



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E SCIENTIA HOMINIS SALUS "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del autor.

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS A 13,8 kV DE LA S/E PUJILÍ PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

LUIS EDUARDO CHANATASIG GUANOLUISA

eduardo.chanatasig@gmail.com

DIRECTOR: Ing. Luis Edmundo Ruales Corrales

luis.ruales@epn.edu.ec

Quito, Junio 2016

DECLARACIÓN

Yo, Luis Eduardo Chanatasig Guanoluisa, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Luis Eduardo Chanatasig Guanoluisa

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Sr. Luis Eduardo Chanatasig Guanoluisa, bajo mi supervisión.

Ing. Luis Ruales Corrales

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios que siempre ha guiado mi carrera Universitaria, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

A mis padres, por apoyarme en todo momento de forma incondicional por la paciencia que han demostrado a lo largo de mi camino y me ha dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida, a mis hermanos por ser parte importante en mi vida y representar la unidad familiar.

Agradezco a mis queridos docentes por llenarme de sabiduría transmitiendo todos sus conocimientos necesarios que me hicieron crecer como persona y profesional. En fin a todas aquellas personas que de una u otra forma pusieron su granito de arena en este arduo y gratificante camino.

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mis padres que con su infinito amor me han brindado mucho apoyo en los momentos más difíciles gracias por siempre estar ahí cuando más los necesito por ser un pilar fundamental en mi camino.

A mis hermanos que siempre fueron un impulso para seguir adelante.

A mis amigos por compartir muchos momentos significativos y gratos por hacer de mis días momentos únicos y armoniosos.

A todas las personas que creyeron en mí, gracias por esas palabras de aliento que se transformaron en una fuerza para continuar en este largo camino.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTO	III
DEDICATORIA.....	IV
LISTADO DE TABLAS	XI
1 CAPÍTULO	1
GENERALIDADES.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 OBJETIVO	1
1.2.1 OBJETIVO GENERAL	1
1.2.2 OBJETIVO ESPECIFICO	2
1.3 ALCANCE	2
1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	3
2 CAPÍTULO	5
DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA	5
2.1 INTRODUCCIÓN.....	5
2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	5
2.2.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	5
2.2.1.1 Subestación de distribución.....	6
2.2.1.2 Circuitos primarios	6
2.2.1.3 Transformador de distribución	7
2.2.1.4 Circuitos secundarios.....	7

2.2.2	REQUISITOS QUE DEBE CUMPLIR UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	7
2.2.3	CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A SU CONSTRUCCIÓN	8
2.2.3.1	Redes de distribución aéreas	8
2.2.3.2	Redes de distribución subterránea	8
2.3	CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA	9
2.3.1	CARGA.....	9
2.3.2	CARGA INSTALADA	9
2.3.3	CAPACIDAD INSTALADA.....	9
2.3.4	DEMANDA.....	9
2.3.5	DEMANDA MÁXIMA	10
2.3.6	FACTOR DE DEMANDA	10
2.3.7	FACTOR DE UTILIZACIÓN.....	10
2.3.8	FACTOR DE POTENCIA [2]	10
2.3.9	CAÍDA DE VOLTAJE [2]	10
2.3.10	CURVA DE CARGA DIARIA	11
2.4	EQUIPOS DE PROTECCIÓN	11
2.4.1	RELÉS	11
2.4.2	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO	12
2.4.3	RECONNECTADOR.....	12
2.4.4	FUSIBLES	12
2.5	ESTUDIO DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ	12
2.5.1	SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN PUJILÍ	12
2.5.2	ALIMENTADOR PUJILÍ ZUMBAHUA.....	14
2.5.2.1	Recorrido.....	15
2.5.2.2	Condiciones actuales de operación	16
2.5.2.3	Demanda actual del alimentador	17
2.5.2.4	Pérdidas en el alimentador	17
2.5.2.5	Ajuste actual de protecciones	18
2.5.2.6	Reporte de fallas	18
2.5.3	ALIMENTADOR PUJILÍ CENTRO	19

2.5.3.1	Recorrido.....	21
2.5.3.2	Condiciones actuales de operación	21
2.5.3.3	Demanda actual del alimentador	22
2.5.3.4	Pérdidas en el alimentador	22
2.5.3.5	Ajuste actual de protecciones	22
2.5.3.6	Reporte de fallas	23
2.5.4	SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIONES	24
3	CAPÍTULO	26
	METODOLOGÍA APLICADA EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	26
3.1	PROTECCIONES PRINCIPALES Y PROTECCIONES DE RESPALDO	27
3.1.1	PROTECCIÓN PRINCIPAL O PRIMARIA	27
3.1.2	PROTECCIÓN DE RESPALDO	27
3.2	ANÁLISIS DE FALLAS.....	29
3.3	SOBRECARGA.....	29
3.4	CORTOCIRCUITOS.....	29
3.4.1	TIPOS DE CORTOCIRCUITOS.....	30
3.4.1.1	Cortocircuitos trifásicos.....	31
3.4.1.2	Cortocircuito monofásico de línea a tierra	32
3.5	CLASES DE FALLA POR SU NATURALEZA.....	35
3.5.1	TRANSITORIAS	35
3.5.2	PERMANENTES.....	35
3.6	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO	36
3.6.1	FUSIBLE	36
3.6.1.1	Curvas características.....	36
3.6.1.2	Tiempo mínimo de fusión	37
3.6.1.3	Tiempo máximo de despeje	37
3.6.1.4	Características de los fusibles.....	37

