la protección de los Sistemas de Distribución de la Energía Eléctrica [2].

### **8.2.9. Coordinación de protecciones.**

El objetivo de un estudio de coordinación sirve para determinar las características, valores y ajustes de los dispositivos de protección que aislen a una falla o sobrecarga originada en cualquier parte del sistema. Al mismo tiempo los dispositivos con la configuración seleccionada deberán proveer satisfactoriamente la protección contra sobrecargas en los equipos e interrumpiendo cortocircuitos lo más rápido posible.

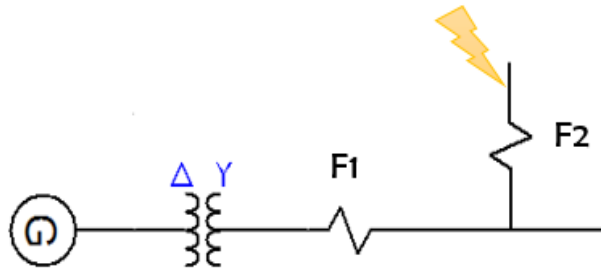
#### **8.2.9.1 Criterios para la coordinación de protecciones en sistemas de distribución.**

Se denomina coordinación al proceso de seleccionar y/o ajustar los dispositivos de protección, de forma tal que sus tiempos de operación sean progresivamente mayores, a medida que se acercan a la fuente de suministro, de manera que las fallas permanentes sean despejadas por los dispositivos más cercanos a ellas del lado de la fuente.

#### **8.2.9.2 Coordinación Fusible – Fusible**

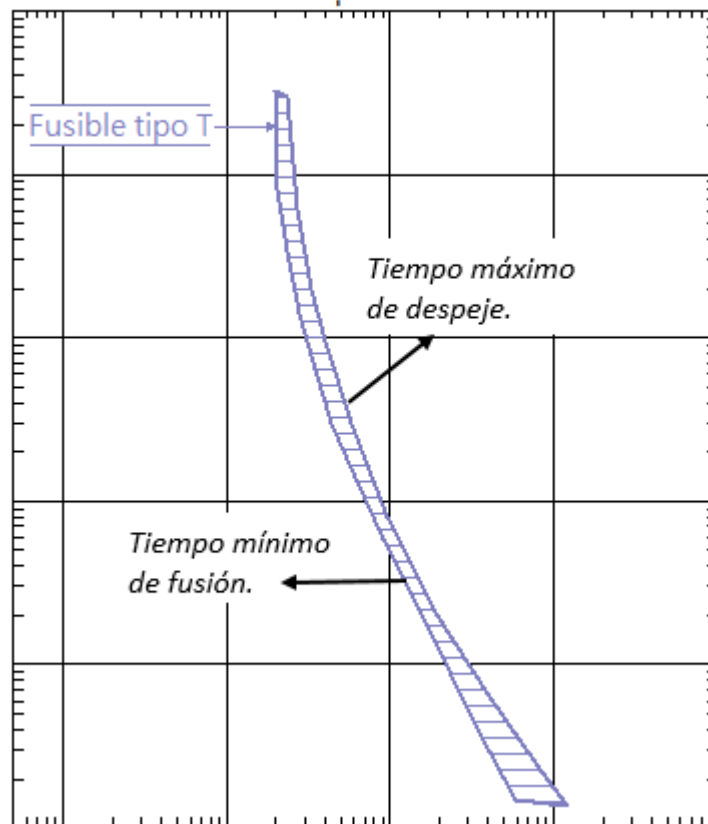
Cuando en un circuito de distribución se encuentran dos o más fusibles en serie, es necesario coordinarlos de tal forma que, para cualquier falla en el lado del fusible protector, éste debe despejar la falla antes de que el fusible protegido alcance su temperatura de fusión [25]. El

dispositivo más cercano a la falla, F2 es el “protector” y el más cercano a la alimentación, F1 es el de “respaldo” o “protegido”, como se observa en la figura.



**Fig. 22.** Coordinación fusible – fusible.

Para realizar la coordinación entre fusibles se puede emplear las curvas tiempo corriente o los cuadros de coordinación. En la figura se puede observar la curva tiempo corriente de un fusible tipo T.



**Fig. 23.** Curva tiempo – corriente de un fusible [24].

En los dos casos se debe cumplir con el siguiente criterio:

$$\frac{t_{max-F(Protector)}}{t_{min-F(Protegido)}} * 100 < 75\% \quad (8.21)$$

**Fuente:** [22].

Donde:

$t_{max-F(Protector)}$ : Tiempo máximo de despeje del fusible principal o protector.

$t_{min-F(Protegido)}$ : Tiempo mínimo de fusión de fusible secundario o protegido.

A más de cumplir con la regla de coordinación deben verificarse los siguientes puntos:

- Debe soportar la corriente de carga en su punto de instalación.
- Debe coordinar con el fusible de protección de los transformadores de distribución.

### 8.2.9.3 Coordinación relé – fusible

El concepto de coordinación a aplicar para lograr la selectividad entre fusibles y relés es que, para la máxima corriente de cortocircuito vista por el equipo ubicado aguas abajo, las curvas del fusible y del relé estén separadas horizontalmente de tal manera que quede un margen de tiempo entre la operación de ambos equipos. El objetivo en este caso es lograr que, para fallas delante del fusible (F1), este se funda y despeje la falla antes de que el relé (51) opere [25].

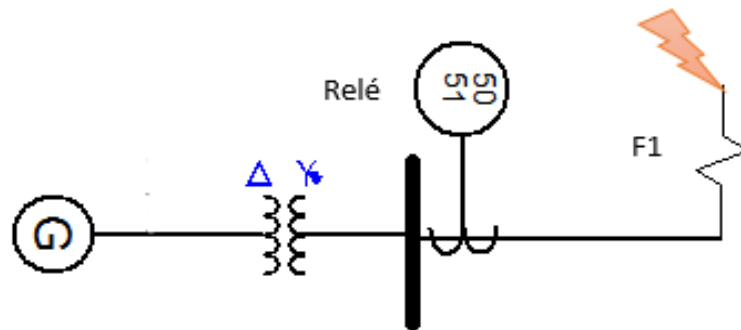


Fig. 24. Coordinación relé – Fusible.

Para lo cual se debe dejar un margen de tiempo mínimo de 0.2 a 0.3 segundos al momento de la configuración del relé como se puede observar en la figura 25, entre la curva de máxima de despeje del fusible y la curva de tiempo inverso de operación del relé, indicando el margen de tiempo que el relé debe esperar para actuar cuando ocurra una falla en el alimentador, permitiendo que el fusible actúe primeramente antes que el relé [25].

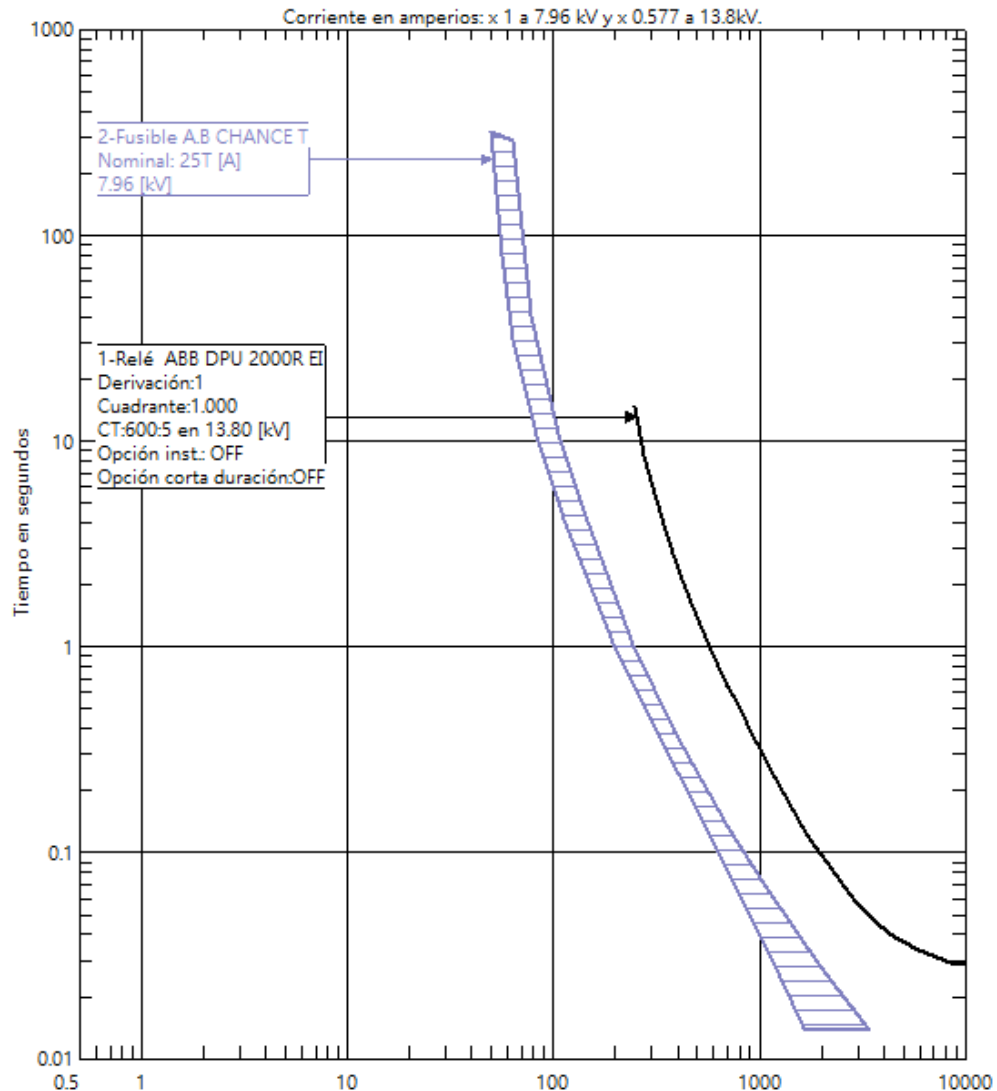


Fig. 25. Curva de coordinación relé – Fusible [24].

#### 8.2.9.4 Coordinación relé – reconectador

En el caso de que el relé de sobrecorriente sea digital, estos están programados para que la reposición sea instantánea, por lo que solo es necesario garantizar la coordinación estática, en el caso de ser un relé electromecánico, se debe tomar en cuenta el comportamiento dinámico del disco de inducción del relé, puesto que para lograr selectividad se debe asegurar que para fallas aguas abajo del reconectador, el contacto móvil del relé no alcance su nivel de operación aun cuando se lleve a cabo todas las secuencias de operación del reconectador [25].

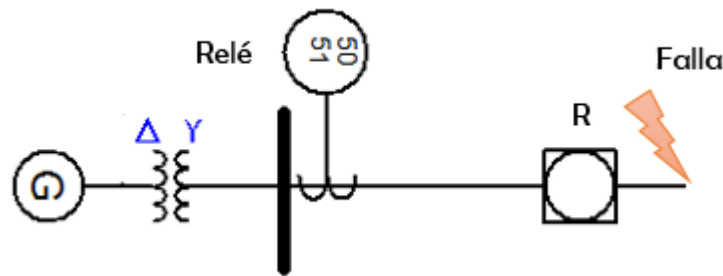


Fig. 26. Coordinación entre reconectores y relé de sobre corriente.

**8.2.9.3.1 Coordinación estática:** Para garantizar selectividad entre el relé y el reconector se debe garantizar un intervalo de 0.3 segundos o mayor entre la curva más lenta del reconector y la del relé en el nivel de cortocircuito máximo donde se instala el reconector. Los 0.3 segundos o mayor corresponderían a la suma del posible error en el relé, error en el reconector, intervalo de seguridad y tiempo de interrupción del reconector [6].

**8.2.9.3.2 Coordinación dinámica:** Para conseguir la selectividad deseada se debe garantizar que el porcentaje de avance neto del relé durante las operaciones del reconector sea menor al 80%.

$$\%Avance\ neto \leq 80\% \quad (8.22)$$

Fuente: [6].

Para esto, se debe calcular el porcentaje de avance del disco de inducción durante las operaciones del reconector y el porcentaje de retroceso del mismo durante los tiempos muertos [6]. Finalmente se resta el porcentaje de avance menos el porcentaje de retroceso como se indica a continuación:

$$\%Avance = \frac{T_{operacionReconector}}{T_{reposicionRele}} * 100\% \quad (8.23)$$

$$\%Retroceso = \frac{T_{muertoReconector}}{T_{reposicionRele}} * 100\% \quad (8.24)$$

$$\%Avance = \sum(\%Avance - \%Retroceso) \quad (8.25)$$

Fuente: [6].

Se debe considerar que el relé no debe completar su ciclo de actuación mientras el reconector conecta y desconecta las veces para el que fue calibrado, es decir que la curva B (lenta) del reconector debe ser menor a la curva característica tiempo-corriente del relé” como se indica en la siguiente figura.

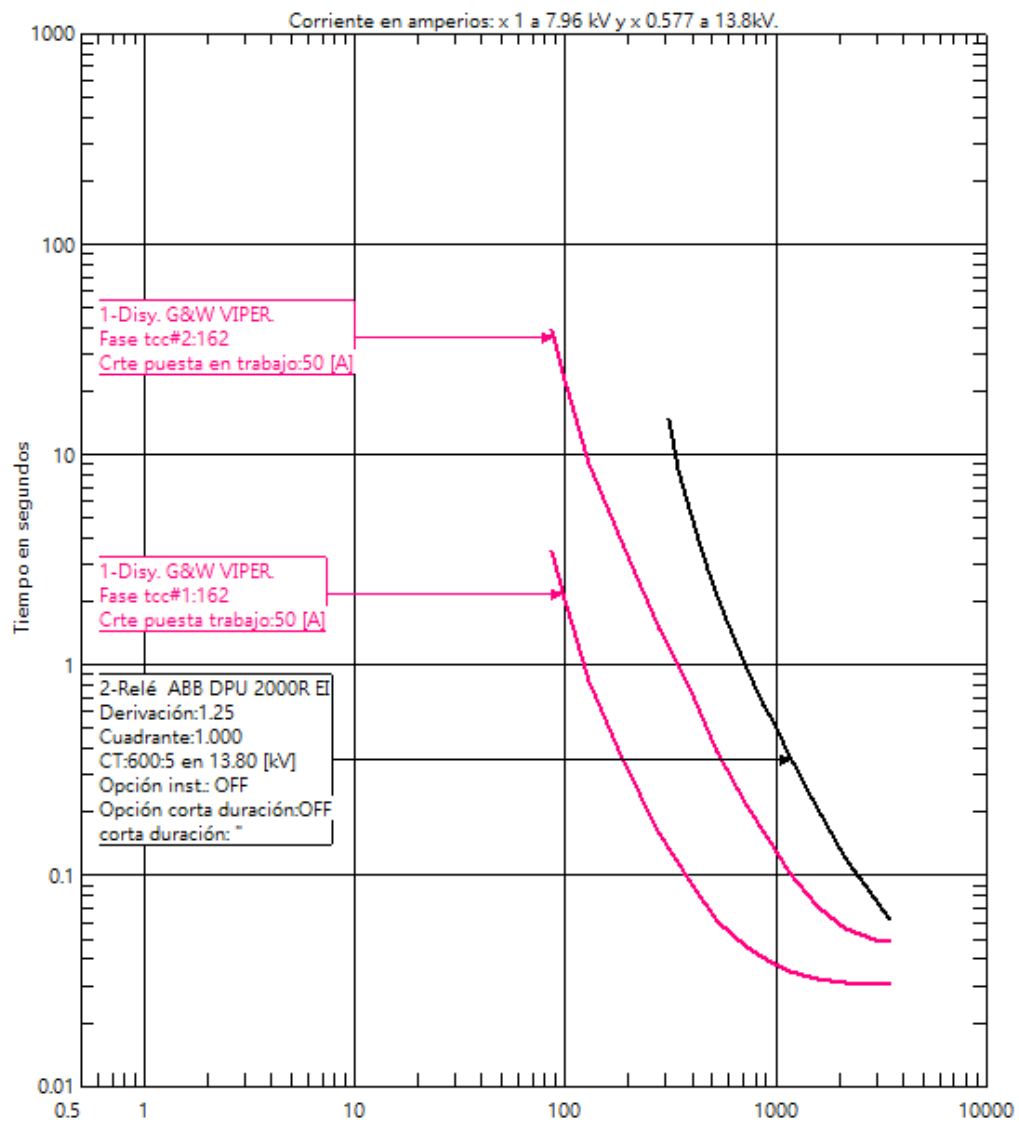


Fig. 27. Curva de coordinación relé – reanectador [24].

#### 8.2.9.4 Coordinación reanectador – fusible

En la figura 28, se presenta dicho caso, donde el fusible se encuentra aguas abajo del reanectador. Es necesario elegir entre dos tipos de filosofías de protección que se detallan a continuación [25].

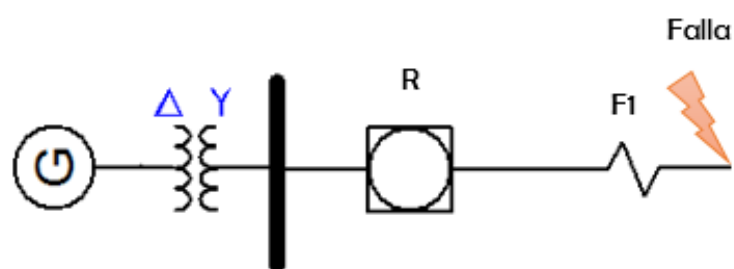


Fig. 28. Curva de coordinación reanectador - fusible.

#### 8.2.9.4.1 Ahorro de fusibles

Esta filosofía se aplica cuando el ramal o alimentador a proteger por fusibles alimenta una zona en donde se tiene alta frecuencia de fallas transitorias, producidas por el roce de conductores con ramas de árboles, animales sobre los conductores o descargas atmosféricas. El reconectador debe ajustarse para que realice un par de operaciones rápidas y un par de operaciones lentas. Las operaciones rápidas deben ser más rápidas que el fusible, para así despejar una falla transitoria. Si luego de las operaciones rápidas la falla persiste el reconectador operará más lentamente que el fusible, permitiendo que la falla sea finalmente despejada por el fusible. De obtener el despeje exitoso de la falla transitoria se evitará la salida del servicio de los clientes conectados al ramal, así como también los costos asociados al restablecimiento del servicio [6].

#### 8.2.9.4.2 Sacrificio de fusibles

Si el alimentador presenta clientes con cargas sensibles a las fallas transitorias, los cuales pueden producir alteraciones bruscas de voltaje y corriente, entonces se prefiere que actúe el fusible que protege al ramal que está bajo falla. Para ello se debe ajustar los valores al reconectador de manera tal que actúe con una operación rápida y tres operaciones lentas [6]. Para cualquiera de las filosofías indicadas anteriormente, se debe cumplir con estos dos criterios:

El tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo de apertura del reconectador en su curva de actuación rápida, multiplicado o afectado por un factor de 1.5.

$$t_{\min fusion} \geq 1.5 t_{aper rapida} \quad (8.26)$$

**Fuente:** [6].

El tiempo máximo de fusión del fusible debe ser menor que el tiempo mínimo de apertura en la curva temporizada del reconectador.

$$t_{\max fusion} \leq t_{aper temporizada} \quad (8.27)$$

**Fuente:** [6].

La siguiente figura ilustra la coordinación de un reconectador ajustado a una operación rápida (curva A) y una operaciones lenta (curva C) con un fusible del lado de la carga.

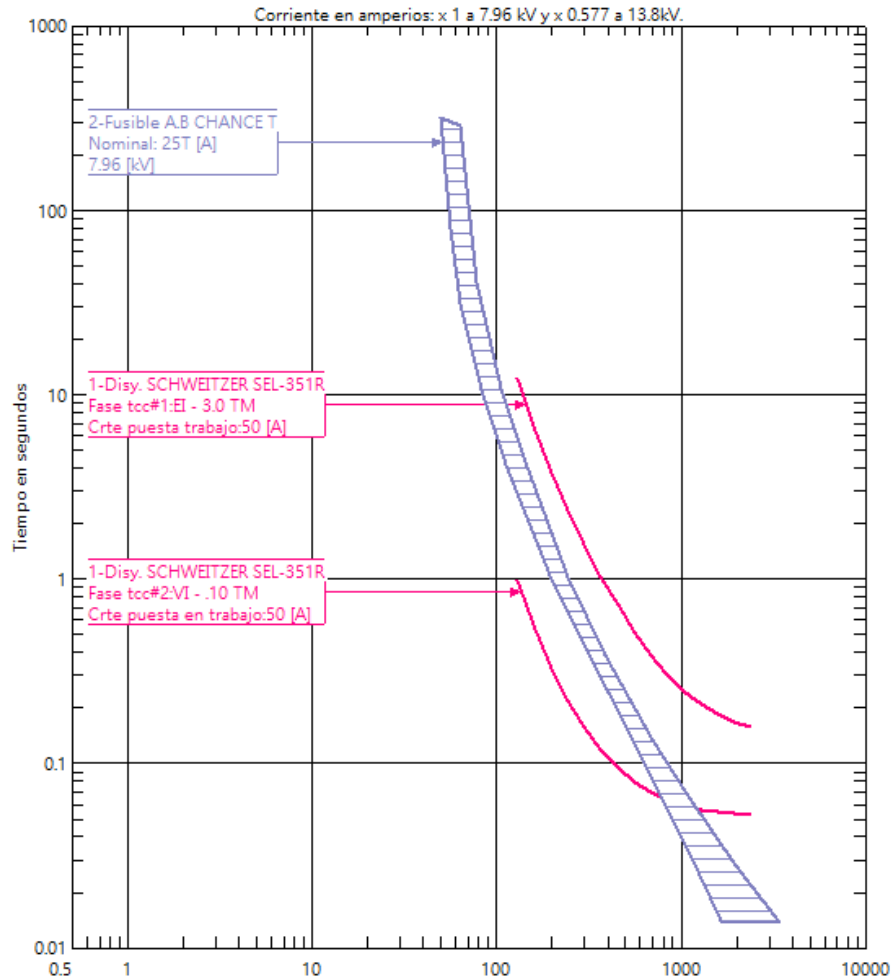


Fig. 29. Coordinación reanector – Fusible [24].

### 8.2.10 CYMSIDT y CYMTCC.

Para la simulación de los flujos de potencia y cortocircuito se empleó el software CYMDIST el cual está enfocada para modelar todo el sistema de distribución y abordar las necesidades de la simulación en cuanto a los análisis de capacidad, contingencia, calidad de energía y optimización. Para la coordinación de los equipos de protección contra sobrecorriente se empleara el software CYMTCC el cual proporciona un potente editor que permite construir el diagrama unifilar de la red con un simple clic y arrastre del símbolo del dispositivo al dibujo. Las curvas características tiempo-intensidad se pueden visualizar en pantalla, imprimir en papel logarítmico estándar o enviarse a impresoras [24].

## 9. VALIDACIÓN DE LAS PREGUNTAS CIENTÍFICAS O HIPÓTESIS

La empresa eléctrica Cotopaxi cuenta con la información de los equipos, redes y cargas de sistema, lo que permite realizar una adecuada coordinación de protecciones.

## 10. METODOLOGÍAS Y DISEÑO EXPERIMENTAL

## **10.1. Metodología de la Investigación**

### **10.1.1. Investigación Descriptiva**

Este tipo de investigación se utilizara para dar a conocer la situación actual del sistema eléctrico del alimentador L25 de la subestación Pujilí y cuáles son los diferentes equipos que se encuentren instalados y también conocer los sectores para la coordinación de protecciones.

### **10.1.2. Investigación Explicativa**

Se empleara para determinar la hipótesis y el cumplimiento de la misma por los métodos planteados acerca de la coordinación de los diferentes equipos de protecciones y sobre los límites de caídas de tensión establecidas en la regulación 004/01.

### **10.1.3. Investigación teórica conceptual**

La investigación que se realizó se basó en una búsqueda bibliográfica como: libros, folletos, artículos, páginas web donde se logró obtener conocimientos más amplios sobre lo referente del tema, para poder realizar un análisis más que cubra todos los temas.

### **10.1.4. Investigación experimental**

Se tiene como objeto el análisis del problema planteado en el alimentador, para recolectar información, de manera que permita especificar las causas y efectos que inciden mismo.

## **10.2 Método de investigación**

### **10.2.1. Método analítico**

El análisis y la síntesis de toda la información referente al tema, en base a documentos, Internet, fuentes bibliográficas, libros y revistas que se emplearon en el desarrollo del marco teórico.

### **10.2.2. Método sintético**

A través de los reportes que arrojan las simulaciones se realizara el análisis de los problemas encontrados en el alimentador, contribuyendo así en la elaboración de una propuesta.

### **10.2.3. Método inductivo – deductivo**

Permitirá determinar el porcentaje de elementos de protección instaladas en el alimentador, con este análisis se identificarán en que sectores se encuentran colocados las protecciones de forma adecuadamente o si estos se encueran en puntos innecesarios.

## 11. ANÁLISIS DE DISCUSIÓN Y RESULTADOS

### 11.1. Recopilación de la información.

Toda la información correspondiente al alimentador L25 de la subestación Pujilí, sus diferentes tipos de cargas existentes en el sistema eléctrico, consumos, datos del transformador de potencia, relés de sobrecorriente, reconectador, etc. fueron proporcionados gentilmente por cada uno de los departamentos involucradas dentro de la ELEPCO S.A.

### 11.2 Descripción de sistema de distribución.

Esta área de estudio corresponde a la identificación de cada uno de los elementos que forman parte del sistema de distribución en estudio: subestación, líneas de distribución, transformadores de distribución y las cargas, es importante la recopilación de información de cada uno de los parámetros de los equipos para la modelación del sistema. Por lo tanto, la situación actual del sistema respecto a su configuración establecida es de la siguiente manera:

#### 11.2.1. Subestación de distribución

La subestación de distribución se encuentra ubicado en la provincia de Cotopaxi, cantón Pujilí barrio Inchapo a 2.932 metros sobre el nivel del mar, en las coordenadas UTM zona: 17M, Abscisa: 758881.77 m E, Norte: 9895019.03 m S.



**Fig. 30.** Ubicación subestación Pujilí.

La subestación Pujilí es alimentada por una red trifásica de subtransmisión a un nivel voltaje de 69 kV desde San Rafael asta Pujilí, proveniente del punto de conexión desde del Sistema Nacional Interconectado (SNI), en la subestación Mulalo.

### 11.2.2. Transformador de Potencia



**Fig. 31.** Transformador de Potencia de la subestación Pujilí.

El transformador de potencia de la subestación Pujilí tiene una capacidad de 12.5 MVA, distribuye a una tensión de 13.8 kV, a través de 6 alimentadores de los cuales, 4 se encuentran en servicio como son L21, L23, L24, L25, y los alimentadores L22, L26 quedan abiertas para futuras conexiones o para mantenimiento. Cada uno tiene un interruptor de potencia operado con motor eléctrico, en su salida comandado por un relé de sobrecorriente marca SEL, en caso de ocurrir algún caso fortuito o para realizar tareas de mantenimiento programados. En la tabla 4 se puede observar las principales características del transformador de potencia.

**Tabla 4.** Características principales del transformador de potencia de la S/E Pujilí.

<b>TRANSFORMADOR PAUWELS</b>	
Numero de fases	3Ø
Impedancia	6.44%
Voltaje	69/13.8 kV
Clase	ONAN
Potencia Nominal	12.5 MVA
Conexión	DYN_1
Altura de montaje	3000 msnm
Grado de protección de los cubículos	IP55
Frecuencia	60 Hz

Fuente: ELEPCO S.A.

### 11.2.3. Demanda actual del sistema

EL sistema tiene una demanda de 4.576 MVA con un factor de potencia de 0.97, distribuidos en los diferentes alimentadores que conforman la red de distribución para los usuarios. En la tabla 5 se puede observar la demanda actual en cada alimentador.

**Tabla 5.** Demanda actual de los alimentadores.

Salida	Alimentador	Demanda (MW)	Factor de Potencia
21	Alpamalag – La Merced – Isinche	0.89	97
22	Pujilí Centro	---	---
23	4 Esquinas – Zumbahua – Angamarca	1.95	98
24	Cristo Rey – 11 de Noviembre – Poaló	0.85	95
25	El Capulí – Guápulo – La Victoria	0.76	95
26	S/N	---	---

Fuente: ELEPCO S.A.

### 11.2.4. Ajustes actuales de los equipos de protección de la S/E Pujilí.

En el ANEXO 1 se muestra el diagrama unifilar de protección contra sobrecorriente de la subestación Pujilí.

#### 11.2.4.1. Ajustes relés de sobrecorriente del transformador de potencia.

La subestación cuenta con un relé electrónico de sobrecorriente marca SEL para fallas de fase y tierra, temporizada con un instantáneo, con un transformador de corriente de 1200/5, cuyos datos se encuentran en la tabla.

**Tabla 6.** Ajustes actuales del relé de sobrecorriente del transformador de Potencia.

Relé de sobrecorriente	TC	Instantáneo Fase	Tipo De Curva	TAP	DIAL
51/50	1200/5	61	<b>Fase</b>		
			IEC normal inverse	3.8	0.3
51N/50N			<b>Tierra</b>		
			IEC very inverse	0.8	0.2

Fuente: ELEPCO S.A.

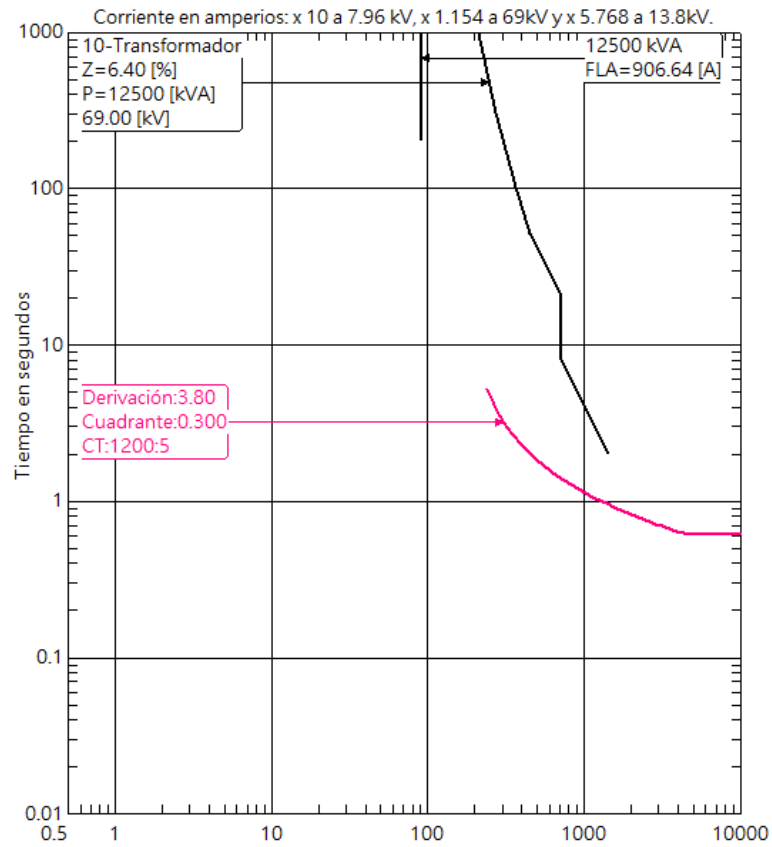


Fig. 32. Curva t-i del relé de sobrecorriente de protección de fase del transformador de potencia.

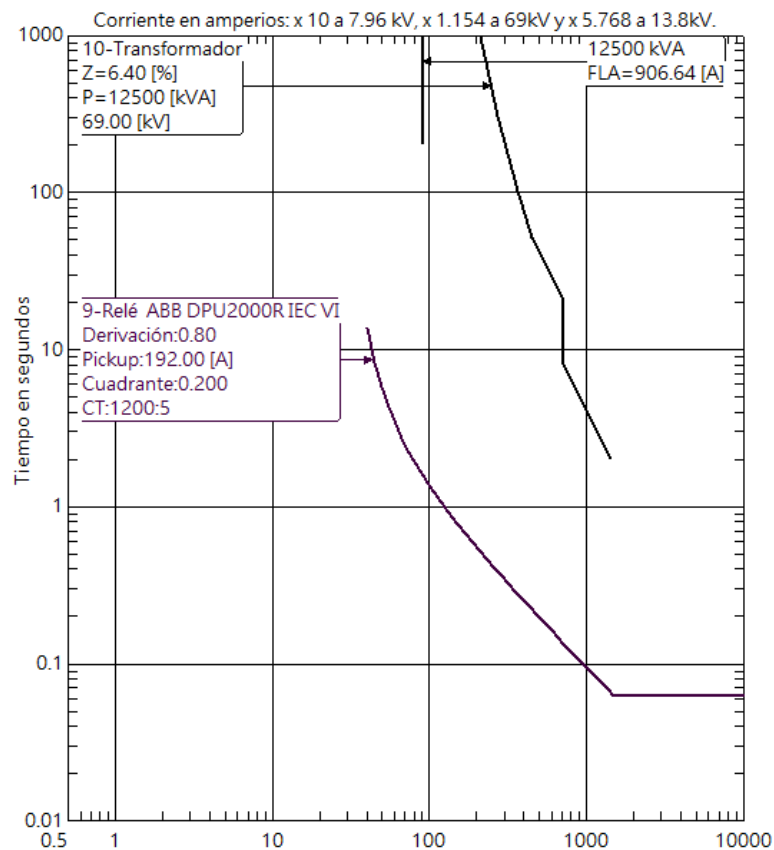


Fig. 33. Curva t-i del relé de sobrecorriente de la protección a tierra del transformador de potencia.

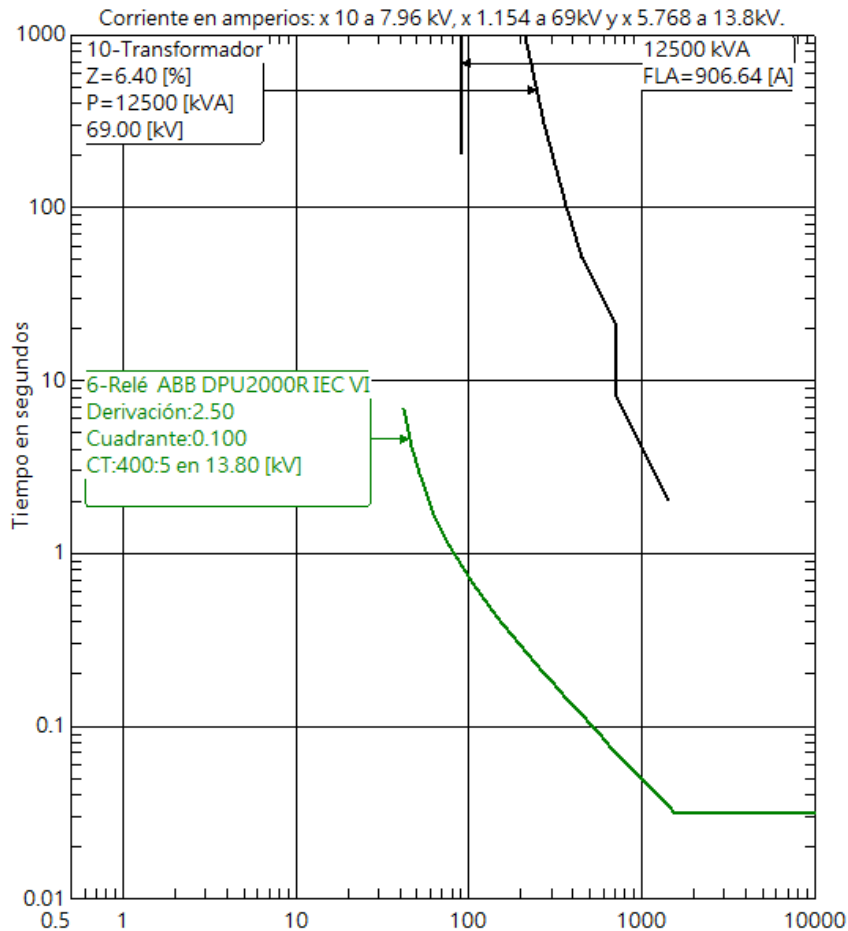
### 11.2.4.2. Ajustes del relé de sobrecorriente del alimentador en estudio.

El alimentador L25 cuenta con un relé electrónico marca SEL de sobrecorriente para fallas de línea temporizada con un instantáneo, con un transformador de corriente (TC) de 400/5, cuya calibración se presenta en la tabla.

**Tabla 7.** Ajustes actual del relé de sobrecorriente del alimentador L25.

Relé de sobrecorriente	TC	Instantáneo Fase	Tipo De Curva	TAP	DIAL
51/50	400/5	34	IEC very inverse	2.5	0.1

Fuente: ELEPCO S.A.



**Fig. 34.** Curva t-i del relé de sobrecorriente de protección de fase del alimentador.

### 11.2.4.3. Reporte de fallas

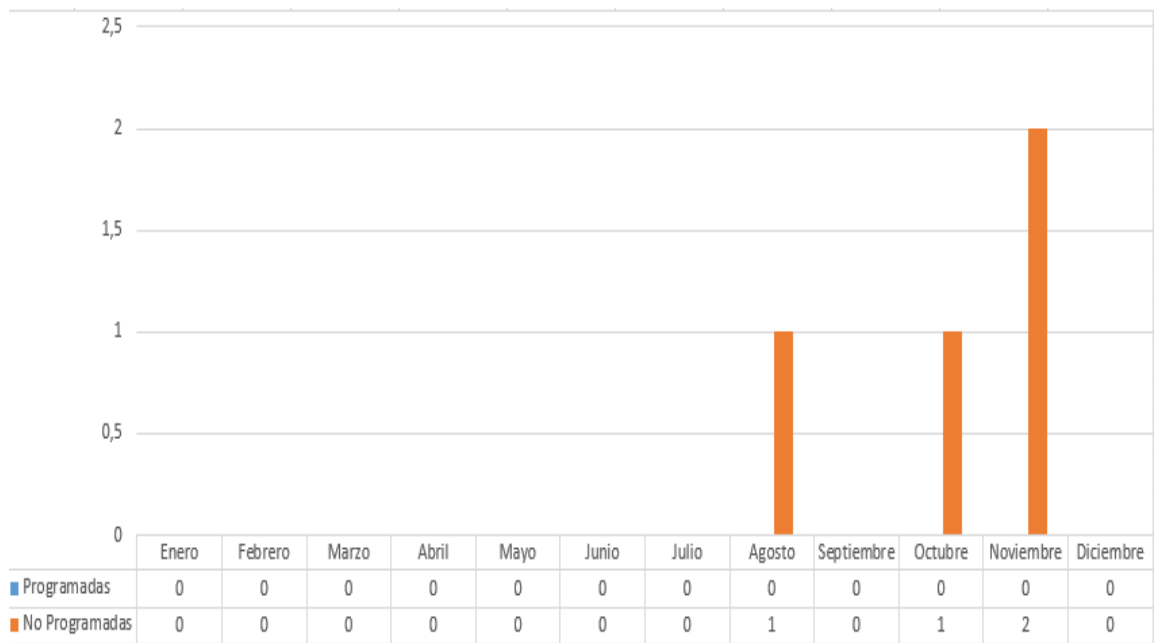
En el sistema de distribución es muy común encontrar fallas por diversos factores, sin embargo las fallas que se producen con mayor frecuencia en el alimentador son transitorias, debido a la presencia de vegetación en las zonas rurales del Cantón, los datos de tipo de desconexión en el alimentador fueron proporcionados por la Dirección Técnica de ELEPCO S.A. En la siguiente

tabla se indica el número de interrupciones que se presentan en el alimentador durante 12 meses del año 2019.

**Tabla 8.** Número de interrupciones que se presenta en alimentador.

<b>Tipo de Desconexión en el alimentador</b>		
<b>Mes</b>	<b>Programadas</b>	<b>No programadas</b>
Enero	0	0
Febrero	0	0
Marzo	0	0
Abril	0	0
Mayo	0	0
Junio	0	0
Julio	0	0
Agosto	0	1
Septiembre	0	0
Octubre	0	1
Noviembre	0	2
Diciembre	0	0

Fuente: ELEPCOS S.A.



**Fig. 35.** Grafica comparativa de interrupciones en el alimentador. .

Las interrupciones tanto programadas como no programadas se muestran en la anterior gráfica, donde los meses con mayor número de desconexiones son los meses de Agosto, Octubre y

Noviembre, las interrupciones son producidas debido a que los tirafusibles se funden a causa de corrientes de falla o descargas atmosféricas, dejando a un gran número de usuarios sin servicio de energía.

**Tabla 9.** Valores de FMIK y TTIK del alimentador en el año 2019.

Año	Lim FMIK	Lim TTIK	FMIK	TTIK
2019	5	10	0,1815	0,5593

Fuente: ELEPCOS S.A.

De acuerdo a los valores FMIK y TTIK descritos en la tabla, el alimentador se encuentra dentro de los valores límites admisibles de calidad de servicio eléctrico de distribución, establecidos en la regulación 004/01.

### **11.3. Alimentador I25 (El Capulí – Guápulo – La Victoria)**

#### **11.3.1. Recorrido**

La verificación de los equipos eléctricos para la actualización de los planos de operación, se lo realizó de poste a poste con la finalidad de confirmar la información proporcionada con respecto a las diferentes derivaciones en cada fase, ubicación de los transformadores, conductores, seccionadores, reconectadores, abarcando el recorrido por las poblaciones de:

Inchapo, urbanización Sinchaguasin, urbanización Los Andes, urbanización Merizalde, El Capulí, Avenida Velasco Ibarra, Estación de Servicio PS, Barrio Estupiñan, Guápulo Centro, Mulinliví Centro, Mulinliví Norte, La Victoria, Santo Domingo, San José, El Tejar, El Calvario, Cuatro Esquinas.

En el ANEXO 8 se encuentra la información de las capacidades de los diferentes transformadores de distribución, fusibles, fase de conexión, consumo, etc.

#### **11.3.2. Estado actual del alimentador L25**

En el ANEXO 2 se muestra el diagrama del alimentador L25. El alimentador L25, también toma el nombre de alimentador El Capulí – Guápulo – La Victoria, sale de la subestación Pujilí en un solo circuito con una tensión de distribución a 13.8 kV cubriendo la demanda en su mayor parte de la zona urbana centro y parte de la zona rural norte de cantón, con una longitud de 9,22 Km de línea trifásica y 25,69 Km de línea monofásica, donde la fase C es la más extensa del sistema; siendo el 100% de toda la red una instalación aérea. El alimentador está constituido

por 126 transformadores, con una capacidad instalada en sus fases de 2840,2 KVA como se indica en la tabla 10 y con estructuras en medio voltaje instalados en postes de hormigón.

**Tabla 10.** Capacidad instalada en las fases del alimentador.

Transformador	Fase	Cantidad	Capacidad Instalada [kVA]
<b>Monofásico</b>	A	25	532,5
	B	34	680
	C	55	1015,2
<b>Trifásico</b>	ABC	12	612,5
<b>Total</b>		<b>126</b>	<b>2840,2</b>

Fuente: Autores.

### 11.3.4. Corrientes en el alimentador

Los fusibles que forman parte de alimentador L25 se encuentran detallados en el diagrama unifilar (ANEXO 3). Para determinar las corrientes actuales del alimentador en estudio se procedió a medir las corrientes de carga con la pinza amperimétrica marca HALO con un rango de 0 Amperios a 2000 Amperios desde la salida de la subestación, su troncal principal y sus seccionamientos de derivación más importantes, en la hora de mayor demanda (Hora pico de 18:00 – 19:30), como se indica en la tabla 11.

**Tabla 11.** Corrientes de carga en los principales fusibles del alimentador.

Nodo	Número	Fase	IA	IB	IC	Coordenadas
Barra 1	9540	ABC	16,2	30,5	51,3	X: 758905,995; Y: 9895041, 366
F1	105336_SF	A	1	-	-	X: 758359,000; Y: 9895126,000
F2	-	B	-	0,7	-	X: 758318,156; Y: 9895225,162
Barra 2	9492	ABC	16,6	28,7	49,1	X: 758153,077; Y: 9895575,413
F8	169344_SF	C	-	-	4	X: 757811,860; Y: 9895480,440
F9	170289_SF	A	5,1	-	-	X: 757743,480; Y: 9895582,750
Barra 3	-	ABC	6,8	21,1	34,9	X: 756618,823; Y: 9895811,924
F11	16691_SF	C	-	-	3	X: 756605,272; Y: 9895738,937
F12	87682_SF	A	3,2	-	-	X: 756556,510; Y: 9895737,460
F16	102014_SF	C	-	-	30,6	X: 756368,390; Y: 9895790,160
F18	16681_SF	C	-	-	18,3	X: 756246,110; Y: 9898467,270
F24	169985_SF	ABC	0,2	13,5	5,7	X: 756575,720; Y: 9895835,850
F28	16686_SF	ABC	0,2	14,6	1,4	X: 756899,460; Y: 9897509,800
F29	16379_SF	B	-	3,6	-	X: 756934,330; Y: 9897513,950
F30	61121_SF	C	-	-	0,1	X: 756982,660; Y: 9897848,130
S/N	-	B	-	4	-	X: 756983,926; Y: 9897977,286
F31	9368	ABC	0	1	0	X: 756602,920; Y: 9898154,850

Fuente: Autores.

## 11.4. Simulación de flujos de potencia en CYMDIST

### 11.4.1. Distribución de carga

El análisis de distribución de carga permite desarrollar un modelo de carga más preciso; el programa distribuye una parte de la demanda a cada fase de la red, empleando uno de los siguientes métodos:

- Capacidad de los transformadores de distribución conectados (kVA conectados).
- Consumo del cliente (kW-h).
- Consumo real (kVA O kW) calculados.
- Método de REA.

Para el presente estudio se empleó la distribución de carga por el método de distribución Consumo kW-h, dato que fue proporcionado por el Departamento Comercial de ELEPCO S.A.

La tabla con el consumo en cada transformador y el número de clientes se encuentran en el ANEXO 8. La simulación del alimentador L25 se la realizó para una demanda de 760 kW y un factor de potencia de 95 como indica en la siguiente figura.

A	B	C	Total
32889,48	60265,59	87261,83	180416,89

Fig. 36. Cuadro de diálogo para el análisis de distribución de carga del alimentador L25.

### 11.4.2. Análisis de flujos de potencia

El objetivo de la simulación de flujos de potencias es analizar el desempeño en régimen permanente del alimentador L25 bajo diversas condiciones de operación, es la base para el

planeamiento, el diseño y la operación de la red de energía eléctrica. En la tabla 12 se puede observar el resumen del reporte de flujos de potencia realizado en el alimentador L25.

**Tabla 12.** Reporte del Flujo de potencia.

<b>FLUJO DE CARGA: REPORTE</b>				
<b>Resumen Total</b>	<b>kW</b>	<b>kVAR</b>	<b>kVA</b>	<b>FP (%)</b>
Pérdidas en las líneas	6,18	8,25	10,31	59,97
Pérdidas en los cables	0,0	0,0	0,0	0,0
Pérdidas de carga del transformador	7,19	28,74	29,63	24,25
Pérdidas en vacío del transformador.	11,24	0,0	11,24	100,0
<b>Pérdidas totales</b>	<b>24,61</b>	<b>36,99</b>	<b>44,43</b>	<b>55,39</b>

Fuente: Autores.

Al realizar la simulación de flujo de potencia, se obtuvo los niveles de voltaje que maneja el alimentador en los tramos más alejados de la subestación Pujilí, especificados en la tabla 13 donde el voltaje más bajo dentro del sistema es 7,765 kV en el sector El Calvario, a una distancia de 9.37 Km, comparado con el voltaje nominal se tiene una caída de voltaje de 2.44% en la red monofásica y 1.4% para la red trifásica, el cual se encuentra dentro de los límites establecidos por el CONELEC según regulación 004/01, cumpliendo con los estándares de calidad de servicio eléctrico, por lo tanto, no se consideró correctivo alguno para el alimentador con respecto a caídas de voltaje.