3.6.1.5	Tipos de fusibles	38
3.6.1.6	Fusible K.	38
3.6.1.7	Fusibles tipo T.	39
3.6.1.8	Fusible Tipo SF.....	41
3.6.1.9	Características nominales de fusibles.....	41
3.6.2	RECONNECTADORES	42
3.6.2.1	Clasificación de los reconectadores	44
3.6.2.2	Monofásicos y trifásicos.....	44
3.6.2.3	Mecanismo Hidráulico o Electrónico	45
3.6.2.4	Medio de interrupción y aislación.....	45
3.6.2.5	Aplicación de los reconectadores	45
3.6.3	RELÉS DIGITALES (IED)	46
3.6.3.1	Relés de sobrecorriente.....	48
3.6.3.2	Relés Instantáneos o Corriente Definida.....	48
3.6.3.3	Relés de tiempo definido	49
3.6.3.4	Relés de tiempo inverso.....	50
3.7	COORDINACIÓN ENTRE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	
	51	
3.7.1	COORDINACIÓN FUSIBLE – FUSIBLE.....	51
3.7.1.1	Selección del voltaje nominal	52
3.7.1.2	Selección de la capacidad de cortocircuito.....	52
3.7.1.3	Selección de la corriente nominal	52
3.7.1.4	Notación del fusible	52
3.7.2	COORDINACIÓN RECONNECTADOR – FUSIBLE	54
3.7.3	COORDINACIÓN RELÉ – FUSIBLE.....	55
3.7.4	COORDINACIÓN RELÉ – RECONNECTADOR.	56
4	CAPÍTULO	58
4.1	INTRODUCCIÓN.....	58
4.2	DESCRIPCIÓN GENERAL DE CYME	58
4.2.1	CYMDIST.....	59
4.2.2	CYMTCC	59
4.3	MODELACIÓN.....	59

4.3.1	PARÁMETROS DEL SISTEMA EN ESTUDIO	59
4.3.2	CREACIÓN DE LA BASE DE DATOS.....	60
4.4	MODELACIÓN DE EQUIPOS	61
4.4.1	FUENTES EQUIVALENTES	61
4.4.2	TRANSFORMADORES.....	62
4.4.3	CONDUCTORES	63
4.4.4	ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES	64
4.4.5	FUSIBLES	65
4.5	MODELACIÓN DE SUBESTACIONES	65
4.6	MODELACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS.....	66
4.6.1	DISTRIBUCIÓN DE CARGA	67
4.6.2	ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA	68
4.6.2.1	Reporte del flujo de potencia.....	69
4.6.3	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS.....	69
4.6.3.1	Reporte de Corrientes de Cortocircuitos	70
4.6.3.2	Perfiles de Corrientes de Cortocircuito.....	71
5	CAPÍTULO	72
	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	72
5.1	INTRODUCCIÓN.....	72
5.2	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES PROPUESTOS	73
5.3	PROCEDIMIENTO DE COORDINACIÓN.....	73
5.4	CRITERIOS DE COORDINACIÓN	74
5.5	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES.....	75
5.6	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PUJILÍ CENTRO.....	78
5.6.1	AJUSTES DE FUSIBLES.....	78
5.6.1.1	Coordinación Zona 1.....	80

5.6.1.2	Coordinación Zona 2.....	80
5.6.1.3	Coordinación Zona 3.....	81
5.6.2	AJUSTES DEL RECONECTADOR	83
5.6.2.1	Ajustes del reconnector Patoa de San Marcos.....	83
5.6.3	AJUSTES DEL RELÉ GENERAL ELECTRIC F650 DEL ALIMENTADOR CENTRAL.....	85
5.7	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PUJILÍ ZUMBAHUA.....	92
5.7.1	AJUSTES DE FUSIBLES	92
5.7.1.1	Coordinación Zona 1.....	94
5.7.1.2	Coordinación Zona 2.....	95
5.7.1.3	Coordinación Zona 3.....	96
5.7.2	AJUSTES DEL RECONECTADOR	101
5.7.2.1	Ajustes del reconnector Guapulo.....	101
5.7.2.2	Ajustes del reconnector La Merced.....	103
5.7.2.3	Ajustes del reconnector Isinche	105
5.7.3	AJUSTES DEL RELÉ GENERAL ELECTRIC F650 DEL ALIMENTADOR ZUMBAHUA	107
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	115
	CONCLUSIONES.....	115
	RECOMENDACIONES.....	116
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	118
	ANEXOS	121

LISTADO DE TABLAS

Tabla 2.1 Porcentajes de caída de voltaje admisibles.....	11
Tabla 2.2 Características del transformador de Potencia de la S/E Pujilí.	13
Tabla 2.3 Capacidad instalada en el alimentador Pujilí-Zumbahua.	15
Tabla 2.4 Tipos de estructuras de Medio Voltaje.....	15
Tabla 2.5 Demanda máxima del alimentador Pujilí – Zumbahua.	17
Tabla 2.6 Pérdidas en conductores y transformadores del alimentador Pujilí – Zumbahua.	17
Tabla 2.7 Calibración actual del relé de sobrecorriente General Electric F-650.	18
Tabla 2.8 Reporte de interrupciones alimentador Pujilí Zumbahua.....	18
Tabla 2.9 Capacidad instalada en el alimentador Pujilí- Centro.	20
Tabla 2.10 Tipos de estructuras de MV.....	20
Tabla 2.11 Demanda máxima alimentador Pujilí-Centro.	22
Tabla 2.12 Pérdidas en conductores y transformadores.	22
Tabla 2.13 Calibración actual del relé de sobrecorriente General Electric F-650.	23
Tabla 2.14 Reporte de Interrupciones alimentador Pujilí Centro.....	23
Tabla 3.1 Secuencia de operación de protecciones.	28
Tabla 3.2 Descripción de fallas por cortocircuito.....	31
Tabla 3.3 Resumen de ecuaciones de corrientes de secuencia en el punto de falla para varios tipos de fallas.	35
Tabla 3.4 Características generales de los fusibles tipo K, T, SF.....	38
Tabla 3.5 Relación de velocidad de los fusibles tipo K.....	39
Tabla 3.6 Relación de velocidad de los fusibles tipo T.	40
Tabla 3.7 Capacidad de corriente permanente de diversos tipos de fusibles.	42
Tabla 3.8 Tipos de reconectores.	43
Tabla 4.1 Conductores ACSR y AAAC de la Westinghouse Electric Corporación.	63

Tabla 4.2 Demanda máxima de la S/E Pujilí.....	68
Tabla 5.1 Fusibles “Slow – Fast” para la protección de transformadores monofásicos.....	77
Tabla 5.2 Fusibles “Slow – Fast” para la protección de transformadores trifásicos.	78
Tabla 5.3 Capacidad nominal de fusibles correspondientes a la Zona 1.....	80
Tabla 5.4 Capacidad nominal de fusibles correspondientes a la Zona 2.....	81
Tabla 5.5 Capacidad nominal de fusibles correspondientes a la Zona 3.....	81
Tabla 5.6 Fusibles sugeridos para su retiro.	82
Tabla 5.7 Fusibles a ser instalados.	82
Tabla 5.8 Ajustes del Reconectador Pujilí Centro.....	85
Tabla 5.9 Ajustes del relé de sobrecorriente del alimentador Pujilí Centro.....	89
Tabla 5.10 Capacidad nominal de fusibles correspondientes a la Zona 1.....	94
Tabla 5.11 Capacidad nominal de fusibles correspondientes a la Zona 2.....	95
Tabla 5.12 Capacidad nominal de fusibles correspondientes a la Zona 3.....	96
Tabla 5.13 Fusibles sugeridos para su retiro.	99
Tabla 5.14 Fusibles a ser instalados.	100
Tabla 5.15 Ajustes del Reconectador Guapulo.	103
Tabla 5.16 Curva característica tiempo – corriente del reconectador La Merced.....	103
Tabla 5.17 Ajustes del Reconectador La Merced.....	105
Tabla 5.18 Ajustes del Reconectador Isinche.....	107
Tabla 5.19 Ajustes del relé de sobrecorriente del alimentador Pujilí Zumbahua.....	110

LISTADO DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación del sistema de distribución dentro de un sistema de potencia.	6
Figura 2.2 Diagrama unifilar de la S/E Pujilí.	14
Figura 2.3 Perfil de voltaje del alimentador Pujilí-Zumbahua.	16
Figura 2.4 Interrupciones alimentador Pujilí Zumbahua.	19
Figura 2.5 Perfiles de voltaje del alimentador Pujilí – Centro.	21
Figura 2.6 Interrupciones Alimentador Pujilí Centro.	24
Figura 3.1 Protección primaria y secundaria en un sistema de distribución.	28
Figura 3.2 Diagrama de un cortocircuito con una impedancia Z_f	30
Figura 3.3 Cortocircuito trifásico.	32
Figura 3.4 Cortocircuito monofásico multiaterrizado.	33
Figura 3.5 Conexión serie de los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencia para una falla monofásica a tierra.	34
Figura 3.6 Curvas características tiempo vs corriente de un fusible 25 T.	37
Figura 3.7 Curva característica $t - i$, de los fusibles 25 K, 25 T.	40
Figura 3.8 Curva característica $t - i$, del fusible tipo SF 1,3 A.	41
Figura 3.9 Curvas tiempo vs corriente de operación de reconectadores.	43
Figura 3.10 Secuencia de operación de un reconectador.	44
Figura 3.11 Diagrama de bloques de un rele digital.	47
Figura 3.12 Clasificación de los relés de sobrecorriente.	48
Figura 3.13 Características tiempo - corriente de los relés de sobrecorriente.	50
Figura 3.14 Características tiempo – corriente del relé (A) Inverso; (B) Muy inverso; (C) extremadamente inverso; (D) instantáneo. TD = ajustes dial del relé.	51
Figura 3.15 Esquema de protecciones de un sistema de distribución.	53
Figura 3.16 Criterio de coordinación fusible – fusible; $t_1 < 0.75 t_2$	53
Figura 3.17 Reconectador y fusible en el lado de carga.	54

Figura 3.18 Criterio de coordinación reanectador – fusible.	55
Figura 3.19 Criterio de coordinación relé – fusible.	56
Figura 3.20 Criterio de coordinación reanectador – relé.	57
Figura 4.1 Parámetros del sistema en estudio.	60
Figura 4.2 Creación de la base de datos en CYMDIST.	60
Figura 4.3 Ingreso de una fuente equivalente.	61
Figura 4.4 Potencia de cortocircuito.	62
Figura 4.5 Ingreso de transformadores en la base de datos.	62
Figura 4.6 Ingreso de conductores a la base de datos.	64
Figura 4.7 Espaciamiento de estructuras.	64
Figura 4.8 Ingreso de fusibles tipo SF y T a la base de datos.	65
Figura 4.9 Modelación detalla de la S/E Pujilí.	66
Figura 4.10 Modelación de alimentadores primarios de la S/E Pujilí.	67
Figura 4.11 Distribución de carga de los alimentadores primarios de la S/E Pujilí.	68
Figura 5.1 Curvas t-i fusible 3K y transformador 3F - 45 kVA	76
Figura 5.2 Curvas t-i fusible 3T y transformador 3F - 45 kVA.	76
Figura 5.3 Curvas t-i fusible “Slow – Fast” 1.3 y transformador 3F - 45 kVA.	77
Figura 5.4 Zonas de Coordinación Alimentador Pujilí Centro.	79
Figura 5.5 Curva característica tiempo – corriente del reanectador Pujilí Centro.	83
Figura 5.6 Configuración del reanectador Pujilí Centro.	84
Figura 5.7 Coordinación Fusibles – Reanectador, Zona 1.	84
Figura 5.8 Curvas características Tiempo – Corriente del Relé de Sobrecorriente Alimentador Pujilí Centro.	86
Figura 5.9 Curvas de coordinación del relé de sobrecorriente Fase y Tierra.	87
Figura 5.10 Configuración de Fase del relé de sobrecorriente General Electric F650.	88
Figura 5.11 Configuración de Tierra del relé de sobrecorriente General Electric F650.	88