**Tabla 13.** Caídas de tensión en los sectores más alejados del Alimentador.

<b>Sector</b>	<b>Fase</b>	<b>V (kV)</b>	<b>V (%)</b>	<b>Coordenadas</b>
Cuatro Esquinas	C	7,770	2,38	X: 757595,720000, Y: 9900173, 320000
Calvario	C	7,765	2,44	X: 755987,870000, Y: 9899340, 810000
El Tejar	C	7,767	2,42	X: 755990,860000, Y: 9899929, 800000
Santo Domingo	C	7,7882	2,16	X: 755155,000000, Y: 9899014,000000
Santo Domingo	C	7,7889	2,14	X: 755362,000000, Y: 9898471,000000
La Victoria	ABC	13,606	1,41	X: 756612,190000, Y: 9898162,500000
Guápulo	ABC	13,652	1,07	X: 756219,230000, Y: 9894638,540000

Fuente: Autores.

### 11.4.3. Corrientes de carga

En una comparación, los valores de corriente descritas en la tabla 14 con los datos obtenidos en la simulación, se observa que existe una mínima diferencia entre las corrientes de carga medidas con la pinza amperimétrica y las corrientes simuladas en el programa.

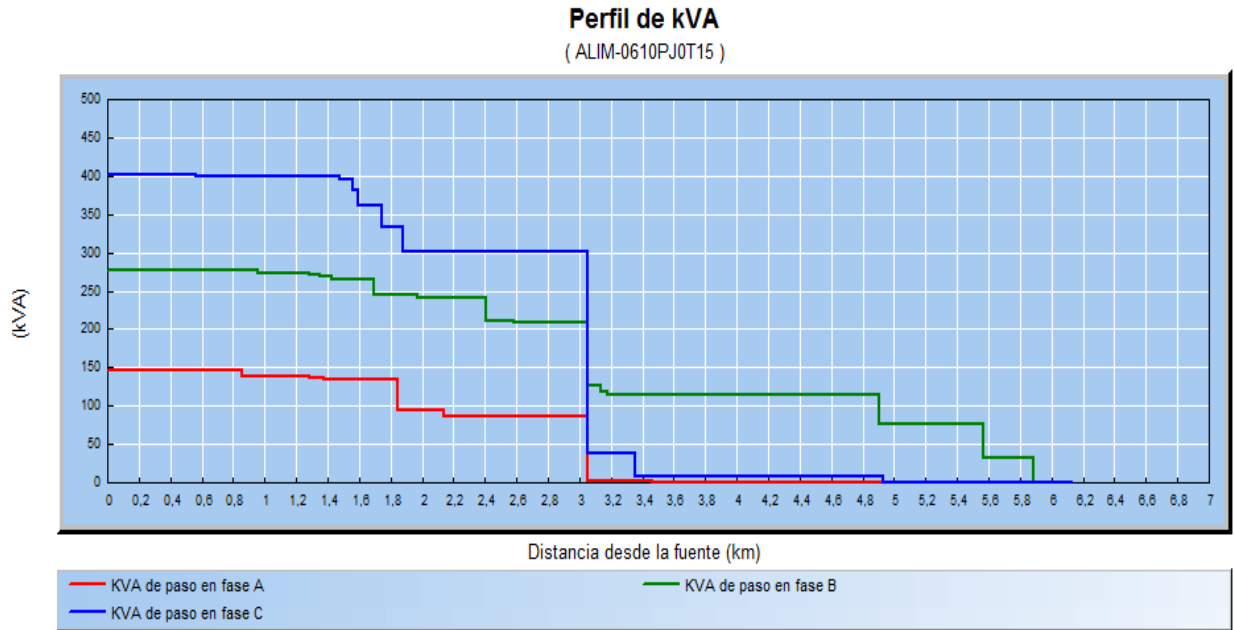
**Tabla 14.** Cuadro comparativo entre las corrientes medidas y corrientes simuladas.

Punto	Fase	Corrientes Simulados			Corrientes Medidas			Coordenadas
Barra 1	ABC	18,4	32	50,4	16,2	30,5	51,3	X: 758905,995691, Y: 9895041, 366993
F1	A	1,1	-	-	1	-	-	X: 758359,000000, Y: 9895126,000000
F2	B	-	0,5	-	-	0,7	-	X: 758318,156641, Y: 9895225,162428
Barra 2	ABC	15,2	29,6	51,2	16,6	28,7	49,1	X: 758153,077268, Y: 9895575,413415
F8	C	-	-	3,6	-	-	4	X: 757811,860000, Y: 9895480,440000
F9	A	4,4	-	-	5,1	-	-	X: 757743,480000, Y: 9895582,750000
Barra 3	ABC	9,3	23,1	38,6	6,8	21,1	34,9	X: 756618,823052, Y: 9895811,924048
F11	C	-	2,3	-	-	3	-	X: 756605,272256, Y: 9895738,937882
F12	A	3	-	-	3,2	-	-	X: 756556,510000, Y: 9895737,460000
F16	C	-	-	29,3	-	-	30,6	X: 756368,390000, Y: 9895790,160000
F18	C	-	-	17,4	-	-	18,3	X: 756246,110000, Y: 9898467,270000
F24	ABC	0,2	14,3	5,2	0,2	13,5	5,7	X: 756575,720000, Y: 9895835,850000
F28	ABC	0,1	12,9	1,2	0,2	14,6	1,4	X: 756899,460000, Y: 9897509,800000
F29	B	-	4,4	-	-	3,6	-	X: 756934,330000, Y: 9897513,950000
F30	C	-	-	0,1	-	-	0,1	X: 756982,660000, Y: 9897848,130000
S/N	B	-	5	-	-	4	-	X: 756983,926148, Y: 9897977,286123
F31	ABC	0	1,2	0	0	1	0	X: 756602,920000, Y: 9898154,850000

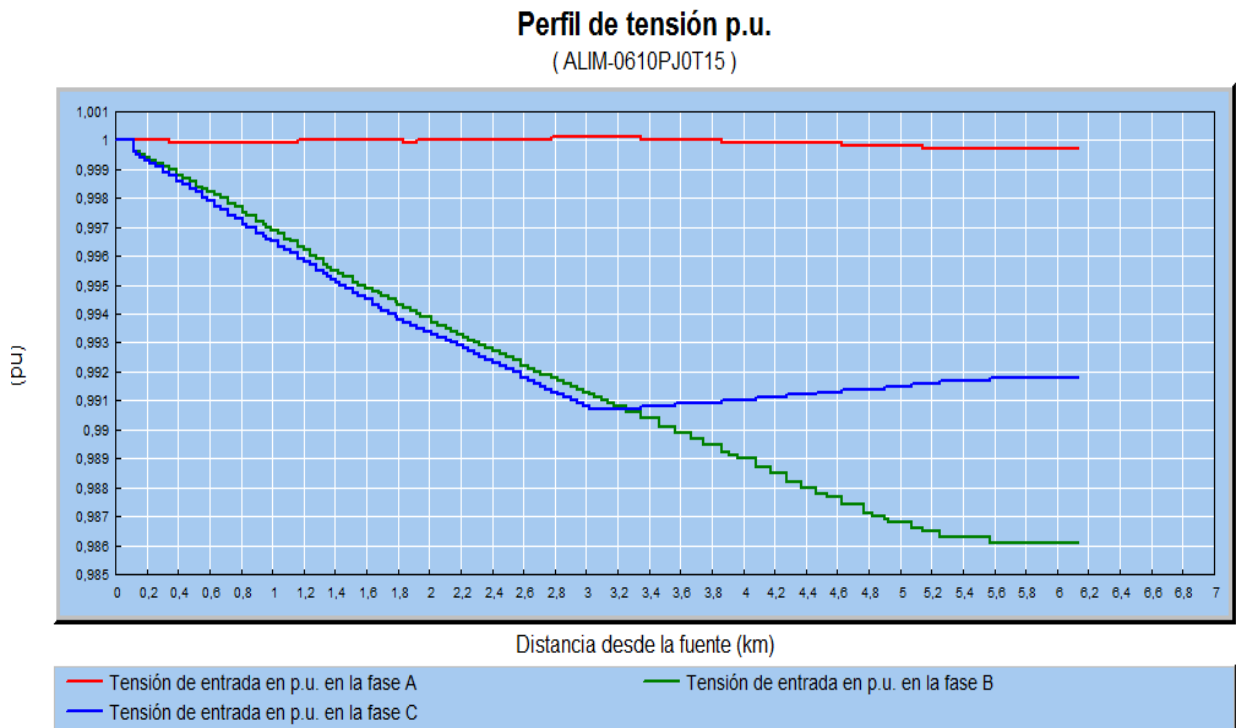
Fuente: Autores.

#### 11.4.4. Perfiles de Carga y Tensión

De la simulación de Flujos de potencia, se puede obtener el perfil de carga y voltaje en las fases de la línea, en el sector más alejado de la subestación Pujilí, como se muestra en las figuras.



**Fig. 37.** Perfil de carga del alimentador.



**Fig. 38.** Perfil de tensión del alimentador.

En las curvas de perfil se observa las caídas de voltaje y un desbalance de carga en el alimentador, siendo la fase C la que contiene mayor carga, seguida por la fase B y la fase A.

Por lo tanto se ha optado por un análisis de balance de carga y reconfigurar una parte de la topología del alimentador.

#### 11.4.5. Cambios en la topología del Alimentador.

Con el objetivo de expandirse a futuro se construye una nueva línea trifásica de medio voltaje a 13,8 kV, en el barrio Mulinliví Norte, con una extensión aproximada de 443.5 m, iniciando en el poste 168216 con coordenadas X: 756770,652401 Y: 9898556,647826 hasta el poste 10743 con coordenadas X: 756376.120365, Y: 9898761.757494, como se detalla en la siguiente figura.

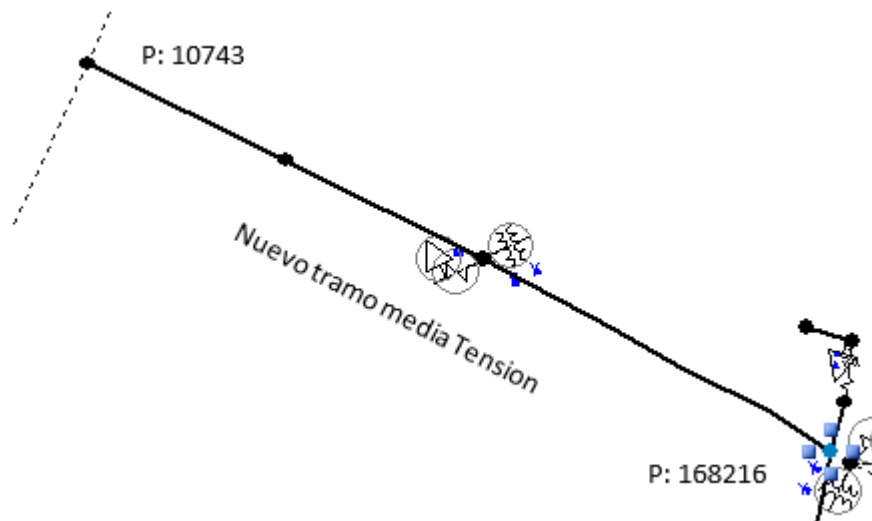
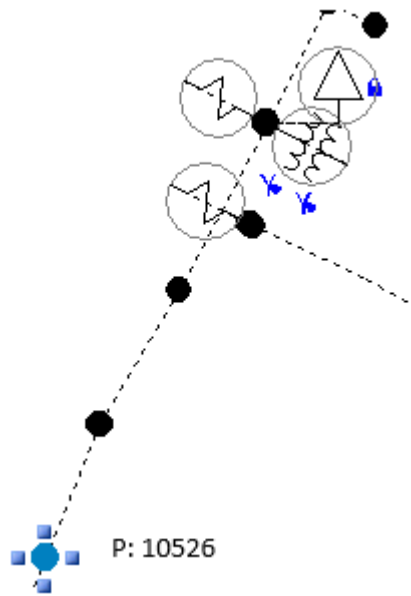


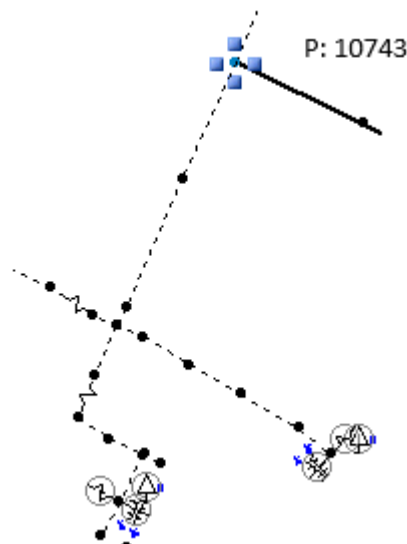
Fig. 39. Proyección del nuevo tramo de media tensión.

Para la reconfiguración de la topología del alimentador L25, especialmente en la fase C debido al desbalance de carga y por ser la más extensa dentro del sistema en estudio; ubicado en la parroquia La Victoria entrada al parque, se inició realizando un corte de línea monofásica en el poste 10526 con las coordenadas X: 756227.365, Y: 9898302,712 como indica en la figura.



**Fig. 40.** Puntos de corte en la red de media tensión.

Posterior a ello, se realiza un cambio de fase desde la nueva línea trifásica en el poste 10743 con coordenadas X: 756376.120365, Y: 9898761.757494 como indica la siguiente figura.



**Fig. 41.** Puntos de conexión desde la nueva red de media tensión.

#### 11.4.6. Reubicación del reconector

El reconector trifásico inicialmente se encuentra ubicado en el barrio Guápulo, cuyas coordenadas son X: 756219,23; Y: 9894638,54, actualmente se encuentra desconectado y fuera de servicio.

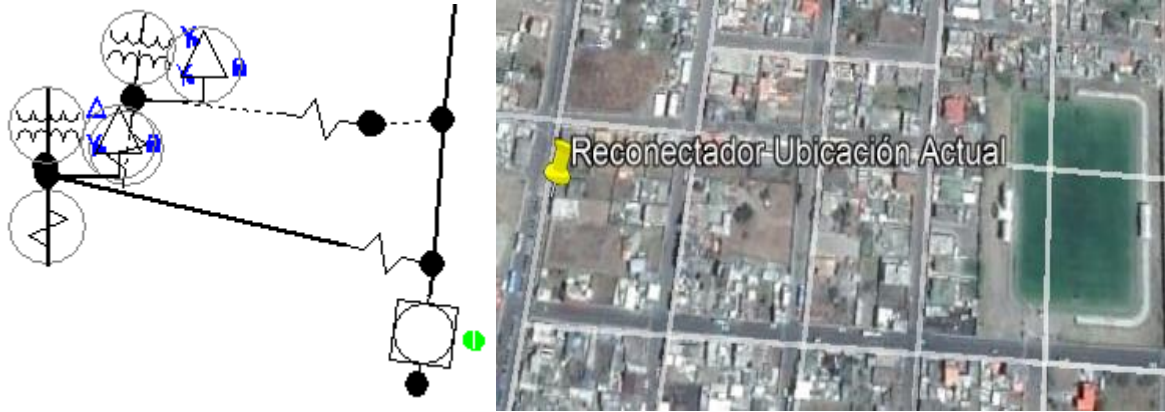


Fig. 42. Ubicación actual del reconectador.

El lugar de la nueva ubicación es el Barrio Guápulo Centro cuyas coordenadas son X: 756575,72; Y: 9895835,85 en el poste 185561, reemplazando la posición del seccionador fusible F24.



Fig. 43. Reubicación del reconectador.

#### 11.4.7. Balance de carga

Una vez reconfigurado la topología del alimentador L25 se procedió con la simulación del balance de cargas. La función balance de carga de CYMDIST cambia las fases de los conductores o reconecta las cargas en función de los objetivos definidos por el usuario, para nuestro estudio se empleó la función equilibrar corrientes, donde los resultados de la simulación sugieren un cambio de fases en ciertos puntos de la red, como se detalla en la tabla 15. En el ANEXO 4 se muestra el nuevo diagrama del alimentador.

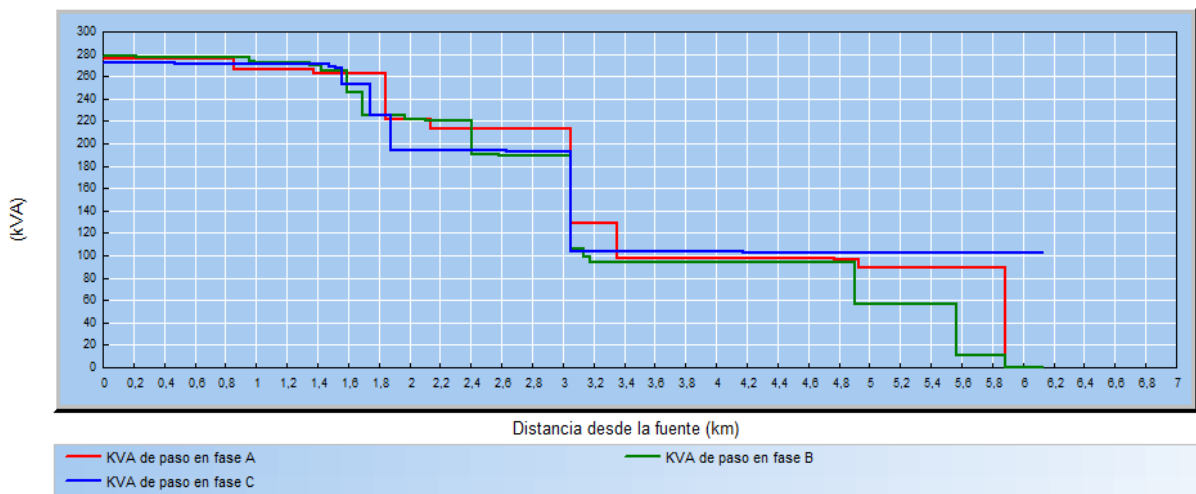
**Tabla 15.** Cambios de fases en el alimentador L25.

Fase desconexión	Fase conexión	Coordenadas	Poste
C	B	X: 757943,830000, Y: 9895520,260000	9694
C	A	X: 756615,470000, Y: 9896038,560000	183209
B	C	X: 756915,382147, Y: 9897635,141356	10554
B	A	X: 756567,470000, Y: 9898190,220000	10602

Fuente: Autores.

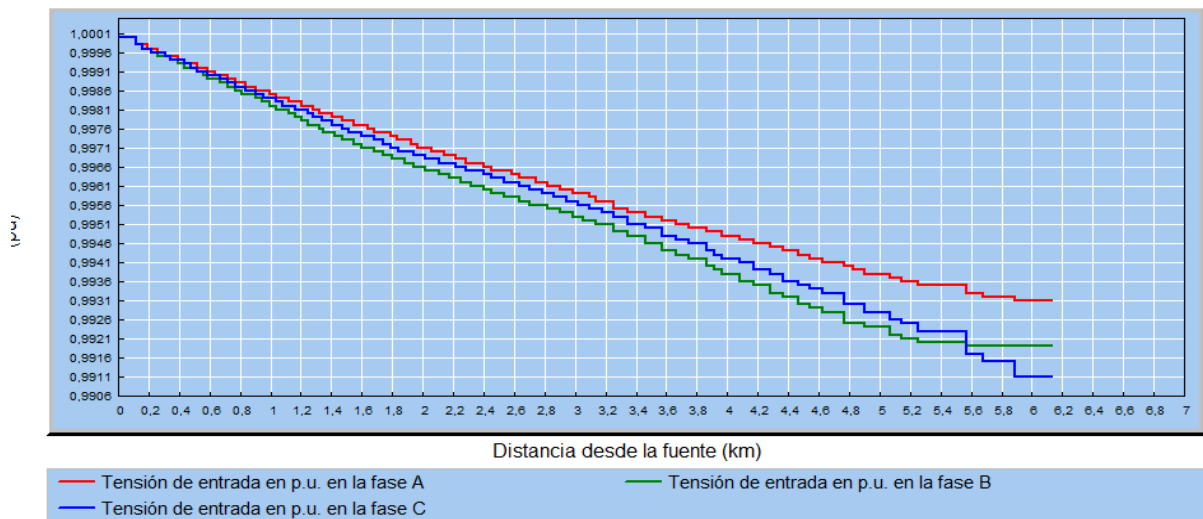
**11.4.8. Corrientes de carga en la nueva topología del alimentador.**

Con la simulación de flujos de potencia, se observa un mejor balance de corrientes de carga como se detalla en la tabla de ANEXO 5. El nuevo perfil de carga y voltaje obtenidos al realizar los cambios de fases y topología de red se observan a continuación.



**Fig. 44.** Perfil de carga del alimentador.

**Perfil de tensión p.u.**  
(ALIM-0610PJ0T15)



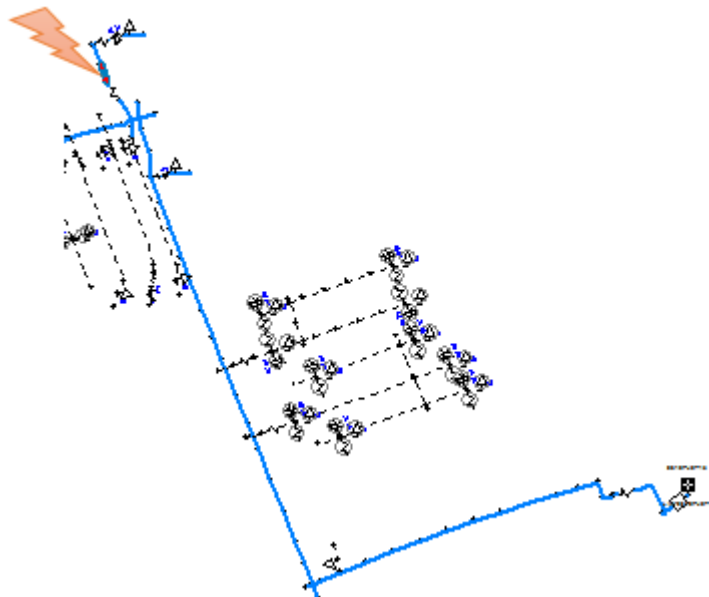
**Fig. 45.** Perfil de tensión del alimentador.

### 11.5. Corrientes de cortocircuito en el alimentador I25

Las ecuaciones y la metodología para el cálculo de impedancias de secuencia positiva, negativa y cero se lo realizo en base al libro **DISTRIBUTION SYSTEM MODELING AND ANALYSIS** de **William H. Kersting**, capítulo 4 “Impedancia en serie de líneas aéreas y subterráneas”, cuyas ecuaciones sirven para determinar las impedancias de secuencia para circuitos trifásicos y monofásicos aéreos.

#### Ejemplo 1

Se calculara las corrientes de cortocircuito en el fusible F3 que sirve de protección para una derivación trifásica como indica la figura 46, el cual está conformado por dos tramos; es importante disponer del diagrama del alimentador que sirva como guía (ANEXO 4).



**Fig. 46.** Diagrama para el cálculo de corrientes de cortocircuito.

Los tramos esta conformados por los siguientes conductores:

**Tramo 1:** Conductor ASCR 3/0 troncal.

**Tramo 3:** Conductor ASCR 1/0 derivación trifásica.

La troncal está conformada por un neutro corrido, donde los tramos están conformadas por una red de distribución trifásica aérea con una estructura tipo 3CP cuya distancia entre fases y el neutro se muestra en la figura 47.

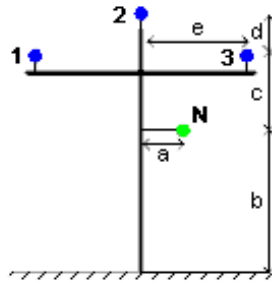


Fig. 47. Distancia entre fases en una estructura 3CP.

Donde:

$$a = 0,2 \text{ m}; \quad b = 9,1 \text{ m}; \quad c = 0,9 \text{ m}; \quad d = 0,5 \text{ m}; \quad e = 1,1 \text{ m}$$

La distancia media geométrica entre fases y respecto al neutro se obtiene mediante las ecuaciones (8.2) y (8.3) respectivamente.

$$DMG_{ij} = 1,4754 \text{ m} = 58,087 \text{ in} = 4,8386 \text{ ft.}$$

$$DMG_{in} = 1,4171 \text{ m} = 55,7913 \text{ in} = 4,6474 \text{ ft.}$$

### 11.5.1. Calculo de impedancias de secuencia para el conductor ASCR 3/0.

**Datos del conductor:**

$$RMG_i = 0,18291 \text{ cm} = 0,07201 \text{ in} = 0,005998 \text{ ft}$$

$$R_i = 0,348 \frac{\Omega}{\text{km}} = 0,56 \frac{\Omega}{\text{milla}}$$

**Impedancia de secuencia directa e inversa.**

Reemplazando los datos del conductor y la DMG en la ecuación (8.1) se tiene:

$$Z_{11} = Z_{22} = R_i + j0,12134 * \ln\left(\frac{DMG_{ij}}{RMG_i}\right)$$

$$Z_{11} = Z_{22} = 0,56 + j0,12134 * \ln\left(\frac{58,087}{0,07201}\right)$$

$$Z_{11} = Z_{22} = 0,56 + j0,8121 \frac{\Omega}{\text{milla}}$$

$$Z_{11} = Z_{22} = 0,348 + j0,5047 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

### Impedancia de secuencia homopolar

De igual forma se obtiene reemplazando los datos del conductor y aplicando las ecuaciones (8.4) hasta la (8.7) y reemplazándolas en la ecuación (8.8).

$$Z_{ii} = R_i + 0,0953 + j0,12134 * \left[ \ln\left(\frac{1}{RMG_i}\right) + 7,93402 \right] \frac{\Omega}{milla}$$

$$Z_{ii} = 0,56 + 0,0953 + j0,12134 * \left[ \ln\left(\frac{1}{0,005998}\right) + 7,93402 \right] \frac{\Omega}{milla}$$

$$Z_{ii} = 0,6553 + 1,5835 \frac{\Omega}{milla}$$

$$Z_{nn} = R_n + 0,0953 + j0,12134 * \left[ \ln\left(\frac{1}{RMG_n}\right) + 7,93402 \right] \frac{\Omega}{milla}$$

$$Z_{nn} = 0,56 + 0,0953 + j0,12134 * \left[ \ln\left(\frac{1}{0,004457}\right) + 7,93402 \right] \frac{\Omega}{milla}$$

$$Z_{nn} = 0,9831 + j1,6196 \frac{\Omega}{milla}$$

$$Z_{ij} = 0,0953 + j0,12134 * \left[ \ln\left(\frac{1}{DMG_{ij}}\right) + 7,93402 \right] \frac{\Omega}{milla}$$

$$Z_{ij} = 0,0953 + j0,12134 * \left[ \ln\left(\frac{1}{4,8386}\right) + 7,93402 \right] \frac{\Omega}{milla}$$

$$Z_{ij} = 0,0953 + j0,7714 \frac{\Omega}{milla}$$

$$Z_{in} = 0,0953 + j0,12134 * \left[ \ln\left(\frac{1}{DMG_{in}}\right) + 7,93402 \right] \frac{\Omega}{milla}$$

$$Z_{in} = 0,0953 + j0,12134 * \left[ \ln\left(\frac{1}{4,6474}\right) + 7,93402 \right] \frac{\Omega}{milla}$$

$$Z_{in} = 0,0953 + j0,7763 \frac{\Omega}{milla}$$

$$Z_{00} = Z_{ii} + 2Z_{ij} - 3 \left( \frac{Z_{in}^2}{Z_{nn}} \right)$$

$$Z_{00} = 0,6553 + 1,5835 + 2 * (0,0953 + j0,7714) - 3 \left( \frac{(0,0953 + j0,7763)^2}{0,9831 + j1,6196} \right)$$

$$Z_{00} = 1,1333 + j2,2013 \frac{\Omega}{\text{milla}}$$

$$Z_{00} = 0,7044 + j1,3681 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

### 11.5.2. Cálculo de impedancias de secuencia para el conductor ASCR 1/0.

Para el cálculo de las impedancias de secuencia, se realiza el mismo procedimiento del caso anterior.

#### Datos del conductor:

$$RMG = 0,13594 \text{ cm} = 0,0535 \text{ in} = 0,004457 \text{ ft}$$

$$R_i = 0,5518 \frac{\Omega}{\text{km}} = 0,8878 \frac{\Omega}{\text{milla}}$$

$$DMG_{ij} = 1,4754 \text{ m} = 58,087 \text{ in} = 4,8386 \text{ ft.}$$

#### Impedancia de secuencia directa e inversa.

$$Z_{11} = Z_{22} = R_i + j0,12134 * \ln\left(\frac{DMG_{ij}}{RMG_i}\right)$$

$$Z_{11} = Z_{22} = 0,8878 + j0,12134 * \ln\left(\frac{58,087}{0,0535}\right)$$

$$Z_{11} = Z_{22} = 0,8878 + j0,8484 \frac{\Omega}{\text{milla}}$$

$$Z_{11} = Z_{22} = 0,5518 + j0,5272 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

#### Impedancia de secuencia homopolar

Este tramo no contiene neutro por lo tanto,  $Z_{in} = 0$  y  $Z_{nn} = 0$

$$Z_{ii} = 0,9831 + j1,6196 \frac{\Omega}{\text{milla}}$$

$$Z_{ij} = 0,0953 + j0,7714 \frac{\Omega}{\text{milla}}$$

$$Z_{00} = 1,1737 + j3,1624 \frac{\Omega}{\text{milla}}$$

$$Z_{00} = 0,7295 + j1,9654 \frac{\Omega}{km}$$

### 11.5.3. Calculo de las corrientes de cortocircuito.

Los cálculos de corrientes cortocircuito se realizan en base a la NORMA IEC 60909 “Calculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna”.

Para obtener los datos de corrientes de falla se requiere conocer las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de la subestación Pujilí como indica en la Tabla 16.

**Tabla 16.** Datos de impedancia de la S/E.

ID	Impedancia (+) [ $\Omega$ ]	Impedancia (0) [ $\Omega$ ]	VLL [kV]	VLN [kV]
S/E Pujilí	0,3192+3,1919j	0,1450+2,1738j	13,8	7,967

**Fuente:** ELEPCO S.A.

Se realiza la sumatoria de todas las impedancias de secuencia directa y homopolar a partir de la subestación Pujilí, hasta llegar al punto de falla, cuya trayectoria está formada por 3 tramos, cada una con diferente calibre de conductor, como se indica en la siguiente tabla.

**Tabla 17.** Impedancias de secuencia para los conductores ACSR 1/0 y 3/0.

Conductor ACSR	$Z_{11} = Z_{22}$ [ $\Omega/km$ ]	$Z_{00}$ [ $\Omega/km$ ]	Longitud [km]	$Z_{11} = Z_{22}$ [ $\Omega$ ]	$Z_{00}$ [ $\Omega$ ]
3/0	0,348+0,5047j	0,7044+1,3681j	1,3362	0,4650+0,6744j	0,9412+1,8281j
1/0	0,5518+0,5272j	0,7295+1,9654j	0,0239	0,0132+0,0126j	0,0174+0,0469j

**Fuente:** Autores.

La impedancia de secuencia positiva se calcula con los datos de la tabla de la siguiente manera:

$$Z_{(+)} = Z_{S/E} + Z_{11(3/0)} + Z_{11(1/0)}$$

$$Z_{(+)} = (0,3192 + 3,1919j) + (0,4650 + 0,6744j) + (0,0132 + 0,0126j)$$

$$Z_{(+)} = 0,7974 + 3,8788j \Omega$$

Donde:

$Z_{(+)}$  = Es la sumatoria de todas las impedancias hasta llegar al nodo requerido.

Para la secuencia cero se tienen:

$$Z_{(0)} = Z_{S/E} + Z_{00(3/0)} + Z_{00(1/0)}$$

$$Z_{(0)} = 0,1450 + 2,1738j + 0,9412 + 1,8281j + 0,0174 + 0,0469j$$

$$\mathbf{Z_{(0)} = 1,1036 + 4,0488j \Omega}$$

Una vez obtenida las impedancias de secuencia, las corrientes de cortocircuito se obtienen con las ecuaciones (8.9) a (8.13), de la siguiente manera:

**Falla trifásica:**

$$I_{LLL} = Kmax * \frac{V_{LN}}{Z_{(+)} + Z_F}$$

$$I_{LLL} = 1,1 * \frac{7,967 \text{ kV}}{0,7974 + 3,8788j \Omega}$$

$$\mathbf{I_{LLL} = 2213 \text{ A}}$$

Impedancia de falla  $Z_F = 0$

**Falla bifásica a tierra:**

$$I_{LLT} = Kmax * V_{LN} * Y_2$$

$$Y_2 = \frac{a^2(Z_{(0)} + Z_{(+)}) - a * Z_{(0)} - Z_{(+)}}{Z_{(+)} * (Z_{(+)} + Z_{(0)}) + Z_{(+)} * Z_{(0)}}$$

$$= \frac{(e^{j\frac{2\pi}{3}})^2(1,1036 + 4,0488j + 0,7974 + 3,8788j) - e^{j\frac{2\pi}{3}} * 1,1036 + 4,0488j - (0,7974 + 3,8788j)}{(0,7974 + 3,8788j) * (0,7974 + 3,8788j + 1,1036 + 4,0488j) + (0,7974 + 3,8788j) * 1,1036 + 4,0488j}$$

$$Y_2 = 0,2438 + 0,0738j$$

$$I_{LLT} = 1,1 * 7967 * (0,2438 + 0,0738j)$$

$$\mathbf{I_{LLT} = 2232,3 \text{ A}}$$

**Falla bifásica:**

$$I_{LL} = Kmax * \frac{\sqrt{3} * V_{LN}}{2 * Z_{(+)} + Z_F}$$

$$I_{LL} = 1,1 * \frac{\sqrt{3} * 7,967 \text{ kV}}{2 * (0,7974 + 3,8788j \Omega)}$$

$$I_{LL} = 1916,6 \text{ A}$$

Impedancia de falla  $Z_F = 0$

**Falla monofásica a tierra:**

$$I_{LT} = Kmax * \frac{3 * V_{LN}}{2 * Z_{(+)} + Z_{(0)} + Z_F}$$

$$I_{LT} = 1,1 * \frac{3 * 7,967 \text{ kV}}{2 * (0,7974 + 3,8788j) + 1,1036 + 4,0488j}$$

$$I_{LT} = 2170,9 \text{ A}$$

Impedancia de falla  $Z_F = 0$

### Ejemplo 2

Similar al anterior caso anterior, se desea conocer las corrientes de cortocircuito el fusible F18, cuya trayectoria está formada por dos tramos cada una con diferente calibre de conductor, como como se indica en la siguiente tabla.

**Tabla 18.** Impedancias de secuencia para los conductores ACSR 2 y 3/0.

ID	Conductor	Impedancia (+) [ $\Omega$ ]	Impedancia (0) [ $\Omega$ ]
Tramo 1	ACSR. 2	1,6275+1,4386j	1,6275+1,4386j
Tramo 2	ACSR. 3/0	1,4653+2,3404j	1,4653+2,3404j

**Fuente:** Autores.

Al ser una derivación monofásica solo se presenta un tipo de falla, que es línea – tierra.

$$Z_{(+)} = Z_{S/E} + Z_{2(+)} + Z_{3/0(+)}$$

$$Z_{(+)} = (0,3192 + 3,1919j \Omega) + (1,6275 + 1,4386j\Omega) + (1,4653 + 2,3404j\Omega)$$

$$Z_{(+)} = 3,412 + 6,9709j \Omega$$

Para la secuencia cero se tienen:  $Z_{(0)} = Z_{(+)}$

**Falla monofásica a tierra:**

$$I_{LT} = Kmax * \frac{3 * V_{LN}}{2 * Z_{(+)} + Z_{(0)} + Z_F}$$

$$I_{LT} = 1,1 * \frac{3 * 7,967 \text{ kV}}{2 * (3,412 + 6,9709j) + 3,412 + 6,9709j}$$

$$I_{LT} = 1129,2 \text{ A}$$

Impedancia de falla  $Z_F = 0$

El procedimiento de repite para cualquier nodo del sistema, para este caso se tomó 6 nodos de la red de distribución como prueba, realizando los cálculos de corrientes de cortocircuito correspondientes, y comparando con los valores simulados en el programa CYMDIST se obtuvo los siguientes valores.

**Tabla 19.** Tabla comparativa entre corrientes de cortocircuito calculados y simulados.

Nodo	ICC CALCULADOS (Amp.)				ICC SIMULADOS (Amp.)			
	LLL	LLT	LL	LT	LLL	LLT	LL	LT
F3	2213	2232,3	1916,6	2170,9	2214	2233	1917	2172
F9	0	0	0	1927,2	0	0	0	1929
F17	0	0	0	1129,2	0	0	0	1127
F28	1383	1305,6	1196,8	1147,6	1385	1307	1199	1146
F29	0	0	0	1121	0	0	0	1123
F19	0	0	0	849,7	0	0	0	853

**Fuente:** Autores.

Como se observa en la tabla comparativa existe una mínima diferencia entre los valores de corriente de fallas calculados y simulados en los diferentes nodos, por ello se concluye que CYMDIST es un herramienta computacional confiable, que se puede utilizar para realizar estudios de corrientes de cortocircuito para líneas de distribución aéreas.

### 11.6. Simulación de corrientes de cortocircuitos

El estudio de las corrientes de cortocircuitos se obtuvo en base al método IEC 60909 en cada uno de los fusibles a coordinar, se simuló las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas trifásicas, bifásicas a tierra, bifásicas y monofásicas, para la coordinación del sistema de protecciones.

**Tabla 20.** Corrientes máximos de cortocircuitos obtenidos mediante el programa CYMDIST.

Nodo	Fase	ICC Máximas en Amperios				ICC Mínimas en Amperios			
		LT	LL	LLT	LLL	LT	LL	LLT	LLL
B1	ABC	2961	2321	2861	2681	2951	2317	2851	2676
F1	A	2428	0	0	0	2378	0	0	0
F2	B	2371	0	0	0	2317	0	0	0
F3	ABC	2172	1917	2233	2214	2069	1880	2144	2172
F4	B	2137	0	0	0	2073	0	0	0
B2	ABC	2142	1886	2202	2198	2078	1857	2140	2155
F5	A	2116	0	0	0	2052	0	0	0
F6	B	2094	0	0	0	2029	0	0	0
F7	C	2080	0	0	0	2014	0	0	0
F8	C	1993	0	0	0	1925	0	0	0
F9	A	1929	0	0	0	1859	0	0	0
F10	B	1759	0	0	0	1686	0	0	0
B3	ABC	1575	1547	1720	1788	1501	1494	1653	1726
F11	C	1506	0	0	0	1461	0	0	0
F12	A	1538	0	0	0	1463	0	0	0
F13	B	1336	0	0	0	1262	0	0	0
F14	A	1217	0	0	0	1129	0	0	0
F15	ABC	1218	1270	1375	1468	1147	1211	1310	1399
F16	C	1503	0	0	0	1428	0	0	0
F17	C	1127	0	0	0	1063	0	0	0
F18	C	851	0	0	0	792	0	0	0
F19	C	853	0	0	0	793	0	0	0
F20	A	778	0	0	0	723	0	0	0
F21	A	741	0	0	0	687	0	0	0
F22	C	838	0	0	0	779	0	0	0
F23	C	723	0	0	0	666	0	0	0
R	ABC	1568	1542	1714	1782	1494	1489	1646	1720
F25	B	1532	0	0	0	1457	0	0	0
F26	A	1481	0	0	0	1406	0	0	0
F28	ABC	1146	1199	1307	1385	1076	1138	1241	1316
F29	B	1123	0	0	0	1053	0	0	0
F30	C	1073	0	0	0	1005	0	0	0
F31	ABC	989	1061	1167	1226	924	1001	1102	1157
F33	ABC	1560	1536	1706	1775	1496	1472	1642	1711
F34	B	1056	0	0	0	989	0	0	0
F35	C	960	1035	1140	1196	896	976	1075	1128
F36	C	743	0	0	0	689	0	0	0

Fuente: Autores.

### 11.7. Coordinación de protecciones

El objetivo principal de la coordinación de protecciones del alimentador L25 es despejar cualquier tipo de falla lo más rápido posible de forma confiable y actuando de manera selectiva,

evitando que las corrientes de cortocircuito con valores altos, ocasionen daños a los equipos como pueden ser, cables, conductores, transformadores, cargas, etc. Debido a que todos los elementos tienen una curva de daño, de modo que si se exceden ésta curva, la vida útil de estos elementos se reduce considerablemente.

Para realizar dicha coordinación se utilizó el programa CYMTCC, el cual nos permite introducir las curvas de los fusibles y equipos involucrados en el sistema.

### **11.7.1. Criterios para la coordinación.**

Los criterios empleados para la coordinación de protecciones son los siguientes:

- ✓ La protección de respaldo se utiliza como una segunda línea de defensa para operar cuando la protección primaria o protector no funciona.
- ✓ Para poder abarcar una mayor cantidad de fusibles en las derivaciones, no es prudente colocar un excesivo número de protecciones en la troncal principal, esto para poder coordinar fusible-fusible y reconectador-fusible.
- ✓ Se debe considerar la posible existencia de fallas permanentes en la red, para lo cual se instalarán fusibles en las derivaciones que representen cargas considerables.
- ✓ El relé de la subestación debe ser sensible a las corrientes mínimas de falla al final del alimentador, con el fin de que, si un fusible no opera ante una falla permanente, el relé lo haga, poniendo en operación al interruptor de potencia.
- ✓ Los dispositivos de protección deben ser dimensionados y ajustados adecuadamente, de tal forma que sólo actúe el dispositivo más cercano a la falla.
- ✓ Para la protección de los transformadores de distribución, se debe emplear fusibles tipo SF (despeje rápido).
- ✓ Para una correcta coordinación, el ajuste del relé, se lo debe hacer por encima de la curva del fusible y por debajo de las curvas de daño del transformador de potencia.
- ✓ Para una coordinación entre fusibles se utilizó las curvas tiempo corriente y debe cumplir con el criterio de coordinación del 75% (Relación entre el tiempo máximo de despeje del fusible protegido con el tiempo mínimo de fusión del fusible protector).
- ✓ Entre un 70 y 80 % de las fallas son temporales, las protecciones deben dejar un intervalo de tiempo de tal manera que éstas sean despejadas evitando desconexiones permanentes, para nuestro estudio se empleó un tiempo mínimo de 0.3 segundos.

### 11.7.2. Protección del Transformador de distribución.

La protección del transformador de distribución, se lo realizan desde el lado de medio voltaje, tanto para los convencionales como auto-protegidos, empleando el fusible Slow-Fast (SF), estos son estandarizados bajo la norma NEMA PUB. NO. SG2 1958. Este tipo de fusible protege correctamente al equipo ante cualquier falla, y debe ser coordinado junto con el fusible de la derivación.

El fusible que protege al transformador de distribución, deben cumplir con las siguientes características:

- ✓ Proteger al transformador de sobrecargas y cortocircuitos.
- ✓ Debe soportar fallas transitorias sin sufrir daños.
- ✓ Soportar la corriente de energización (inrush) y los arranques en frío (cold- load pick up).
- ✓ Resistir daños ante descargas atmosféricas.

Como ejemplo, para seleccionar el fusible adecuado que protegerá al transformador de distribución se lo realiza aplicando la ecuación (8.20).

$$Capacidad\ del\ fusible = \frac{I_n\ Transformador}{1.5}$$

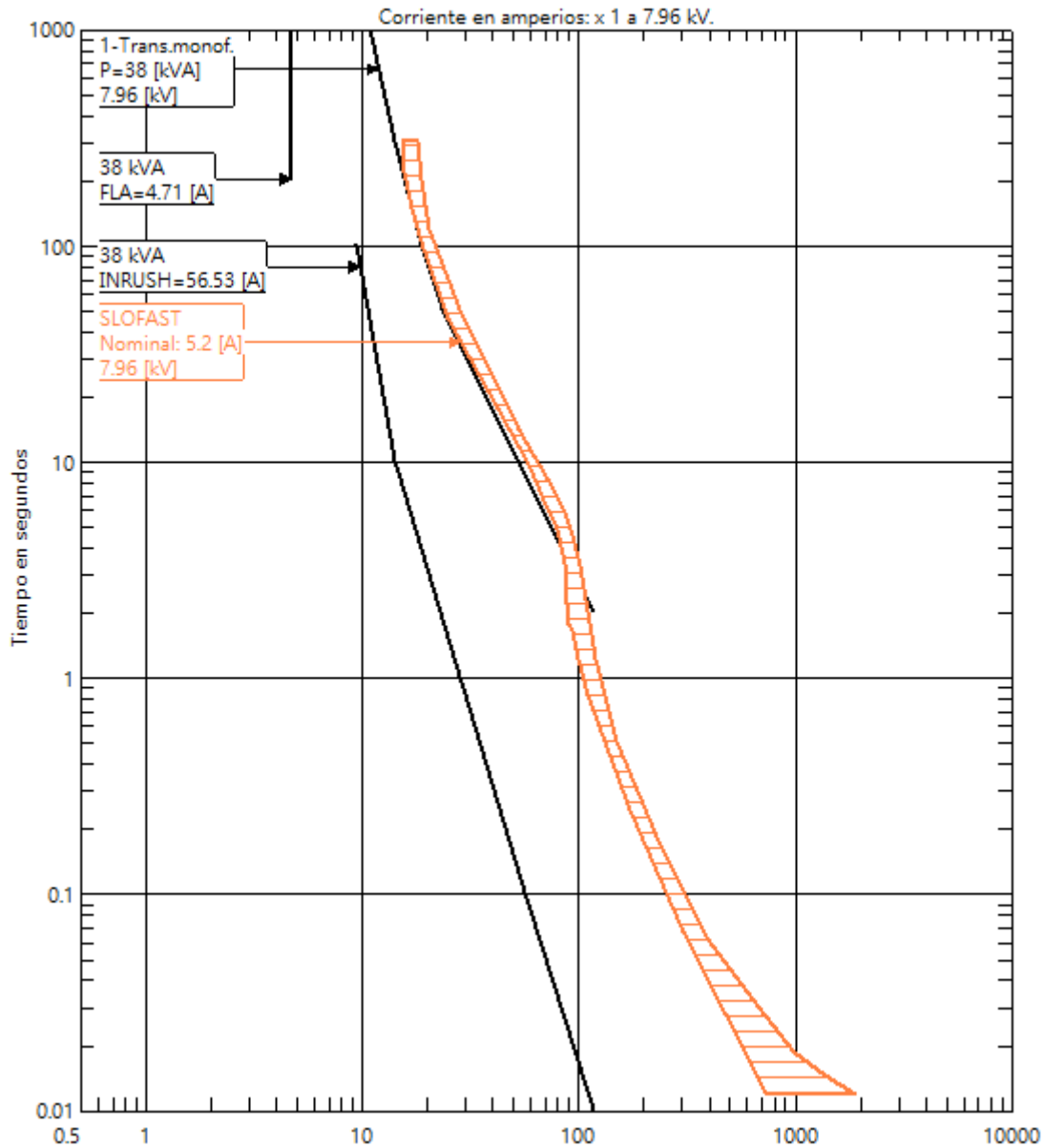
Se toma como referencia al transformador de 37.5 kVA por ser el de mayor capacidad, utilizado con mayor frecuencia en el alimentador.

$$I_n\ Transformador = \frac{kVA}{V_{LN}}$$

$$I_n\ Transformador = \frac{37.5\ kVA}{7.960\ KV}$$

$$I_n\ Transformador = 4.71\ A$$

Para la corriente nominal encontrada del transformador de distribución, se selecciona un fusible tipo SF de 5.2 [A].



**Fig. 48.** Curva t-i fusible SF de 5.2 A

Como se muestra en la figura, la curva t-i del fusible SF de 5.2 [A] se posiciona sobre la curva de daño del transformador de distribución dejándolo completamente desprotegido para la corriente inrush y en caso de sobrecarga, por lo tanto se debe determinar otro fusible de menor capacidad que cumpla con todas las características.

Considerando que el fusible tiene la capacidad de soportar 1.5 veces el valor nominal de corriente se tiene:

$$\text{Capacidad del fusible} = \frac{4.71}{1.5} = 3.14 \text{ A}$$

Una vez realizado el cálculo de la capacidad de fusible SF y con la tabla del ANEXO 10, se obtiene un fusible de servicio nominal 3.1 [A]. La figura muestra como el fusible encaja correctamente entre la curva de daño y la curva Inrush del transformador de distribución de 37.5 kVA.