Figura 5.12 Coordinación integral Zona 1, Reconectador Alpamalag.	89
Figura 5.13 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 1, Reconectador Alpamalag.....	90
Figura 5.14 Coordinación integral Zona 2, Fusibles.	90
Figura 5.15 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 2, Fusibles.	91
Figura 5.16 Coordinación integral Zona 3, Fusibles.	91
Figura 5.17 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 2, Fusibles.	92
Figura 5.18 Zonas de Coordinación Alimentador Pujilí Zumbahua.	93
Figura 5.19 Curva característica tiempo – corriente del reconectador Guapulo.	101
Figura 5.20 Configuración del reconectador Guapulo.	102
Figura 5.21 Coordinación Fusibles – Reconectador, Guapulo.	102
Figura 5.22 Configuración del reconectador La Merced.....	104
Figura 5.23 Coordinación Fusibles – Reconectador, La Merced.	104
Figura 5.24 Curva característica tiempo – corriente del reconectador Isinche.	105
Figura 5.25 Configuración del reconectador Isinche.....	106
Figura 5.26 Coordinación Fusibles – Reconectador, Isinche.	106
Figura 5.27 Curvas características t–i, Relé de Sobrecorriente Alimentador Zumbahua..	108
Figura 5.28 Curvas de coordinación del relé de sobrecorriente Fase y Tierra.	108
Figura 5.29 Configuración de Fase del relé de sobrecorriente General Electric F650.....	109
Figura 5.30 Configuración de Tierra del relé de sobrecorriente General Electric F650. ..	109
Figura 5.31 Coordinación integral zona 1, Reconectador Guapulo.	110
Figura 5.32 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 1, Reconectador Guapulo.	111
Figura 5.33 Coordinación integral Zona 2, Reconectador La Merced.	111
Figura 5.34 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 2, Reconectador La Merced.....	112

Figura 5.35 Coordinación integral Zona 2, Reconectador Isinche.	112
Figura 5.36 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 2, Reconectador Isinche.	113
Figura 5.37 Coordinación integral Zona 3, Fusibles.	113
Figura 5.38 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 3, Fusibles.	114

1 CAPÍTULO

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

La implementación de una subestación a 13,8 kV en el cantón Pujilí, se realizó con el objetivo principal de mejorar la calidad de servicio y disminuir la cargabilidad del transformador de la subestación (S/E) San Rafael, de donde se suministraba la energía a los sectores urbanos y rurales del cantón Pujilí. En consecuencia, se produjo un cambio en la topología de la red de medio voltaje (MV), modificando la coordinación de protecciones existentes.

La misión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO S.A), es brindar un servicio eficiente, constante e ininterrumpido a sus clientes, por este motivo es necesario realizar un estudio apropiado del sistema de protecciones de la S/E Pujilí que está conformado por tres alimentadores primarios, Pujilí Centro, Pujilí Zumbahua y su tercero en estado de reserva; cabe indicar que las redes de medio voltaje están expuestas a descargas atmosféricas, vientos fuertes, contacto con vegetación que ocasionan la pérdida de continuidad de servicio.

Un sistema de protecciones debe ser: sensible, selectivo, rápido, confiable y simple, asegurando la detección, localización y desconexión de manera automática el ramal afectado, ante la presencia de fallas permanentes y temporales, con la finalidad de preservar la vida útil de los equipos que se vean afectados ante la presencia de anomalías en el sistema.

1.2 OBJETIVO

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar una correcta coordinación de protecciones de los alimentadores primarios a 13,8 kV de la nueva S/E Pujilí, para la Empresa Eléctrica de Cotopaxi (ELEPCO S.A.) mediante el análisis de flujos de potencia y cortocircuitos.

1.2.2 OBJETIVO ESPECIFICO

- Realizar un análisis de la topología y parámetros de la red existente para el estudio de flujos de potencia y cortocircuitos, empleando el programa CYMDIST.
- Realizar una modelación detallada (subestación, tramos de red, transformadores de distribución, dispositivos de protección, etc.) de los alimentadores primarios de la subestación Pujilí.
- Analizar las fallas más frecuentes que se presentan en los alimentadores primarios, que afectan a la continuidad del suministro eléctrico de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi.
- Realizar un redimensionamiento y recalibración del sistema de protecciones, considerando los criterios generales de un sistema de protecciones con el propósito de reducir las zonas afectadas al presentarse una falla en el sistema, empleando los programas computacionales CYMDIST y CYMTCC DE CYME International T&D Inc. Simuladores cuyas licencias dispone ELEPCO S.A. las cuáles serán utilizadas en el presente estudio.

1.3 ALCANCE

Para cumplir con el objetivo del presente estudio, se desarrollaran los siguientes capítulos:

En el segundo capítulo se realiza una descripción y evaluación del estado actual del sistema, en el cual se explican las instalaciones que comprenden un sistema de distribución; detallando características y requisitos que deben cumplir para un funcionamiento apropiado, además se presentan ciertos conceptos de las características de la carga, que nos ayudan a evaluar el comportamiento de los usuarios en el sistema, finalmente se realiza un análisis detallado de los alimentadores Pujilí Centro y Pujilí Zumbahua, indicando sus características principales como su capacidad, longitud del alimentador, parámetros de líneas aéreas y subterráneas, además se evalúa el estado actual de las protecciones, de acuerdo a información suministrada por el Departamento Técnico de ELEPCO S.A.

En el tercer capítulo se desarrolla la metodología empleada para la coordinación de protecciones de los alimentadores primarios, en el cual se describe los tipos de cortocircuitos que se presentarían en un sistema de distribución y los diferentes tipos de protecciones que aseguran el cuidado de los dispositivos (transformadores, líneas, etc.) que conforman un sistema de distribución, además se realiza una descripción de los equipos de protección y los parámetros necesarios para realizar una adecuada coordinación entre ellos.

En el cuarto capítulo se realiza la modelación digital del sistema, aquí se describirán los parámetros necesarios para realizar una modelación detallada de subestaciones, transformadores, alimentadores primarios, etc., modelación que se empleara en los estudios de flujos de potencia y cortocircuitos.

En el quinto capítulo se realiza la coordinación de protecciones de los alimentadores Pujilí Centro y Pujilí Zumbahua empleando los programas computacionales CYMDIST y CYMTCC, se presentan los ajustes de los diferentes elementos de protección como: fusibles, reconectores y relés dando cumplimiento a las características de un sistema de protecciones.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones que se presentaron mediante el desarrollo del estudio.

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El alimentador 2 a un nivel de voltaje de 13,8 kV, de la subestación San Rafael situada en la ciudad de Latacunga proveía de energía al cantón Pujilí; debido al continuo crecimiento poblacional en las zonas rurales del cantón, se produce un incremento en la demanda de potencia y energía, lo que ocasionó que el transformador de potencia de la S/E San Rafael, trabaje en condiciones de sobrecarga en los horarios de máxima demanda, razón por la cual la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO S.A.), con la finalidad de mejorar las condiciones y calidad de servicio a los 16000 clientes situados en el cantón Pujilí, y reducir las pérdidas de energía que se presentaban debido a la extensa cobertura de los alimentadores encargados de proveer de energía al cantón, instaló una subestación de distribución.

El ingreso de la nueva Subestación Pujilí, la cual tiene una configuración de barra simple, está compuesta por un transformador de potencia de 5MVA de 69/13,8 kV la cual energiza a 3 alimentadores primarios, denominados Pujilí Centro, Pujilí Zumbahua y el tercero en estado de reserva; la nueva instalación ocasionó modificaciones en la topología de la red de medio voltaje a 13,8 kV, lo que conllevó a variaciones en la impedancia de cada alimentador, consecuentemente se vieron afectadas las corrientes de cortocircuito, para las cuales fueron coordinadas los elemento y dispositivos de protección de cada alimentador, ocasionando una falta de coordinación entre ellos, y de esta manera perdiendo las características de un sistema de protecciones las cuales son: selectividad, sensibilidad, rapidez, confiabilidad.

La finalidad del presente estudio es realizar un correcto ajuste, calibración y coordinación de las protecciones, en base a los estudios de flujos de potencia y análisis de cortocircuitos ejecutados con el programa computacional CYMDIST y CYMTCC, mejorando de esta manera la confiabilidad del sistema y mejorando los índices de calidad del servicio eléctrico.

2 CAPÍTULO

DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA

2.1 INTRODUCCIÓN

Un sistema de distribución suministra energía a zonas residenciales, pequeñas industrias y a todo tipo de clientes en bajo y medio voltaje, cumpliendo con altos niveles de calidad y seguridad a un precio económico, mediante un conjunto de elementos que comprenden: alimentadores primarios, transformadores de distribución, líneas primarias y secundarias. [1]

En los últimos años los sistemas de distribución han venido creciendo de manera acelerada, siendo estos protegidos por relés, fusibles, reconectores, etc., tomando cada vez mayor importancia la protección de las redes de distribución.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.2.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema de distribución es un subsistema del Sistema Eléctrico de Potencia, pues se alimenta de energía eléctrica por medio de redes de transmisión y subtransmisión mediante subestaciones de distribución, las cuales nos permite distribuir la energía eléctrica a los centros de consumo a través de los diferentes alimentadores.

Las redes de distribución se deben construir de manera que tengan la simplicidad suficiente, para ampliarse progresivamente de acuerdo al crecimiento de la carga.

La distribución de energía eléctrica debe realizarse de manera que los clientes reciban un servicio ininterrumpido, con voltajes adecuados permitiendo a los usuarios operar sus electrodomésticos, equipos y maquinarias de manera eficiente.

En la Figura 2.1 se puede observar el esquema de un sistema de potencia.