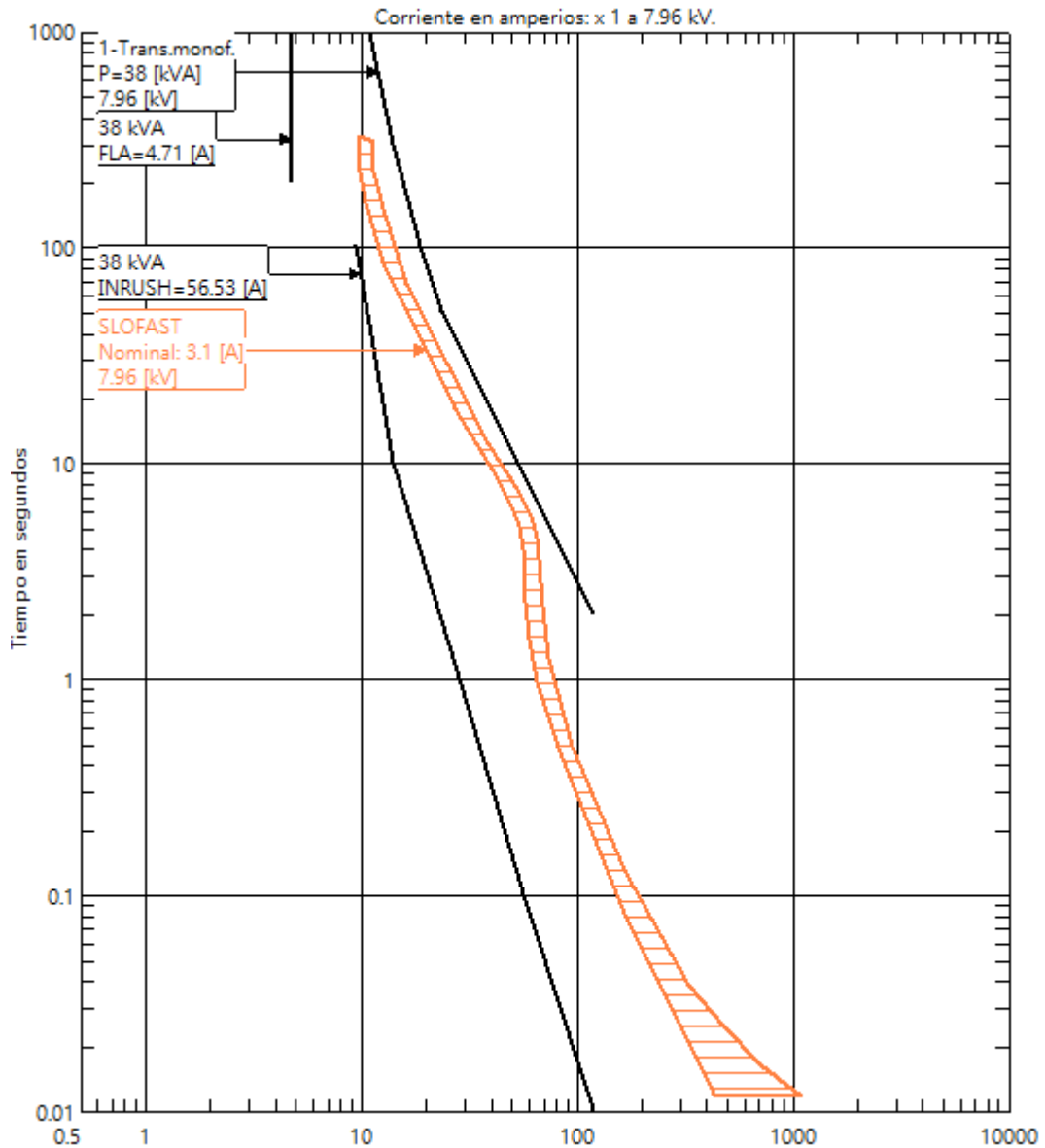


Fig. 49. Protección del transformador de distribución con fusible SF.

La tabla con los valores de los fusibles Slow-Fast para las protecciones de transformadores monofásicos y trifásicos de distribución se detallan en el ANEXO 10.

### 11.7.3. Coordinación Fusible-Fusible

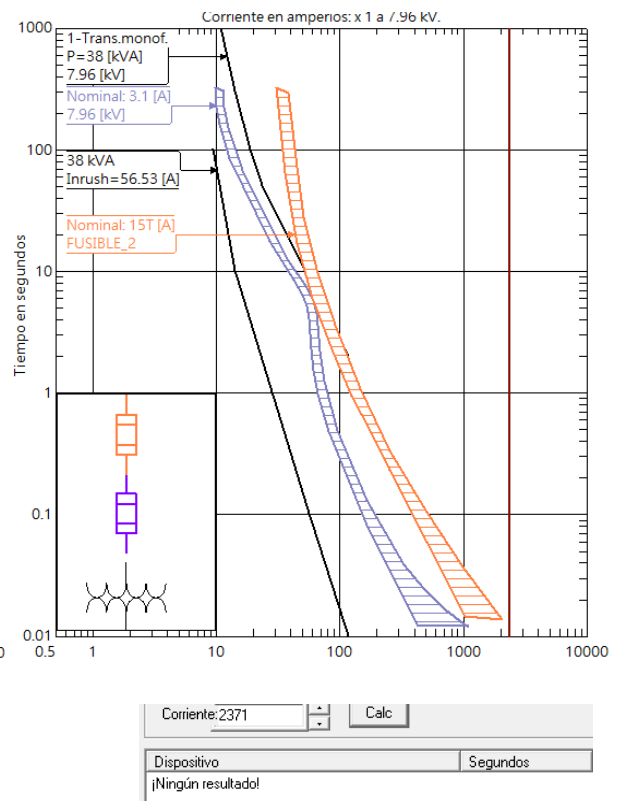
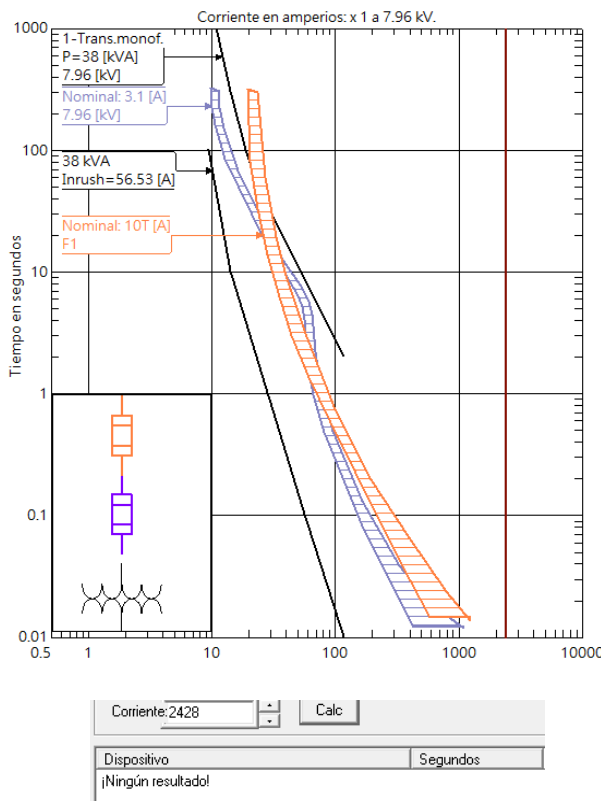
#### 11.7.3.1. Coordinación actual de los fusibles del alimentador

En la siguiente tabla se muestra ocho fusibles que actualmente se encuentran ubicados en el alimentador, los cuales se toman como muestra para visualizar la coordinación dentro del mismo.

**Tabla 21.** Capacidad de los fusibles actuales en las derivaciones del alimentador.

Puntos	Coordenadas	Fase	Poste	Fusible
Barra 1	X: 758905.996; Y: 9895041.367	ABC	184272	-
F1	X: 758359.0; Y: 9895126.0	A	178790	10T
F2	X: 758310.584; Y: 9895222.574	B	111635	15T
F3	X: 758147.003; Y: 9895599.801	ABC	136540	6.3 SF-1.3SF-10T
F4	X: 758168,3; Y: 9895558,469	B	136539	10T
Barra 2	X: 758144.761; Y: 9895575.42	ABC	136509	-
F5	X: 758135.52; Y: 9895551.47	A	136514	5.2 SF
F6	X: 758086.89; Y: 9895534.55	B	136495	10T
F7	X: 758036.22; Y: 9895530.15	C	136477	6.3 SF
F8	X: 757811.86; Y: 9895480.44	C	9659	15T

**Fuente:** Autores.



**Fig. 50.** Curvas t-i del fusible F1 para una  $I_f = 2428$  A.

**Fig. 51.** Curvas t-i del fusible F2 para una  $I_f = 2371$  A.

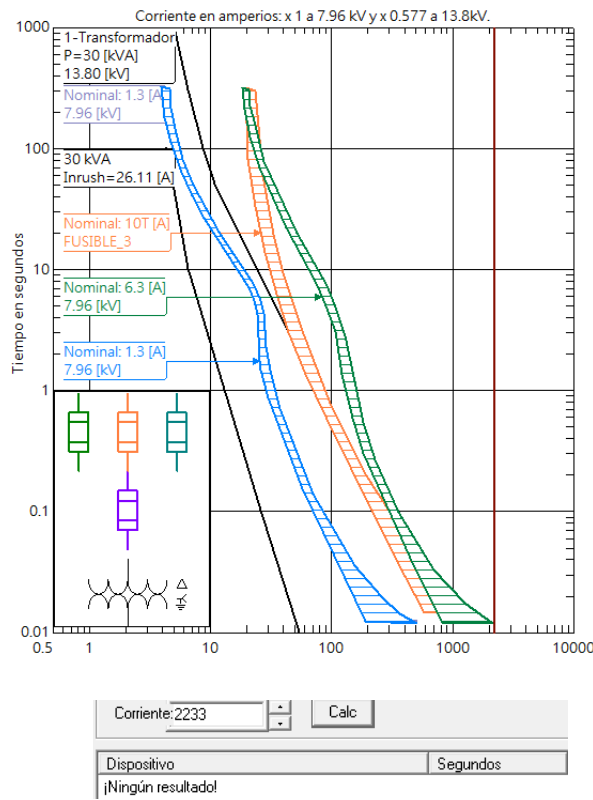


Fig. 52. Curvas t-i del fusible F3 para una  $I_f= 2233$  A

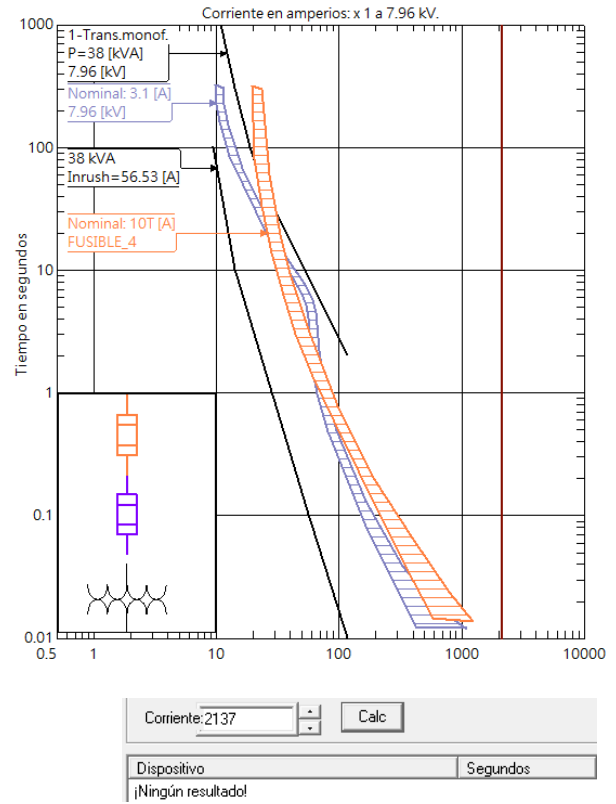


Fig. 53. Curvas t-i del fusible F4 para una  $I_f= 2137$  A

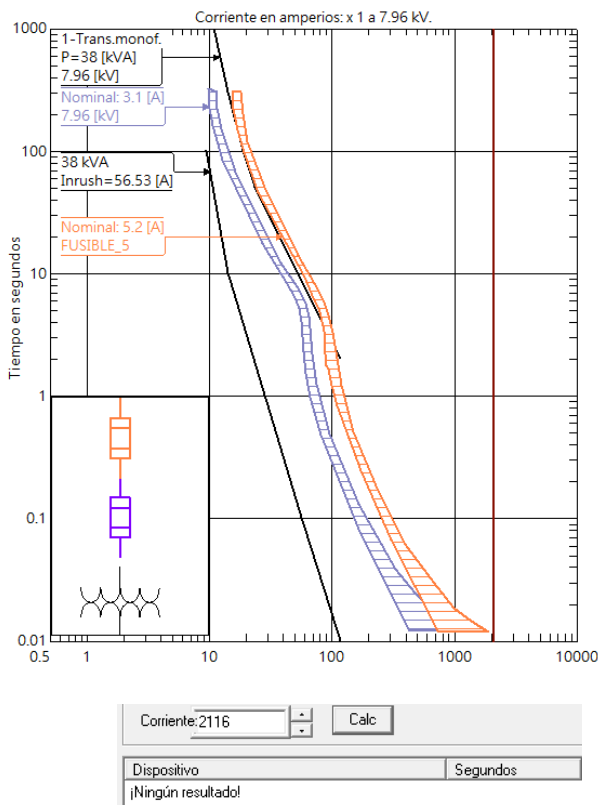


Fig. 54. Curvas t-i del fusible F5 para una  $I_f= 2116$  A

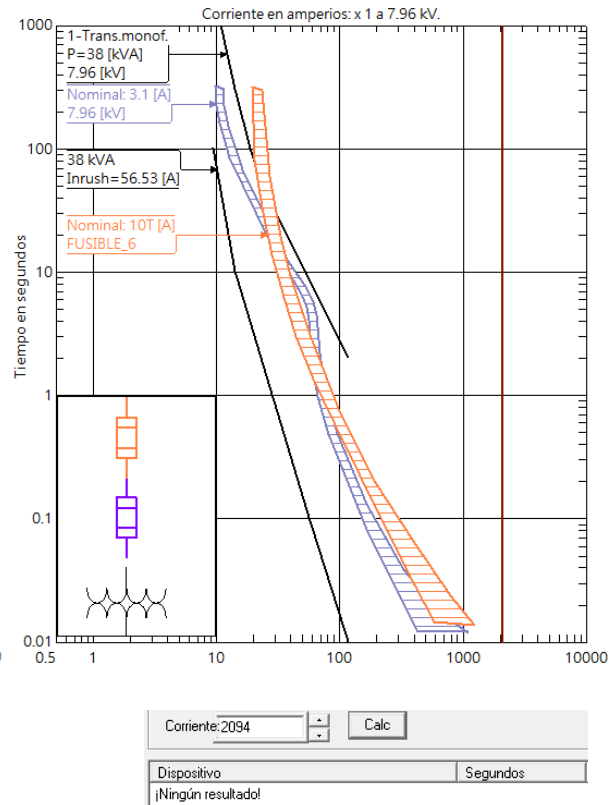
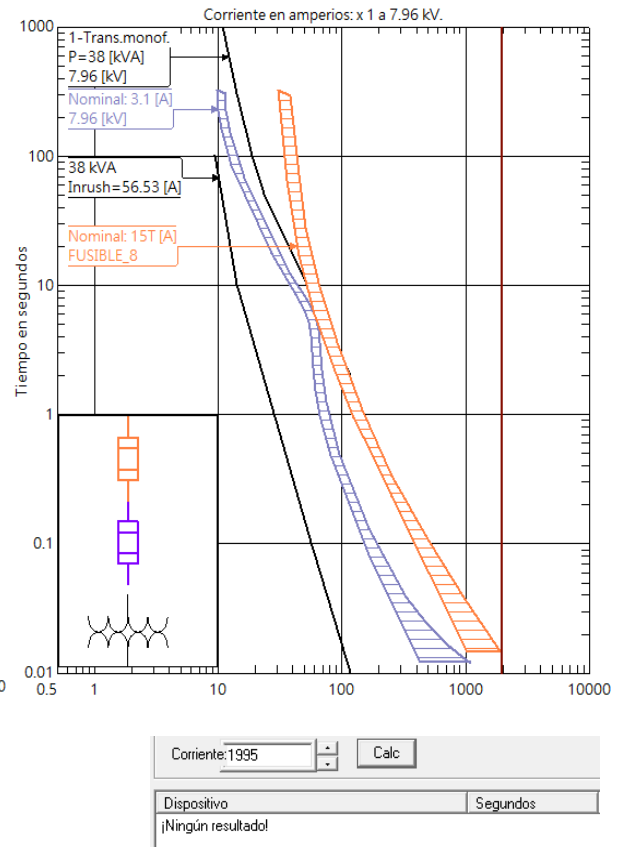
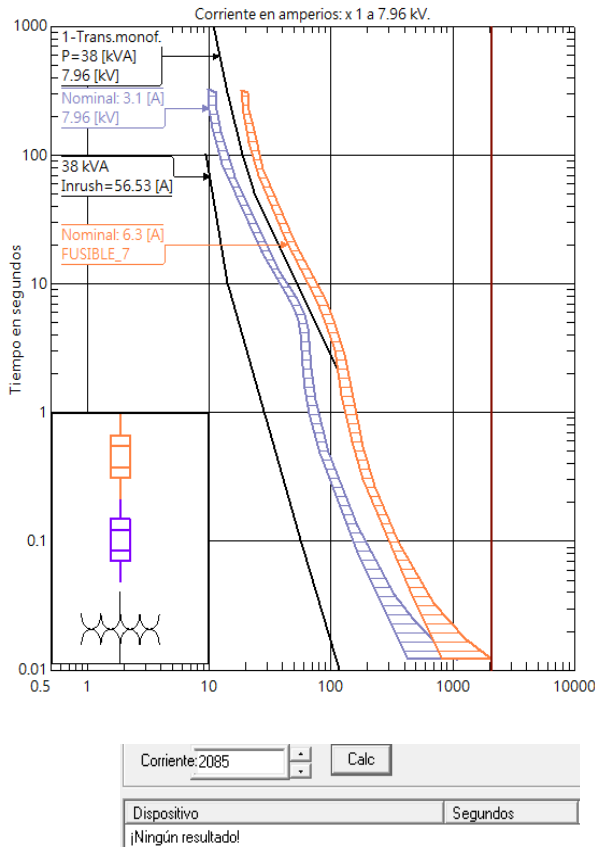


Fig. 55. Curvas t-i del fusible F6 para una  $I_f= 2094$  A



**Fig. 56.** Curvas t-i del fusible F7 para una  $I_f = 2085A$     **Fig. 57.** Curvas t-i del fusible F8 para una  $I_f = 1995A$

En las figuras 52, 54 y 56 se observa las curvas tiempo-corriente para los fusibles que sirve de protección en las derivaciones, en los cuales se puede visualizar que se tiene fusibles del tipo SF como protección en los ramales, los cuales no son adecuados para la protección de derivaciones, debido a que su fabricación son para la protección de otro tipo de equipos (Transformadores de distribución).

En las figuras 50, 51, 53, 55, 57 se tiene las curvas tiempo-corriente de los fusibles tipo T que sirven de protección para las derivaciones correspondientes, los cuales no se encuentran debidamente coordinados, estos se sobreponen por encima de las curvas tiempo-corriente de los fusibles que sirven de protección a los transformador de distribución (SF) y no se pude obtener tiempos de fusión mínima ni los tiempos de despeje para realizar una adecuada coordinación.

Los fusibles que se encuentran actualmente instalados en el alimentador no cumplen con las características de una adecuada coordinación, por tal motivo se realiza un estudio de coordinación de protección que asegure el correcto funcionamiento de estos equipos en caso de ocurrir una falla.

### 11.7.3.2. Coordinación de fusibles aplicando el estudio de protecciones

El diagrama unifilar de los fusibles para la coordinación se encuentra en el ANEXO 6. Para la coordinación de los fusibles del alimentador L25 de la S/E Pujilí, se ha considerado el fusible tipo T de fusión rápida empleada en la ELEPCO S.A, estandarizados según las normas ANSI C-3742 que permite el despeje de la falla en menor tiempo para altas corrientes de cortocircuito, esta coordinación se lo realizo con tres fusibles en serie y con la protección del transformador de distribución, iniciando desde el fusible más alejado del alimentador, utilizando las corrientes de cortocircuitos anteriormente obtenidas y corrientes máximas de carga en los puntos donde se aplicaran los fusibles. Para la selección del fusible se debe tomar en cuenta los siguientes aspectos.

- 1.- Corrientes máxima de carga en la derivación que se desea proteger.
- 2.- Corrientes de cortocircuito mínimo para la selección del fusible.
- 3.- Corriente de cortocircuito máximo para la coordinación entre fusibles.
- 4.- El fusible tipo T debe coordinarse con el fusible SF del transformador de distribución.
- 5.- Tensión nominal del sistema.

Como forma de ejemplo para seleccionar los fusibles tipo T adecuados, se tomó los puntos F28, F35, F23 para la coordinación y cuyo procedimiento se repite para todas las derivaciones en el alimentador, y cuya tensión nominal para todos los fusibles es de 7,960 kV.

### COORDINACIÓN FUSIBLES F28, F35, F23

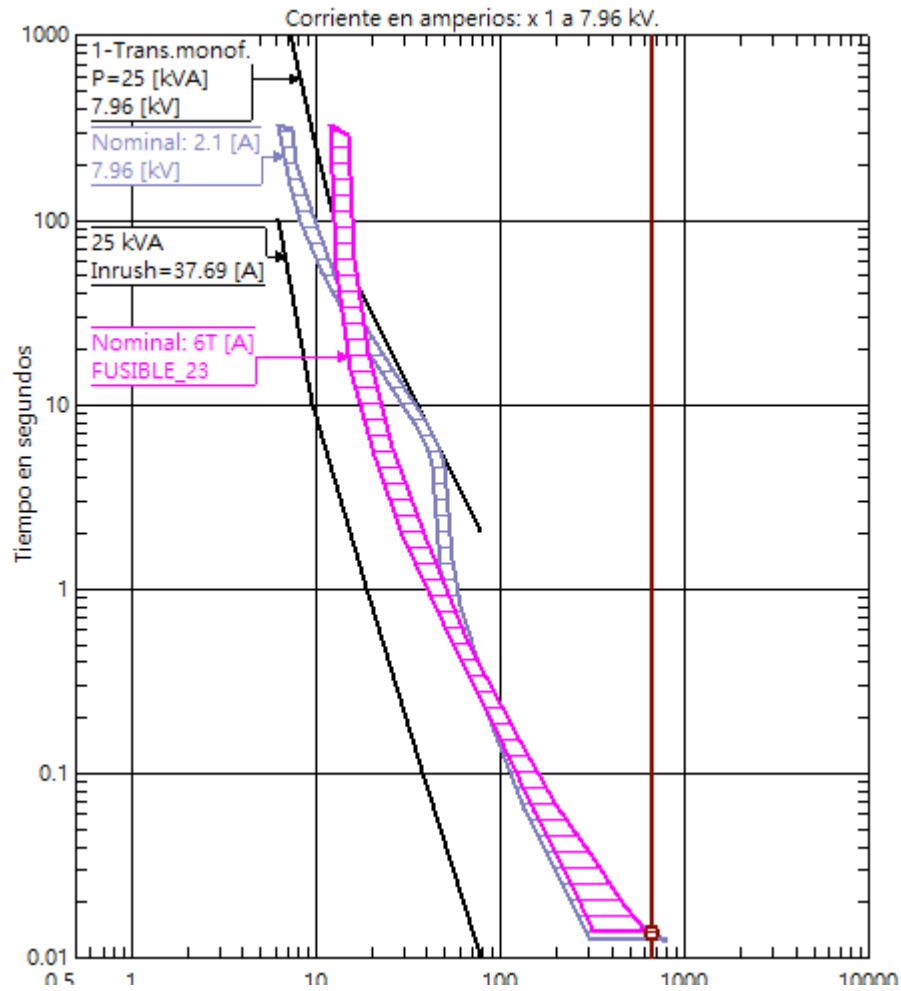
#### Determinación F28:

El transformador de distribución con mayor capacidad en la derivación es de 25 kVA con un fusible de protección SF de 2.1 A.

Corriente máxima de carga en la derivación es: 3,5 A       $\longrightarrow$  FUSIBLE: 6T

Corriente de cortocircuito mínimo: 666 A

Corriente de cortocircuito máximo: 723 A



**Fig. 58.** Curva t-i fusible 6T.

El fusible 6T protege la derivación para una corriente de carga máxima, pero no se puede obtener tiempos de la curva t-i para la corriente de falla por lo tanto, se selecciona un fusible de mayor capacidad.

El fusible debe estar por encima de la curva de daño del transformador de distribución y la corriente de falla debe cortar la curva tiempo-corriente del fusible, por ello se selecciona un FUSIBLE de capacidad 12T como indica la figura.

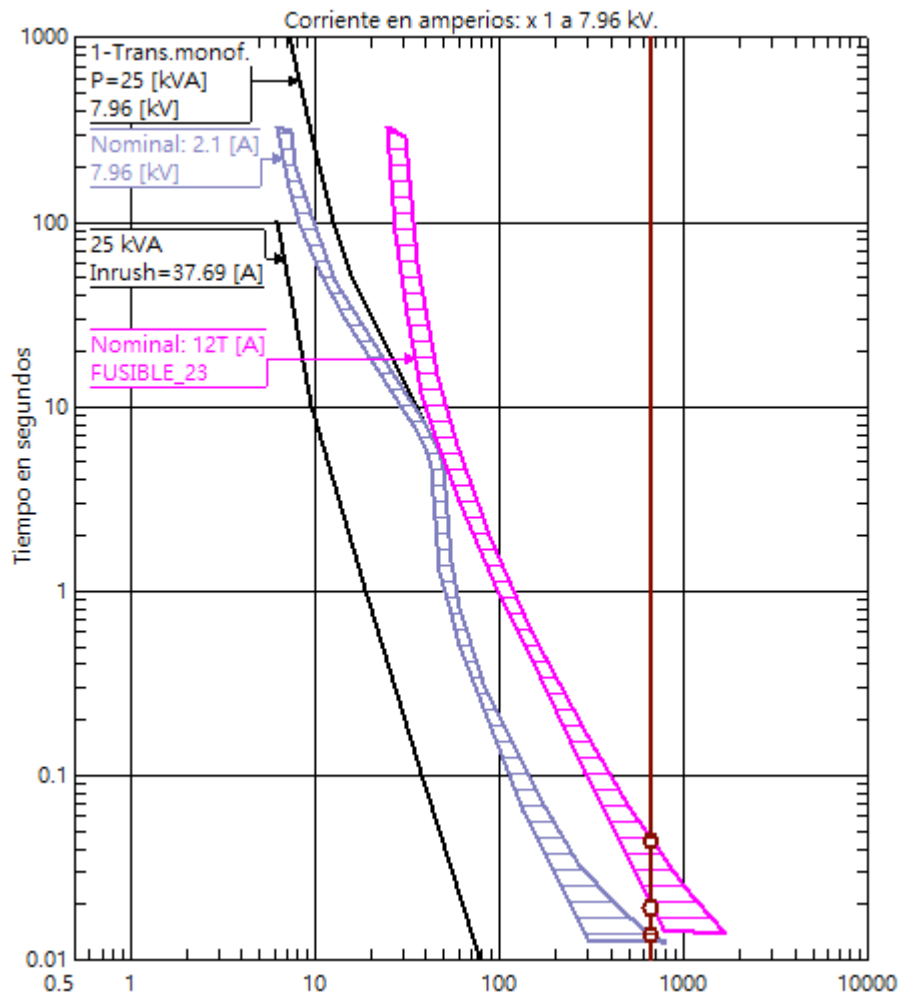


Fig. 59. Curva t-i fusible 12T.

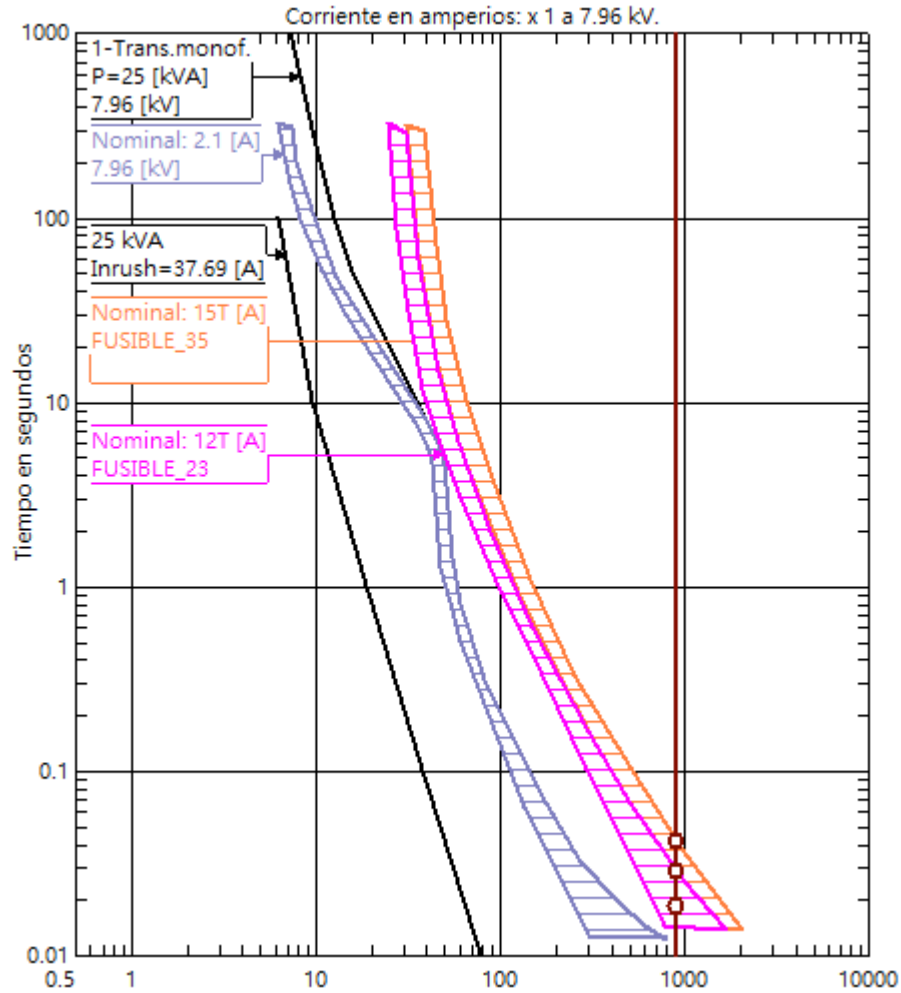
### Determinación F35:

Para el fusible F35 que se encuentra aguas arriba, el procediendo es similar.

Corriente máxima de carga:  $I_A = 8.1 A$ ,  $I_B = 0A$ ,  $I_C = 11.8A$  → FUSIBLE: 15T

Corriente de cortocircuito mínimo: 896 A

Corriente de cortocircuito máximo: 1196 A



**Fig. 60.** Curva t-i fusible 15T.

Para la corriente máxima de carga y la corriente de cortocircuito mínimo, el fusible 15T cumple con las características de protección, pero no se obtiene una correcta coordinación con el fusible aguas debajo (12T), como se muestra a continuación:

Para una corriente de falla máxima de  $I_{cc} = 723A$  en el fusible F23=12T se obtuvo los siguientes tiempos.

Dispositivo	Segundos
5-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0161
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0285
5-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0390
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0584

**Fig. 61.** Protección del transformador de distribución.

Aplicando la ecuación (8.21), del criterio de coordinación entre los fusibles F23 y F35 se tiene:

$$\frac{t_{max-F(F23)}}{t_{min-F(F35)}} * 100 < 75\%$$

$$\frac{0,0390}{0,0285} * 100 < 75\%$$

$$136,84 < 75\%$$

No cumple con el criterio de coordinación entre los fusibles, por lo tanto se cambia el fusible 15T por uno de mayor capacidad (25T) como se muestra en la figura.

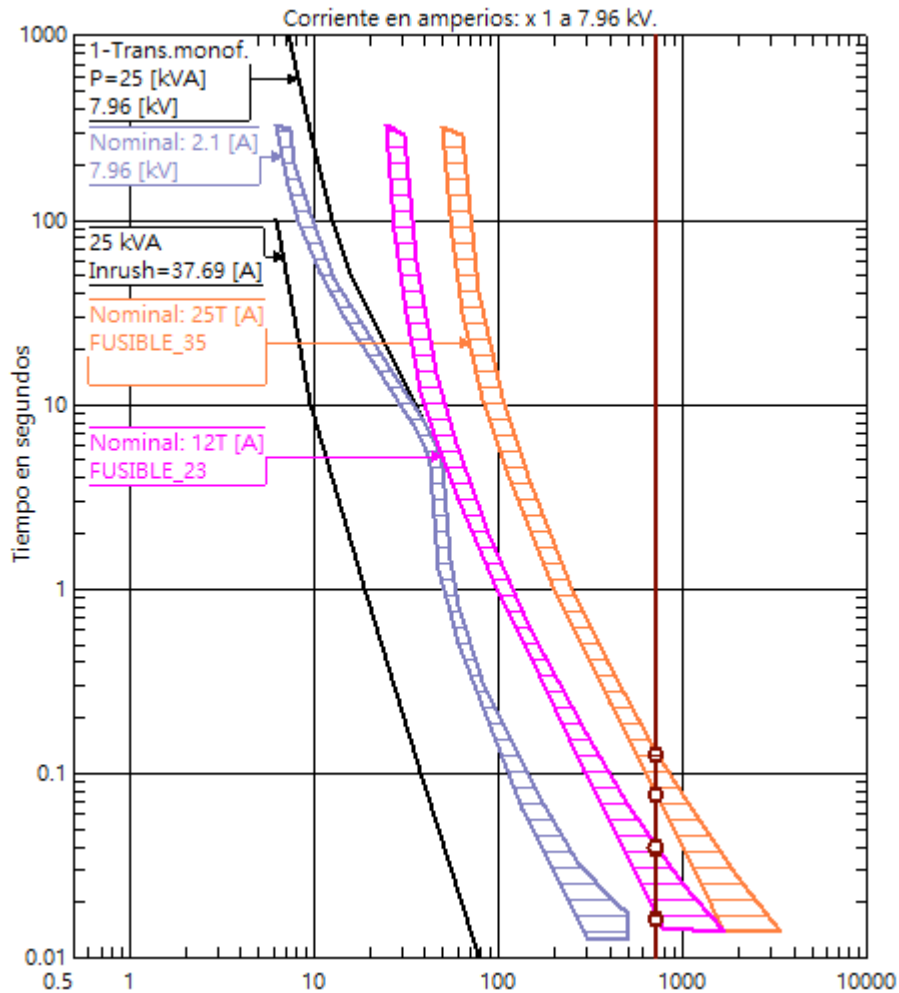


Fig. 62. Curva t-i fusible 25T.

Para una corriente de falla máxima de  $I_{cc} = 723A$  en el fusible F23=12T se obtuvo los siguientes tiempos.

Dispositivo	Segundos
5-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0161
5-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0390
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0752
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.1249

Fig. 63. Protección del transformador de distribución.

Aplicando la ecuación (8.21), del criterio de coordinación entre los fusibles F23 y F35 se tiene:

$$\frac{t_{max-F(F23)}}{t_{min-F(F35)}} * 100 < 75\%$$

$$\frac{0,0390}{0,0752} * 100 < 75\%$$

$$51,86 < 75\% \text{ Si Cumple}$$

### Determinación F28:

Corriente máxima de carga:  $I_A = 9,5 \text{ A}$ ,  $I_B = 12,2 \text{ A}$ ,  $I_C = 12,9 \text{ A}$  → FUSIBLE: 15T

Corriente de cortocircuito mínimo: 1076 A

Corriente de cortocircuito máximo: 1385 A

Al tener un fusible de 25T aguas abajo del alimentador es necesario coordinar con un fusible que tenga un valor superior, por lo tanto el valor de 15T se cambiara por un fusible de mayor capacidad, por ello se coordinara con un fusible 50T como indica la figura

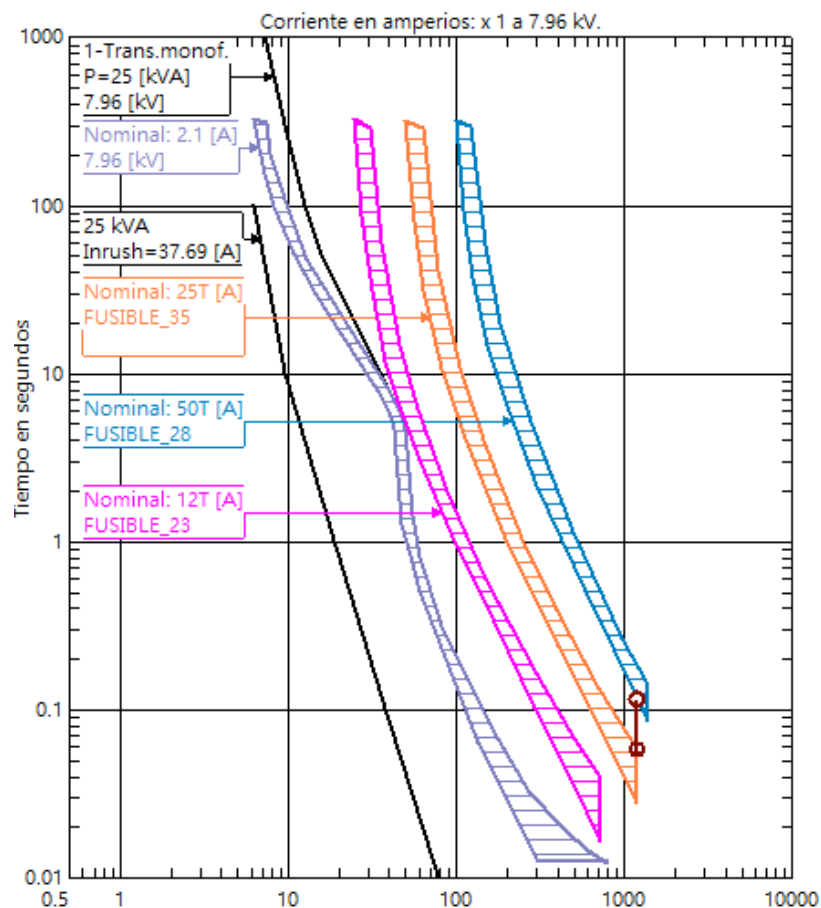


Fig. 64. Coordinación fusibles 12T, 25T, 50T.

Para una corriente de falla máxima de  $I_{cc} = 1196 \text{ A}$  en el fusible F35=25T se obtuvo los siguientes tiempos.

Dispositivo	Segundos	Corriente [A]
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.1142	1194.6485
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0571	1194.6485

Fig. 65. Protección del transformador de distribución.

Aplicando la ecuación (8.21), del criterio de coordinación entre los fusibles F23 y F35 se tiene:

$$\frac{t_{max-F(F23)}}{t_{min-F(F35)}} * 100 < 75\%$$

$$\frac{0,0571}{0,1142} * 100 < 75\%$$

$$50 < 75\% \text{ Si Cumple}$$

## COORDINACIÓN FUSIBLES F34 - F28

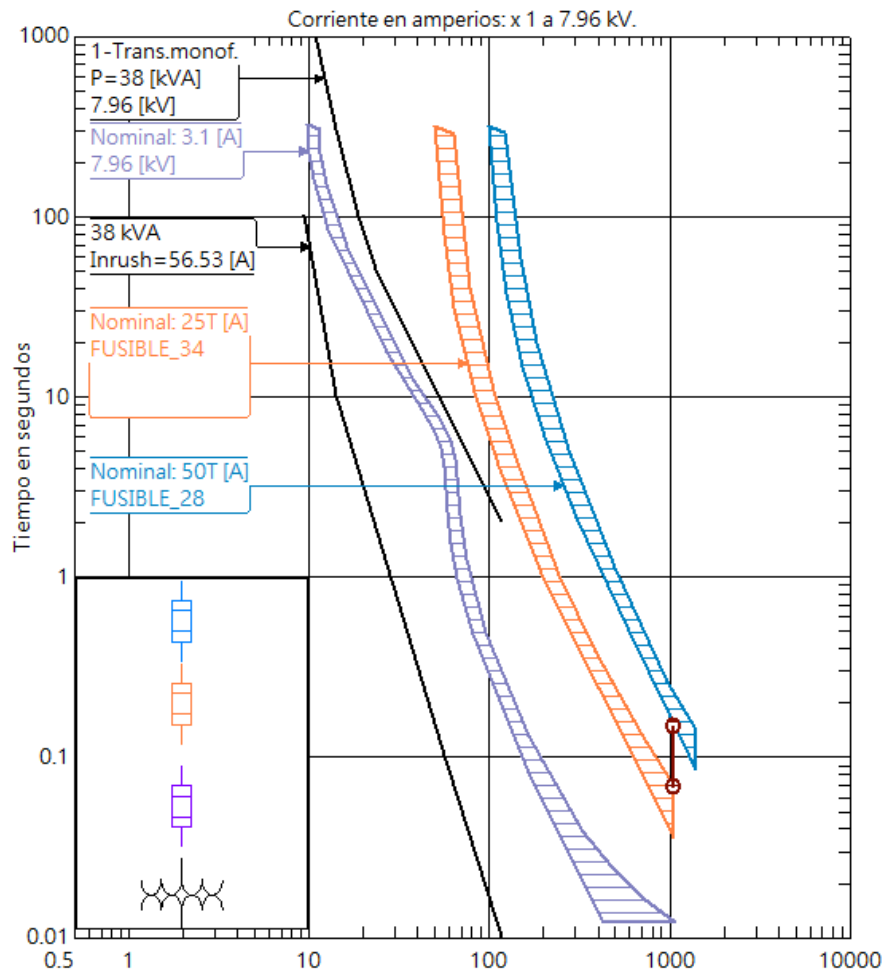


Fig. 66. Curvas tiempos-corriente para la coordinación F34-F28.

De la coordinación se obtuvieron los siguientes valores: F34= 25T, F28= 50T.

Para  $I_{CC} = 1056$  A, con el programa CYMTCC se obtuvo los siguientes tiempos.

Dispositivo	Segundos	Corriente [A]
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0687	1055.9865
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.1478	1055.9865

**Fig. 67.** Tiempos de operación de los fusibles coordinados.

Aplicando la ecuación (8.21), del criterio de coordinación entre los fusibles F34 y F28 se tiene:

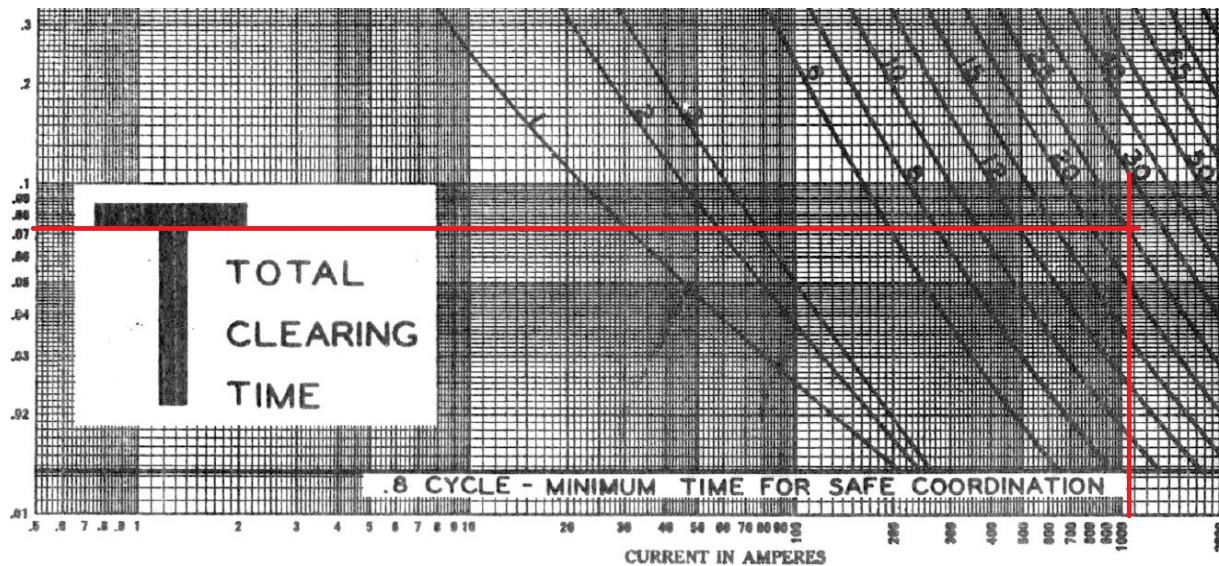
$$\frac{t_{max-F(F34)}}{t_{min-F(F28)}} * 100 < 75\%$$

$$\frac{0.0687}{0.1478} * 100 < 75\%$$

$$46.48\% < 75\%$$

### Coordinación de fusibles con curvas de la marca HUBBELL CHANCE

Para una corriente de  $I_{CC} = 1056$  A en la curva de tiempo máximo de despeje, el fusible 25T toma un tiempo de 0.072 segundos como se muestra en la figura.



**Fig. 68.** Tiempo máximo de despeje para el fusible 25T para una  $I_{CC}=1056$ A.

Para una corriente de  $I_{CC} = 1056$  A en las curvas de tiempo mínimo de fusión, el fusible 50T toma un tiempo de 0.155 segundos como se muestra en la figura.

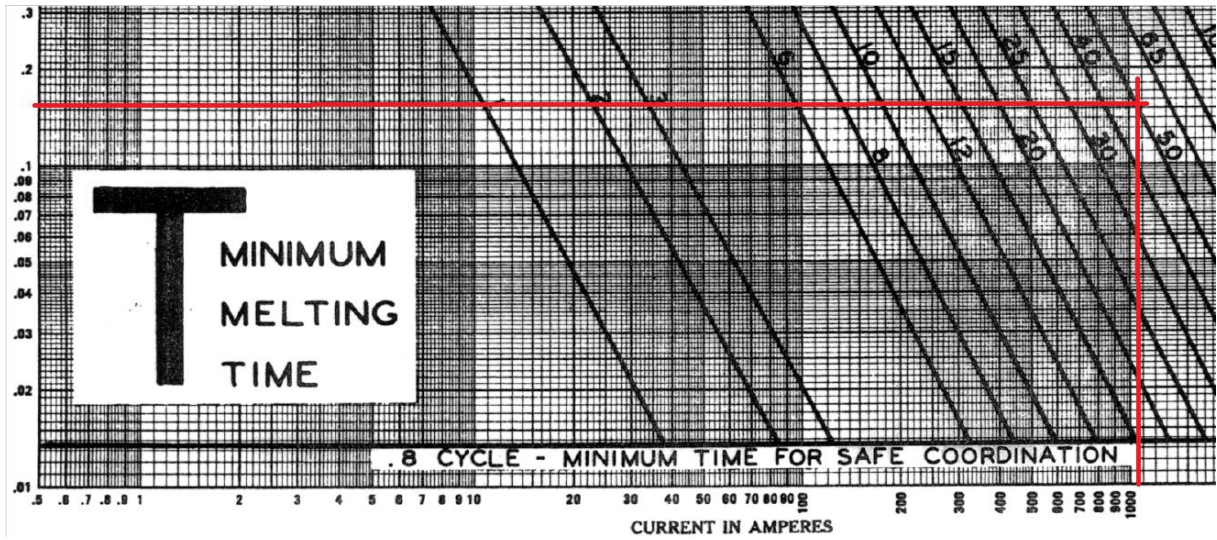


Fig. 69. Tiempo mínimo de fusión fusible 50T para una  $I_{cc}=1056A$ .

$$\frac{0.072}{0.155} * 100 < 75\%$$

$$46.45\% < 75\%$$

### COORDINACIÓN FUSIBLES F29-F28

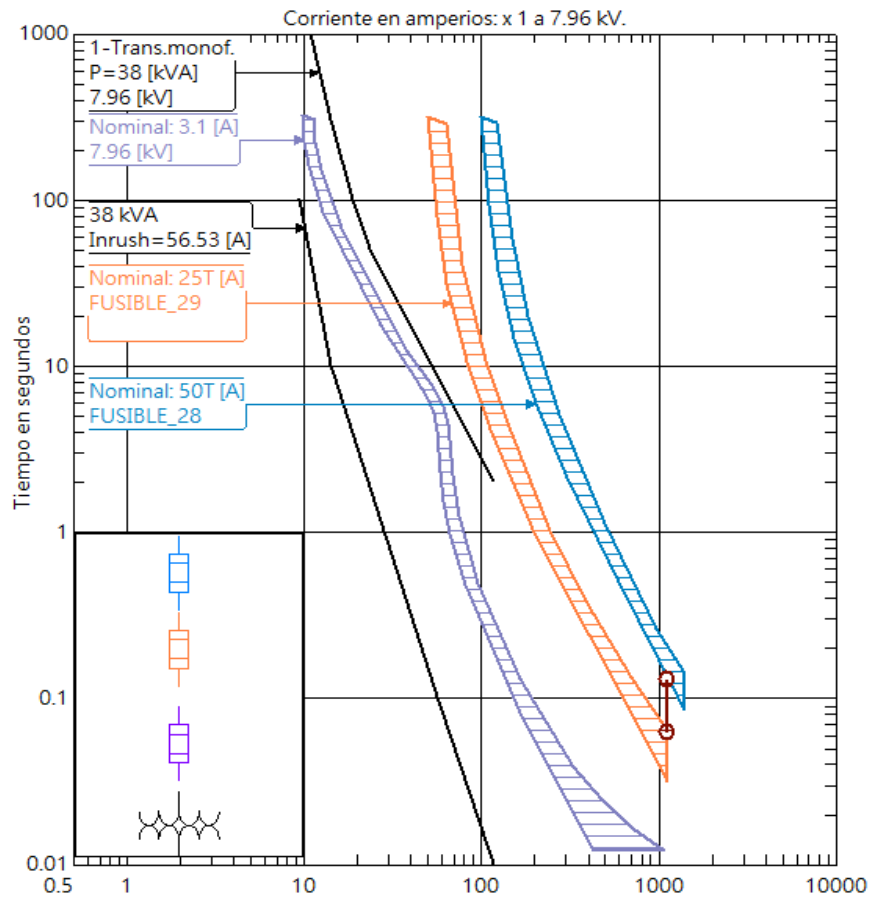


Fig. 70. Curvas tiempos-corriente para la coordinación F29-F28.