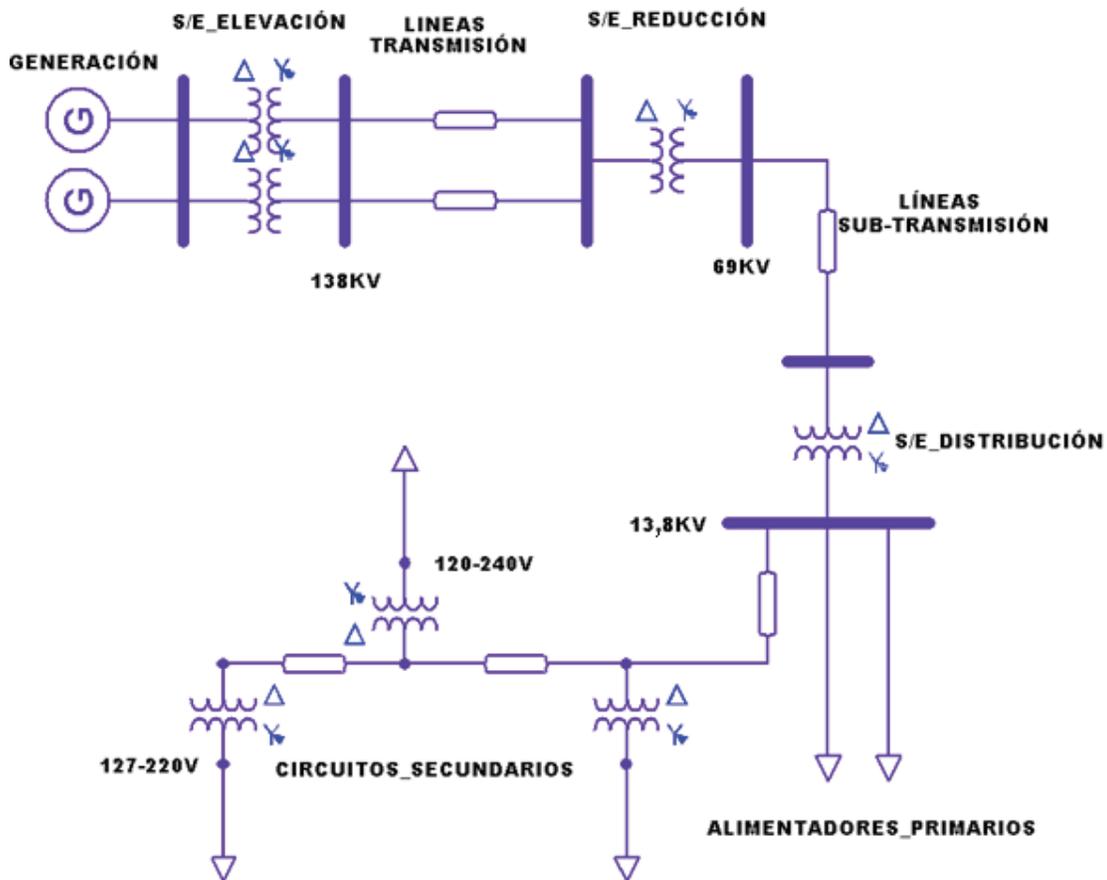


Figura 2.1 Ubicación del sistema de distribución dentro de un sistema de potencia.

Los sistemas de distribución están conformados por un grupo de instalaciones eléctricas, que se describen a continuación.

2.2.1.1 Subestación de distribución

Las subestaciones de distribución son instalaciones que cuentan con un transformador de potencia el cual está destinado a reducir los voltajes que reciben de las líneas de subtransmisión de 69 kV a 13,8 kV; de esta manera se da origen a los circuitos de distribución primarios.

2.2.1.2 Circuitos primarios

Son aquellos que recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales suministrando energía a cada uno de los transformadores de distribución.

Los circuitos primarios están conformados por sus alimentadores principales o troncales y sus ramales laterales y sublaterales. Los niveles de voltaje en los circuitos primarios de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO S.A.) son:

$$13,800_{L-L} / 7,96_{L-N} \text{ kV}$$

2.2.1.3 Transformador de distribución

Los transformadores de distribución, es el equipo destinado en reducir el voltaje a niveles aplicables en las zonas de consumo.

$$13800_{L-L} / 127 - 220 \text{ V}$$

$$796_{L-N} / 120 - 240 \text{ V}$$

2.2.1.4 Circuitos secundarios

Los circuitos secundarios se encargan en transportar la energía eléctrica a zonas residenciales a cada uno de los clientes de las distribuidoras, desde los transformadores de distribución por medio de conductores y acometidas a voltajes nominales de servicio.

En circuitos monofásicas 120 / 240 V

En circuitos trifásicas 127 / 220 V

2.2.2 REQUISITOS QUE DEBE CUMPLIR UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

- a) Aplicación de normas nacionales y/o internacionales.
- b) Seguridad para el personal y equipos.
- c) Simplicidad en la construcción y operación (rapidez en las maniobras).
- d) Facilidad de alimentación desde el sistema de potencia.
- e) Optimización de costos.
- f) Posibilidad de ampliación y flexibilidad.
- g) Resistencia mecánica.
- h) Confiabilidad de los componentes.
- i) Continuidad del servicio.
- j) Información particular referente a: requerimientos técnicos de los clientes, ubicación de cargas especiales e industriales.
- k) Regulación de voltaje (niveles máximos y mínimos admisibles).

I) Pérdidas de energía (niveles máximos y mínimos admisibles).

2.2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A SU CONSTRUCCIÓN

Las empresas distribuidoras manejan dos tipos de redes de distribución, aéreas y subterráneas.

2.2.3.1 Redes de distribución aéreas

Las redes de distribución aéreas, por lo general están comprendidas de conductores desnudos, que van soportados a través de aisladores, instalados en crucetas y en postes de hormigón de 11 o 12 metros en el sistema de distribución de ELEPCO S.A.

Las ventajas que presenta la red aérea con respecto a la red subterránea son:

- costo inicial más bajo;
- más comunes y materiales de fácil adquisición;
- fácil mantenimiento;
- fácil localización de fallas;
- tiempos de construcción más cortos.

Las desventajas que presenta la red aérea son:

- mal aspecto estético;
- menor confiabilidad;
- menor seguridad;
- susceptibles de fallas.

2.2.3.2 Redes de distribución subterránea

En grandes zonas urbanas es aconsejable realizar la distribución de energía mediante el sistema subterráneo, para evitar accidentes por el contacto entre conductores y edificaciones.

Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas consolidadas. [1]

Este tipo de redes presenta las siguientes ventajas:

- tiene un alto grado de confiabilidad;
- son más seguras;
- son más estéticas;
- baja incidencia de fallas por agentes externos.

Tienen las siguientes desventajas:

- alto costo de inversión;
- problemas al localizar las fallas;
- mantenimiento complicado;
- tiempos extendidos de reparaciones;
- están expuestos a la humedad y a las acciones de los roedores.

2.3 CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA

Las características de la carga expresa el comportamiento de los usuarios en el sistema de distribución, por lo que es necesario citar algunos conceptos básicos.

2.3.1 CARGA

Es la energía eléctrica que consumen los equipos como: motores, electrodomésticos, maquinas, etc., que se encuentran conectados a la red eléctrica.

2.3.2 CARGA INSTALADA

Es la suma de las potencias nominales de los equipos instalados que se expresan en: kVA, kW, MVA o MW.

2.3.3 CAPACIDAD INSTALADA

Es la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores) instalados en un sistema de distribución.

2.3.4 DEMANDA

Es la potencia que en realidad es consumida por la carga, tomado como valor medio en un intervalo de tiempo denominado intervalo de demanda, por lo general son de 15, 30, 60 minutos. La demanda se puede expresar en: kVA, kW, kVA_r, A.

2.3.5 DEMANDA MÁXIMA

Es la mayor demanda instantánea que se presenta en una carga durante un intervalo de tiempo señalado. Es aquí, donde se presenta la máxima caída de voltaje en el sistema y por lo tanto donde se presenta la mayor cantidad de pérdidas de energía y potencia.

2.3.6 FACTOR DE DEMANDA

Es la razón entre la demanda máxima y su carga total instalada en un lapso de tiempo (t). El factor de demanda por lo general es menor que uno.

$$F_D = \frac{\text{DEMANDA MÁXIMA}}{\text{CARGA INSTALADA}} = \leq 1 \quad (1)$$

El factor de demanda indica el grado al cual la carga total instalada se opera simultáneamente.

2.3.7 FACTOR DE UTILIZACIÓN

Es la razón entre la demanda máxima y la capacidad instalada en un intervalo de tiempo (t), el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema, que se está utilizando durante el pico de carga en el intervalo considerado.

2.3.8 FACTOR DE POTENCIA [2]

Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente, la incidencia más importante del factor de potencia es en el porcentaje de pérdidas y en la regulación de voltaje y por lo tanto, en la calidad y economía del servicio eléctrico.

$$\text{Factor de potencia} = \frac{P}{S} \quad (2)$$

Para sistemas de distribución se establece un valor mínimo de 0,92 de acuerdo a la regulación N° 004/01 del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

2.3.9 CAÍDA DE VOLTAJE [2]

Es la diferencia del voltaje medido entre los terminales de envío y recepción entre dos nodos de una línea, que se denomina caída de voltaje, y se la puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$CV(\%) = \frac{V_N - V_R}{V_N} \times 100 \quad (3)$$

Donde:

$CV\%$: Porcentaje de caída de voltaje.

V_N : Voltaje nominal del sistema.

V_R : Voltaje en el nodo receptor, o en el punto de medición.

La caída máxima de voltaje admisible para el punto más alejado de la fuente de alimentación, no deberá superar los límites descritos de acuerdo a la regulación CONELEC 004/01, estos valores se muestran a continuación en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Porcentajes de caída de voltaje admisibles.

Alto voltaje	$\pm 5\%$	$69 kV_{L-L}$
Medio voltaje	$\pm 8\%$	$13,8 kV_{L-L}$
Bajo voltaje urbano	$\pm 8\%$	$240 kV_{L-L}$
Bajo voltaje rural	$\pm 10\%$	$240 kV_{L-L}$

2.3.10 CURVA DE CARGA DIARIA

Es la representación gráfica de las características de la carga en el sistema, en un determinado intervalo de tiempo. Las cargas pueden ser de tipo: residenciales, comerciales, industriales, etc.

2.4 EQUIPOS DE PROTECCIÓN

Los equipos de protección son de vital importancia en un sistema de distribución, por ello se realizará una descripción breve del comportamiento y funcionamiento de los distintos equipos de protección presentes en un sistema de distribución.

2.4.1 RELÉS

El relé es un equipo complejo de gran importancia en la protección de los alimentadores, ya que estos necesitan de varios datos de entrada para su operación, estos equipos son los encargados de recibir la información, procesarla y finalmente comandan la apertura o cierre de contactos en caso de presentarse fallas o estados anormales en el sistema.

2.4.2 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

Es el elemento que permite abrir un circuito cuando se presentan fallas, con el objetivo de proteger a los equipos eléctricos. Estos operan bajo el control de los relés cuando reciben una señal de apertura, aislando de esta manera cualquier tipo de fallas. El cierre de éstos por lo general lo realizan de forma manual los operarios de turno, además se lo puede operar de forma remota desde un centro de control.

2.4.3 RECONECTADOR

Es un dispositivo que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo eléctrico, con posibilidad de recierre automático para reenergizar la línea, posee un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas; si la falla es de carácter permanente el reconectador se abre de forma definitiva, aislando la sección fallada. La función principal del reconectador es discriminar entre una falla temporal y una permanente en líneas aéreas de medio voltaje.

2.4.4 FUSIBLES

Son dispositivos de protección, que se lo diseña para operar ante la presencia de sobrecorrientes; utilizado en gran parte en los sistemas de distribución aéreas. El funcionamiento de los fusibles es sencillo, se basa principalmente en la destrucción del elemento fusible; una vez que ha operado el elemento fusible la interrupción se logra por la acción de la caída del tubo portafusibles, haciendo visible la operación y la ubicación de la falla.

2.5 ESTUDIO DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ

Para comenzar con la descripción de los alimentadores primarios, se realiza un análisis de la subestación de donde se derivan los alimentadores primarios Pujilí Centro y Pujilí Zumbahua. En cada alimentador se detalla: la capacidad instalada, recorrido, tipos de fallas que se presentan, número de usuarios, etc.

2.5.1 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN PUJILÍ

La subestación está ubicada a 2700 metros sobre el nivel del mar, en una zona donde el clima es seco, con una temperatura promedio que varía entre 12°C y 23°C

y la máxima velocidad del viento registrada es de 13 km/h “datos tomados de los anuarios del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología”, INAMHI.

La subestación se encuentra ubicada en la zona rural del cantón Pujilí, principalmente en el barrio Vicente León, energizada por la línea de subtransmisión San Rafael–Pujilí a un nivel de voltaje de 69 kV que proviene del punto de conexión del Sistema Nacional Interconectado (SNI), en la subestación Mulaló, energizando un transformador de 5 MVA reduciendo el voltaje de 69 kV a 13,8 kV. El transformador de potencia instalado en la subestación presenta las siguientes características en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Características del transformador de Potencia de la S/E Pujilí.

Fabricante	MITSUBISHI
Clase	OA
Norma técnica	ANSI - C57.12
Aislamiento voltaje de impulso (BIL)	350 kV / 110 kV
Altitud	3000 msnm
Potencia nominal	5 MVA
Grupo vectorial	Dyn1
Frecuencia	60 Hz

La subestación tiene una configuración de barra simple como se muestra en la Figura 2.2.