Valores Fusibles: F29= 25T, F28= 50T. Para  $I_{CC} = 1122$  A se obtuvo los siguientes tiempos.

Dispositivo	Segundos	Corriente [A]
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0626	1122.4047
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.1301	1122.4047

**Fig. 71.** Tiempos de operación de los fusibles coordinados.

Aplicando la ecuación (8.21), del criterio de coordinación entre los fusibles F29 y F28 se tiene:

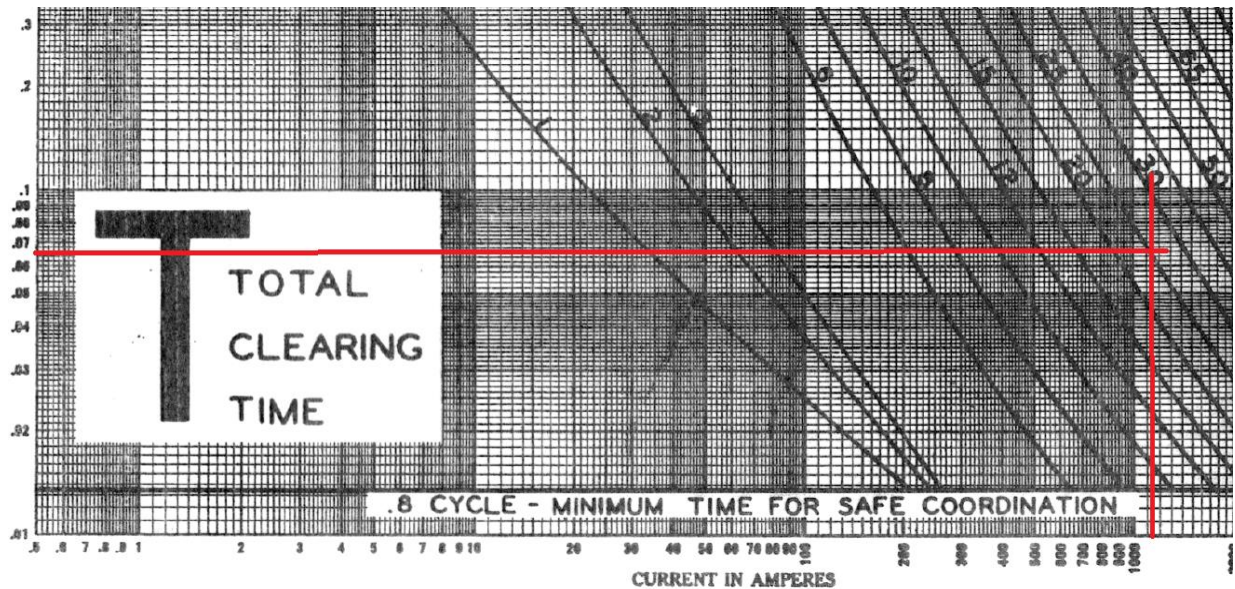
$$\frac{t_{max-F(F29)}}{t_{min-F(F28)}} * 100 < 75\%$$

$$\frac{0.0626}{0.1301} * 100 < 75\%$$

$$48.11\% < 75\%$$

### Coordinación de fusibles con curvas de la marca HUBBELL CHANCE

Para una corriente de  $I_{CC} = 1122$  A en la curva de tiempo máximo de despeje, el fusible 25T toma un tiempo de 0.067 segundos como se muestra en la figura.



**Fig. 72.** Tiempo máximo de despeje para el fusible 25T para una  $I_{cc}=1122$  A.

Para una corriente de  $I_{CC} = 1122$  A en la curva de tiempo mínimo de fusión, el fusible 50T toma un tiempo de 0.134 segundos como se muestra en la figura.

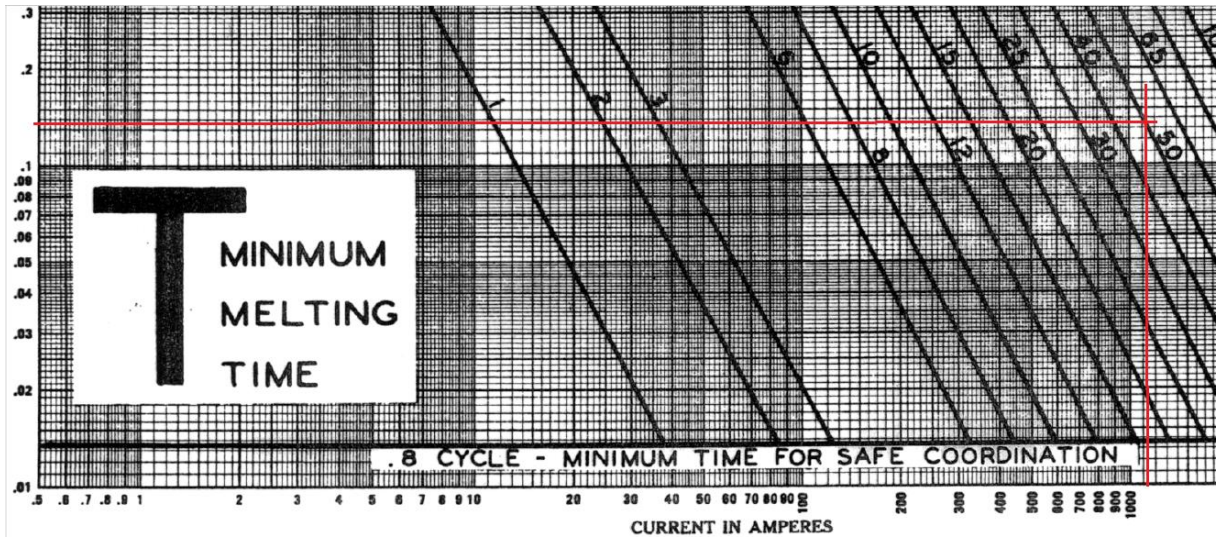


Fig. 73. Tiempo mínimo de fusión fusible 50T para una  $I_{cc}=1122A$ .

$$\frac{0.067}{0.134} * 100 < 75\%$$

$$50\% < 75\%$$

**COORDINACIÓN FUSIBLE F11-F33.**

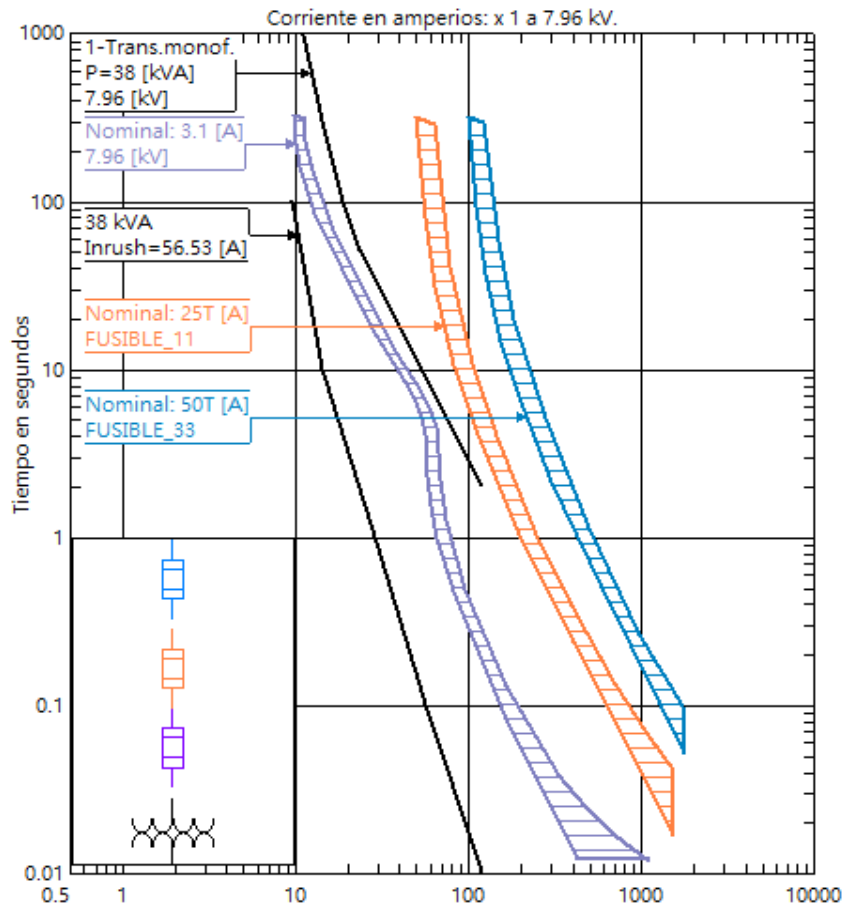


Fig. 74. Curvas tiempos-corriente para la coordinación F11-F33.

De la coordinación se obtuvieron los siguientes valores: F11= 25T, F33= 50T.

Para  $I_{CC} = 1506$  A, con el programa CYMTCC se obtuvo los siguientes tiempos.

Dispositivo	Segundos	Corriente [A]
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0404	1505.9856
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0714	1505.9856

**Fig. 75.** Tiempos de operación de los fusibles coordinados.

Aplicando la ecuación (8.21), del criterio de coordinación entre fusibles se tiene:

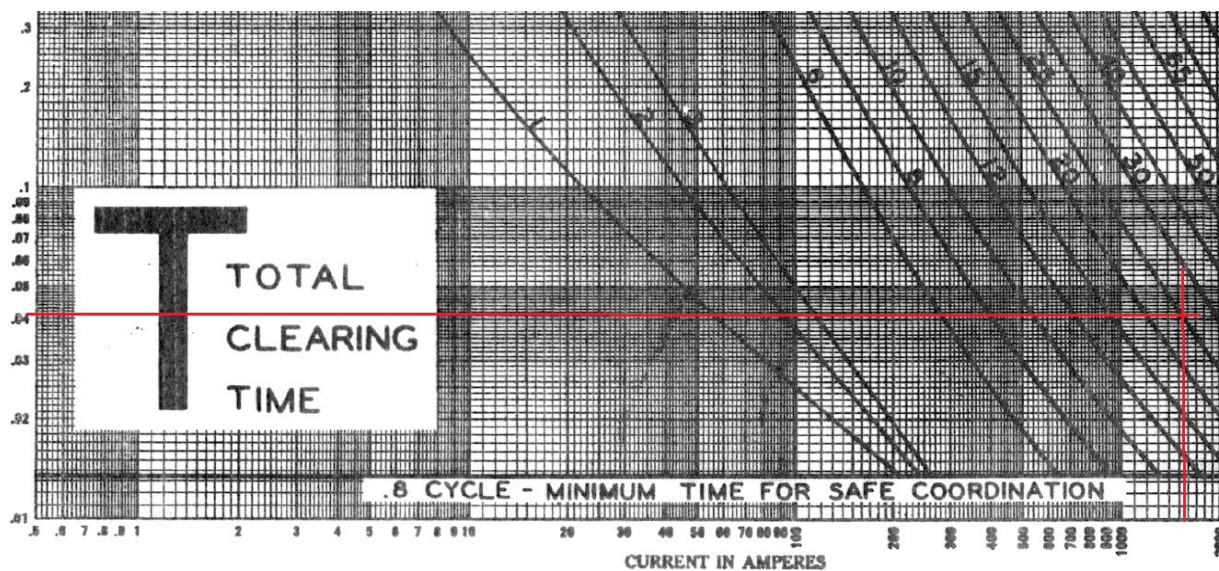
$$\frac{t_{max-F(Protector)}}{t_{min-F(Protegido)}} * 100 < 75\%$$

$$\frac{0.0404}{0.0714} * 100 < 75\%$$

$$56.6\% < 75\%$$

### Coordinación de fusibles con curvas de la marca HUBBELL CHANCE

Para una corriente de  $I_{CC} = 1506$  A en la curva tiempo máximo de despeje, el fusible 25T toma un tiempo de 0.041 segundos como se muestra en la figura.



**Fig. 76.** Tiempo máximo de despeje para el fusible 25T para una  $I_{CC}=1506$  A.

Para una corriente de  $I_{CC} = 1506$  A en la curva tiempo mínimo de fusión, el fusible 50T toma un tiempo de 0.07 segundos como se muestra en la figura.

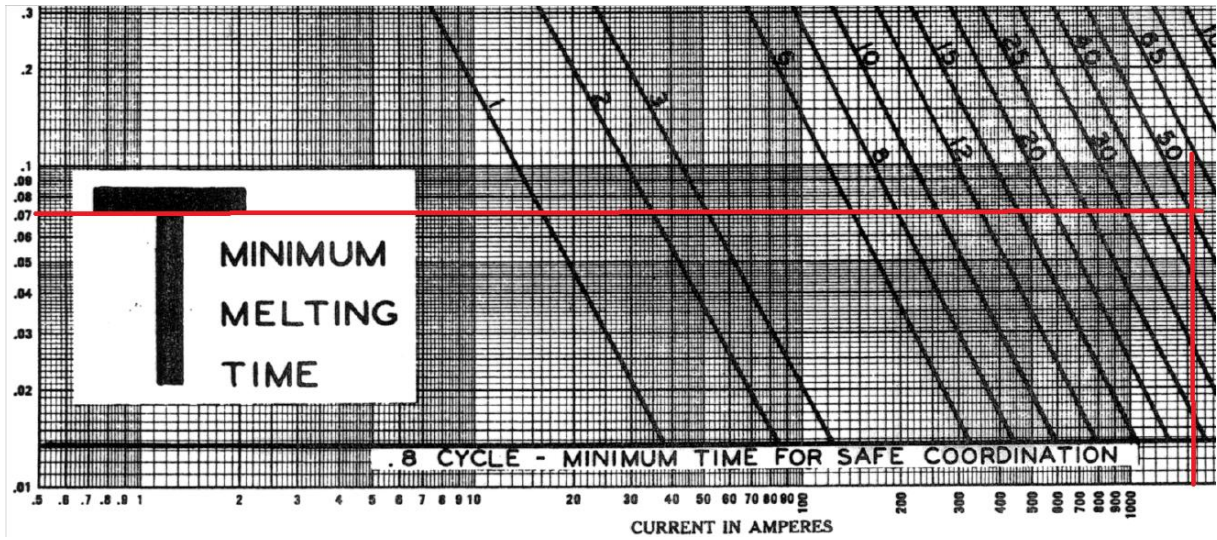


Fig. 77. Tiempo mínimo de fusión fusible 50T para una Icc=1506A.

$$\frac{0.041}{0.07} * 100 < 75\%$$

$$58.57\% < 75\%$$

**COORDINACIÓN FUSIBLES F17 - F16 - F33**

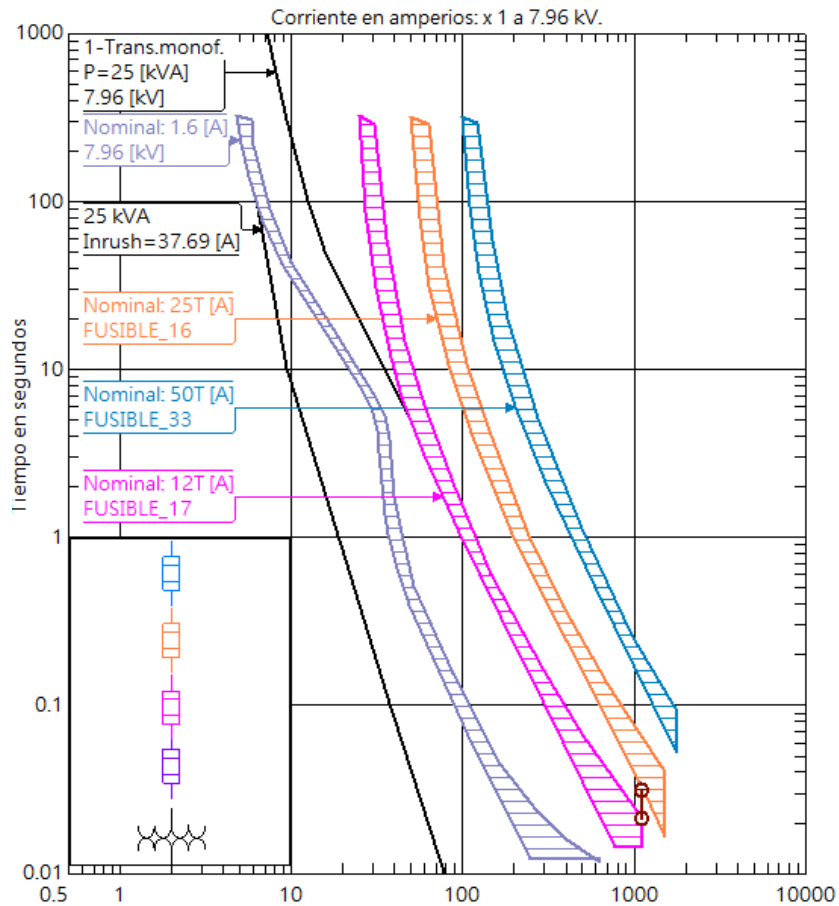


Fig. 78. Curvas tiempos-corriente para la coordinación F17-F16-F33.

Valores de fusibles: **F17=12T**, **F16= 25T**, **F33= 50T**.

Para  $I_{CC} = 1126$  A, entre el fusible F17 y F16 se obtuvo los siguientes tiempos.

Dispositivo	Segundos	Corriente [A]
5-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0212	1126.2249
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0309	1126.2249

**Fig. 79.** Tiempos de operación de los fusibles coordinados.

Aplicando la ecuación (8.21), del criterio de coordinación entre los fusibles F33 y F16 se tiene:

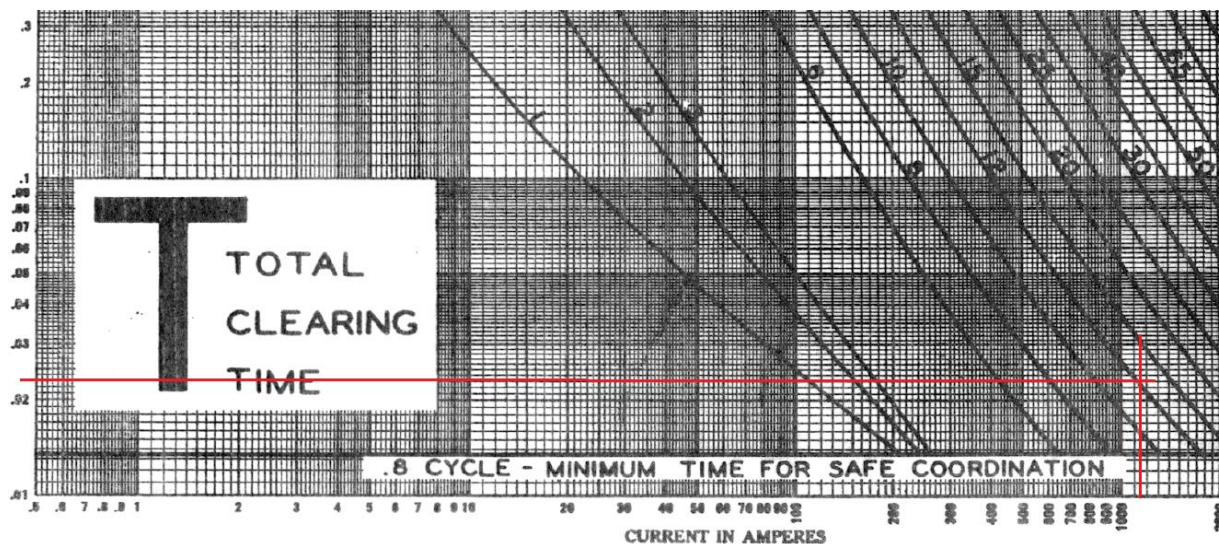
$$\frac{t_{max-F(F17)}}{t_{min-F(F16)}} * 100 < 75\%$$

$$\frac{0.0212}{0.0309} * 100 < 75\%$$

$$68.6\% < 75\%$$

### Coordinación de fusibles con curvas de la marca HUBBELL CHANCE

Para una corriente de  $I_{CC} = 1126$  A en la curva tiempo máximo de despeje, el fusible 12T toma un tiempo de 0.023 segundos como se muestra en la figura.



**Fig. 80.** Tiempo máximo de despeje para el fusible 12T para una  $I_{CC}=1126$  A.

Para una corriente de  $I_{CC} = 1126$  A en la curva tiempo mínimo de fusión, el fusible 25T toma un tiempo de 0.032 segundos como se muestra en la figura.

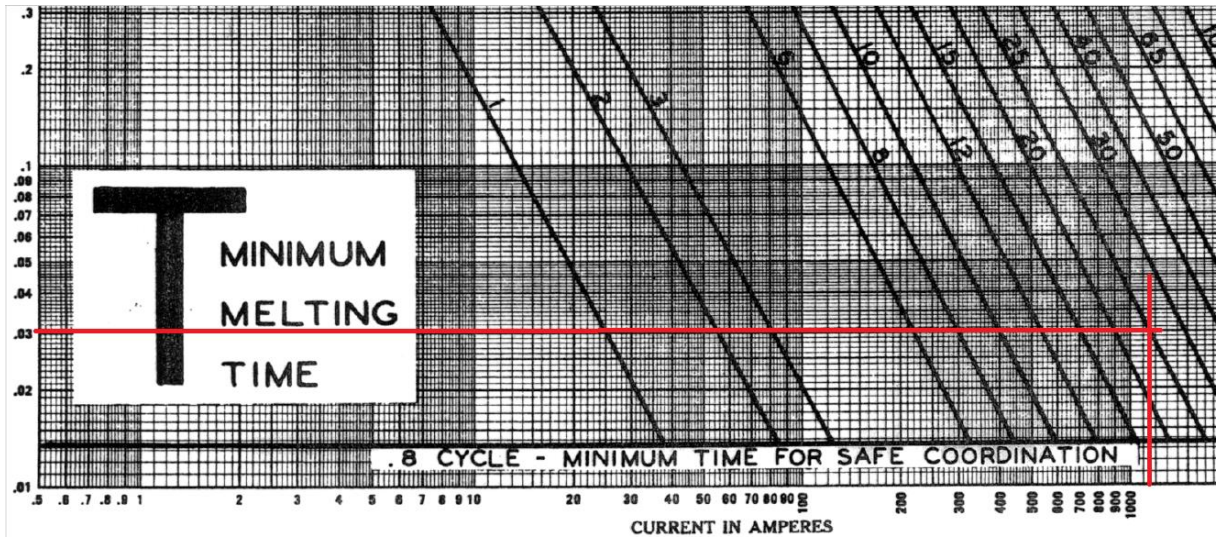


Fig. 81. Tiempo mínimo de fusión fusible 25T para una  $I_{cc}=1126A$ .

$$\frac{0.023}{0.032} * 100 < 75\%$$

$$71.87\% < 75\%$$

Para la coordinación entre los fusibles F16 y F33 se tiene: Para  $I_{cc} = 1523 A$ .

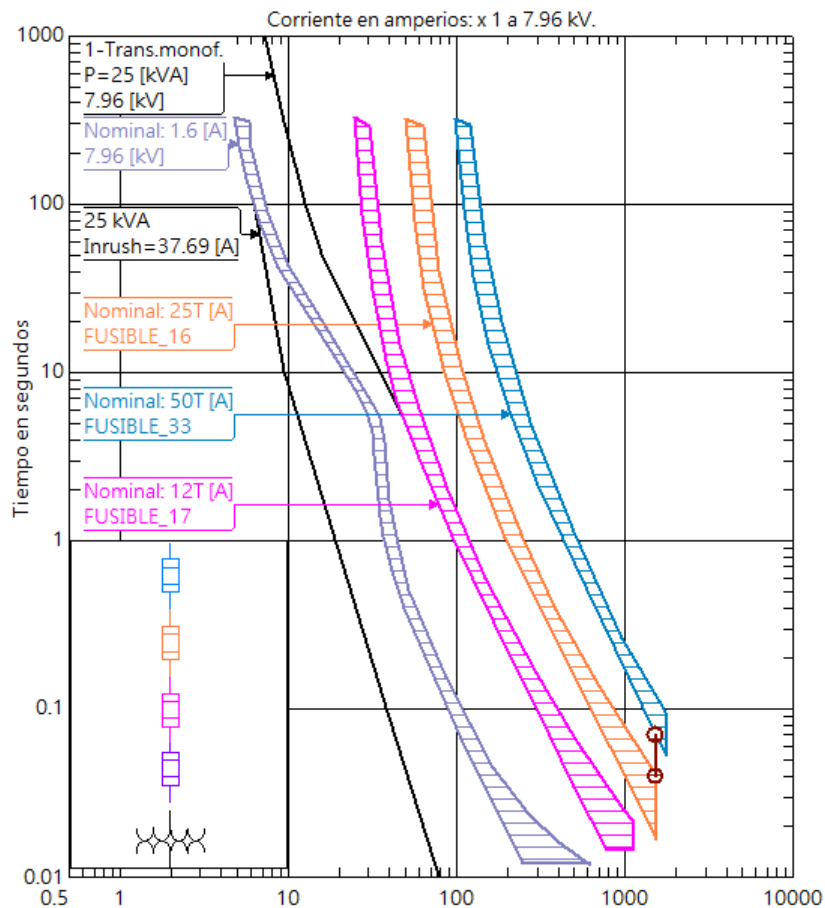


Fig. 82. Coordinación fusibles F16 y F33.

Dispositivo	Segundos	Corriente [A]
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0397	1522.9306
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0698	1522.9306

Fig. 83. Tiempos de operación de los fusibles coordinados.

$$\frac{t_{max-F(F16)}}{t_{min-F(F33)}} * 100 < 75\%$$

$$\frac{0.0397}{0.0698} * 100 < 75\%$$

$$56.9\% < 75\%$$

### Coordinación de fusibles con curvas de la marca HUBBELL CHANCE

Para una corriente de  $I_{CC} = 1523 A$  en la curva tiempo máximo de despeje, el fusible 25T toma un tiempo de 0.041 segundos como se muestra en la figura.

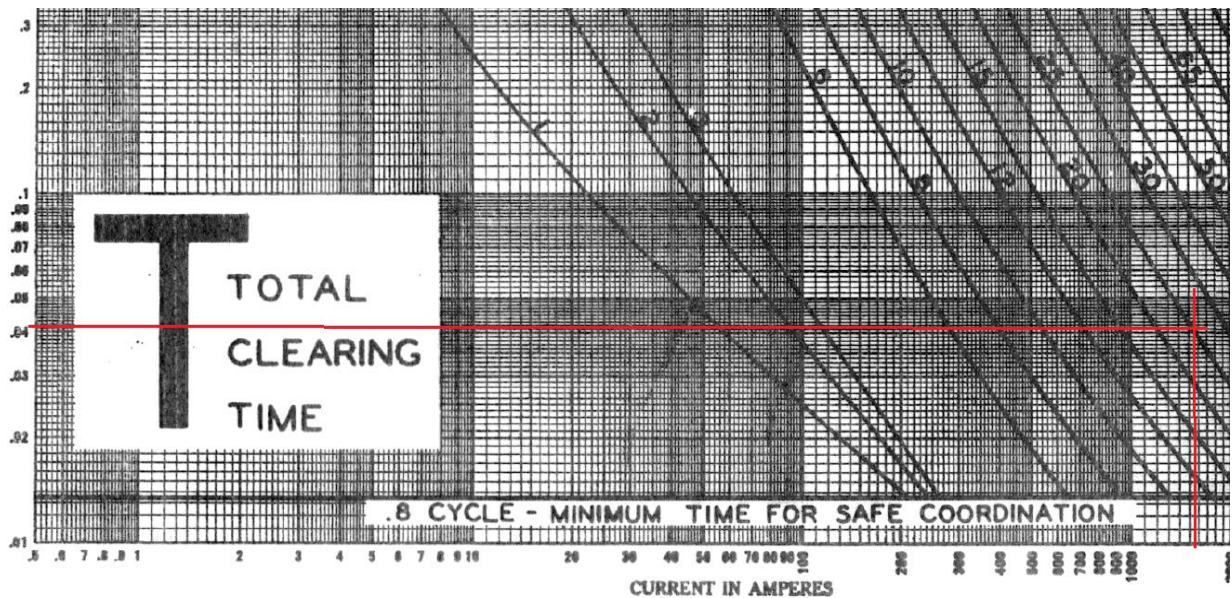


Fig. 84. Tiempo máximo de despeje para el fusible 25T para una  $I_{CC}=1523 A$ .

Para una corriente de  $I_{CC} = 1523 A$  en la curva tiempo mínimo de fusión, el fusible 50T toma un tiempo de 0.069 segundos como se muestra en la figura.

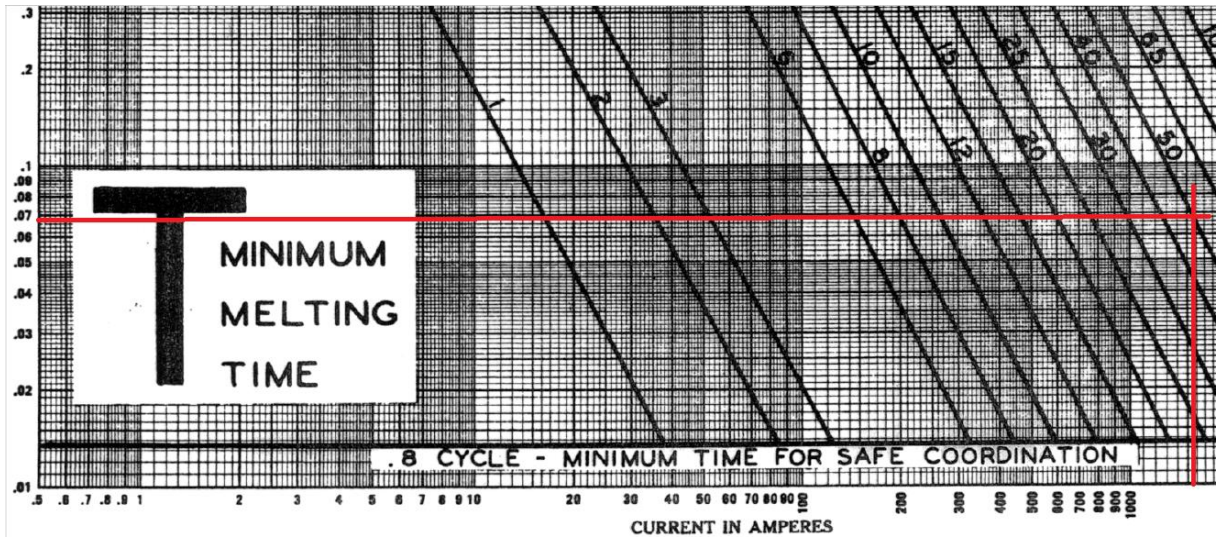


Fig. 85. Tiempo mínimo de fusión fusible 50T para una  $I_{cc}=1523A$ .

$$\frac{0.041}{0.069} * 100 < 75\%$$

$$59.42\% < 75\%$$

El alimentador L25 presenta 30 puntos de coordinación correspondiente a las diferentes derivaciones monofásicas y trifásicas, cada fusible fue seleccionado en base a su corriente nominal y cortocircuito; los fusibles seleccionados se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 22. Tabla de valores de los diferentes fusibles coordinados.

Puntos	Coordenadas	Fase	Poste	Fusible
Barra 1	X: 758905.996; Y: 9895041.367	ABC	184272	-
F1	X: 758359.0; Y: 9895126.0	A	178790	25T
F2	X: 758310.584; Y: 9895222.574	B	111635	25T
F3	X: 758147.003; Y: 9895599.801	ABC	136540	25T
F4	X: 758168,3; Y: 9895558,469	B	136539	25T
Barra 2	X: 758144.761; Y: 9895575.42	ABC	136509	-
F5	X: 758135.52; Y: 9895551.47	A	136514	25T
F6	X: 758086.89; Y: 9895534.55	B	136495	25T
F7	X: 758036.22; Y: 9895530.15	C	136477	25T
F8	X: 757811.86; Y: 9895480.44	C	9659	25T
F9	X: 757743.48; Y: 9895596.32	A	178326	25T
F10	X: 757232.08; Y: 9895657.06	B	117396	25T

<b>Puntos</b>	<b>Coordenadas</b>	<b>Fase</b>	<b>Poste</b>	<b>Fusible</b>
Barra 3	X: 756618.823; Y: 9895811.924	ABC	185484	-
<b>F33</b>	X: 756568.89; Y: 9895800.47	<b>ABC</b>	<b>10072</b>	<b>50T</b>
F11	X: 756574.134; Y: 9895745.134	C	10075	25T
F12	X: 756556.51; Y: 9895737.46	A	168128	25T
F13	X: 756268.0; Y: 9895185.0	B	136570	25T
F14	X: 756200.04; Y: 9894684.0	A	177265	25T
F15	X: 756219.23; Y: 9894638.54	ABC	11064	25T
F16	X: 756369.39; Y: 9895790.16	C	10125	25T
F17	X: 756013.53; Y: 9897250.8	C	10458	12T
Reconectador	X: 756575.72; Y: 9895835.85	ABC	185561	-
F25	X: 756645.163; Y: 9895912.18	B	183209	25T
F26	X: 756615.47; Y: 9896038.56	A	163298	25T
<b>F28</b>	X: 756899.46; Y: 9897509.8	<b>ABC</b>	<b>10051</b>	<b>50T</b>
F29	X: 756934.33; Y: 9897513.95	B	10041	25T
F30	X: 756982.66; Y: 9897848.13	C	158590	25T
F34	X: 756986.681; Y: 9897983.020	B	10570	25T
F31	X: 756602.92; Y: 9898154.85	ABC	137109	25T
F32	X: 756275.746; Y: 9898365.27	A	136611	25T
F35	X: 756763.628; Y: 9898522.27	C	10627	25T
F22	X: 756556.23; Y: 9899062.64	C	179914	12T
F36	X: 756859.91; Y: 9899495.21	C	163824	12T
F23	X: 756334.73; Y: 9899779.12	C	116911	12T

**Fuente:** Autores.

Para una mejor coordinación y para que las protecciones actúen selectivamente se optó por retirar fusibles de ciertas derivaciones del alimentador, de la misma forma dado el cambio de la topología del alimentador, se requiere la instalación de nuevos seccionadores porta fusibles para las derivaciones monofásicas, lo cual mejora el despeje de falla sin afectar el troncal principal, estos fusibles se detallan en la tabla 23.

**Tabla 23.** Fusibles a ser retirados e instalados.

<b>FUSIBLES A SER RETIRADOS</b>				
<b>Tramo</b>	<b>Fusible</b>	<b>Fase</b>	<b>Coordenadas</b>	<b>Poste</b>
242121_MTA	F20	C	X: 755801.50000, Y: 9898419.940000	105221
242119_MTA	F21	C	X: 755405.37000, Y: 9898843.780000	179905
300072_MTA	F24	ABC	X: 756575.720000, Y: 9895835.850000	185561
153630_MTA	F27	C	X: 757254.890000, Y: 9896210.370000	163022
<b>FUSIBLES A SER INSTALADOS</b>				
300016_MTA	F33	ABC	X: 756572,79, Y: 9895821,22	10072
21491_MTA	F34	A	X: 756983.926, Y: 9897977.286	10570
104962_MTA	F35	B	X: 756612.19, Y: 9898162.50	10619
21735_MTA	F36	C	X: 756859.91, Y: 9899495.21	163824

**Fuente:** Autores.

Los puntos B1, B2 y B3 son seccionamientos de barra estos no tienen puntos de coordinación, y únicamente sirven para seccionar la línea en caso de mantenimiento programado.

Los puntos de seccionamiento F1 y F2 son derivaciones monofásicas que alimentan a la urbanización Merizalde ubicadas en la parte urbana del cantón Pujilí, coordinación que solo se efectúa con el relé del alimentador L25 y el relé en la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F3 corresponde a una derivación trifásica que distribuye energía a la Asociación de Voluntarios OMGE, este fusible se coordina con el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

Los puntos de seccionamiento F4, F5, F6, F7 corresponden a la derivación monofásica que distribuye energía eléctrica a usuarios de tipo residencial en zona urbana del Cantón en la urbanización privada Sinchaguasin, Los Andes y El Capulí respectivamente, estos fusibles se coordinan con el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F8 corresponde a la derivación monofásica que distribuye energía eléctrica a usuarios de tipo residencial en zona urbana del Cantón en el barrio El Capulí, estos fusibles se coordinan con el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F9 corresponde a la derivación monofásica que distribuye energía eléctrica a parte del barrio Estupiñan y la estación de Servicio PS en la Avenida Velasco Ibarra, estos fusibles se coordinan con el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F10 corresponde a la derivación monofásica que distribuye energía eléctrica a usuarios de tipo residencial en zona urbana del Cantón en el barrio Guápulo Centro, estos fusibles se coordinan con el relé del alimentador L25 y el relé de la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F33 corresponde a la protección de respaldo de la troncal, con el cual se coordinara los demás fusibles protectores o principales de la zona de Guápulo Centro, este fusible se coordina con el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

Los puntos de seccionamientos F11 y F12 son derivaciones monofásicas que alimentan a los usuarios de tipo residencial en Guápulo Centro, parte urbana del cantón Pujilí, coordinación que se efectúa con el fusible de respaldo F33 y el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

Los puntos de seccionamientos F13, F14 son derivaciones monofásicas y F15 es una derivación trifásica, que alimentan a los usuarios de tipo residencial y comercial en Guápulo Centro parte urbana del cantón Pujilí, coordinación que se efectúa con el fusible de respaldo F33 y el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

Los puntos de seccionamientos F16, F17 son derivaciones monofásicas, que alimentan a los usuarios de tipo residencial en la parte urbana de Guápulo Centro y una parte rural de San José perteneciente a la parroquia La Victoria, coordinación que se efectúa con el fusible de respaldo F32 y el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F25 corresponde a la derivación monofásica que distribuye energía eléctrica a usuarios de tipo residencial en zona urbana de Guápulo Centro, este fusible se coordina con el reconectador ubicado en la troncal y relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F26 corresponde a la derivación monofásica que distribuye energía eléctrica a usuarios de tipo residencial en zona rural del Cantón en el barrio Mulinliví Centro paso Lateral Pujilí, este fusible se coordina con el reconectador ubicado en la troncal y relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F28 corresponde a la protección de respaldo de la troncal, con el cual se coordinará los demás fusibles principales, este fusible se coordina con el reconectador y el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

Los puntos de seccionamientos F29, F30 son derivaciones monofásicas, que alimentan a los usuarios de tipo residencial en la parte rural de Mulinliví Centro perteneciente a la parroquia La Victoria, coordinación que se efectúa con el fusible de respaldo F28, el reconectador de la troncal y el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F34 corresponde a la derivación monofásica que distribuye energía eléctrica a usuarios de tipo residencial y comercial como la Corporación Nacional de Telecomunicaciones, ubicados en zona rural del Cantón en el barrio Mulinliví Norte parroquia La Victoria, este fusible se coordina con la protección de respaldo F28, con el reconectador ubicado en la troncal y relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F31 corresponde a la derivación trifásica que distribuye energía a los usuarios de tipo residencial y a la Junta Administrativa de agua Potable La Victoria, este se coordina con el fusible F28 de la troncal, con el reconectador y relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F35 corresponde a la derivación trifásica que distribuye energía eléctrica a usuarios de tipo residencial en la zona rural de Mulinliví Norte y parte de El Centro de la parroquia La Victoria, este fusible corresponde a la protección de respaldo y se coordina con el fusible F28, el reconectador ubicado en la troncal y el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

Los puntos de seccionamiento F18 y F19 son derivaciones monofásicas que alimentan a los usuarios de tipo residencial en la parroquia La Victoria, parte rural del cantón Pujilí, coordinación que se efectúa con los fusibles de respaldo F35 y F28, reconectador de la troncal y el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F22 corresponde a la derivación monofásica que distribuye energía eléctrica a usuarios de tipo residencial desde un transformador de 10 KVA en la zona rural de El Calvario de la parroquia La Victoria, este fusible se coordina con las protecciones de respaldo F35 y F28, reconectador ubicado en la troncal y el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

El punto de seccionamiento F23 y F36 corresponde a la derivación monofásica que distribuye energía eléctrica a usuarios de tipo residencial en la zona rural de El Tejar y parte del barrio

Cuatro Esquinas respectivamente, estos fusibles se coordina con las protecciones de respaldo F35 y F28, reconector ubicado en la troncal y el relé del alimentador L25 de la S/E Pujilí.

En el ANEXO 7 se encuentra las curvas tiempo - corriente de los diferentes fusibles coordinados con el programa CYMTCC.

#### **11.7.4. Ajustes del relé del transformador de potencia.**

Para configurar el relé electrónico de sobrecorriente perteneciente a la subestación, se debe obtener la corriente de carga del transformador de potencia. Para el presente estudio se cuenta con los siguientes datos.

$$S_n = 12,5 \text{ MVA}$$

$$TC = \frac{1200}{5}$$

$$V_{LL} = 13,8 \text{ kV}$$

##### **11.7.4.1. Determinación del TAP:**

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_{LL}}$$

$$I_n = \frac{12,5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13,8 \text{ kV}}$$

$$I_n = 523 \text{ A}$$

Aplicando las ecuaciones (2) y (3) se tiene que:

$$TAP = \frac{1,5 * I_n}{RTC}$$

$$TAP = \frac{1,5 * 523}{240}$$

$$TAP = 3,27 \text{ A}$$

Se selecciona un  $TAP = 3,3 \text{ A}$

$$I_{pick\ up}^{Primario} = TAP * RTC$$

$$I_{pick\ up}^{Primario} = 3,3 * 240$$

$$I_{pick\ up}^{Primario} = 792 \text{ A}$$

Instantáneo:

$$I_{pick\ up} = \frac{I_{CC(50\%)}}{RTC}$$

$$I_{pick\ up} = \frac{0.5 * 3062\ A}{240}$$

$$I_{pick\ up} = 6,38\ A$$

Se toma un valor aproximado de 7 A

$$I_{pick\ up}^{Primario} = 7 * 240$$

$$I_{pick\ up}^{Primario} = 1680\ A$$

#### 11.7.4.2. Determinación del DIAL:

Para determinar el dial del relé se elige aquel que se encuentre más cerca a la curva característica de daño del transformador de potencia, con la ayuda del programa CYMTCC se podrá seleccionar el valor adecuado y graficar la curva característica a la que, se va a configurar el relé de sobrecorriente. El valor obtenido es:  $DIAL = 0.7$

Fig. 86. Ajustes del relé de la Subestación Pujilí.

La curva tiempo-corriente del relé de sobrecorriente perteneciente a la subestación Pujilí se observa en la siguiente figura.

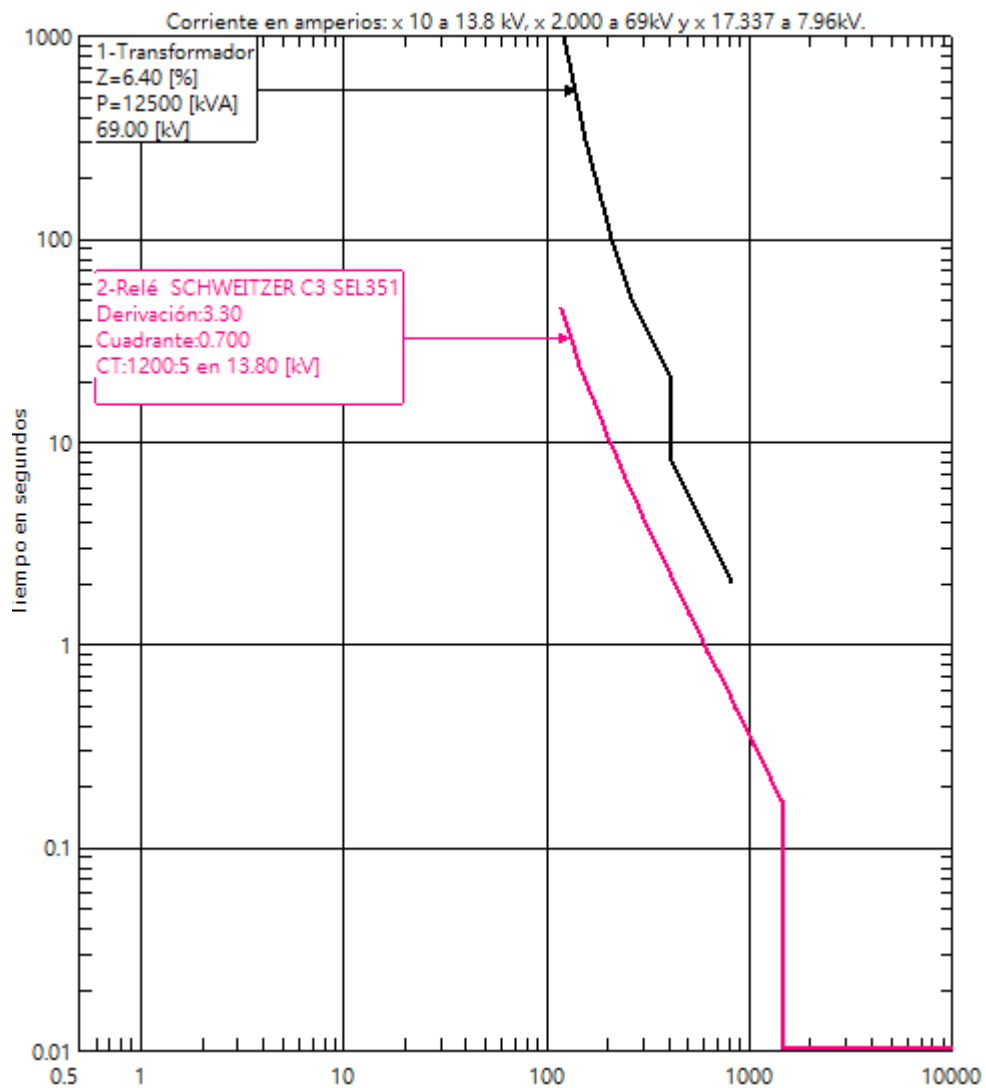


Fig. 87. Curva t-i de relé de la S/E Pujilí.

Tabla 24. Ajustes recomendados para el relé de la subestación Pujilí.

Relé	RTC	Instantáneo Fase	Tipo De Curva	Ajustes del TAP	Ajustes DIAL
51/50	240	7	EI	3.3	0.7

Fuente: Autores.

### 11.7.5. Relé de protección a tierra

#### 11.7.5.1. Datos para el ajuste.

La configuración del relé de tierra es muy similar a la del relé de fase.

El valor del TAP se determinará tomando en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema bajo condiciones de operación normal, para el presente estudio se tiene los siguientes datos.

$$Ampacidad = 523 A$$

$$RTC = 1200/5$$

#### 11.7.5.2. Determinación del TAP

Se obtiene reemplazando los datos en la ecuación (8.4).

$$TAP = \frac{0,3 * In}{RTC}$$

$$TAP = \frac{0,3 * 523 A}{240}$$

$$TAP = 0,65 A$$

Se selecciona un  $TAP = 0,7 A$

$$I_{pick\ up}Primario = TAP * RTC$$

$$I_{pick\ up}Primario = 0,7 * 240$$

$$I_{pick\ up}Primario = 168 A$$

#### 11.7.5.3. Determinación del DIAL

Una vez determinado el valor del TAP de fase se procederá a seleccionar el valor del DIAL del relé de sobrecorriente, para nuestro caso se calibró con un cuadrante de tiempo de 0.2 mediante el uso del programa CYMTCC como se indica en la figura.

**Relé**

Dispositivo  
 Número 3 Id RELE\_S/E\_TIERRA  
 Tipo control Relé electrónico

**General**  
 Tensión de operación 13.800 [kV] Protección A tierra  
 Compañía SCHWEITZER  
 Tipo SEL-551 C3 EXT INV  
 Cuadrante tiempo 0.600 Calcular cuad./puntos prueba  
 Puesta trab. 0.01 [s]

**Puesta en trabajo**  
 Ext. de tomas 0.40 / 3.55 Modif... Relación del Txfo cte  
 TomaL (t. largo) 0.70 P 1200.0 : S 5.00  
 Puesta trab. prim. 168.0 A Calcular  Conexión en Delta

**Puesta en trabajo**  
 Toma regulación con ext.  
 Toma regulación sin ext.  
 Intensidad primaria  
 Sólo instantáneo  
 Tiempo corto + inst. solamente  
 Múltiple del FLA del motor 0,0 [A]

**Modo de operación**  
 Leyenda tomas ...  
 Cuadro de ajustes ...  
 Tiempo corto ...  
 Instantáneo ...  
 Dispositivo auxiliar ...

Compañía SCHWEITZER  
 Compañía C3  
 Descripción EXTREMELY INVERSE, CLASS C

Sobrecarrera ...  
 CC & CPC ...  
 Coordinación ...  
 Localización ...  
 Color ...  
 Modif ...  
 Símbolo ...  
 Multirrelé ...  
 Símbolo D.U ...  
 Etiqueta ...  
 Agregar a Favoritos ...

Dibujar  
 Cancelar

Fig. 88. Ajustes del relé de tierra perteneciente al alimentador L25.

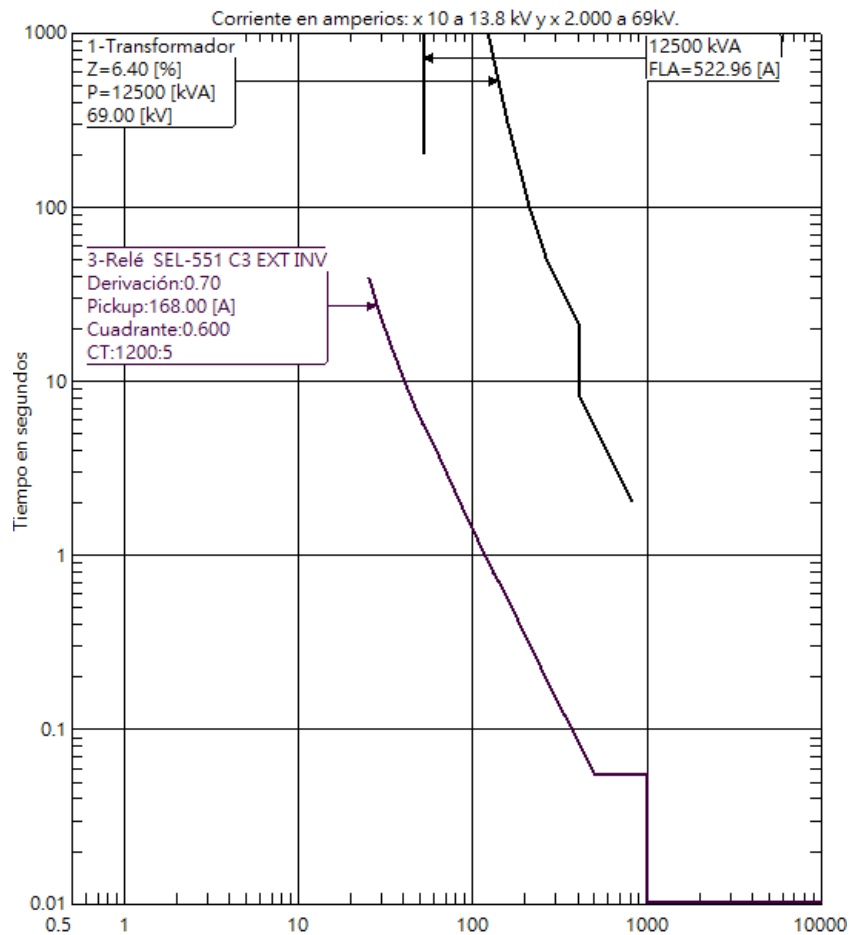


Fig. 89. Curva t-i del relé de protección a tierra perteneciente al alimentador L25.

### 11.7.6. Ajustes relé del alimentador l25.

**Fase:** Para la configuración del relé del alimentador L25, se debe tomar en cuenta el calibre del conductor del alimentador L25 en este caso se utilizó un ACSR 3/0, cuya capacidad de corriente se encuentra en la tabla del ANEXO 9. Para el presente estudio se consideró un valor de 250 A, ya que con este valor de corriente se puede realizar sin problemas una transferencia de carga al 100% y también para proteger al conductor de sobrecalentamiento en casos de fallas. Con estos detalles se tiene los siguientes datos.

$$Ampacidad = 250 A$$

$$RTC = 400/5$$

#### 11.7.6.1. Determinación del TAP

$$TAP = \frac{In}{RTC}$$

$$TAP = \frac{250 A}{80}$$

$$TAP = 3.13 A$$

Se selecciona un **TAP = 3.1 A**

$$I_{pick\ up}^{Primario} = TAP * RTC$$

$$I_{pick\ up}^{Primario} = 6 * 80$$

$$I_{pick\ up}^{Primario} = 248 A$$

#### Determinación del DIAL

#### 11.7.6.2. Coordinación Relé-Fusible.

Una vez determinado el valor del TAP se procederá a seleccionar el valor del DIAL del relé de sobrecorriente, el cual se coordina con la curva de tiempo máximo de despeje del fusible de mayor capacidad en la troncal, para este caso se tiene un fusible de 50T el mismo que debe estar situado por debajo de la curva del relé con un intervalo de coordinación mínimo de 0.3 segundos.

Para la coordinación con el relé de la subestación, la curva del relé del alimentador debe estar situada por debajo de la curva de relé de la S/E con un tiempo margen mínimo de 0.3 segundos. La calibración del dial dio como resultado un cuadrante de tiempo de 0.6 mediante el uso del programa CYMTCC.

Relé

Dispositivo  
Número 5 Id Rele\_Alimentador\_L25

Tipo control Relé electrónico

General  
Tensión de operación 13.800 [kV] Protección Fase

Compañía SCHWEITZER  
Tipo SCHWEITZER C3 SEL351  
Cuadrante tiempo 0.600 Calcular cuad./puntos prueba  
Puesta trab. 0.01 [s]

Puesta en trabajo  
Ext. de tomas 2.5 / 5.0 Modif... Relación del Txfo cite  
TomaL (t. largo) 3.10 P 400.00 : S 5.00  
Puesta trab. prim. 248.0 A Calcular  Conexión en Delta

Puesta en trabajo  
 Toma regulación con ext.  
 Toma regulación sin ext.  
 Intensidad primaria  
 Sólo instantáneo  
 Tiempo corto + inst. solamente  
 Múltiple del FLA del motor 0,0 [A]

Modo de operación  
 Leyenda tomas ...  
 Cuadro de ajustes ...  
 Tiempo corto ...  
 Instantáneo ...  
 Dispositivo auxiliar ...

Compañía SCHWEITZER  
Compañía FIG 9.8  
Descripción SEL 351-351S IEC CLASS C EXTR. INVERSE

Sobrecarrera ...  
CC & CPC...  
Coordinación ...  
Localización ...  
Color ...  
Modif...  
Símbolo ...  
Multirelé...  
Símbolo D.U...  
Etiqueta...  
Agregar a Favoritos...

Dibujar  
Cancelar

Fig. 90. Ajustes del relé protección de fase del alimentador L25.

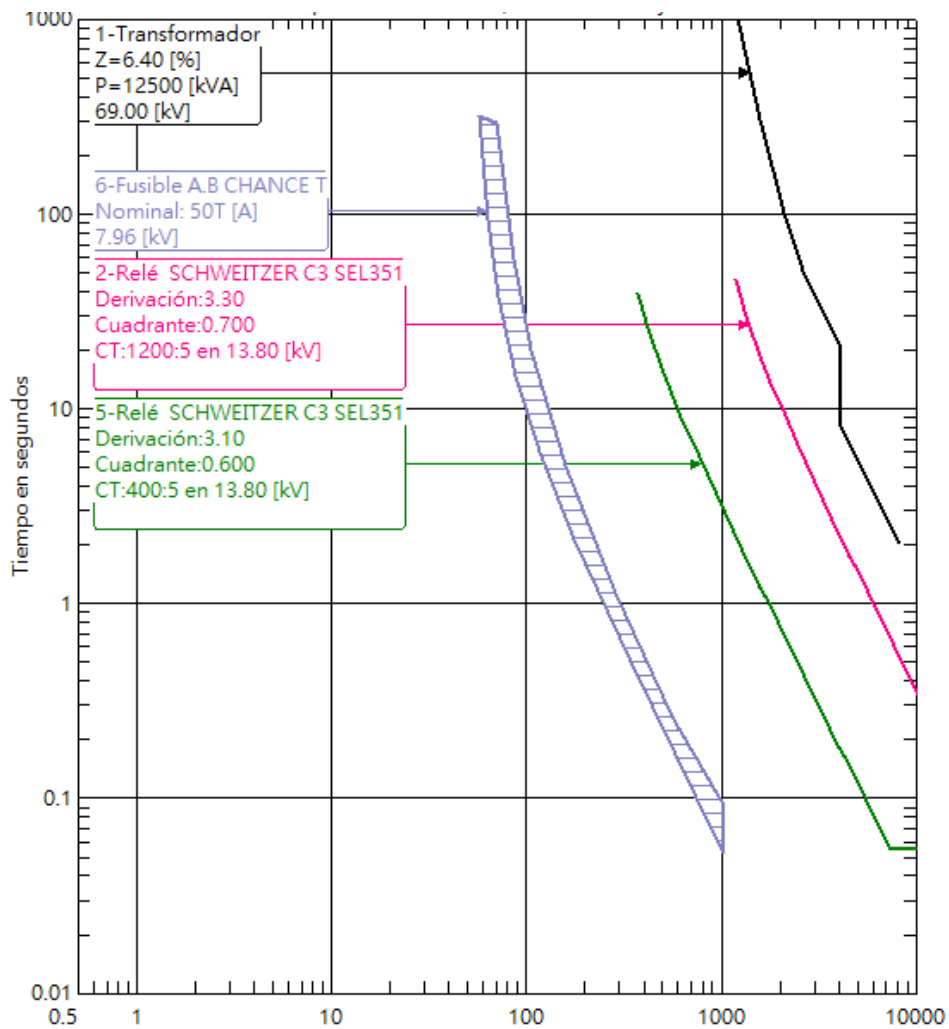


Fig. 91. Curvas t-i del relé protección de fase perteneciente al alimentador L25.

Instantáneo:

$$I_{pick\ up} = \frac{I_{CC(50\%)}}{RTC}$$

$$I_{pick\ up} = \frac{0.5 * 2961\ A}{80}$$

$$I_{pick\ up} = 18,5\ A$$

Se toma un valor aproximado de 19 A

$$I_{pick\ up}^{Primario} = 19 * 80$$

$$I_{pick\ up}^{Primario} = 1520\ A$$

El relé se sobrecorriente del alimentador tiene un intervalo de tiempo suficiente para poder actuar, en caso de que ocurriese una falla en la red. Los ajustes recomendados para el relé del alimentador se muestran a continuación.

**Tabla 25.** Ajustes recomendados para el relé del Alimentador L25.

Relé	RTC	Instantáneo Fase	Tipo De Curva	Ajustes del TAP	Ajustes DIAL
51/50	80	19	EI	3.1	0.6

Fuente: Autores.

### 11.7.6. Ajustes del reconectador.

#### 11.7.6.1 Coordinación Reconectador-Fusible.

Para obtener los ajustes del reconectador de la troncal ubicado en el barrio Guápulo Centro se consideró el criterio de salvar el fusible para esto se debe tomar en cuenta el fusible de mayor y menor capacidad dentro de la coordinación fusible-fusible, para nuestro estudio se tomó el fusible 50T y el 12T. La configuración del reconectador se lo realizo como indica la siguiente figura.

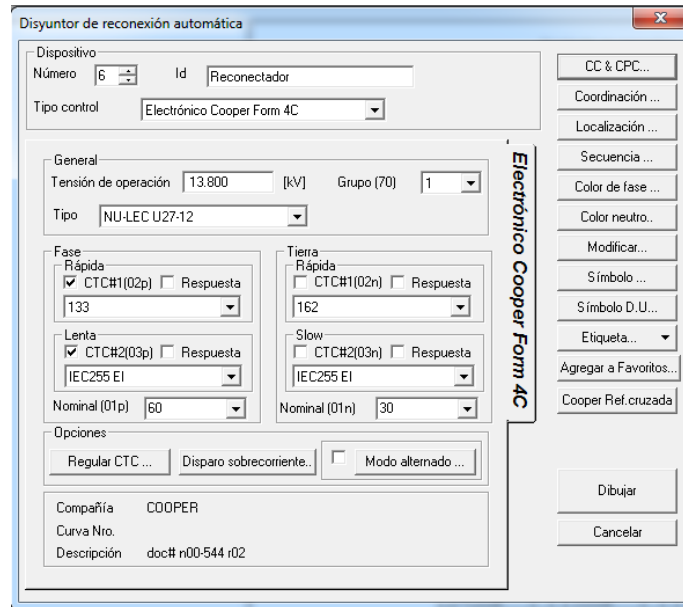


Fig. 92. Ajustes del reconectador.

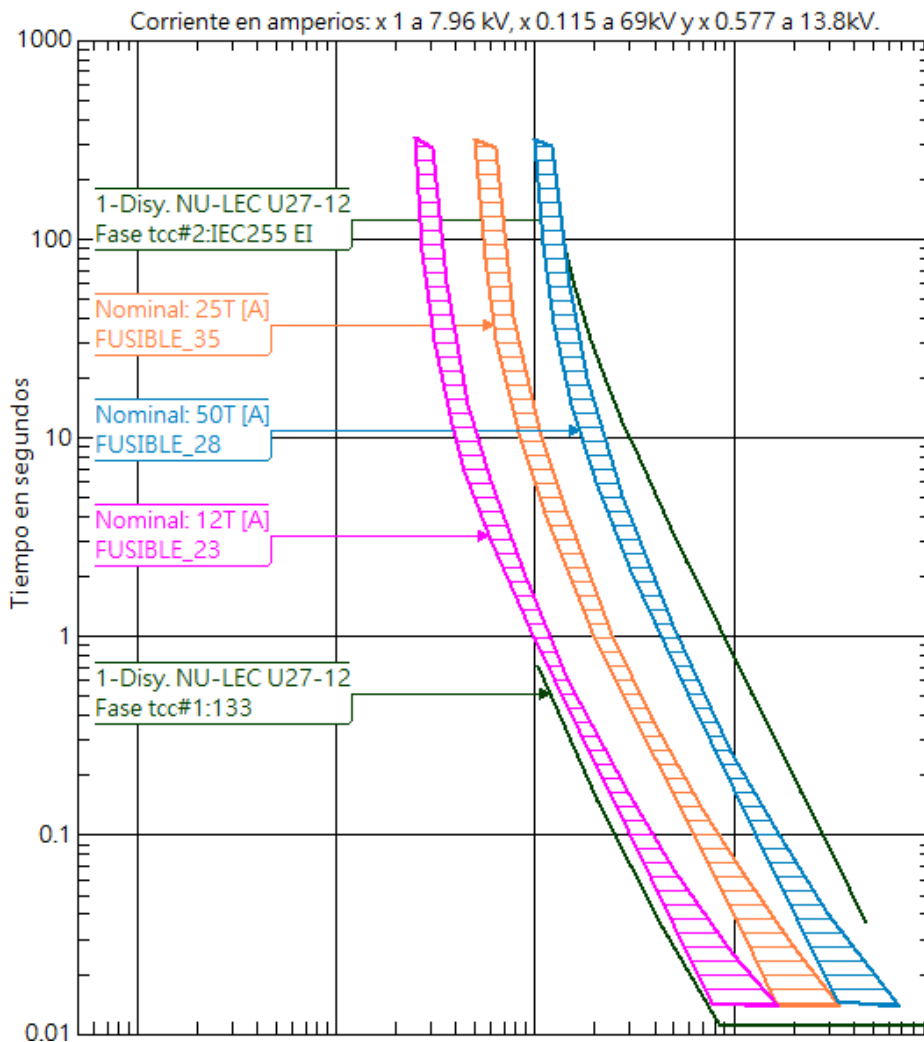


Fig. 93. Curvas t-i del reconectador.

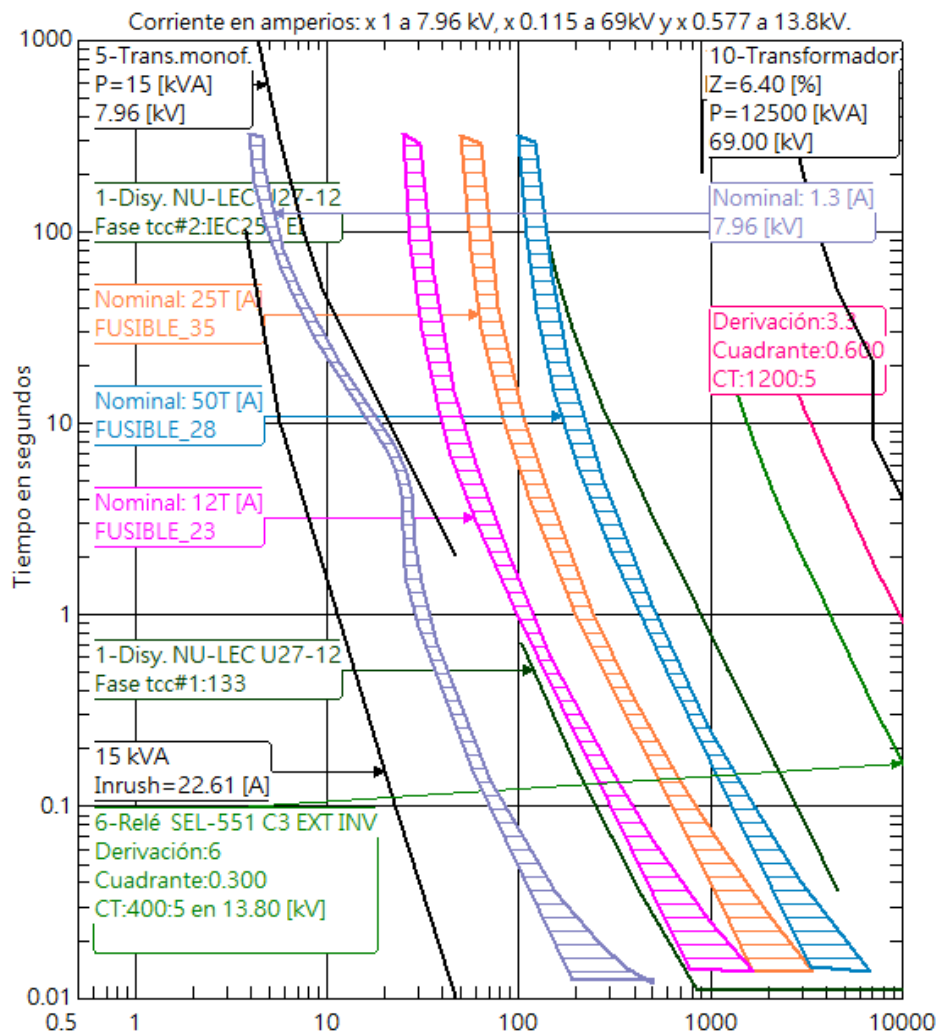
En la tabla 26 se muestra la configuración del reconfigurador para el alimentador L25.

**Tabla 26.** Configuración del reconfigurador para el alimentador L25.

	Fase		Tierra	
<b>Pick Up</b>	60 A		30 A	
<b>Curva</b>	<b>Rápida</b>	<b>Lenta</b>	<b>Rápida</b>	<b>Lenta</b>
<b>Dial</b>	0.05	0.90	0.25	1.1
<b>Tipo de Curva</b>	133	IEC255 EI	162	IEC255 EI

Fuente: Autores.

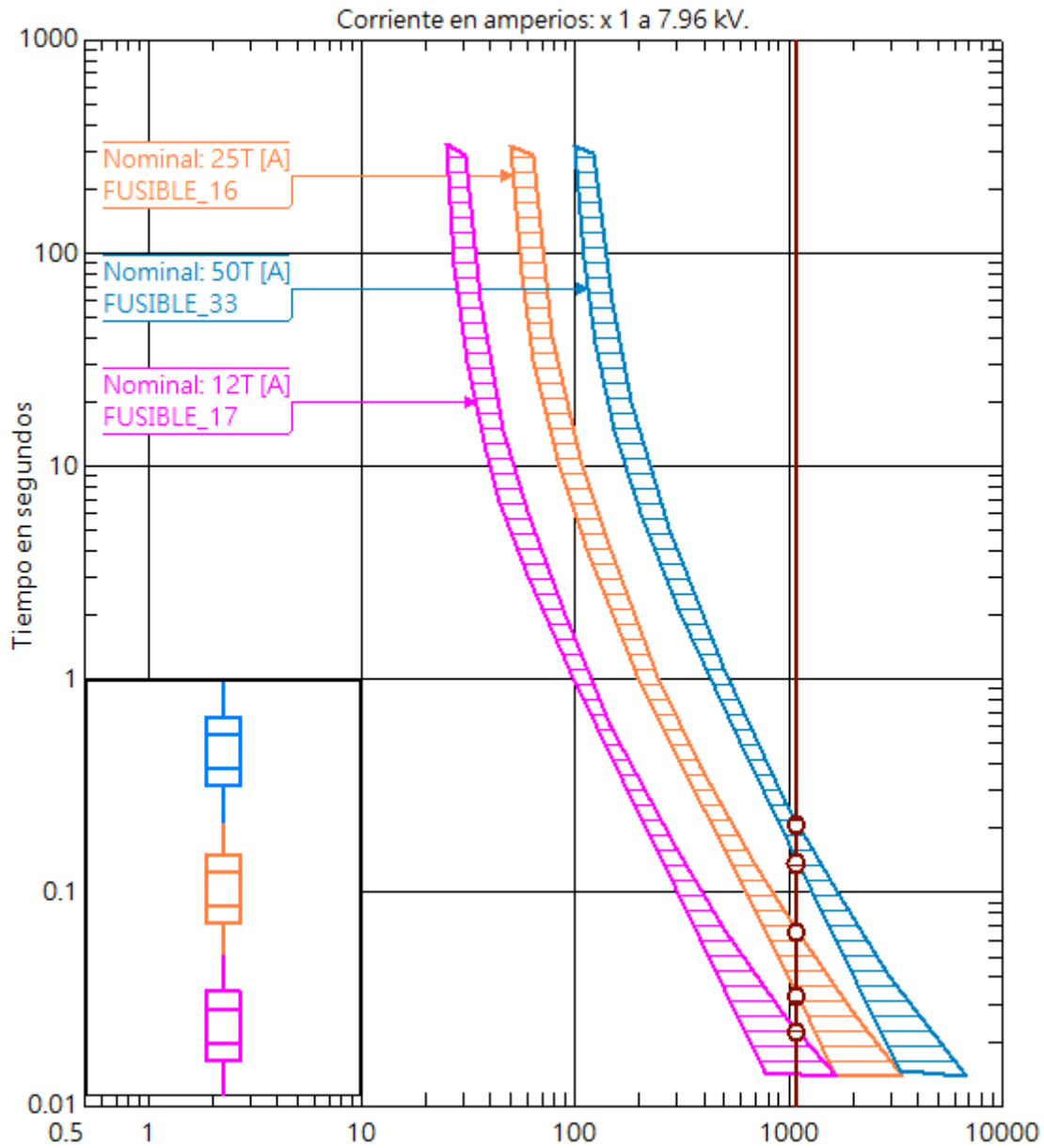
Curvas tiempo-corriente de todos los elementos coordinados dentro del alimentador L25.



**Fig. 94.** Curvas tiempos-corriente equipos de protección.

**11.7.7. Ejemplo de coordinación en CYMTCC.**

Para verificar la coordinación de los fusibles, se ingresa una corriente de falla de 1100 A en fusible F17, donde las curvas tiempo-corriente son las siguientes.



**Fig. 95.** Curvas t-i de los fusibles coordinados.

El reporte de coordinación de los dispositivos de protección muestra que los fusibles actuaran correctamente ante la corriente de falla establecida.

Reporte de coordinación de los dispositivos de protección										
Protection	Par	Estado	Tramos		Nombres de los pares de dispositivos		Gama de protección (Amps)		Descripción	Ajuste
			Aguas abajo	Aguas arriba	Aguas abajo	Aguas arriba				
Fase	1	●			<a href="#">1-FUSE A.B CHANCE T</a>	<a href="#">2-FUSE A.B CHANCE T</a>	30.41	1663.7690	Ninguna intersección hallada	Ajuste rápido
Fase	2	●			<a href="#">2-FUSE A.B CHANCE T</a>	<a href="#">3-FUSE A.B CHANCE T</a>	63.25	3392.2495	Ninguna intersección hallada	Ajuste rápido

**Fig. 96.** Reporte de coordinación de los dispositivos coordinados.

Los tiempos margen los dispositivos coordinados se muestran a continuación, verificando que los equipos coordinados despejaren la falla de forma selectiva.

Tiempo:	<input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Fino
Corriente:	1100	<input type="button" value="Calc"/>

Dispositivo	Segundos	Corriente [A]
5-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0218	¡No encontrado!
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0324	¡No encontrado!
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0645	¡No encontrado!
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.1357	¡No encontrado!
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.2064	¡No encontrado!

**Fig. 97.** Tiempos de coordinación de los fusibles.

## 12. IMPACTOS SOCIAL

El alimentador L25 de la S/E Pujilí, al ser un alimentador nuevo implementado sin un estudio previo, no contaba con una correcta coordinación de protecciones por lo cual una falla en su sistema desconectaba gran parte del alimentador, este estudio y su implementación beneficiara a los usuarios que son dotados de energía eléctrica mediante dicho alimentador, también beneficiara a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi al mejorar su sistema de protecciones y balance de cargas.

## 13. PRESUPUESTO PARA LA PROPUESTA DEL PROYECTO.

### 13.1 Presupuesto implementación equipos de protección y seccionamiento.

ITM	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	6	Seccionador porta fusible	c/u	90,00	540,00
3	1	Tirafusible de 12A	c/u	1,42	1,42
5	23	Tirafusible de 25A	c/u	2,50	57,52
6	6	Tirafusible de 50A	c/u	2,43	14,58
	Materiales				613,52
	Mano de Obra				2000,00
	Administración de Proyecto				75,54
	Gastos generales				15,00
	Equipos y transporte				200,00
<b>TOTAL</b>					<b>2904,06</b>

### 13.2 Presupuesto para la implementación de balance de carga, construcción de red trifásica en la Victoria.

ITM	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	2	Abrazadera extensión de cadena simple	c/u	4,81	9,62
2	7	Abrazadera simple de 6 1/2 rack	c/u	3,40	23,77
3	6	Abrazadera perno central doble 5 1/2	c/u	4,44	26,64
4	6	Abrazadera perno central simple 5 1/2	c/u	4,98	29,90
5	31	Aislador pin ANSI 55-5	c/u	3,31	102,74
6	18	Aislador de suspensión polímero	c/u	6,86	123,49
7	4	Aislador retenido ANSI 54-2	c/u	0,99	3,95
8	3	Aislador rollo	c/u		0,00
9	3	Bastidor de una vía	c/u	1,43	4,29
10	4	Bloque de anclaje cónico	c/u	6,89	27,56
11	1300	Conductor aluminio ACSR # 1/0	c/u	0,64	829,66
12	120	Cable de acero tensor 3/8	c/u	0,66	78,76
13	3	Conector wejtap 1/0 a 1/0	c/u	3,51	10,53
14	3	Conector wejtap 2 a 2	c/u	3,36	10,08
15	5	Conector wejtap 1/0 a 2	c/u	3,36	16,80
16	20	Cruceta de hierro L 75X75X6 MMX 1.5	c/u	24,71	494,19
17	8	Guardacabo 3/8"	c/u	0,44	3,48
18	18	Horquilla de anclaje 5/8 guardacabo 1/2"	c/u	1,80	32,32
19	9	Perno de ojo 5/8X16" con tuerca	c/u	3,81	34,29
20	13	Perno esparrago 5/8X16"	c/u	1,58	20,54
21	3	Perno maquina 1/2 X 1 1/2	c/u	0,44	1,31
22	37	Perno pin espiga corta 3/4	c/u	4,50	166,50
23	6	Perno U 5/8X70 cruceta de hierro	c/u	1,58	9,48
24	12	Pie amigo Angulo de 4X4X0.60m	c/u	3,64	43,68
25	12	Pie amigo Angulo Izq. Dere de 1.45m	c/u	14,59	175,09
26	3	Poste de Hormigón 11m*500kg	c/u	231,00	693,00
27	6	Poste de Hormigón 12m*500kg	c/u	264,00	1584,00
28	1	Preformado empalme 1/0	c/u	5,61	5,61
29	15	Preformado cable tensor N 3/8	c/u	4,48	67,16
30	6	Preformado terminal 2			0,00
31	9	Preformado terminal 1/0	c/u	2,45	22,05
32	4	Varilla de Anclaje de 5/8 X 1.8m	c/u	6,88	27,52
Materiales					4678,00
Mano de Obra					1169,50
Administración de Proyecto					561,36
Gastos generales					100,00
Equipos y transporte					500,00
<b>TOTAL</b>					<b>7008,86</b>

## **14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **CONCLUSIONES**

1. Mediante un recorrido de campo punto a punto del alimentador se obtuvo un diagrama con datos reales, los mismos que se compararon con la base de datos de ELEPCO encontrando varios errores, especialmente en la conexión de fases en derivaciones monofásicas, lo cual fue de mucha ayuda para desarrollar el presente estudio.
2. Con la ayuda del programa CIMDIST se realizó el análisis del alimentador obteniendo datos como: voltajes, corrientes de carga y corrientes de cortocircuito, en cada nodo del alimentador, verificando un desbalance de carga, y la ausencia de caída de voltaje en los extremos más alejados.
3. Con los valores de corrientes de cortocircuito obtenidos y mediante el uso del criterio de coordinación de protección y el programa CYMTCC, se analizó las coordinaciones entre relé – reconectador, fusible – fusibles y fusible – reconectador, en todo el alimentador, obteniendo un alimentador más selectivo y sensible con un tiempo de respuesta menor ante fallas.
4. Para el estudio de protecciones se analizaron los diferentes tipos de fusibles entre los que se mencionan los tipos K, T, H, SF, VS obteniendo como resultado de aplicación por su mejor ajuste a las curvas tiempo – corriente del reconectador y el relé de la subestación al tipo T. Para el caso de transformadores de distribución se utilizó fusibles SF.

### **RECOMENDACIONES**

1. Con la finalidad de tener una base de datos más confiable, el departamento de Planificación de ELEPCO debe actualizar los cambios que se realizan en los alimentadores, facilitando a su personal operativo el correcto manejo del sistema.
2. Con el fin de mantener al alimentador equilibrado es necesario que para incremento de red y transformadores de distribución se tenga en consideración la fase de conexión y protección de los conductores, lo cual permitirá un crecimiento de la carga sin afectar la coordinación establecida.
3. No se debe instalar nuevos puntos de seccionamiento con fusibles en la troncal del alimentador, debido a que esto disminuirá la selectividad del sistema de protección y la cantidad de fusibles que se puede instalar en las derivaciones.

4. Aplicar este estudio en el resto de alimentadores de la subestación Pujilí, reducirá las pérdidas y mejorara el sistema de protecciones.

## 15. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Wilmer Valdiviezo (2003), Coordinaciones de protecciones eléctricas de los alimentadores primarios del sistema eléctrico Tena, Latacunga.
- [2] Edwin Segovia Albarrasín (2010), coordinación de protecciones en el alimentador cerro 8, Habana.
- [3] Soria Mauricio (2016), Coordinación de protecciones en sistemas de distribución considerando el ingreso de generación distribuida, Quito.
- [4] Rodea Aguilar, Chimal Cesar (2014), Estudio de flujo de carga, corto circuito y coordinación de protecciones, para sistema eléctrico minero conectado en 138 kV, que energiza a motores en 4160 v de 900 hp, y 480 v de 75 HP, México D.F.
- [5] David Oscar, Ortiz Chávez (2009), Coordinación de protección de las minicentrales hidroeléctricas Huarisca-ingenio y el Machu para su reconocimiento por el COES, Huancayo.
- [6] Diego Noroña, Iván Mena (2013), Planificación de expansión, estudio de coordinación y ajuste de protecciones del sistema occidental de ELEPCO S.A., Latacunga.
- [7] Tandalla Diego, Haro Daniel (2018), Análisis de la demanda eléctrica en el alimentador N.º 1 de la subestación Pujilí a nivel de 13,8 kV perteneciente a ELEPCO S.A para cuantificar las pérdidas técnicas y proponer mejoras en el sistema, en el año 2017, Latacunga.
- [8] Pantaleón Danny, Valencia Esteban (2018), Configuración optima de alimentadores y estudio de coordinación de protecciones de la subestación Sambocity de CNEL EP, Guayaquil.
- [9] D. A. González (2016), Coordinación de protecciones en redes eléctricas con generación distribuida, Leganés.
- [10] E. R. M (2015), Claudio Araneda del Valle, Estudio de coordinación de protecciones eléctricas línea 2 planta Cementera, Concepción, Chile.
- [11] Pamela Barría, Iván Cabezas (2018), Estudio de coordinación de protecciones eléctricas en planta de oxígeno de fundición minera., Santiago.
- [12] Javier Villón, Andrés León (2002), Estudio de las coordinaciones de protecciones eléctricas para la empresa eléctrica península de Santa Elena (EMEPE) año 2001, Subestaciones: Sta Rosa, Libertad, Salinas y Chipipe, Guayaquil.
- [13] Jorge Hernández, Alfredo Cuevas (2013), Coordinación de protecciones en un sistema de distribución, México D.F.

- [14] Hurtado Ángel, Freire Alex (2015), Estudio de coordinación de protección de sobrecorriente del alimentador La Cena perteneciente a la subestación Guanujo de la CNEL EP Bolívar, Latacunga, Cotopaxi.
- [15] Pérez Segundo, Angamarca José (2015), Estudio de coordinación de protecciones para los cuatro alimentadores primarios de la subestación La Esperanza, de la empresa eléctrica regional norte (EMELNORTE) del cantón Pedro Moncayo provincia de Pichincha, Ibarra.
- [16] MEER, «Plan Maestro de Electricidad,» 2016, p. 164.
- [17] Jesús Trashorras. Montecelos, (2015) « Subestaciones Eléctricas,» Paraninfo SA, Madrid, p. 169.
- [18] W. H. Kersting (2012), «Distribution System Modeling and Analysis,» de distribution system modeling and analysis, New Mexico, CRC PRESS, pp. 41-84.
- [19] Norma Internacional (2007), «IEC 60909-0,» De corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna, Madrid, pp. 19-52.
- [20] SELINC, «Schweitzer Engineering Laboratories, » (12 11 2019) available: <https://selinc.com/es/products/451/>.
- [21] G. Molina Conde (2002), Protección de sistemas eléctricos, Camagüey.
- [22] Samuel Ramírez Castaño (2003), Protección de sistemas eléctricos, Manizales.
- [23] Sectorelectricidad, «Reconectores,» (17 03 2017). available: <http://www.sectorelectricidad.com/19183/reconectores/>.
- [24] CYME, «CYMDIST, CYMTCC» (2018). available: <http://www.cyme.com/es/software/>.
- [25] German Valderrama. R., Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución, 2010.
- [26] Santiago Jaramillo (2013), Aparato de maniobra y corte, Quito.

## **16. ANEXOS**

**Anexo 1.** Diagrama unifilar de los equipos de protección contra sobrecorriente.

**Anexo 2.** Diagrama del Alimentador L25.

**Anexo 3.** Diagrama unifilar de los fusibles pertenecientes al alimentador.

**Anexo 4.** Diagrama del Alimentador L25 realizado los cambios en la topología.

**Anexo 5.** Corrientes de carga obtenidos con el programa CYMDIST en el antiguo y nuevo alimentador.

**Tabla.** Corrientes de carga simulados con CYMDIST en los fusibles del alimentador antiguo.

Fusible	Fase	IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
		Máxima [A]			Media [A]			Mínima [A]		
Barra 1	ABC	18,4	32	50,4	12,8	24,6	35,2	9	17,7	25,1
F1	A	1,1	-	-	1	-	-	0,9	-	-
F2	B	-	0,5	-	-	0,4	-	-	0,3	-
F3	ABC	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F4	B	-	0,3	-	-	0,1	-	-	0,1	-
Barra 2	ABC	15,2	29,6	51,2	11,8	23,9	35,2	8	17,1	25,1
F5	A	0,5	-	-	0,2	-	-	0,5	-	-
F6	B	-	0,6	-	-	0,6	-	-	0,6	-
F7	C	-	-	0,4	-	-	0,4	-	-	0,4
F8	C	-	-	3,6	-	-	2,4	-	-	1,6
F9	A	4,4	-	-	3,5	-	-	2,4	-	-
F10	B	-	3,3	-	-	2,6	-	-	1,8	-
Barra 3	ABC	9,3	23,1	38,6	7,2	18,6	26,9	4,8	13,4	19,4
F11	B	-	2,3	-	-	1,8	-	-	1,2	-
F12	A	3	-	-	2,4	-	-	1,7	-	-
F13	B	-	0,9	-	-	0,8	-	-	0,6	-
F14	A	1,4	-	-	1,1	-	-	0,8	-	-
F15	ABC	2,4	2,5	2,5	1,8	1,8	1,8	1,1	1,1	1,1
F16	C	-	-	29,3	-	-	20	-	-	14,3
F17	C	-	-	24,3	-	-	16,7	-	-	12,2
F18	C	-	-	17,4	-	-	11,7	-	-	8,3
F19	C	-	-	2,6	-	-	1,8	-	-	1,3
F20	C	-	-	0,1	-	-	0,1	-	-	0,1
F21	C	-	-	0,1	-	-	0,1	-	-	0,1
F22	C	-	-	0,2	-	-	0,2	-	-	0,1
F23	C	-	-	3,9	-	-	2,6	-	-	1,7
F24	ABC	0,2	14,3	5,2	0,1	11,7	3,8	0,1	8,8	3,1
F25	B	-	0,5	-	-	0,4	-	-	0,3	-
F26	C	-	-	3,9	-	-	3,1	-	-	2,7
F27	C	-	-	1,5	-	-	1,4	-	-	1,2
F28	ABC	0,1	12,9	1,2	0	10,6	0,7	0	8	0,5
F29	B	-	4,4	-	-	4	-	-	3,5	-
F30	C	-	-	0,1	-	-	0	-	-	0
F31	ABC	0	1,2	0	0	1	0	0	0,7	0
F32	B	-	0	-	-	0	-	-	0	-

Fuente: Autores.

**Tabla.** Corrientes de carga con la nueva topología del alimentador L25.

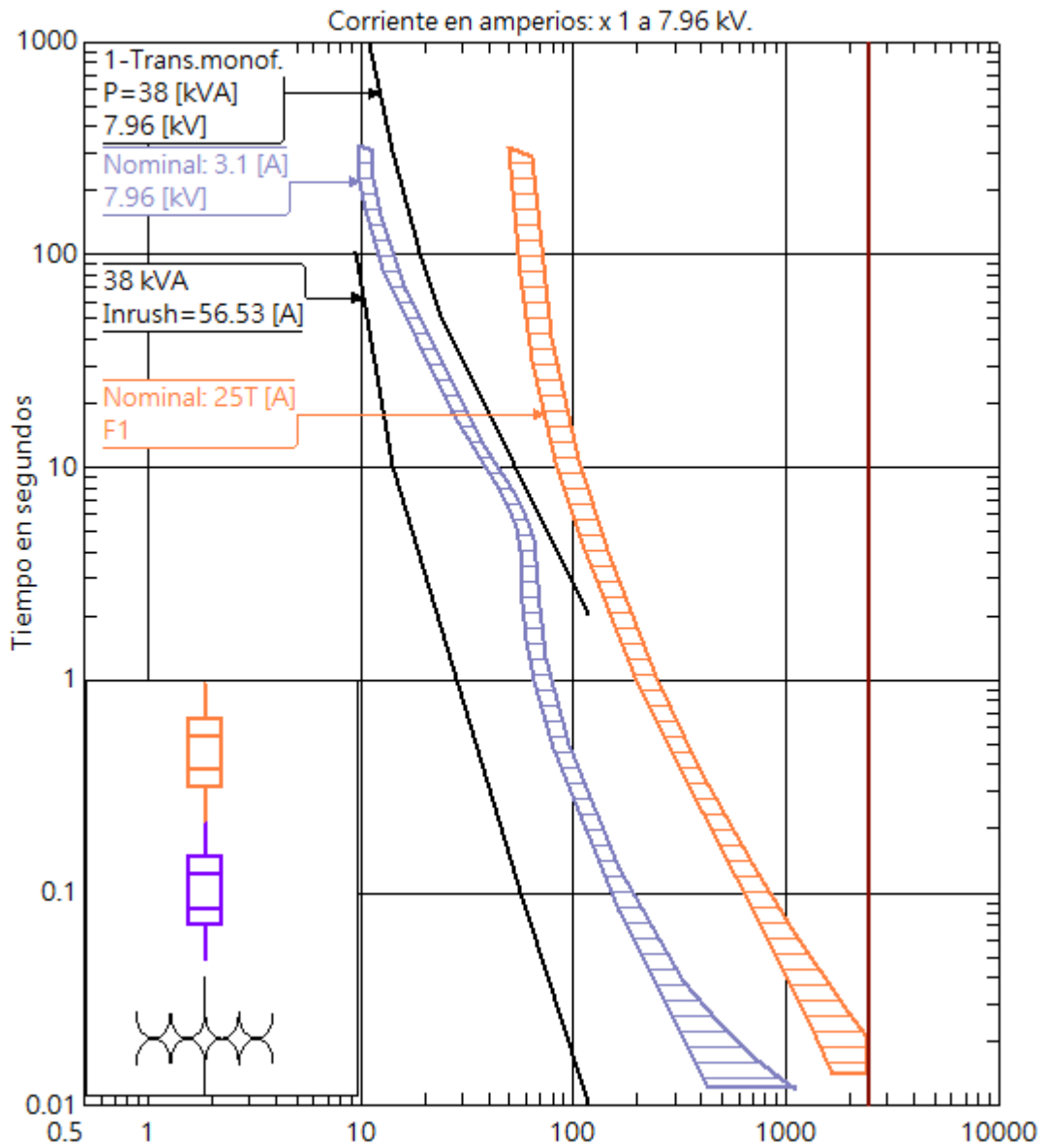
Fusible	Fase	IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
		Máxima [A]			Media [A]			Mínima [A]		
Barra 1	ABC	30,4	32,6	33,2	22,2	23	22,6	16,8	16,7	15,6
F1	A	1,1	-	-	1	-	-	0,9	-	-
F2	B	-	0,5	-	-	0,4	-	-	0,3	-
F3	ABC	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F4	B	-	0,1	-	-	0,1	-	-	0,1	-
Barra 2	ABC	29,2	31,7	33,2	21,2	22,3	22,6	15,9	16,1	15,6
F5	A	0,5	-	-	0,5	-	-	0,5	-	-
F6	B	-	0,6	-	-	0,6	-	-	0,6	-
F7	C	-	-	0,4	-	-	0,4	-	-	0,4
F8	C	-	-	3,2	-	-	2,2	-	-	1,5
F9	A	4,7	-	-	3,3	-	-	2,3	-	-
F10	B	-	3,5	-	-	2,4	-	-	1,7	-
Barra 3	ABC	23,1	22,3	24,2	16,9	15,9	16,4	12,8	11,6	11,3
F11	B	-	2,4	-	-	1,6	-	-	1,1	-
F12	A	3,2	-	-	2,2	-	-	1,6	-	-
F13	B	-	1	-	-	0,7	-	-	0,5	-
F14	A	1,5	-	-	1	-	-	0,7	-	-
F15	ABC	2,7	2,7	2,7	1,6	1,6	1,6	1	1	1
F16	C	-	-	6	-	-	4	-	-	2,7
F17	C	-	-	1,5	-	-	1,1	-	-	0,8
F18	A	4,7	-	-	3,7	-	-	3,1	-	-
F19	A	2,3	-	-	1,7	-	-	1,2	-	-
F20	A	0,1	-	-	0,1	-	-	0,1	-	-
F21	A	0,1	-	-	0,1	-	-	0,1	-	-
F22	C	-	-	0,2	-	-	0,2	-	-	0,1
F23	C	-	-	3,5	-	-	2,3	-	-	1,6
F24	ABC	13,3	12,8	13,8	10,2	9,5	9,6	8,2	7,3	6,8
F25	B	-	0,6	-	-	0,4	-	-	0,3	-
F26	A	3,7	-	-	3	-	-	2,6	-	-
F27	A	1,4	-	-	1,3	-	-	1,2	-	-
F28	ABC	9,5	12,2	12,9	7,1	9,1	9	5,6	7,1	6,4
F29	B	-	4,6	-	-	3,9	-	-	3,5	-
F30	C	-	-	0,1	-	-	0	-	-	0
F31	ABC	1,3	0	0	0,9	0	0	0,7	0	0
F32	B	-	0	-	-	0	-	-	0	-
F33	ABC	9,5	9,2	10,1	6,65	6,44	7,07	4,75	4,6	5,05
F34	B	-	5,3	-	-	3,71	-	-	2,65	-
F35	ABC	8,2	0	12	5,74	0	8,4	4,1	0	6
F36	C	-	-	1,9	-	-	1,33	-	-	0,95

Fuente: Autores.

**Anexo 6.** Diagrama unifilar de fusibles a coordinar.

**Anexo 7.** Curvas tiempo-corriente de los diferentes fusibles coordinados.

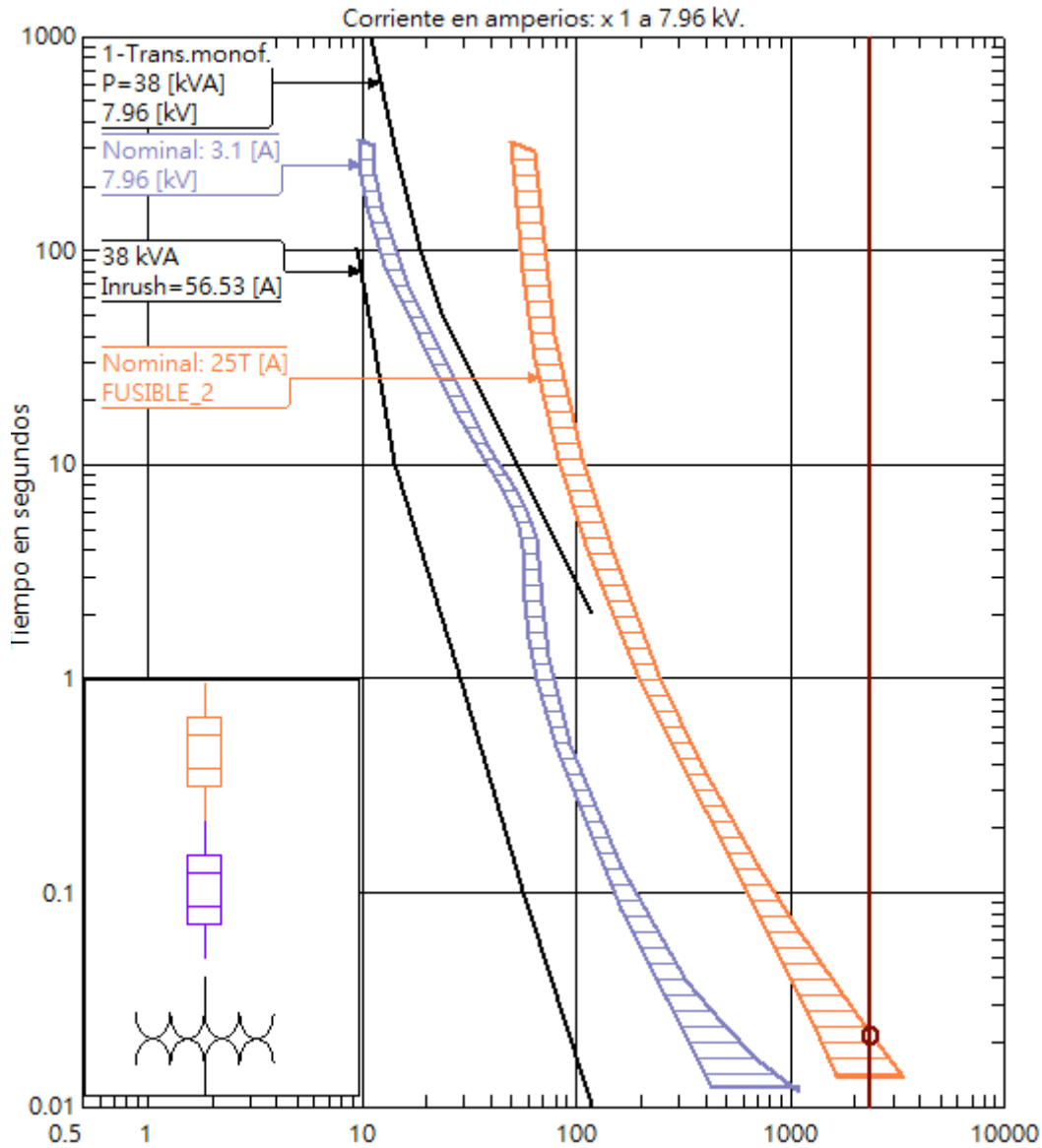
**FUSIBLE 1**



Para una corriente de cortocircuito máxima de 2428 A en el punto de ubicación del fusible F1 de 25T, se coordina con el fusible de transformador de distribución de 37.5 kVA, protegiendo la derivación monofásica adecuadamente ante cualquier falla de sobrecorriente. El tiempo máximo de despeje del fusible para despejar la falla se indica en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0137	2428.0000

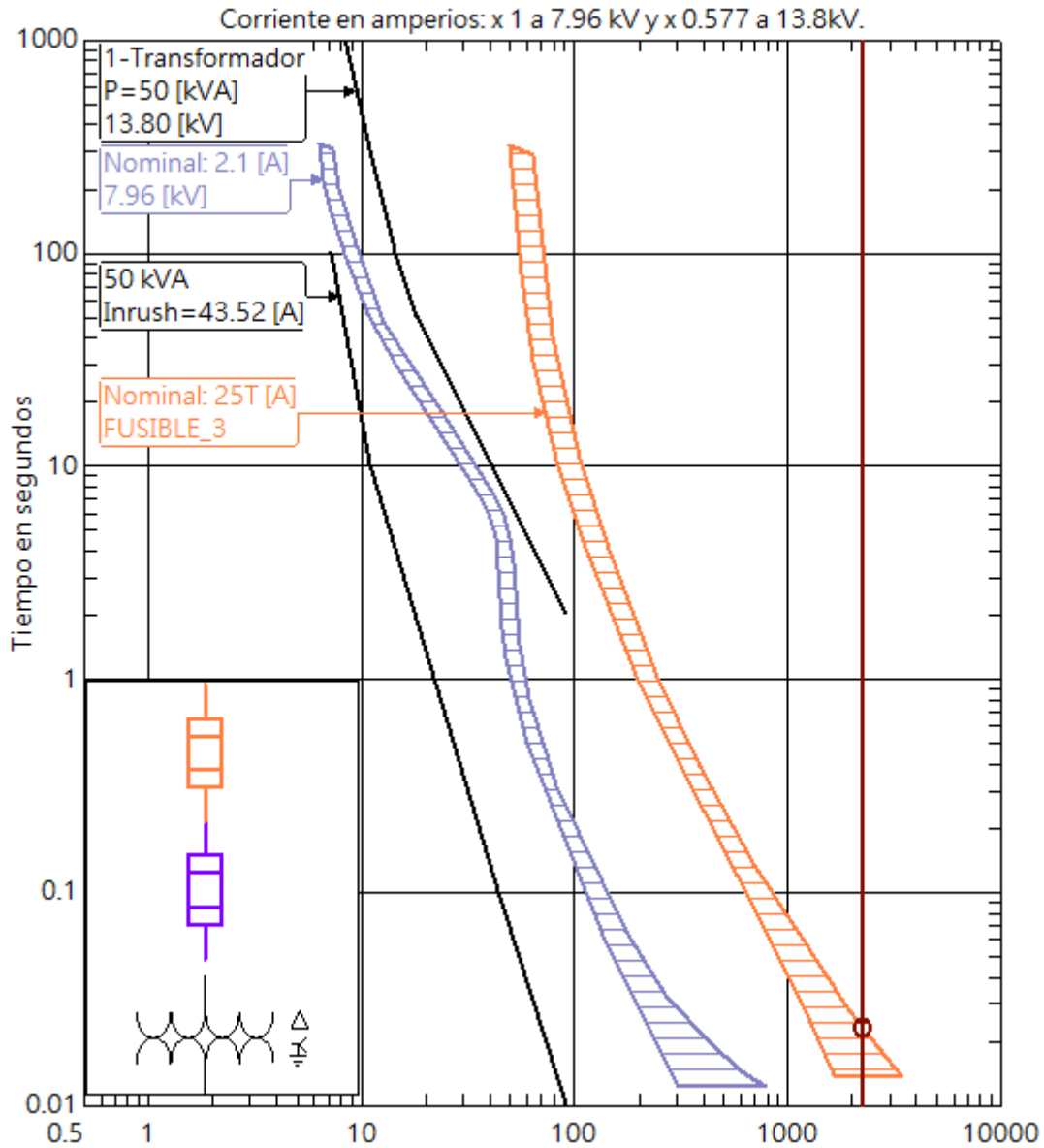
## FUSIBLE 2



Para una corriente de cortocircuito máxima de 2371 A en el punto de ubicación del fusible F2 de 25T, se coordina con el fusible de transformador de distribución de 37.5 kVA, protegiendo la derivación monofásica adecuadamente ante cualquier falla de sobrecorriente. El tiempo máximo de despeje del fusible para despejar la falla se indica en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0213	2371.0000

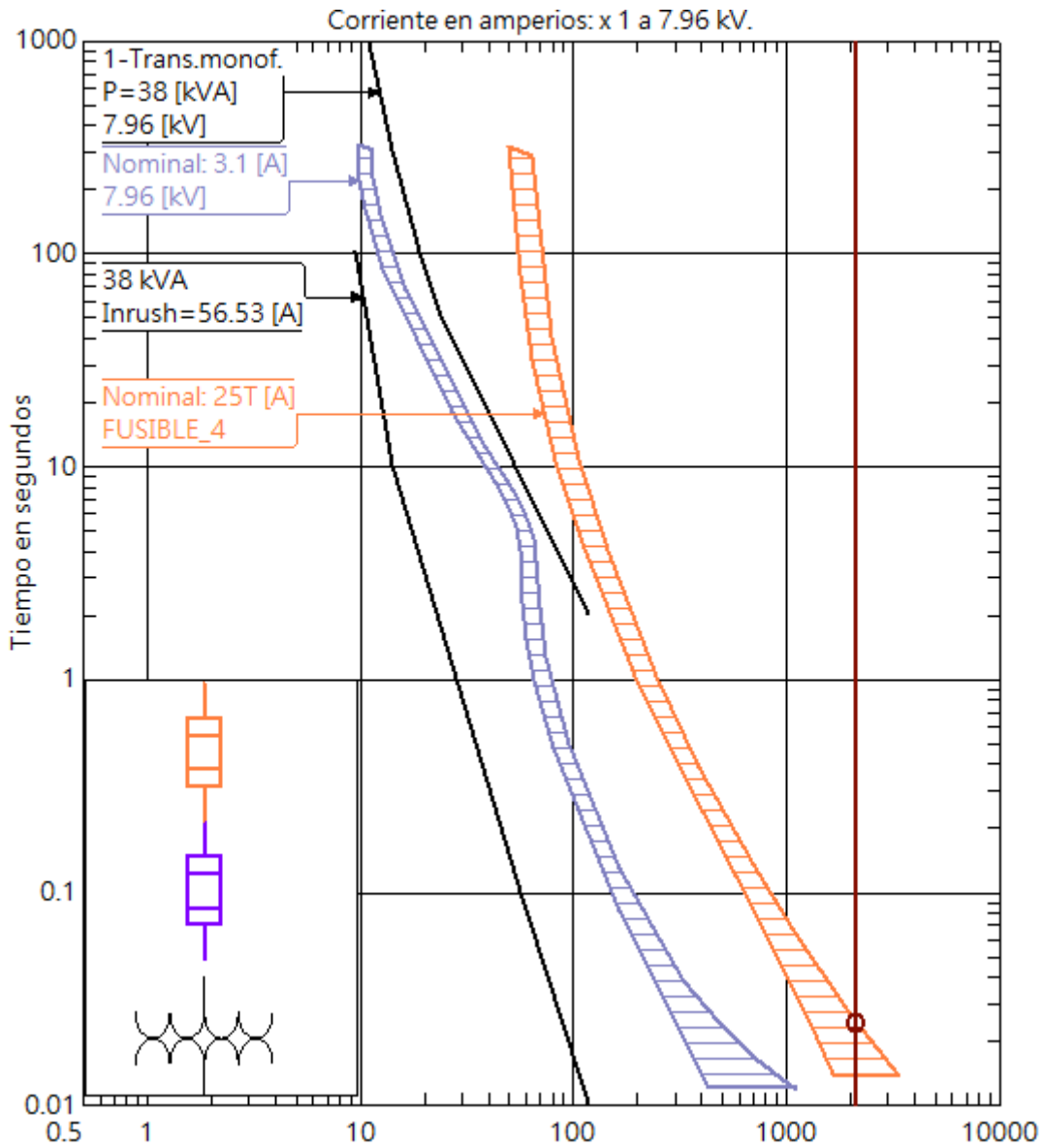
### FUSIBLE 3



Para una corriente de cortocircuito máxima de 2233 A en el punto de ubicación del fusible F3 de 25T, se coordina con el fusible de transformador de distribución de 50 kVA, protegiendo la derivación trifásica adecuadamente ante cualquier falla de sobrecorriente. El tiempo máximo de despeje del fusible para despejar la falla se indica en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0230	2233.0000

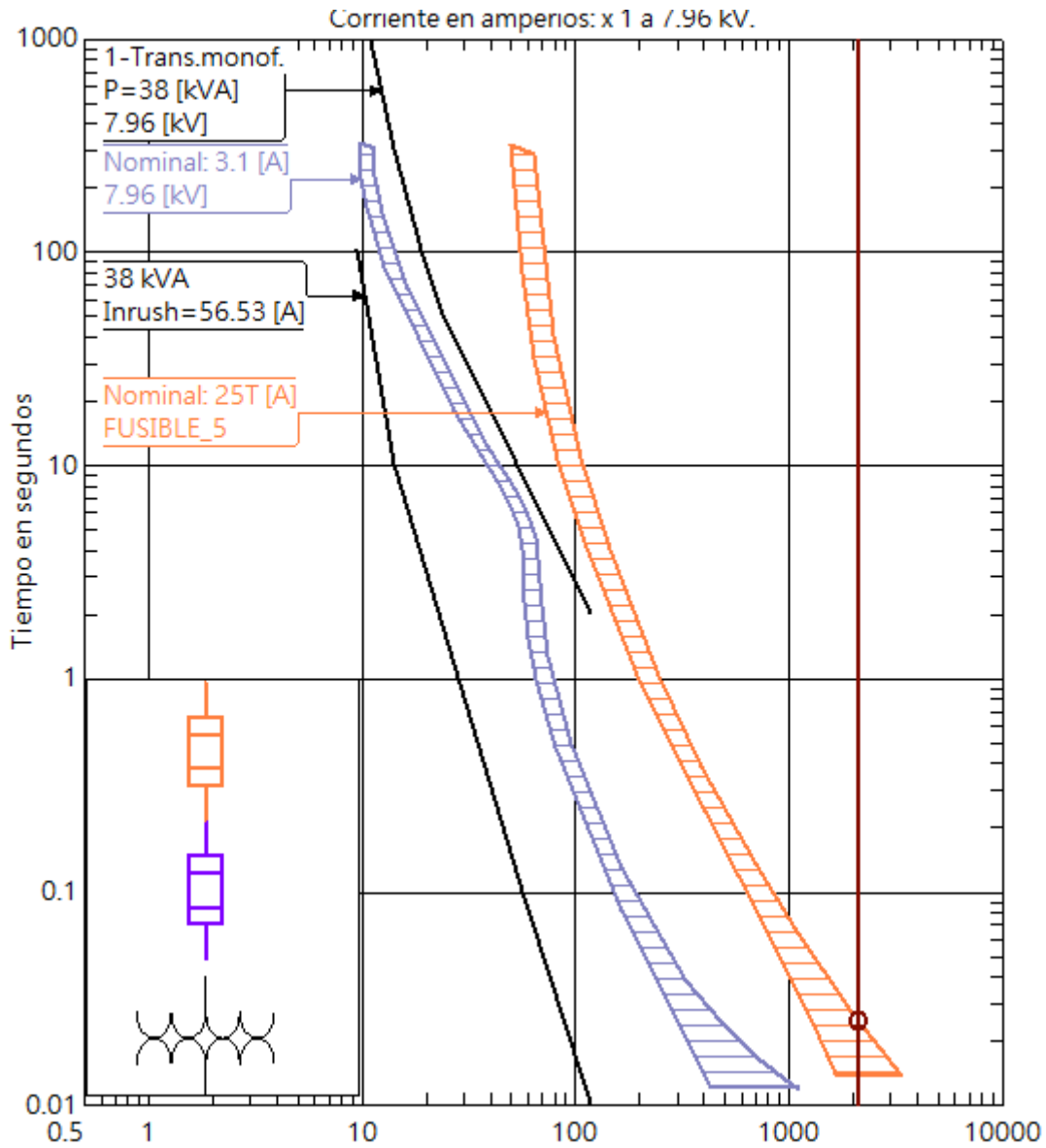
## FUSIBLE 4



Para una corriente de cortocircuito máxima de 2137 A en el punto de ubicación del fusible F4 de 25T, se coordina con el fusible de transformador de distribución de 37.5 kVA, protegiendo la derivación monofásica adecuadamente ante cualquier falla de sobrecorriente. El tiempo máximo de despeje del fusible para despejar la falla se indica en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0244	2137.0000

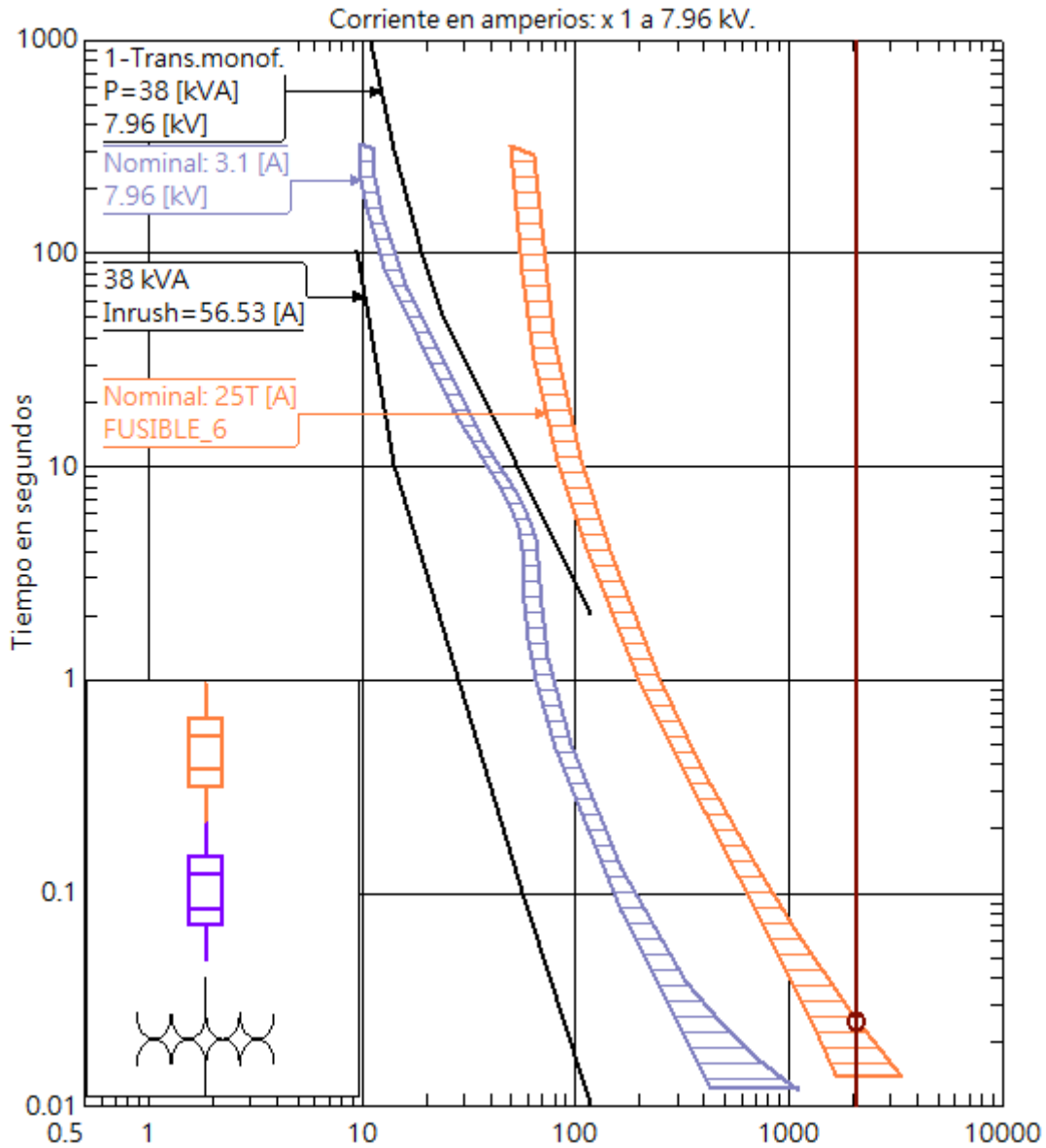
## FUSIBLE 5



Para una corriente de cortocircuito máxima de 2116 A en el punto de ubicación del fusible F5 de 25T, se coordina con el fusible de transformador de distribución de 37.5 kVA, protegiendo la derivación monofásica adecuadamente ante cualquier falla de sobrecorriente. El tiempo máximo de despeje del fusible para despejar la falla se indica en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0247	2116.0000

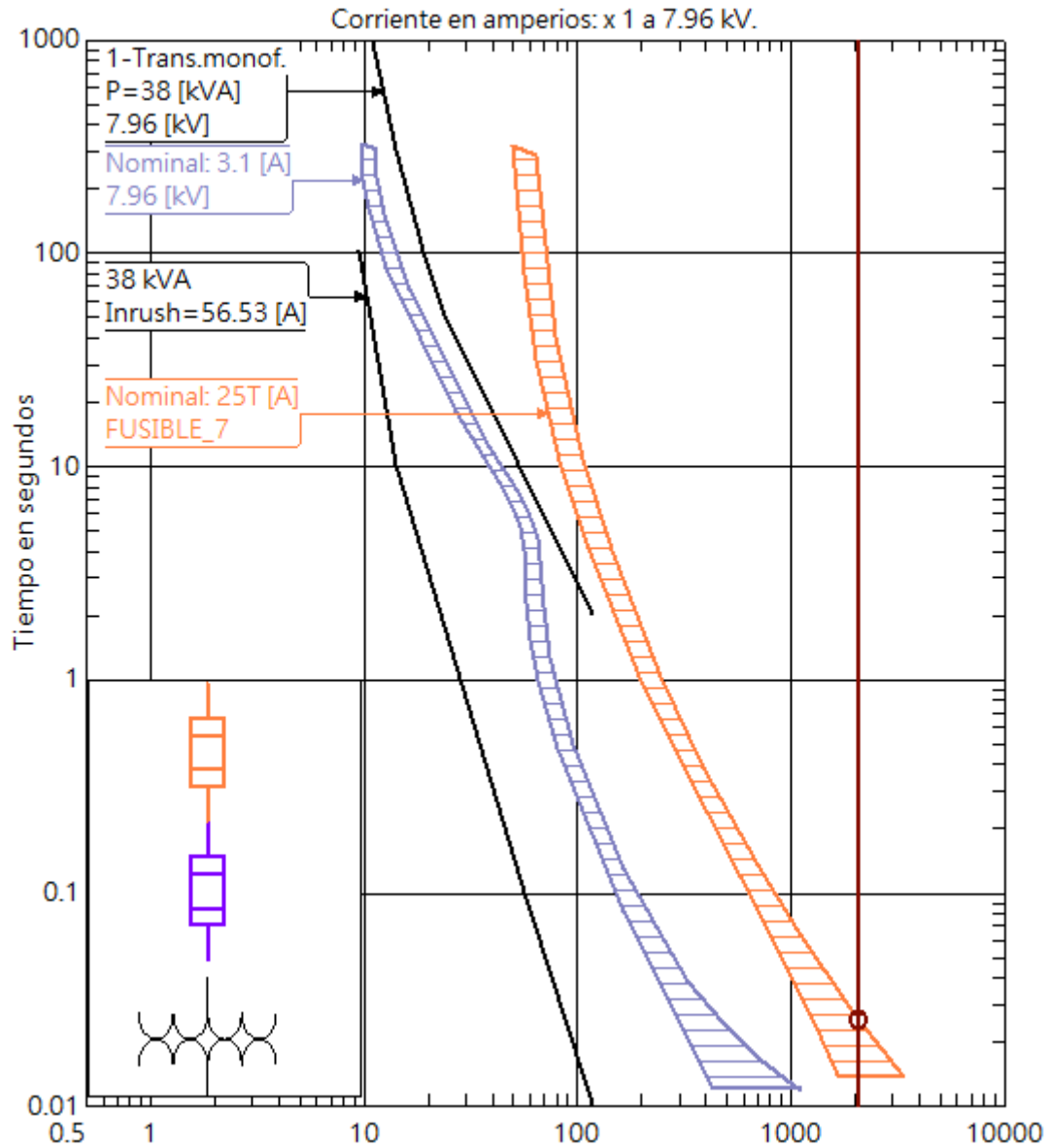
## FUSIBLE 6



Para una corriente de cortocircuito máxima de 2094 A en el punto de ubicación del fusible F6 de 25T, se coordina con el fusible de transformador de distribución de 37.5 kVA, protegiendo la derivación monofásica adecuadamente ante cualquier falla de sobrecorriente. El tiempo máximo de despeje del fusible para despejar la falla se indica en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0250	2094.0000

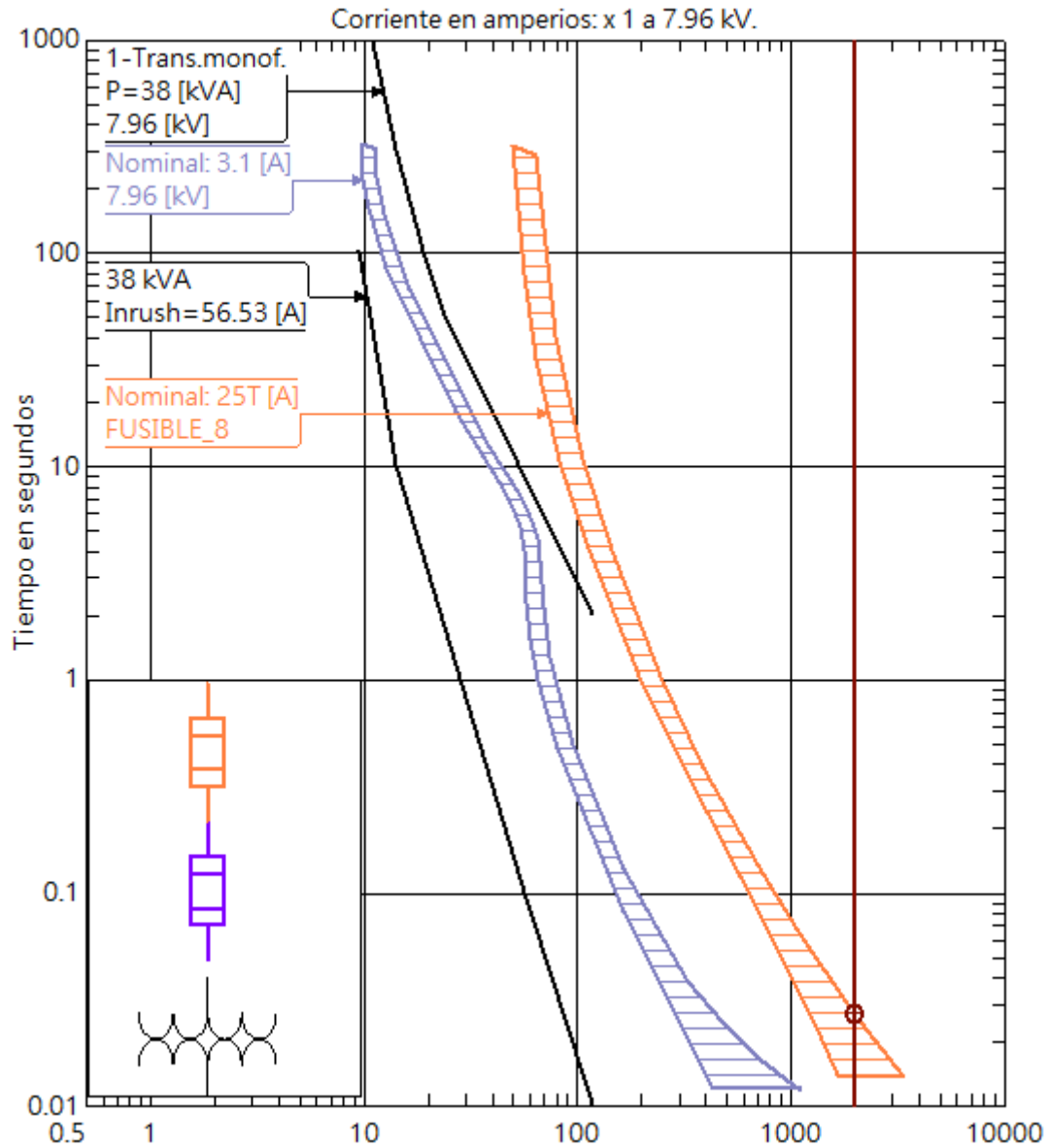
FUSIBLE 7



Para una corriente de cortocircuito máxima de 2080 A en el punto de ubicación del fusible F7 de 25T, se coordina con el fusible de transformador de distribución de 37.5 kVA, protegiendo la derivación monofásica adecuadamente ante cualquier falla de sobrecorriente. El tiempo máximo de despeje del fusible para despejar la falla se indica en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0252	2080.0000

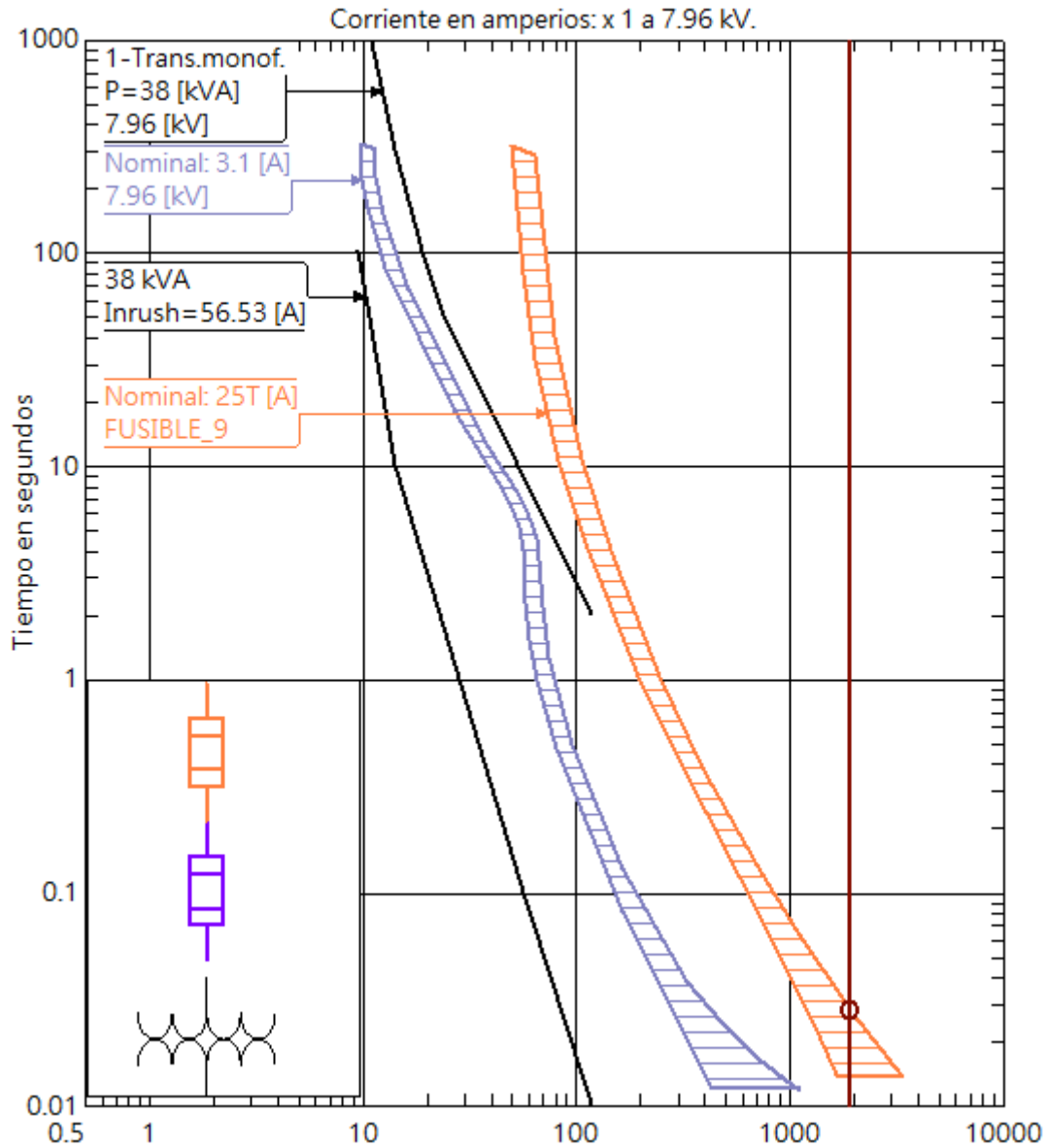
## FUSIBLE 8



Para una corriente de cortocircuito máxima de 1993 A en el punto de ubicación del fusible F8 de 25T, se coordina con el fusible de transformador de distribución de 37.5 kVA, protegiendo la derivación monofásica adecuadamente ante cualquier falla de sobrecorriente. El tiempo máximo de despeje del fusible para despejar la falla se indica en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0267	1993.0000

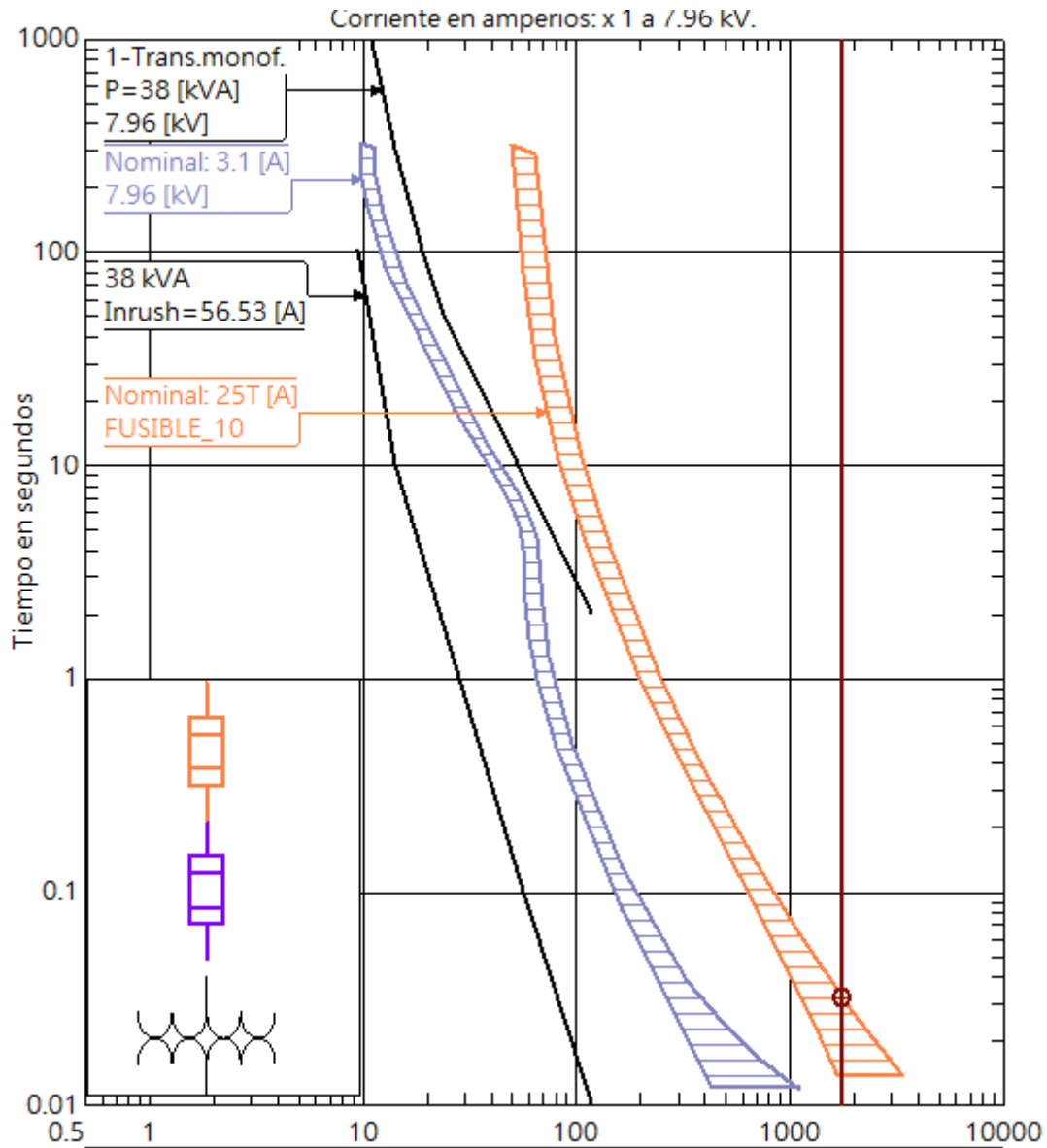
## FUSIBLE 9



Para una corriente de cortocircuito máxima de 1929 A en el punto de ubicación del fusible F9 de 25T, se coordina con el fusible de transformador de distribución de 37.5 kVA, protegiendo la derivación monofásica adecuadamente ante cualquier falla de sobrecorriente. El tiempo máximo de despeje del fusible para despejar la falla se indica en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0279	1929.0000

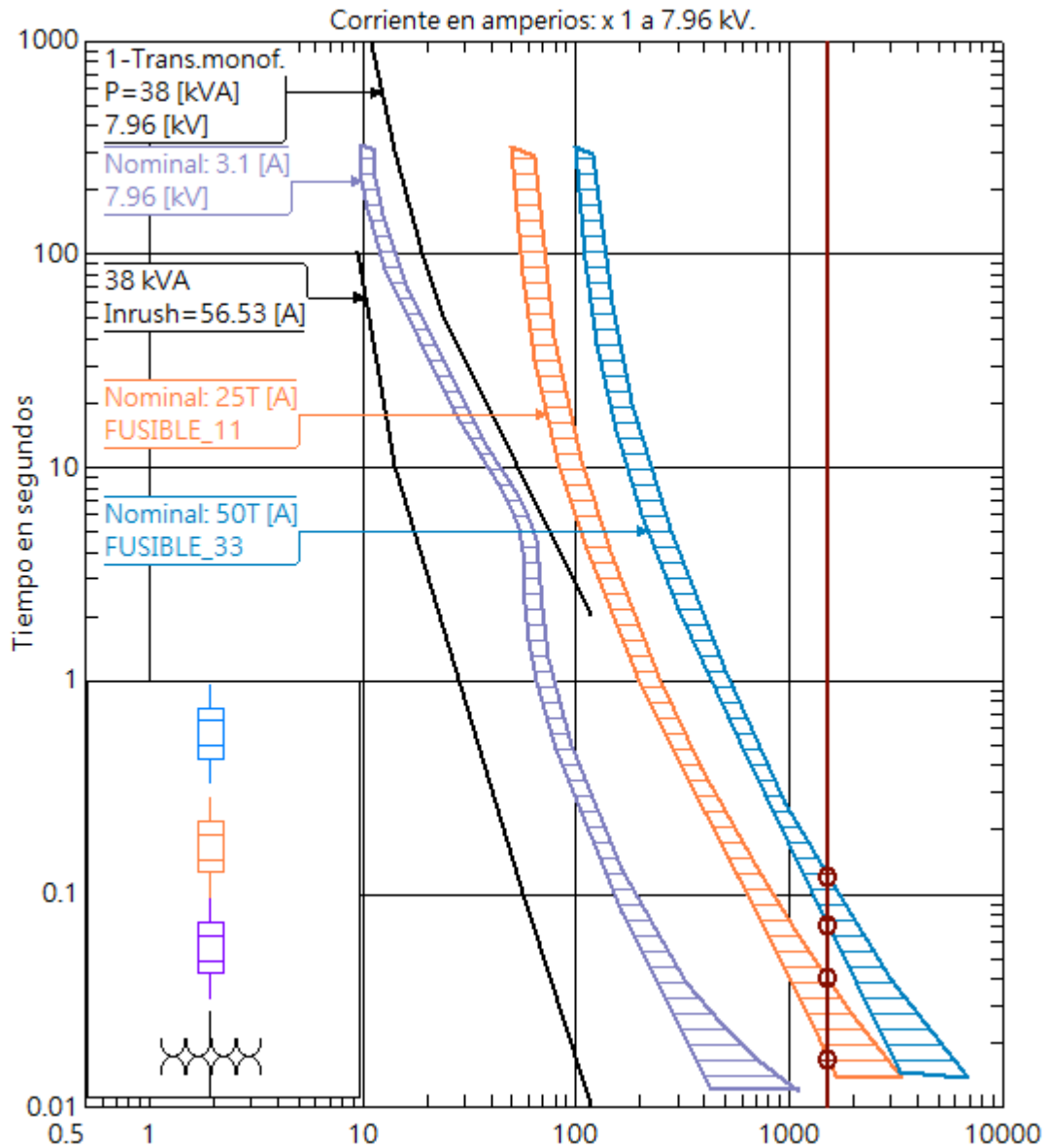
## FUSIBLE 10



Para una corriente de cortocircuito máxima de 1759 A en el punto de ubicación del fusible F10 de 25T, se coordina con el fusible de transformador de distribución de 37.5 kVA, protegiendo la derivación monofásica adecuadamente ante cualquier falla de sobrecorriente. El tiempo máximo de despeje del fusible para despejar la falla se indica en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0320	1759.0000

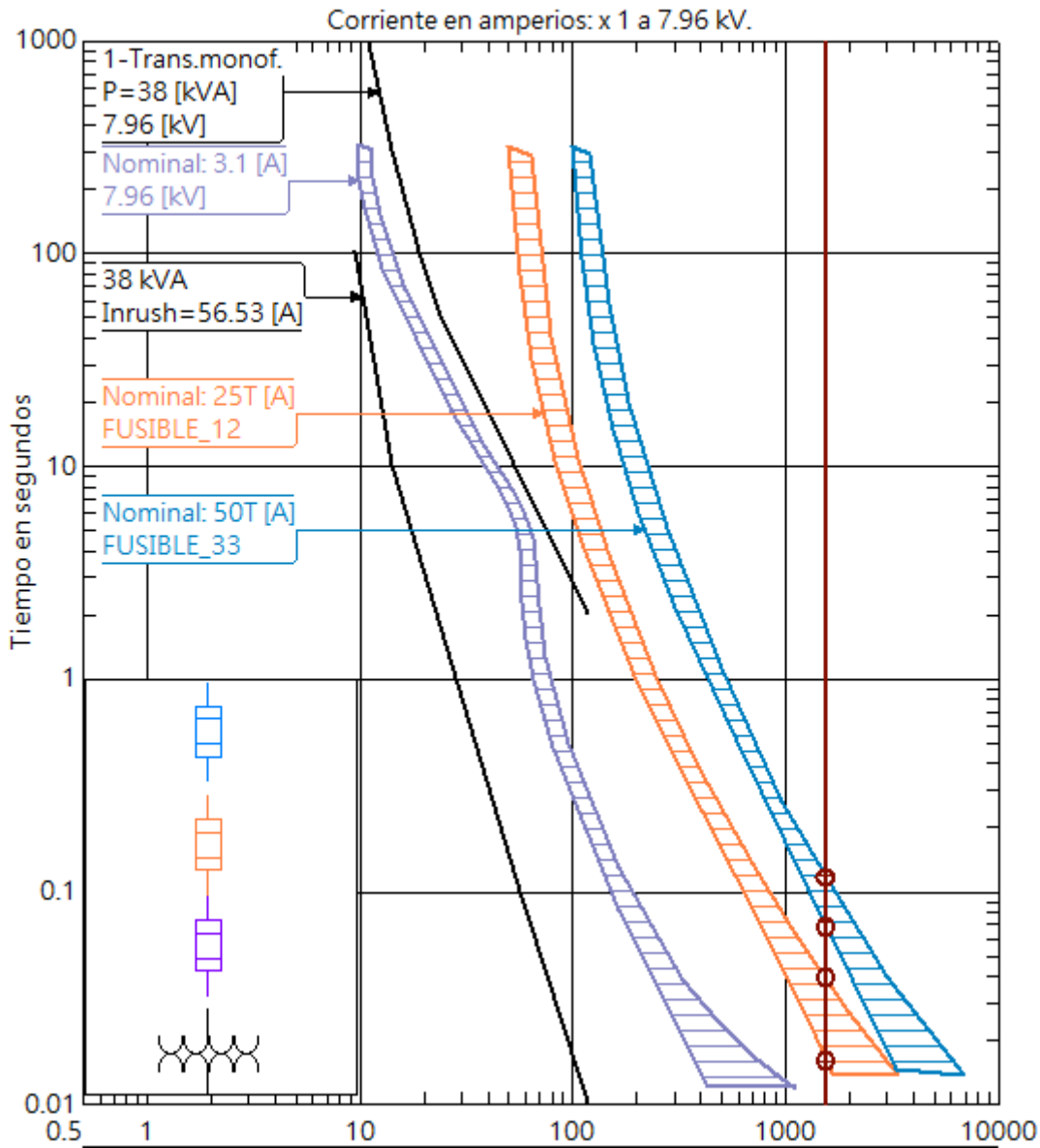
## FUSIBLE 11 y FUSIBLE 33



Para una corriente de falla máxima de 1506 A el fusible F11 de 25T tiene un tiempo mínimo de fusión de 0,0167 segundos y termina de fundirse a los 0,0404 segundos, para la misma corriente de falla el fusible F33 de 50T empezara a fundirse a los 0,0713 segundos y deberá despejar la falla completamente a los 0,12 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0167	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0404	0.0237
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0713	0.0309
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.1200	0.0487

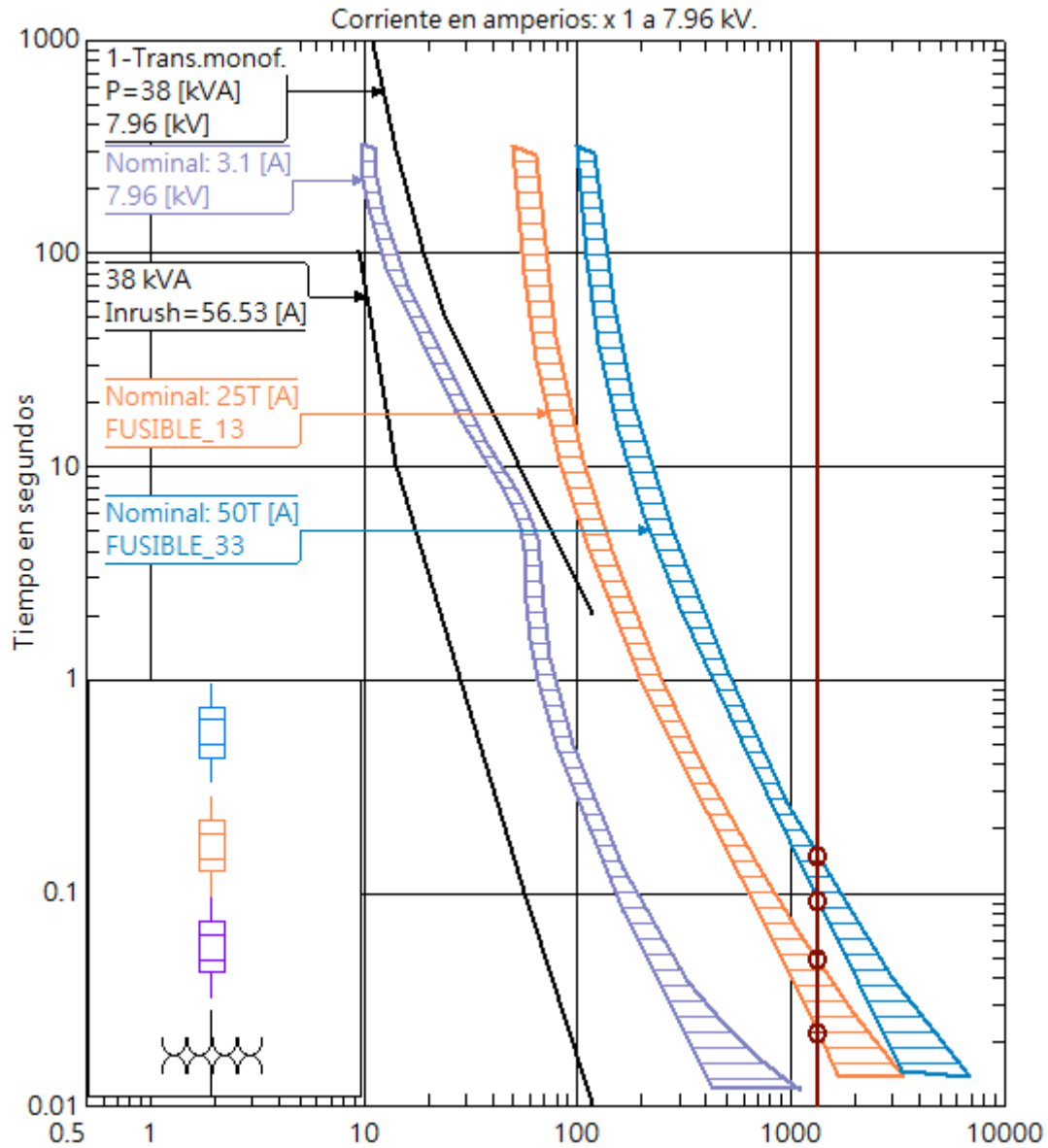
## FUSIBLE 12 Y FUSIBLE 33



Para una corriente de falla máxima de 1538 A el fusible F12 de 25T tiene un tiempo mínimo de fusión de 0,0159 segundos y termina de fundirse a los 0,0391 segundos, para la misma corriente de falla, el fusible F33 de 50T empezara a fundirse a los 0,0684 segundos y deberá despejar la falla completamente a los 0,1158 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0159	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0391	0.0232
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0684	0.0293
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.1158	0.0474

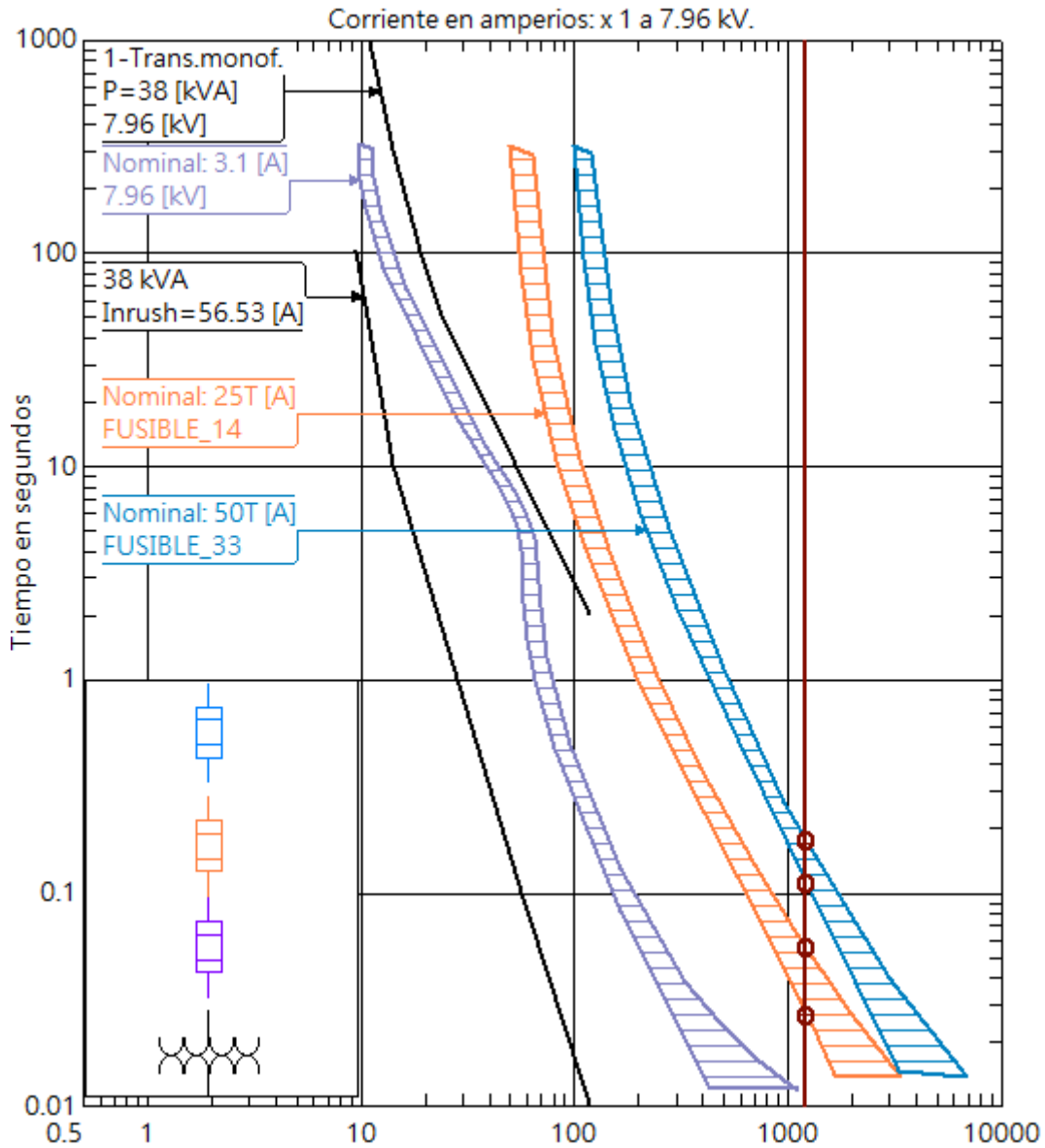
## FUSIBLE 13 Y FUSIBLE 33



Para una corriente de falla máxima de 1336 A el fusible F13 de 25T tiene un tiempo mínimo de fusión de 0,0217 segundos y termina de fundirse a los 0,0483 segundos, para la misma corriente de falla, el fusible F33 de 50T empezara a fundirse a los 0,0908 segundos y deberá despejar la falla completamente a los 0,1476 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0217	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0483	0.0266
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0908	0.0425
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.1476	0.0568

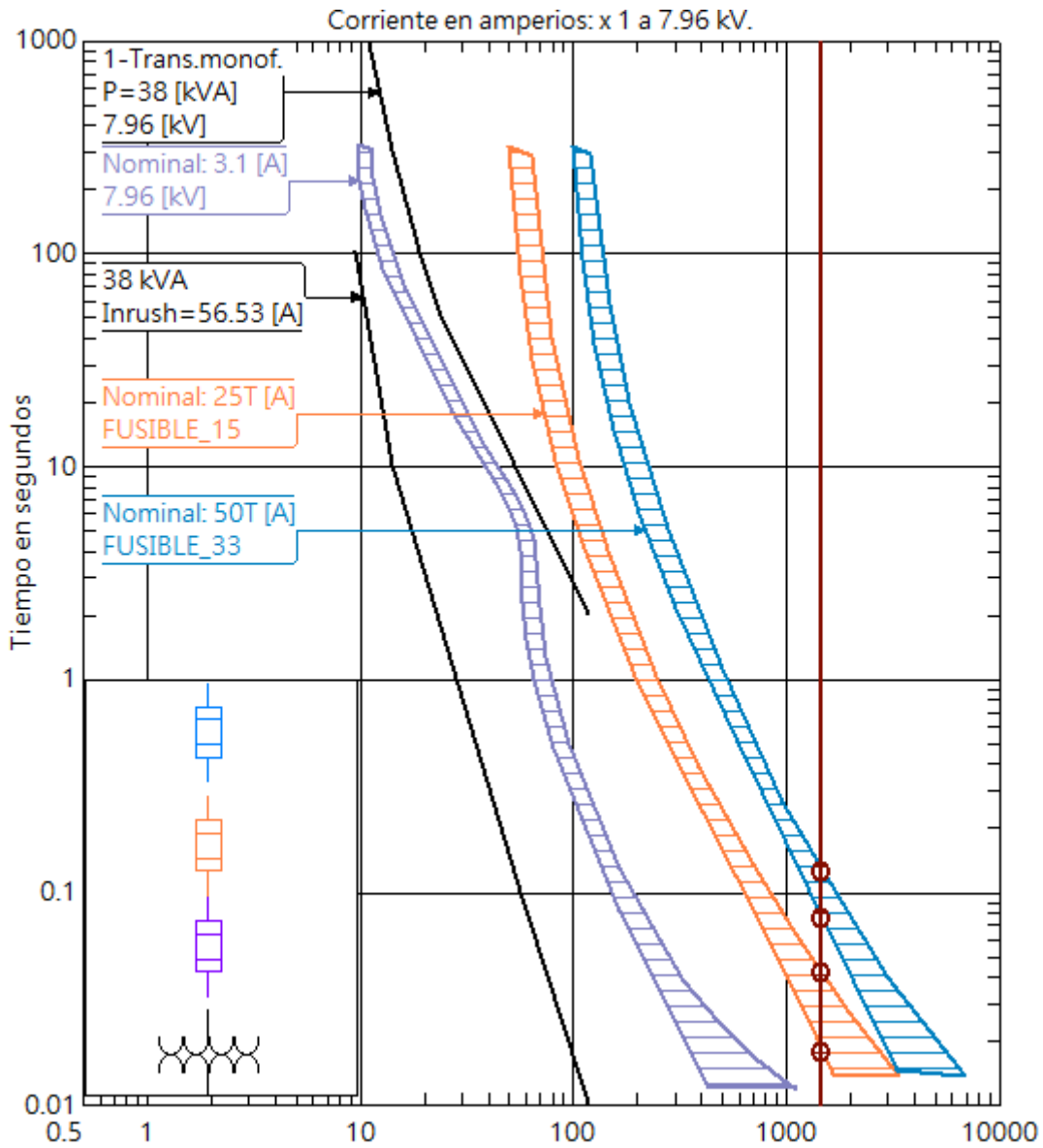
## FUSIBLE 14 Y FUSIBLE 33



Para una corriente de falla máxima de 1217 A el fusible F14 de 25T tiene un tiempo mínimo de fusión de 0,0265 segundos y termina de fundirse a los 0,0555 segundos, para la misma corriente de falla, el fusible F33 de 50T empezara a fundirse a los 0,1099 segundos y deberá despejar la falla completamente a los 0,1734 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0265	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0555	0.0290
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.1099	0.0544
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.1734	0.0635

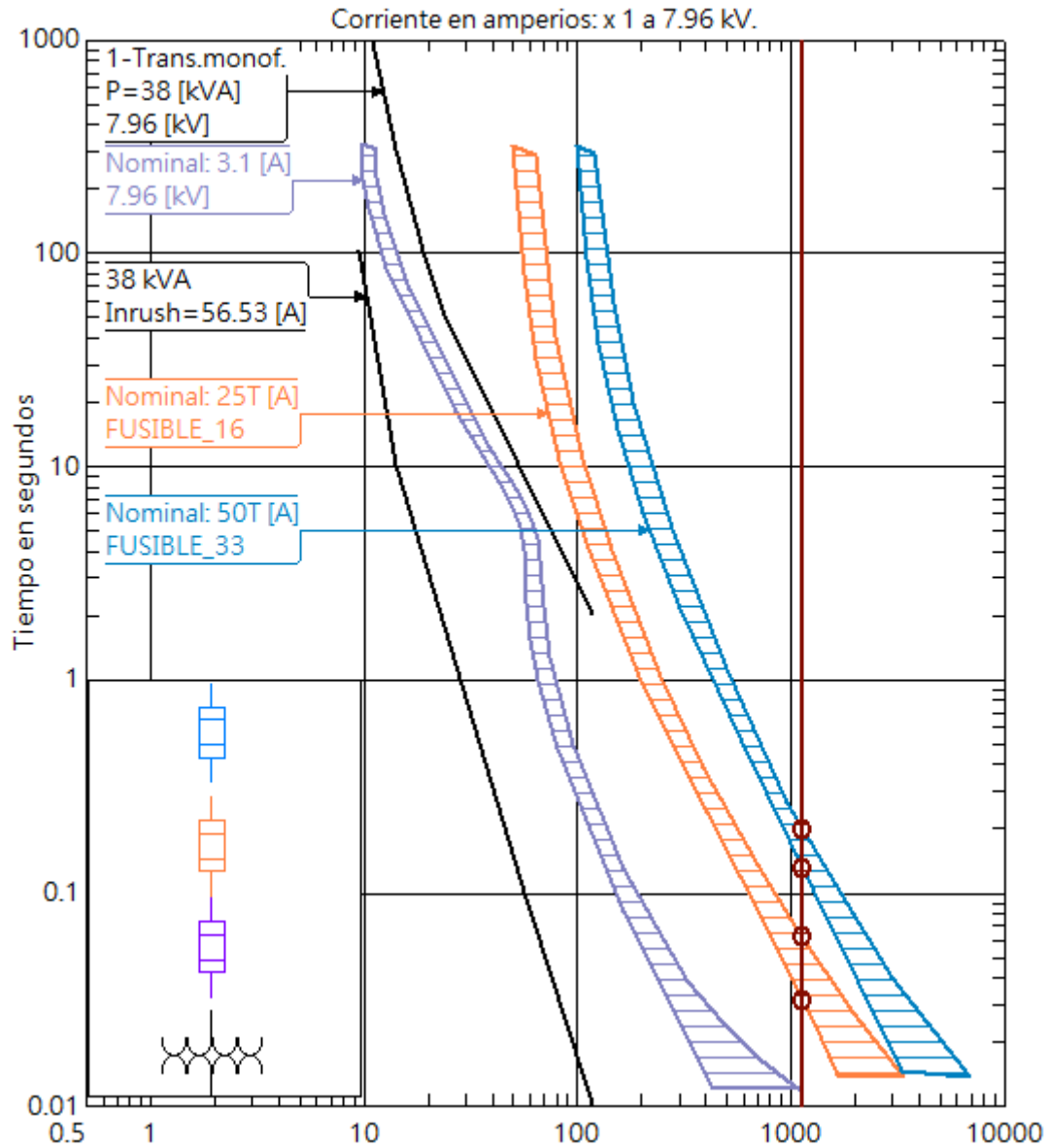
## FUSIBLE 15 Y FUSIBLE 33



Para una corriente de falla máxima de 1468 A el fusible F15 de 25T tiene un tiempo mínimo de fusión de 0,0177 segundos y termina de fundirse a los 0,0420 segundos, para la misma corriente de falla, el fusible F33 de 50T empezara a fundirse a los 0,0751 segundos y deberá despejar la falla completamente a los 0,1255 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0177	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0420	0.0243
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0751	0.0331
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.1255	0.0504

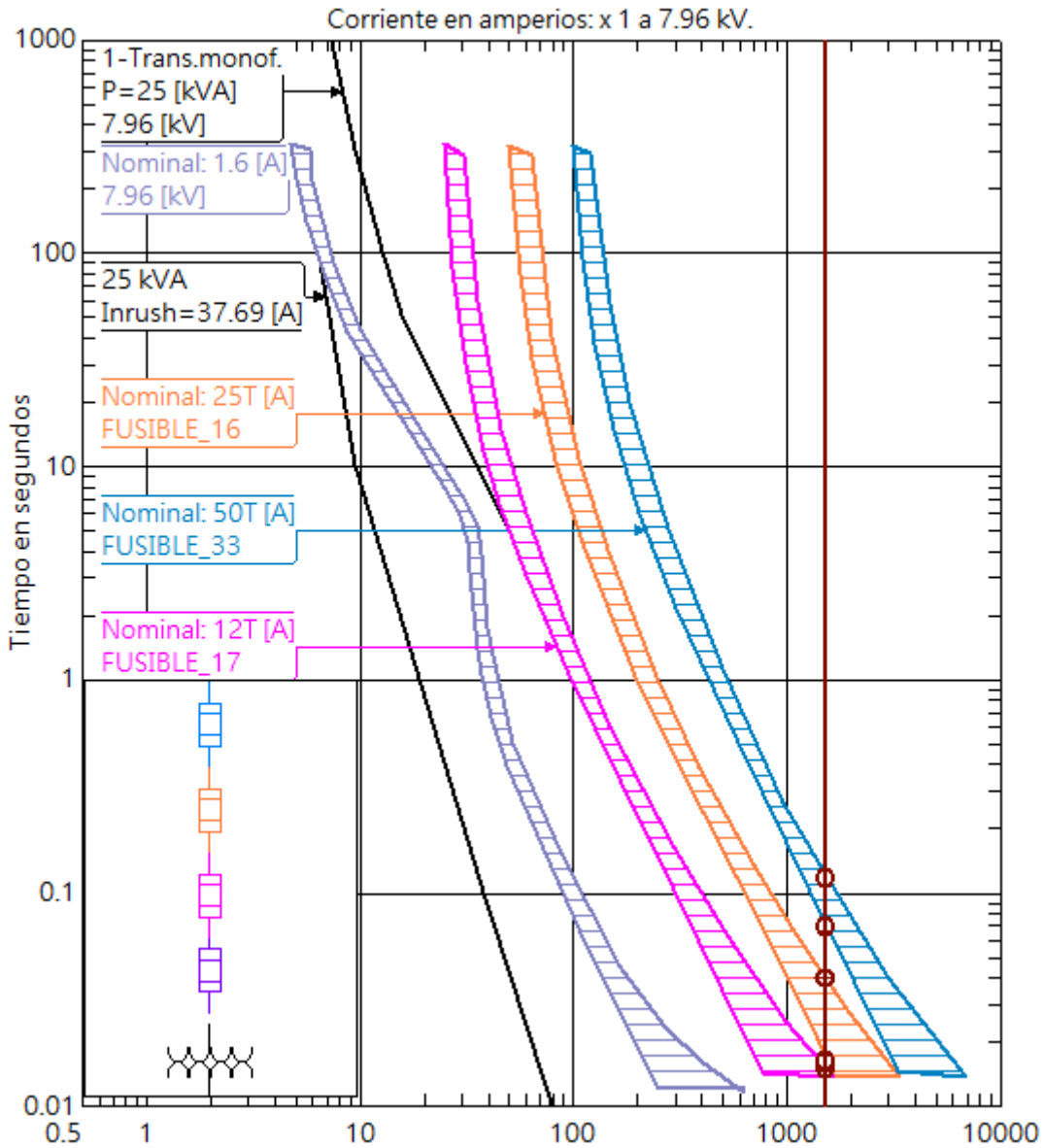
## FUSIBLE 16 Y FUSIBLE 33



Para una corriente de falla máxima de 1503 A el fusible F16 de 25T tiene un tiempo mínimo de fusión de 0,0309 segundos y termina de fundirse a los 0,0622 segundos para la misma corriente de falla, el fusible F33 de 50T empezara a fundirse a los 0,1290 segundos y deberá despejar la falla completamente a los 0,1980 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0309	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0622	0.0313
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.1290	0.0668
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.1980	0.0690

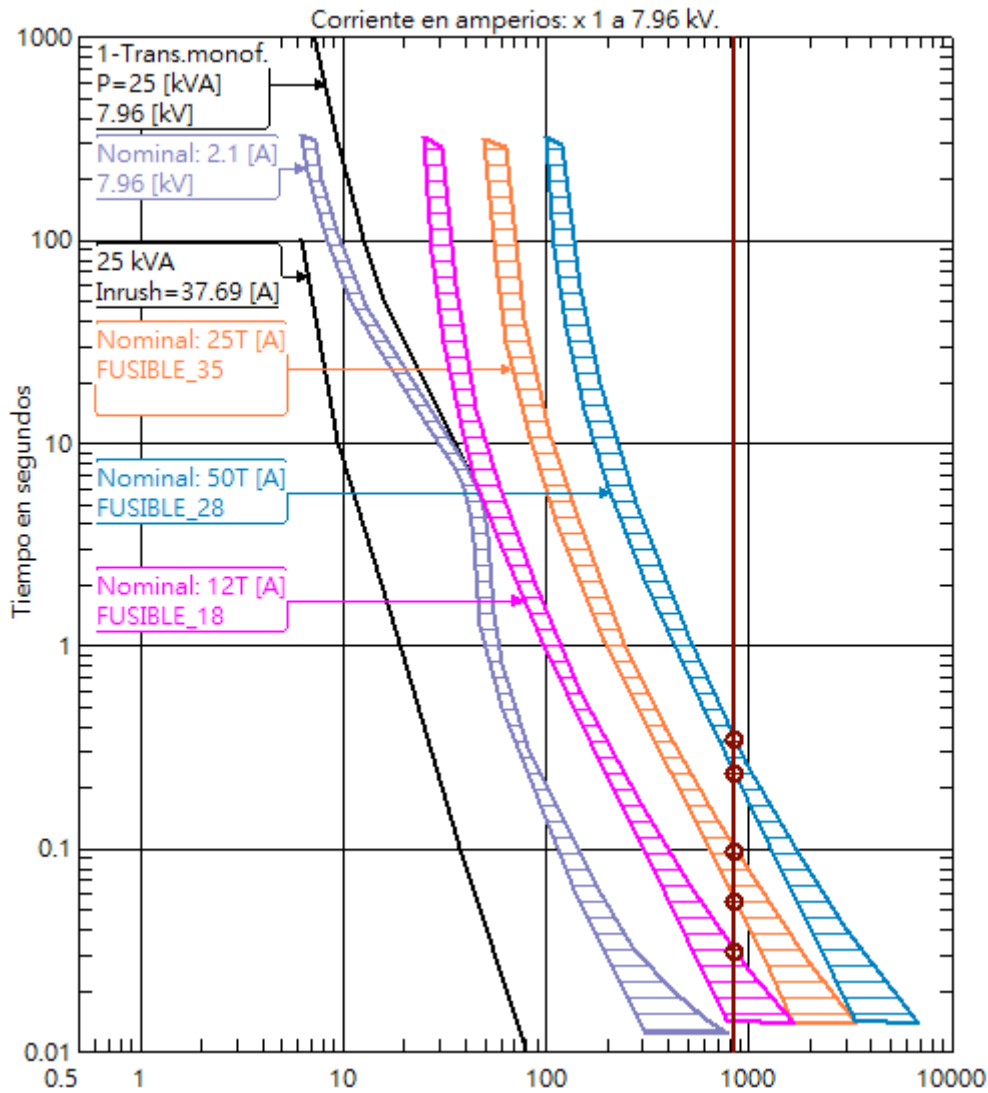
FUSIBLE 17, FUSIBLE 16 Y FUSIBLE 33



Para una corriente de falla máxima de 1127 A el fusible F17 de 12T toma un tiempo máximo de despeje de 0,0149 segundos, mientras que el fusible F16 de 25T empezara a fundirse a los 0,0163 segundos y deberá despejar la falla a los 0,0397 segundos, si por alguna razón la falla no termina de despejarse en ese intervalo de tiempo el fusible F33 empezara a fundirse a los 0,0698 segundos y deberá despejar la falla a los 0,1177 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
5-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0149	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0163	0.0014
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0397	0.0234
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0698	0.0301
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.1177	0.0479

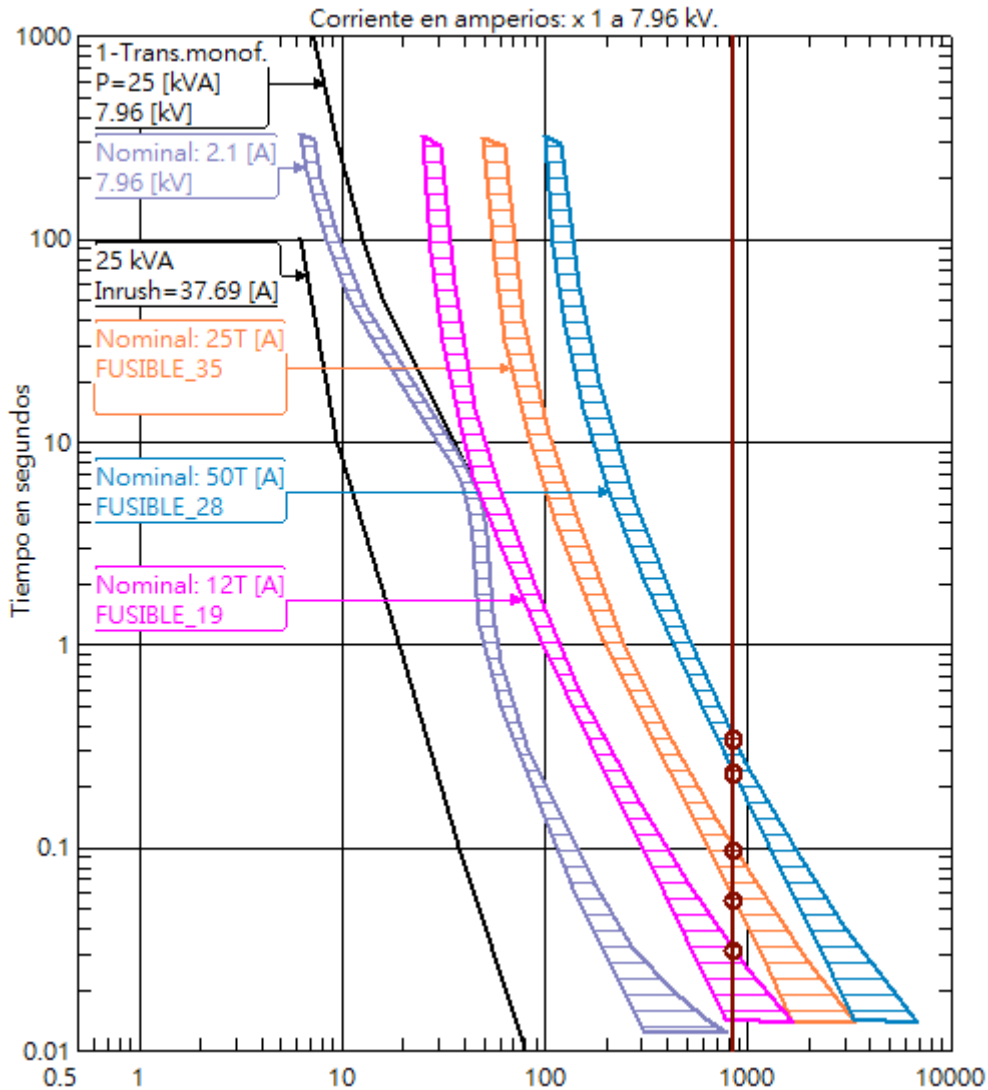
## FUSIBLE 18, FUSIBLE 35 Y FUSIBLE 28



Para una corriente de falla máxima de 851 A el fusible F18 de 12T toma un tiempo máximo de despeje de 0,0307 segundos, mientras que el fusible F35 de 25T empezara a fundirse a los 0,0544 segundos y deberá despejar la falla a los 0,0966 segundos, si por alguna razón la falla no termina de despejarse en ese intervalo de tiempo el fusible F28 empezara a fundirse a los 0,2319 segundos y deberá despejar la falla a los 0,3404 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
5-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0307	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0544	0.0237
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0966	0.0422
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.2319	0.1353
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.3404	0.1085

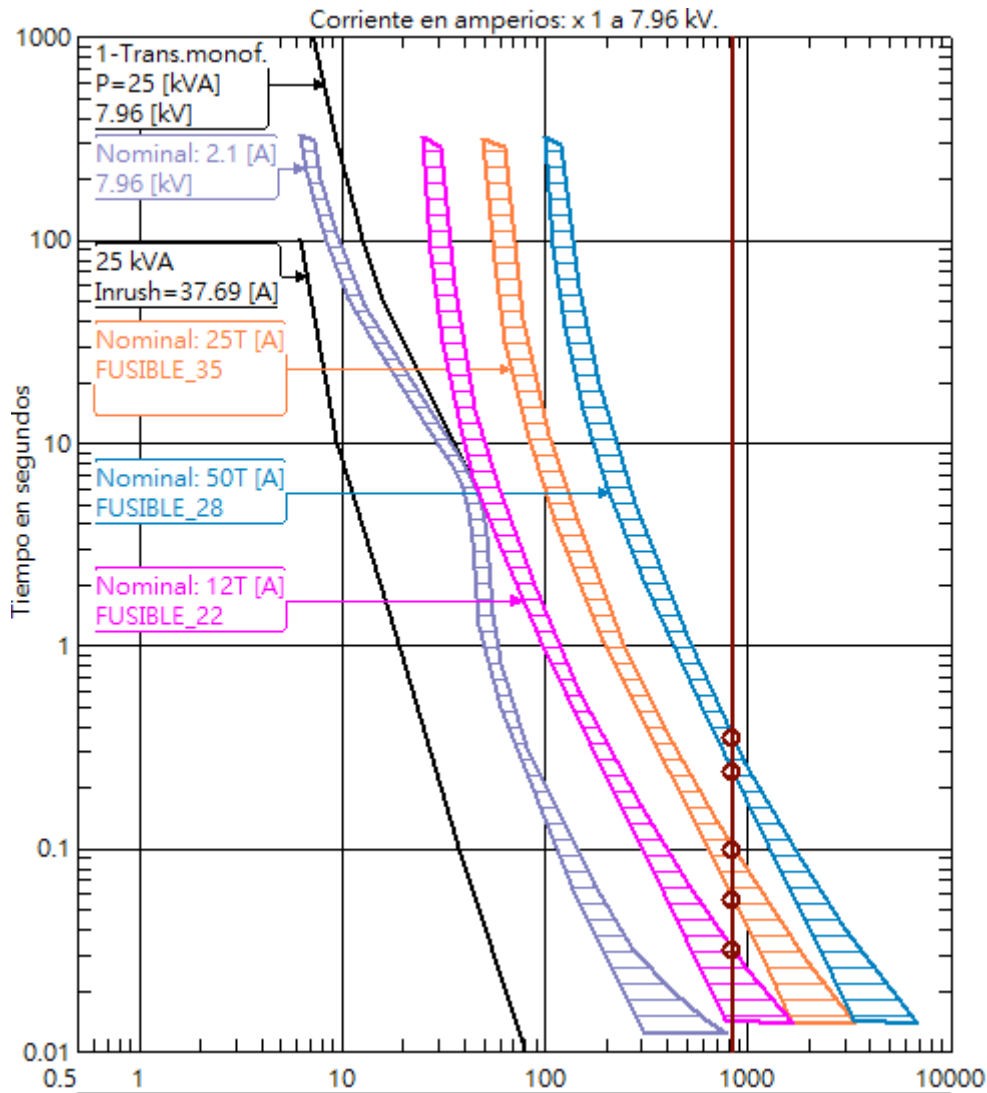
## FUSIBLE 19, FUSIBLE 35 Y FUSIBLE 28



Para una corriente de falla máxima de 853 A el fusible F19 de 12T toma un tiempo máximo de despeje de 0,0306 segundos, mientras que el fusible F35 de 25T empezara a fundirse a los 0,0541 segundos y deberá despejar la falla a los 0,0962 segundos, si por alguna razón la falla no termina de despejarse en ese intervalo de tiempo el fusible F28 empezara a fundirse a los 0,2308 segundos y deberá despejar la falla a los 0,3387 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
5-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0306	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0541	0.0235
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0962	0.0421
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.2308	0.1346
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.3387	0.1079

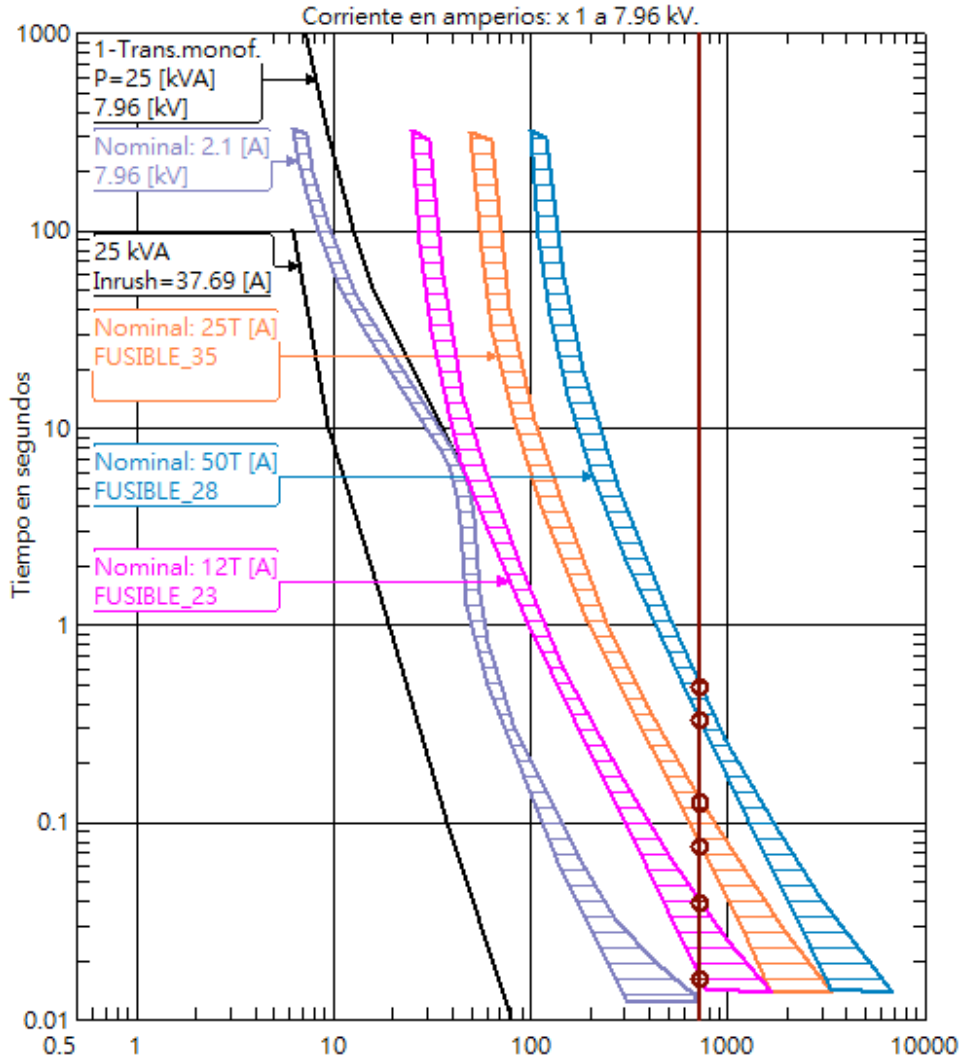
## FUSIBLE 22, FUSIBLE 35 Y FUSIBLE 28



Para una corriente de falla máxima de 838 A el fusible F22 de 12T toma un tiempo máximo de despeje de 0,0314 segundos, mientras que el fusible F35 de 25T empezara a fundirse a los 0,0561 segundos y deberá despejar la falla a los 0,0989 segundos, si por alguna razón la falla no termina de despejarse en ese intervalo de tiempo el fusible F28 empezara a fundirse a los 0,2395 segundos y deberá despejar la falla a los 0,3521 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
5-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0314	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0561	0.0247
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0989	0.0428
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.2395	0.1406
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.3521	0.1126

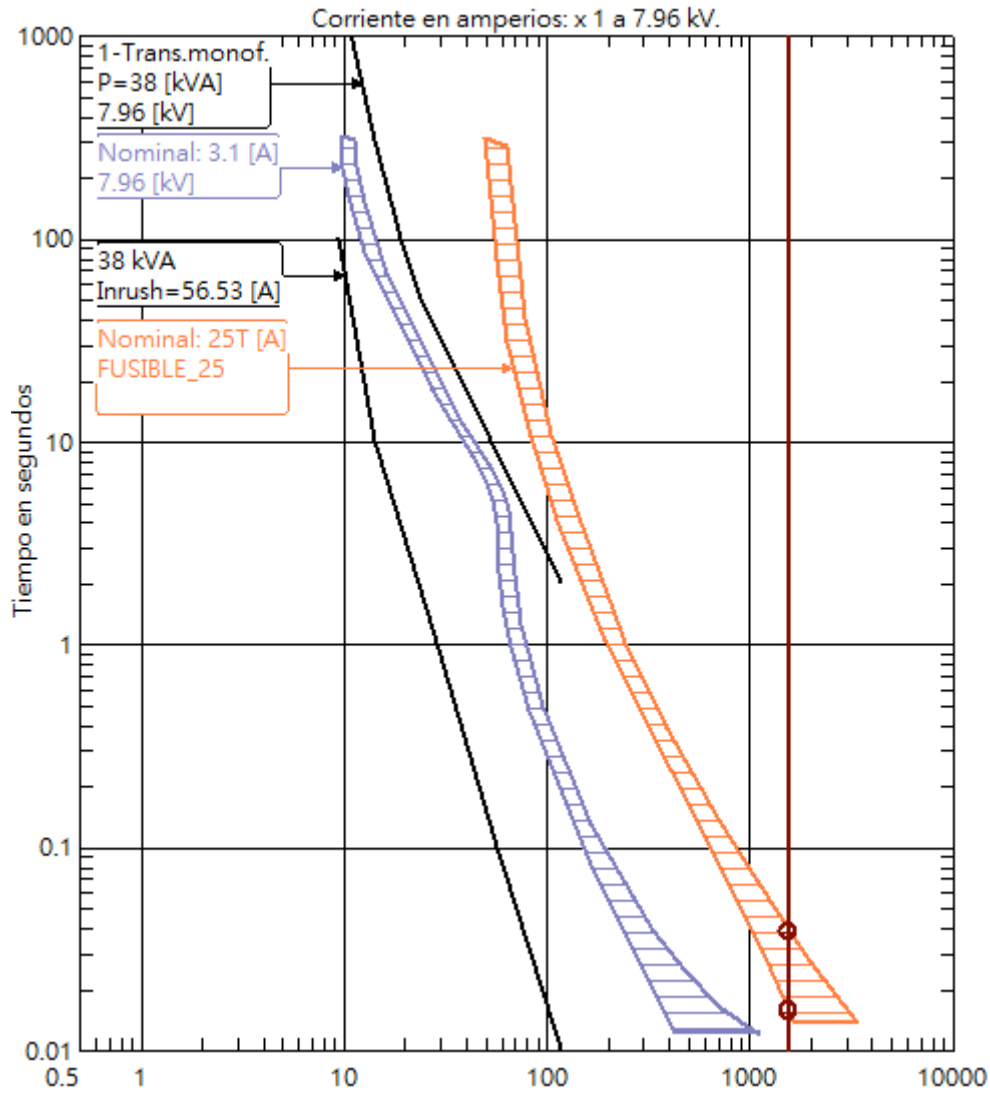
## FUSIBLE 23, FUSIBLE 35 Y FUSIBLE 28



Para una corriente de falla máxima de 723 A el fusible F23 de 12T empieza a fundirse en un tiempo mínimo de 0,0161 segundos y para un tiempo máximo de despeje de 0,0390 segundos, mientras que el fusible F35 de 25T empezara a fundirse a los 0,0752 segundos y deberá despejar la falla a los 0,1249 segundos, si por alguna razón la falla no termina de despejarse en ese intervalo de tiempo el fusible F28 empezara a fundirse a los 0,3259 segundos y deberá despejar la falla a los 0,4866 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
5-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0161	-----
5-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0390	0.0229
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0752	0.0362
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.1249	0.0497
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.3259	0.2010
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.4866	0.1607

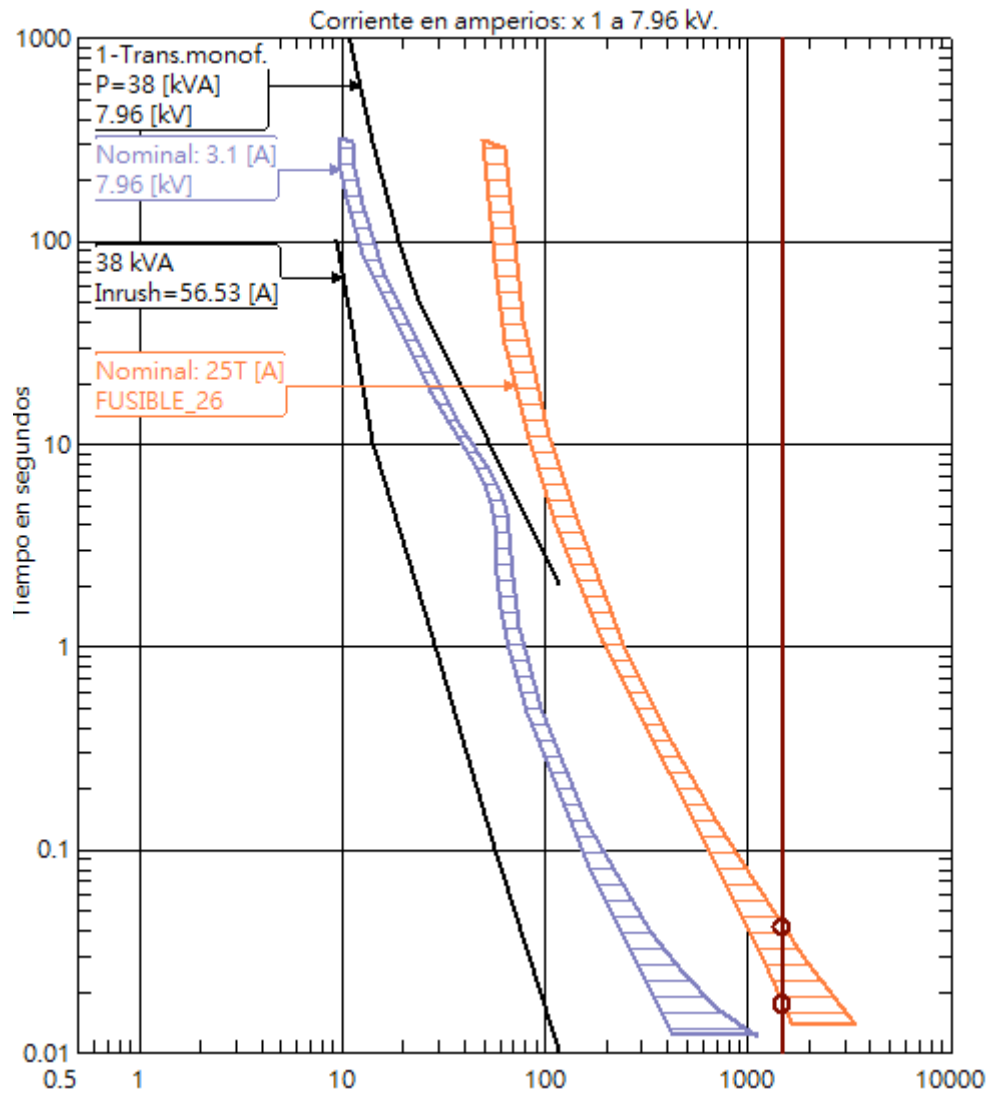
## FUSIBLE 25



Para una corriente de cortocircuito máxima de 1532 A en el punto de ubicación del fusible F25 de 25T, se coordina con el fusible de transformador de distribución de 37.5 kVA, protegiendo la derivación monofásica adecuadamente ante cualquier falla de sobrecorriente. El tiempo máximo de despeje del fusible para despejar la falla se indica en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0158	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0390	0.0232

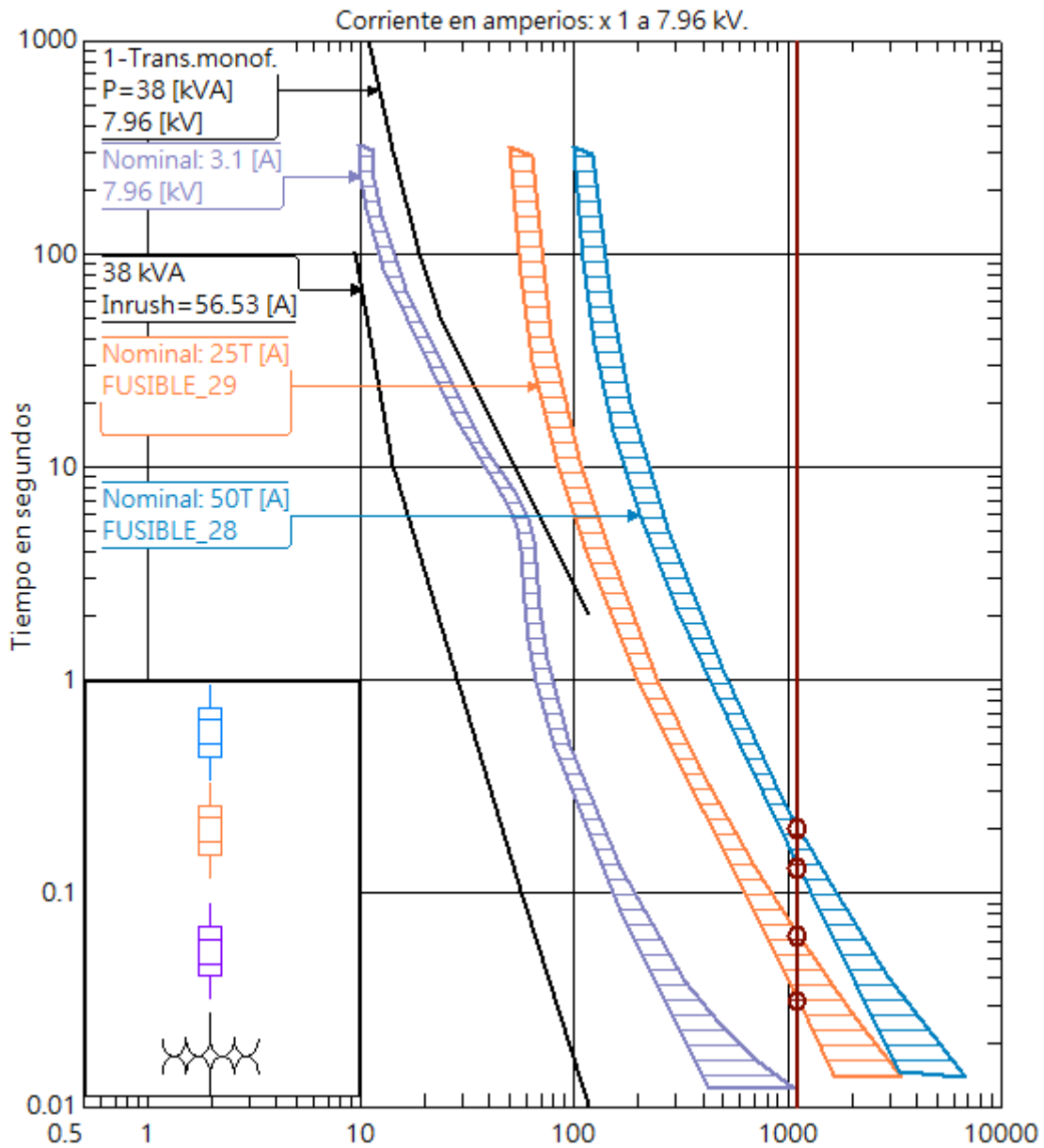
## FUSIBLE 26



Para una corriente de cortocircuito máxima de 1481 A en el punto de ubicación del fusible F26 de 25T, se coordina con el fusible de transformador de distribución de 37.5 kVA, protegiendo la derivación monofásica adecuadamente ante cualquier falla de sobrecorriente. El tiempo máximo de despeje del fusible para despejar la falla se indica en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0173	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0414	0.0241

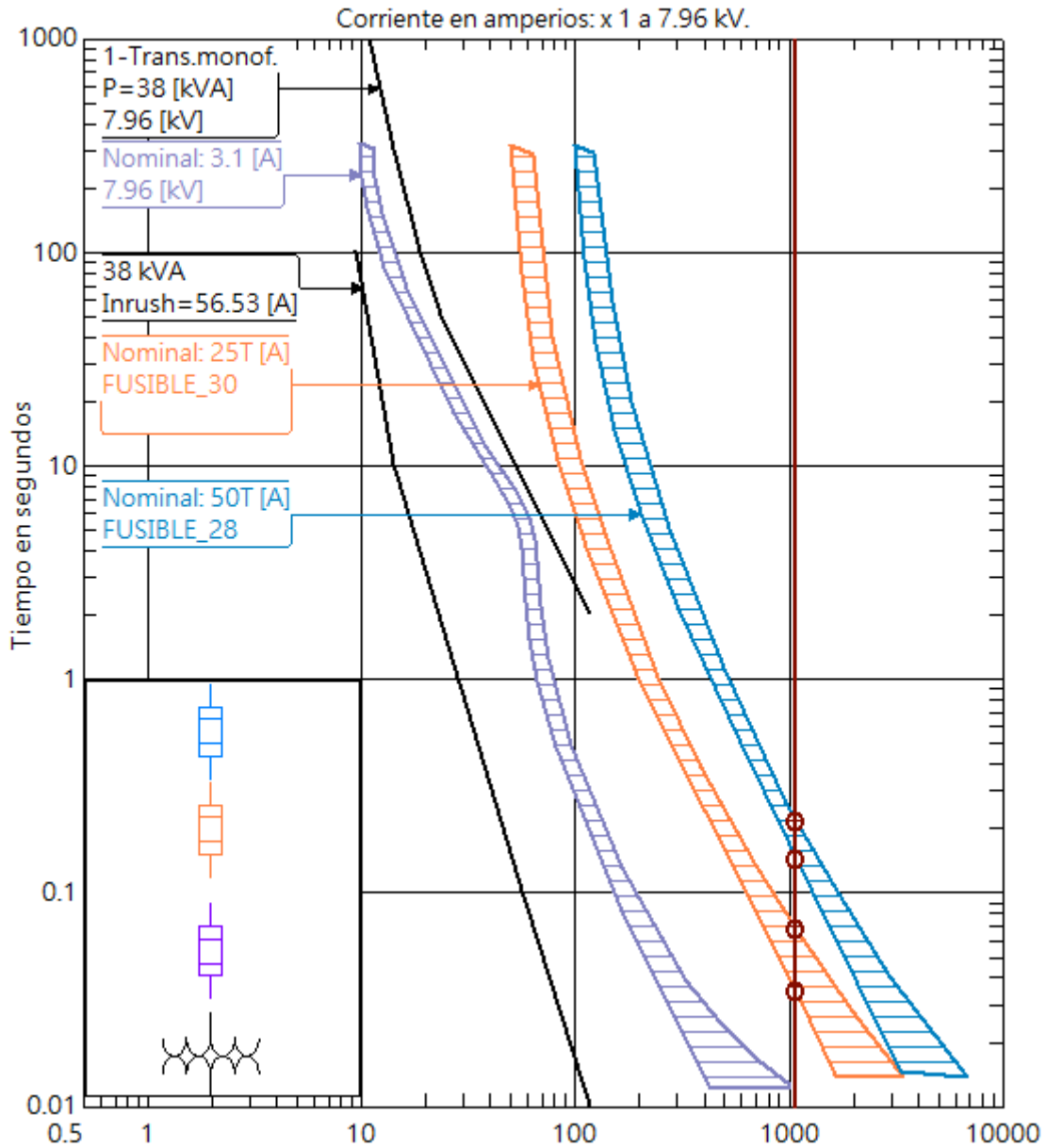
## FUSIBLE 29 y FUSIBLE 28



Para una corriente de falla máxima de 1123 A el fusible F29 de 25T tiene un tiempo mínimo de fusión de 0,0311 segundos y termina de fundirse a los 0,0626 segundos, mientras que el fusible F28 de 50T empezara a fundirse a los 0,13 segundos y deberá despejar la falla completamente a los 0,1992 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0311	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0626	0.0315
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.1300	0.0674
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.1992	0.0692

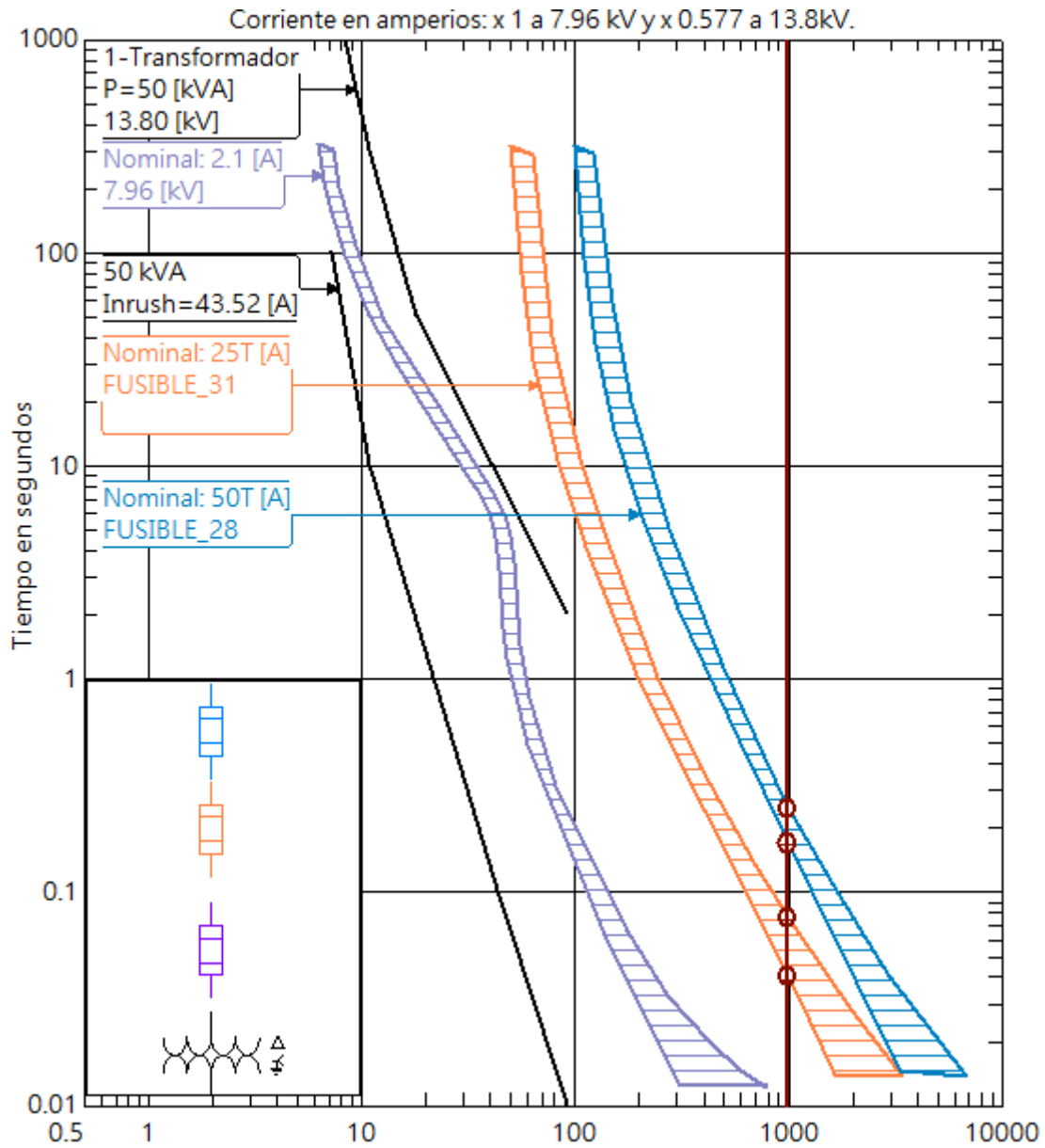
## FUSIBLE 30 y FUSIBLE 28



Para una corriente de falla máxima de 1073 A, el fusible F30 de 25T tiene un tiempo mínimo de fusión de 0,0341 segundos y termina de fundirse a los 0,0670 segundos, mientras que, el fusible F28 de 50T empezara a fundirse a los 0,1429 segundos y deberá despejar la falla completamente a los 0,2155 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0341	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0670	0.0329
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.1429	0.0759
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.2155	0.0726

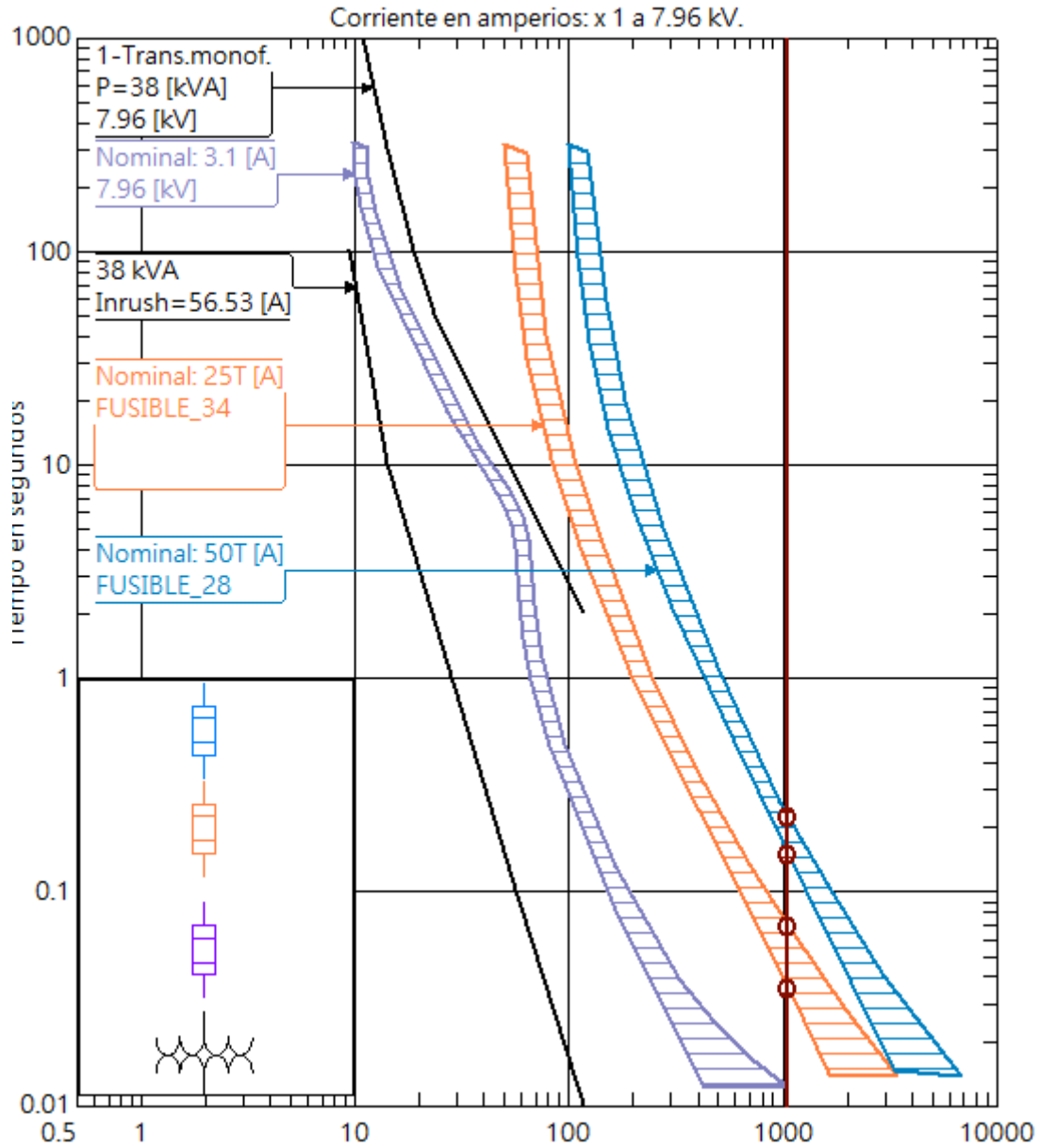
## FUSIBLE 31 y FUSIBLE 28



Para una corriente de falla máxima de 989 A, el fusible F31 de 25T tiene un tiempo mínimo de fusión de 0,0402 segundos y termina de fundirse a los 0,0762 segundos, mientras que el fusible F28 de 50T empezara a fundirse a los 0,1695 segundos y deberá despejar la falla completamente a los 0,2480 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0402	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0762	0.0360
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.1695	0.0933
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.2480	0.0785

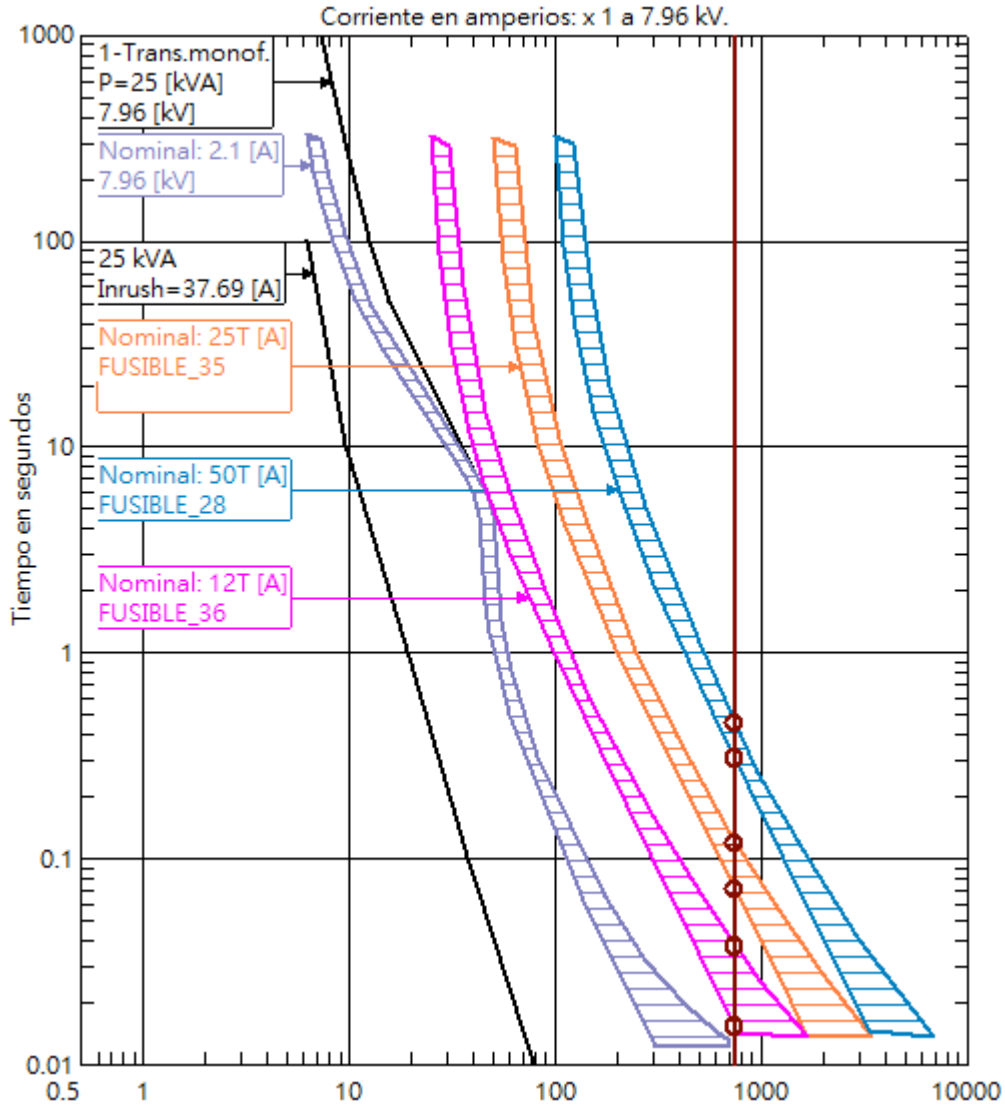
FUSIBLE 34 y FUSIBLE 28



Para una corriente de falla máxima de 1056 A, el fusible F34 de 25T tiene un tiempo mínimo de fusión de 0,0352 segundos y termina de fundirse a los 0,0687 segundos, mientras que el fusible F28 de 50T empezara a fundirse a los 0,1478 segundos y deberá despejar la falla completamente a los 0,2215 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0352	-----
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0687	0.0335
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.1478	0.0791
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.2215	0.0737

## FUSIBLE 36, FUSIBLE 35 y FUSIBLE 28



Para una corriente de falla máxima de 743 A, el fusible F36 de 12T empieza a fundirse en un tiempo mínimo de 0,0153 segundos y para un tiempo máximo de despeje de 0,0375 segundos, mientras que el fusible F35 de 25T empezara a fundirse a los 0,0712 segundos y deberá despejar la falla a los 0,1196 segundos, si por alguna razón la falla no termina de despejarse en ese intervalo de tiempo el fusible F28 empezara a fundirse a los 0,3079 segundos y deberá despejar la falla a los 0,4583 segundos. Los tiempos obtenidos por el programa CYMDIST se muestran en la siguiente figura:

Dispositivo	Segundos	Delta
5-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0153	-----
5-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.0375	0.0222
3-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.0712	0.0337
3-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.1196	0.0484
4-FUSE A.B CHANCE T(min)	0.3079	0.1883
4-FUSE A.B CHANCE T(max)	0.4583	0.1504

**Anexo 8.** Información de los transformadores, fase de conexión, consumo, carga, usuarios.

N	Código	Capacidad (KVA)	FASE	CODIGO ESTRUCTURA	LUMINARIAS (kW)	CONSUMO (kW-h)	CLIENTES
1	13032	10	A	1A10T	0	90	1
2	105336	Seccionador	A				
3	11819	25	A	1A25T	1100	278	5
4	11820	25	A	1A25T	600	43	3
5	11818	25	A	1A25T	600	390	4
6	11823	25	A	1A25T	700	0	0
7	11821	25	A	1A25T	700	0	0
8	11822	25	A	1A25T	800	221	4
9	S/N	Seccionador	B				
10	8147	25	B	1A25T	0	193	5
11	8004	25	B	1A25T	420	360	7
12	8145	25	B	1A25T	420	6	2
13	8146	25	B	1A25T	0	345	7
14	8382	45	ABC	3C45T	1000	275	5
15	S/N	Seccionador	B				
16	12522	25	B	1A25T	300	0	0
17	12521	25	B	1A25T	1050	0	0
18	9569	Seccionador	ABC				
19	12621	30	ABC	3C30T	0	0	0
20	169342	Seccionador	A				
21	12519	37,5	A	1A37,5T	1350	0	0
22	12518	37,5	A	1A37,5T	1650	0	0
23	169662	Seccionador	A				
24	12517	50	B	1A50T	1950	0	0
25	12516	37,5	B	1A37,5T	1800	0	0
26	169343	Seccionador	C				
27	12515	50	C	1A50T	1200	0	0
28	12520	37,5	C	1A37,5T	1050	0	0
29	5195	37,5	C	1A37,5T	930	3726	39
30	S/N	37,5	C	1C37,5T	1810	5035	57
31	5039	37,5	A	1C37,5T	730	5137	48
32	169344	Seccionador	C				
33	5090	37,5	C	1C37,5T	640	2651	28
34	7950	25	C	1C25T	2150	3139	30
35	10245	15	C	1A15T	1050	682	12

36	170289	Seccionador	A				
37	11720	25	A	1A25T	900	2026	19
38	11706	15	A	1A15T	1200	1086	6
39	724	25	A	1C25T	0	1851	1
40	9195	25	A	1A25T	1200	392	5
41	9196	25	A	1A25T	600	95	3
42	2086	15	A	1A15T	1650	2004	23
43	2244	Seccionador	A				
44	7192	15	A	1C15T	400	1553	19
45	9674	15	A	1A15T	0	304	1
46	10701	25	C	1A25T	1050	1250	14
47	4341	25	C	1A25T	600	1239	15
48	5285	25	C	1C25T	1050	1723	15
49	11719	25	C	1A25T	1010	1468	20
50	8662	15	C	1C15T	350	1986	2
51	779	10	B	1C10T	600	1091	12
52	6886	25	A	1C25T	930	1839	32
53	169339	Seccionador	B				
54	9968	10	B	1A10T	700	1819	21
55	9971	15	B	1A15T	670	2330	36
56	8723	10	B	1C10T	1800	2577	39
57	12294	37,5	B	1A37,5T	700	556	12
58	9334	15	B	1A15T	900	57	1
59		Barra 3	ABC				
60	5920	75	ABC	3C75T	0	2136	1
61	16691	Seccionador	B				
62	5283	25	B	1C25T	1000	3042	44
63	S/N	15	B	1C15T	1400	2135	23
64	87682		A				
65	7853	15	A	1C15T	3475	3407	47
66	7828	5	A	1C5T	1780	2414	36
67	169985	Seccionador	ABC				
68	7829	5	B	1C5T	1350	1546	15
69	152162	Seccionador	B				
70	12267	10	B	1A10T	900	1094	7
71	16683	Seccionador	C				
72	9783	15	C	1A15T	4500	1463	20
73	6893	10	C	1C10T	2250	1661	25
74	79683	Seccionador	C				

75	9785	15	C	1A15T	7000	910	14
76	6014	15	C	1C15T	0	0	0
77	10163	50	ABC	3C50T	0	0	0
78	10201	10	A	1A10T	0	112	2
79	8928	30	ABC	3C30T	0	0	1
80	9849	5	A	1A5T	0	175	1
81	16686	Seccionador	ABC				
82	16379	Seccionador	B				
83	5210	15	B	1A15T	3600	0	0
84	12592	15	B	1A15T	3600	0	0
85	9158	15	B	1A15T	3600	0	0
86	11730	15	B	1A15T	3600	0	0
87	9159	15	B	1A15T	3600	0	0
88	9157	15	B	1A15T	3600	0	0
89	6361	10	C	1C10T	1210	1774	22
90	7145	100	ABC	3C1007	0	0	1
91	8830	112,5	ABC	3C112,5T	0	0	1
92	61121	Seccionador	C				
93	9627	25	C	1A25T	0	129	1
94	S/N	Seccionador	B				
95	5795	37,5	B	1C37,5T	1665	2417	36
96	6229	25	B	1C25T	280	2464	1
97	10206	10	B	1A10T	748	748	3
98	841	15	B	1A15T	2300	2079	27
99	8040	5	B	1A5T	1095	38	1
100	5751	15	B	1C15T	1290	2887	44
101	9368	Seccionador	ABC				
102	6919	15	B	1C15T	1950	2465	30
103	12183	50	ABC	3C50T	0	3	1
104	5560	30	ABC	3C30T	0	0	1
105	5864	25	B	1C25T	1950	4941	55
106	16697	Seccionador	B				
107				GUAPULO CENTRO			
108	11600	15	B	1A15T	100	901	19
109	6914	15	A	1C15T	1100	1537	29
110	9287	Seccionador	B				
111	11684	37,5	B	1A37,5T	1950	1676	28
112	11778	30	ABC	3C30T	2800	4183	56
113	11777	30	ABC	3C30T	2710	4360	45

114	9284	Seccionador	A					
115	11722	25	A	1A25T	2100	2854	30	
116	16660	Seccionador	ABC					
117	829	30	ABC	3C30T	100	19564	3	
118	6411	Reconectador	ABC	3R400_125T				
119	102014	Seccionador	C					
120	5897	50	C	1C50T	100	901	19	
121	8347	25	C	1C25T	2260	2399	34	
122	5357	15	C	1C15T	175	4128	60	
123	6365	10	C	1C10T	0	11	594	
124	11899	37,7	C	1A37,5T	500	1241	24	
125	834	10	C	1A10T	0	487	23	
126	16653	Seccionador	C					
127	5871	25	C	1C25T	685	624	12	
128	4348	5	C	1A5T	410	417	16	
129	835	25	C	1C25T	1205	940	23	
130	836	10	C	1C10T	70	881	17	
131	837	37,5	C	1C37,5T	14625	6059	77	
132	16681	Seccionador	C					
133	7025	10	C	1C10T	2715	1839	30	
134	16701	Seccionador	C					
135	4351	15	C	1C15T	280	287	11	
136	7615	10	C	1C10T	780	1031	23	
137	126433	Seccionador	C					
138	11879	10	C	1A10T	300	47	7	
139	4350	10	C	1C10T	1180	1607	20	
140	7042	25	C	1C25T	0	0	0	
141	7252	5	C	1C5T	670	1219	16	
142	126435	Seccionador	C					
143	10702	25	C	1A25T	0	0	0	
144	11878	10	C	1A10T	400	113	4	
145	9969	10	C	1A10T	920	1124	16	
146	126437	Seccionador	C					
147	11877	10	C	1A10T	550	332,77	5	
148	5298	25	C	1C25T	1380	1764	36	
149	843	15	C	1A15T	1760	4229	48	
150			CUATRO ESQUINAS					
151	8713	10	C	1C10T	1670	824	14	
152	844	10	C	1C10T	420	711	19	

153	10244	15	C	1A15T	650	939	17
154	8712	10	C	1C10T	700	679	12
155	845	10	C	1C10T	210	46	6
156				EL CALVARIO			
157	8107	10	C	1C10T	2560	2078	40
158	846	25	C	1C25T	1900	3242	52
159	16676	Seccionador	C				
160	8711	5	C	1C5T	740	1774	24
161	847	10	C	1A10T	800	1014	21
162	8718	15	C	1C15T	450	1330	26
163	8716	10	C	1C10T	1160	2097	43
164	8710	5	C	1C5T	590	778,8	14
165	10039	5	C	1A5T	0	0	0

**Fuente:** ELEPCO S.A.

**Anexo 9.** Base de datos empleados para la simulación del alimentador L25 en el programa CYMDIST.

### Niveles de cortocircuitos

Para realizar el estudio de cortocircuito en el sistema de distribución, es necesario obtener los niveles de cortocircuito de la S/E Pujilí, los cuales fueron concedidos por el departamento de Planificación de ELEPCO S.A., y con la ayuda del programa computacional CYMDIST se obtuvo sus respectivos valores. Los resultados se presentan en las siguientes tablas:

#### Niveles de cortocircuito en la barra de 69 kV de la S/E

**Tabla.** Datos de cortocircuito barra de 69 kV

<b>DATOS CORTOCIRCUITO BARRA 69 kV</b>						
Tipo de Falla	MVA	X/R	Z1		Z0	
			R1	X1	R0	X0
Trifásico	198,39	2,8269	0,1681	0,4752	0,4683	1,8086
Monofásico	104,38	3,4295				

**Fuente:** Autores

#### Niveles de cortocircuito en la barra de 13.8 kV de la S/E

**Tabla.** Datos de cortocircuito barra de 13.8 kV

<b>DATOS CORTOCIRCUITO BARRA 13.8 kV</b>						
Tipo de Falla	MVA	X/R	Z1		Z0	
			R1	X1	R0	X0
Trifásico	65,30	6,3782	0,2372	1,5129	0,0692	1,0377
Monofásico	73,18	7,4752				

**Fuente:** Autores

### Estructuras en media tensión

**Tabla.** Estructura en media del alimentador L25.

<b>Tipo</b>	<b>ID. UC</b>	<b>Descripción Estructura</b>
<b>Trifásico</b>	EST-3CP	Trifásica Centrada Pasante o Tangente
	EST-3CD	Trifásica Centrada doble retención o doble terminal
	EST-3CR	Trifásica Centrada Retención o Terminal
	EST-3VP	Trifásica En Volado Pasante o Tangente
	EST-3CA	Trifásica Centrada Angular

<b>Monofásico</b>	EST-1CP	Monofásica Centrada Pasante o Tangente
	EST-1CD	Monofásica Centrada doble retención o doble terminal
	EST-1CR	Monofásica Centrada Retención o Terminal

**Fuente:** Autores.

## Conductores

Para el transporte de la energía eléctrica hacia los diferentes usuarios, el alimentador L25 está conformada por diferentes calibres de conductores, como se indica en la tabla.

**Tabla.** Tipos de conductores utilizados en el alimentador.

<b>PALABRA CODIGO</b>	<b>CALIBRE</b>	<b>CAPACIDAD NOMINAL (A)</b>	<b>ALUMINIO/ ACERO</b>	<b>DIAMETRO EXTERIOR (mm)</b>	<b>Resistencia 20 °C OHMS/KM</b>
RAVEN	ACSR. 1/0	230	6/1	10,11	0,535
SPARRO W	ACSR. 2	180	6/1	8,01	0,853
PIGEON	ACSR. 3/0	300	6/1	12,75	0.336
SWAN	ACSR.4	140	6/1	6,36	1,35
IRIS	ASC.2	162	7	7,42	0,854
ROSE	ASC.4	122	7	5,89	1,352

**Fuente:** Autores

## SIMULACIÓN EN CYMDIST

Para la simulación del alimentador L25 de la S/E Pujilí en el programa CYMDIST se procedió a crear una base de datos de todos los equipos, y elementos que conforman el alimentador, en base a la información del sistema, el procedimiento se lo realiza como se indica a continuación.

### Parámetros del sistema

Para iniciar el estudio, es preciso ingresar los parámetros principales para simular el sistema; como son: frecuencia del sistema, potencia base, tensión base, etc. Cuyos valores se detallan en la figura.

Parámetros del sistema

Parámetros del sistema

Frecuencia del sistema: 60,0 Hz

Potencia de base: CA: 100,0 MVA  
CC: 500,0 kW

Tensión de base: 138000 V

Temperatura exterior: 25,0 °C

Parámetros de cálculo de la línea

Resistencia del conductor: R.@25°C

Resistividad promedio de tierra: 100,0 Ohmios-m

Modelo de retorno por tierra: Infinito y uniforme

Modelo de cable y de línea equilibrada: PI nominal

Para tramos más largos que: 250,0 km

Guardar Aceptar Cancelar

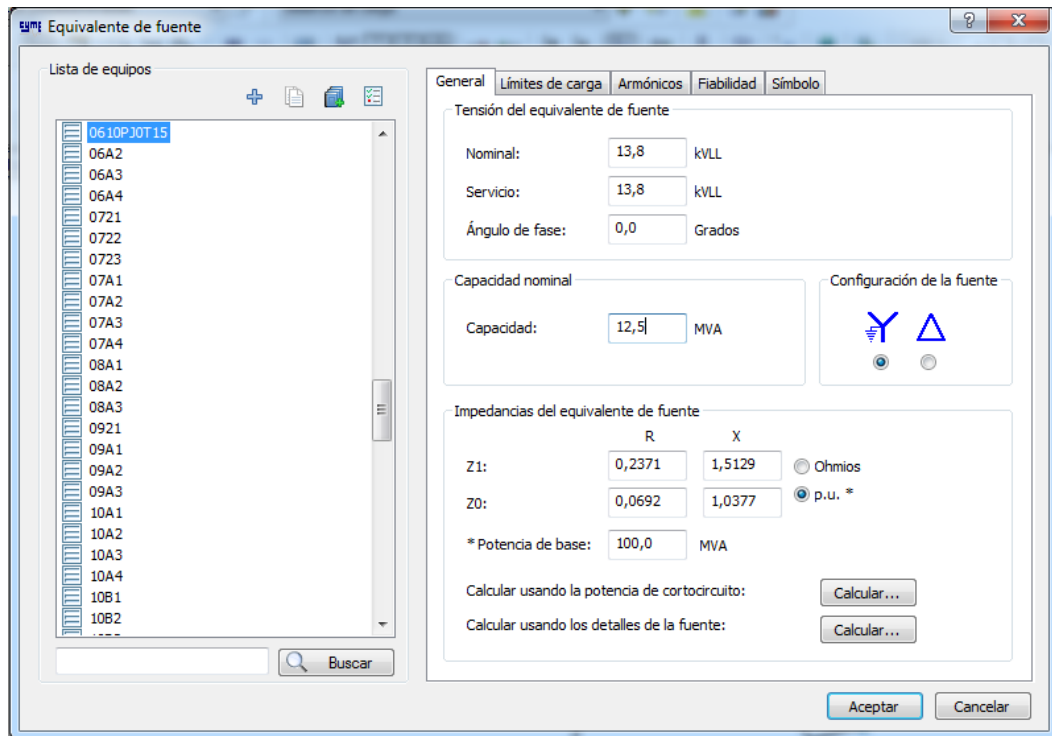
Parámetros del sistema.

### Propiedades de la fuente

La fuente es el punto de partida del sistema. También conocida como impedancia de Thévenin ( $Z_{Th}$ ), representa la impedancia de toda la red reflejados en la barra de 69 kV de la subestación Pujilí. Para definir una fuente son necesarios los siguientes datos.

- Tensión nominal
- Tensión de Servicio
- Configuración de la fuente.
- Impedancia equivalente de la fuente.
- Potencia base.

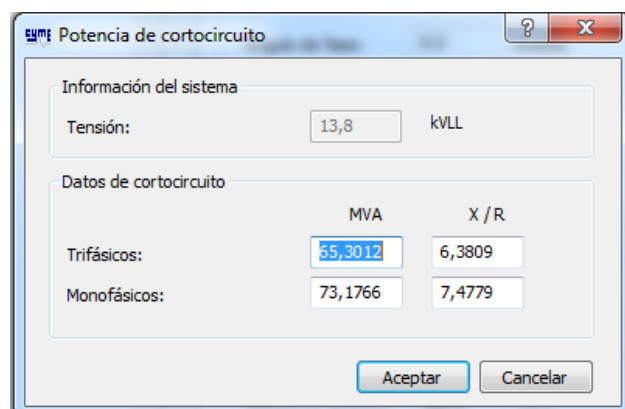
La información necesaria para ingresar los parámetros de la fuente del sistema en estudio las encontramos en la tabla anteriormente mencionadas.



Propiedades de la Fuente.

### Calcular usando potencia de cortocircuito.

El cálculo de los valores de impedancia equivalente de la fuente se lo obtiene ingresando los datos de cortocircuito como potencia trifásica, monofásica y la relación X/R, el programa utiliza los MVA de cortocircuito para calcular la impedancia equivalente de la red de transporte, incluyendo la subestación.

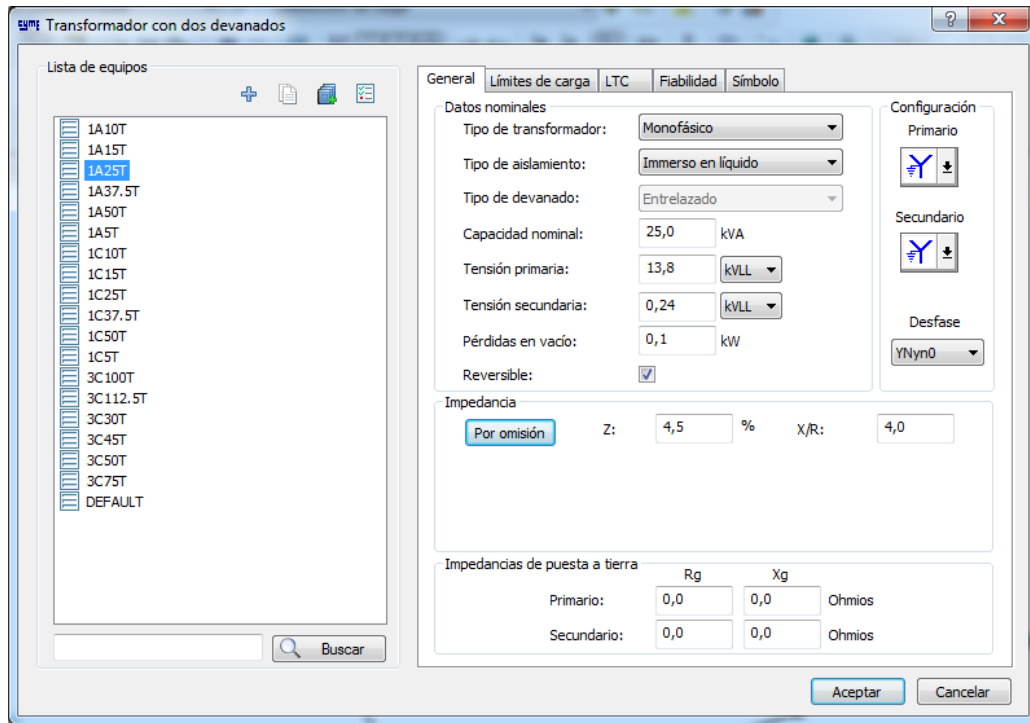


Cálculo usando potencia de cortocircuito.

Los datos de potencia de cortocircuito trifásico, monofásico, y la relación X/R respectiva, fueron gentilmente otorgados como el departamento de planificación de ELEPCO S.A.

### Transformadores

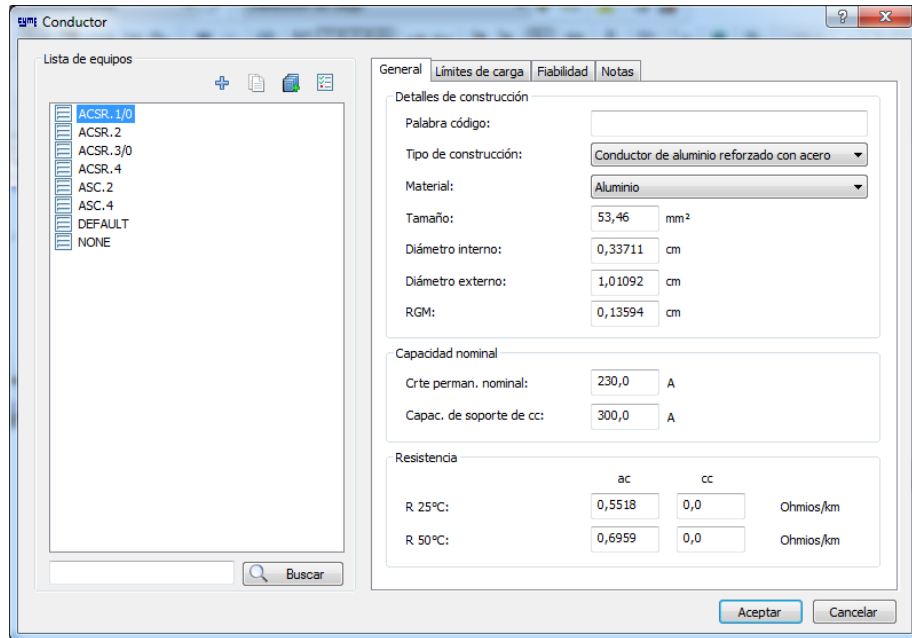
Para la simulación de los transformadores, se emplea a menudo el transformador con dos devanados, que por lo general se trata de transformadores reductores de voltaje con conexión en línea. Los transformadores de la carga no se modelan explícitamente, en la figura se puede observar la base de datos de los transformadores auto-protegidos y convencionales monofásicos y trifásicos utilizados en el alimentador L25.



Base de datos de transformadores con dos devanados.

## Conductores

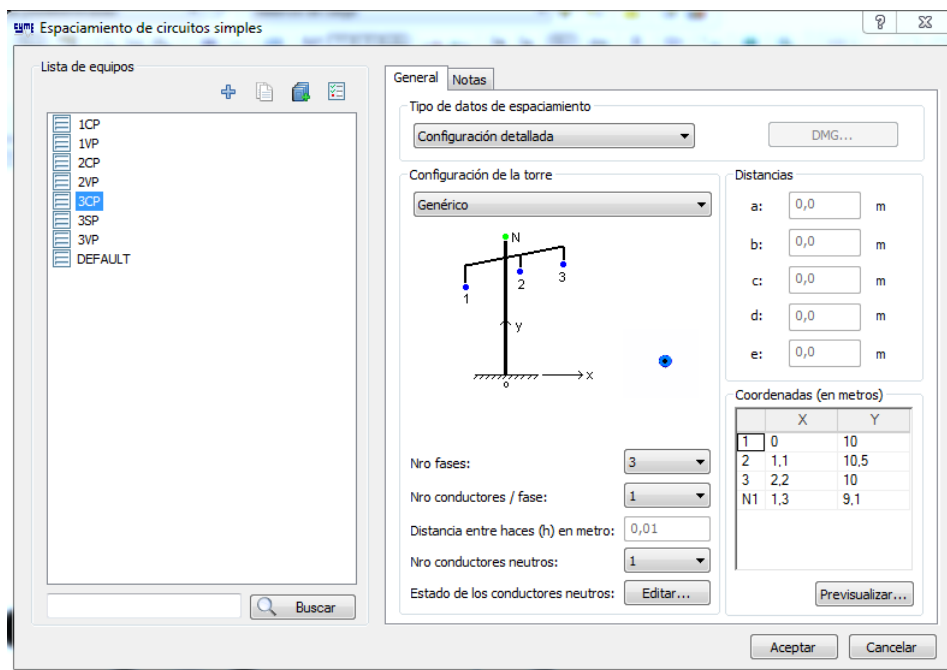
En la figura se muestra el cuadro de dialogo, en el cual el usuario puede definir el tipo de conductor que se empleará, usando las especificaciones de los parámetros de las líneas y conductores. La base de datos para los conductores fue situada en base a los valores de la tabla tipos de conductores utilizados en el alimentador.



Base de datos de conductores.

### Espaciamiento entre conductores.

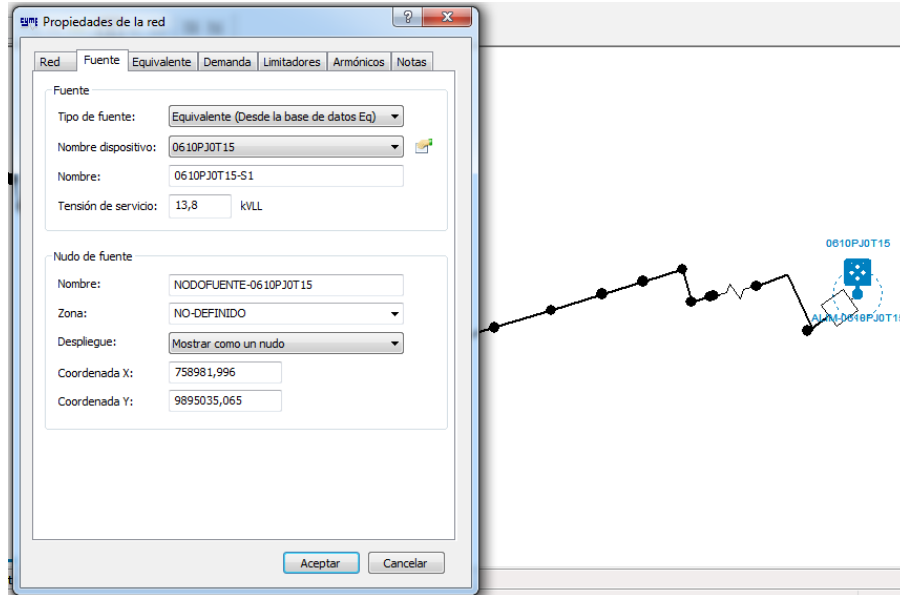
Procedemos a ingresar en el programa la configuración de los conductores según el tipo de estructura en redes de distribución aéreas 13,8 kV GRDy/7,96 kV-13,2 kV GRDy/7,62 kV, en base a la homologación de las unidades de propiedad. Los datos ingresados para el espaciamiento entre conductores, fueron seleccionados en base a la tabla estructuras en media tensión.



Base de datos del espaciamiento entre conductores.

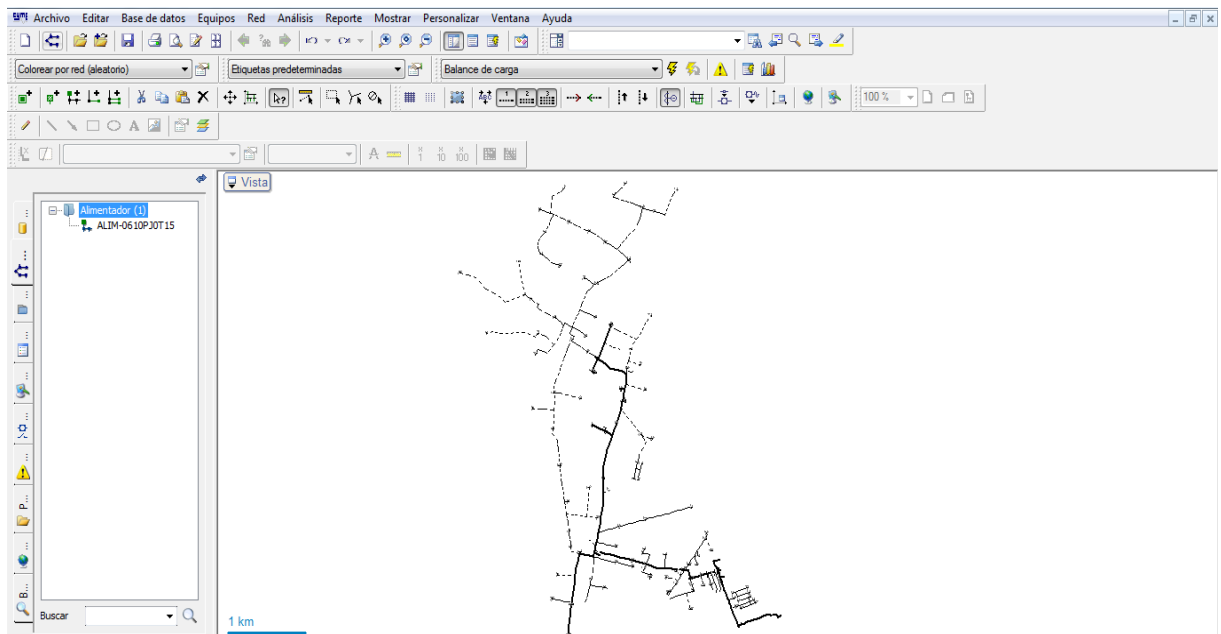
## Modelamiento del alimentador.

CYMDIST permite modelar sistemas geo-referenciados, por lo cual la modelación del alimentador L25, se creó tramo a tramo desde la subestación tomando en cuenta todos los datos de los transformadores, conductores, estructuras, cargas, etc. En la figura se puede observar la modelación del alimentador desde la salida de la subestación Pujilí.



Modelación del alimentador L25 desde la salida de la S/E.

En la figura se observa modelado de todo el alimentador con sus respectivas cargas, transformadores de distribución, seccionamiento fusible, etc.



Modelación del alimentador L25.

**Anexo 10.** Capacidad de fusibles tipo Slow-Fast (SF) para los diferentes transformadores de distribución.

<b>Transformadores Monofásicos</b>			
<b>KVA</b>	<b>Voltaje</b>	<b>I nominal (A)</b>	<b>Fusible (Slow-Fast)</b>
5	7.960	0.63	0.4
7.5	7.960	0.94	0.6
10	7.960	1.26	0.7
15	7.960	1.88	1.3
25	7.960	3.14	2.1
37.5	7.960	4.71	3.1
50	7.960	6.28	5.2
75	7.960	9.42	6.3
100	7.960	12.55	10.4
<b>Transformadores trifásicos</b>			
30	13800	1.26	1.3
45	13800	1.88	2.1
50	13800	2.09	2.1
75	13800	3.14	3.1
100	13800	4.18	5.2
112.5	13800	4.71	5.2
120	13800	5.02	6.3
150	13800	6.28	7.8
200	13800	8.37	7.8
250	13800	10.45	10.4
300	13800	12.55	14
400	13800	16.73	21

**Fuente:** ELEPCO S.A

**Anexo 11.** Características importantes de los diferentes equipos de protección.

<b>Interruptor GE</b>	
Marca	General Electric
Voltaje nominal máximo	72.5 kV
Frecuencia	60 Hz
Corriente nominal	1200 A
Corriente nominal de corto circuito	40kA
Tiempo nominal de interrupción	3.0 ciclos
Duración nominal de corto circuito	3 segundos
Medio de extinción de arco	SF6
Presión nominal	66.7 psig [4.6 bar]
Tipo de Mecanismo	FK3-1/131 Resorte
Tensión de cierre	125 VDC, 3.5A
Tensión de disparo	125 VDC, 3.5A
Tensión de Motor	125VDC/120 VAC, 1.6kW

<b>Seccionador CA de alta tensión exterior</b>	
Marca	Sieyuan
Modelo	GW7B -72.5 (G - W)
Tensión nominal	72.5 kV
Corriente nominal	2000A
Corriente nominal soportada en corto tiempo	40 kA
Nivel de aislamiento nominal	175 kV/450 kV
Normas	IEC62271-102
Corriente nominal soportada en pico	104 kA
Frecuencia nominal	60 Hz

<b>Relé de sobrecorriente 50/51</b>	
Marca	Schweitzer Engineering Laboratories
Modelo	SEL-451
Protección	Sobreintensidad
Tipo	Electrónico
Fuente de alimentación	125/250 VDC o 120/230 VAC
Entradas secundarias IAC	5 A nominal TC
Entradas secundarias VAC	300 V LN, configuración en estrella, entrada TP
Frecuencia nominal	50±5 o 60 ±5
Tipo de conector	Entradas de bloque de terminales de tornillo
Corriente de Saturación	100A
Interrupción	250 ms a 250VDC según IEC 60255-11
Límite mínimo de corriente	247.5 A
Ecuaciones características de tiempo	Cumple con IEEE C37 112-1996 para relés de sobrecorriente.
Supervisión por armónicos	Aplique los elementos de segundo, cuarto y quinto armónico con ajustes individuales de umbral, para detectar condiciones de energización y sobreexcitación en el transformador.
Temperatura de operación	-40 ° a +85 °C (-40 ° a +185 °F)

### **Tamaño de cable y asilamiento**

Los bloques de terminales y la corriente de carga previstas determinan el tamaño de los cables para las conexiones a tierra, corriente voltaje y contacto. Puede usar la siguiente tabla como guía para seleccionar los tamaños del cable.

<b>Tipo de conexión</b>	<b>Tamaño de cable (mínimo)</b>	<b>Tamaño de cable (máximo)</b>
Puesta a tierra	18 AWG	14 AWG
Conexión Potencial (Voltaje)	16 AWG	12 AWG
Conexión Corriente	18 AWG	14 AWG
Contacto I/O	18 AWG	14 AWG
Otras conexiones	18 AWG	14 AWG

<b>Relé diferencial 87</b>	
Marca	Schweitzer Engineering Laboratories
Modelo	SEL-787
Protección	Diferencial
Corriente nominal de entrada (AC)	5 A
Rango ajuste Pickup	0.50–96.00 A, pasos 0.01 A
Voltaje nominal de entrada (AC)	100V – 250V
Impedancia de entrada	Diferencial 4M $\Omega$ , Modo común 7M $\Omega$
Fuente de alimentación	125/250 Vdc o 120/240 Vac
Frecuencia	50/ 60 $\pm$ 5
Tiempo Pickup	0.8/1.0/1.9 ciclos (Min, Típico, Max)
Rango Armónicos	5-100% de la fundamental
Tipo de conector	Entradas de bloque de terminales de tornillo

**Anexo 12.** Curvas tiempo-corriente para fusibles tipo T.

**Anexo 13.** Curvas tiempo-corriente para el fusible tipo SF.