De la subestación se derivan tres alimentadores primarios a 13,8 kV de los cuales dos se encuentran en operación, suministrando energía a usuarios de los sectores urbano – rural y el tercero en estado de reserva. Cada alimentador posee en su salida un disyuntor comandado por un relé, como parte del sistema de protección al momento que se presente una falla o se realicen mantenimientos programados éste puede estar su estado de cerrado a abierto.

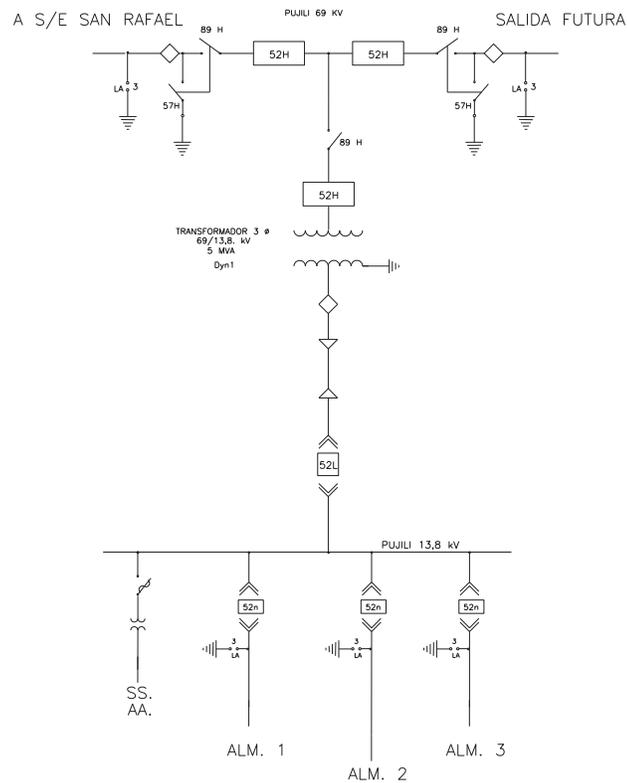


Figura 2.2 Diagrama unifilar de la S/E Pujilí.

2.5.2 ALIMENTADOR PUJILÍ ZUMBAHUA

El alimentador Pujilí Zumbahua es el más extenso; brinda energía a un nivel de voltaje de 13,8 kV a gran parte de los sectores rurales del cantón, tiene una longitud de 95,62 kilómetros (km) de línea trifásica y 321,32 km de línea monofásica, en un 90% de su recorrido es aéreo y su 10% está constituido de red subterránea que se encuentra localizada en el centro del cantón Pujilí, tiene una capacidad instalada en transformadores de distribución de 18,04 MVA como se observa en la Tabla 2.3.

En el **Anexo 1** se puede observar el diagrama unifilar del alimentador Pujilí Zumbahua.

La extensión troncal del alimentador está compuesta por conductores “Aluminum Conductor Steel Reinforced” (ACSR) de calibres 3/0 “American Wire Gauge” (AWG), 1/0 AWG, sus ramales monofásicos están compuestos de conductores ACSR de calibres 1/0 AWG, 2 AWG, 4 AWG. La disposición de los conductores se la realiza según las Unidades de Propiedad de las Redes de Distribución de Energía

Eléctrica (UP), norma establecida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), el tipo de estructuras utilizadas se observa en la Tabla 2.4.[3]

Tabla 2.3 Capacidad instalada en el alimentador Pujilí-Zumbahua.

TRANSFORMADOR		CANTIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)
MONOFÁSICOS	FASE A	183	2792,5
	FASE B	154	2297,5
	FASE C	317	6432,5
TRIFÁSICOS		51	6515,0
		TOTAL	18037,5

Tabla 2.4 Tipos de estructuras de Medio Voltaje.

	ID. UP – UC	DESCRIPCIÓN
TRIFÁSICA	EST – 3CAT	Estructura 13,8 kV 3F centrada angular
	EST – 3CPT	Estructura 13,8 kV 3F centrada pasante
	EST – 3VAT	Estructura 13,8 kV 3F en volado angular
	EST – 3VPT	Estructura 13,8 kV 3F en volado pasante
MONOFÁSICAS	EST – 1CAT	Estructura 13,8 kV 1F centrada angular
	EST – 1CPT	Estructura 13,8 kV 1F centrada pasante
	EST – 1VAT	Estructura 13,8 kV 1F en volado angular
	EST – 1VPT	Estructura 13,8 kV 1F en volado pasante

Las diferentes estructuras se encuentran instaladas en postes de hormigón de 11 o 12 m de altura. En el alimentador Pujilí Zumbahua se encuentran instalados tres reconectores trifásicos automáticos, en los sectores de Guapulo, La Merced, Isinche.

2.5.2.1 Recorrido

Este circuito abarca todas las poblaciones de: Guapulo Centro, El Calvario, El Tejar, Cuatro Esquinas, Tres de mayo, Jesús de Nazareth, La Merced, Bellavista, Comuna Cruzpamba, Cangahua de San Francisco, Cuturuvi, Cochaloma, Potrerillos, Isinche de Cofines, Chaucha, Santa Rosa, San Alfonso de Jigua,

Huaracucha, El Galpón Cojoloma, San Isidro, Juiguapingo, Rumipamba, San Juan, San Francisco, El Contadero, Pambana, Tingo Grande, Tingo Chico, Collas, Comuna Tingo Nunuya, Pueva Pungo, Chulcotoro, Atapulo, Casa Quemada, Tigua, Cruzloma, Corral Pungo, Potreto Pungo, Yanatura, Guangaje, Tingo Loma. Este alimentador abarca grandes zonas de las poblaciones rurales del cantón Pujilí.

En el **Anexo 1** se puede apreciar la extensión del alimentador Pujilí Zumbahua.

2.5.2.2 Condiciones actuales de operación

Para determinar el estado actual del alimentador Pujilí Zumbahua, se procede a realizar flujos de carga con el programa CYMDIST, mediante el cual podemos analizar la cargabilidad de las líneas, cargabilidad de los transformadores, niveles de voltaje en los sitios más alejados de la subestación; para lograr este objetivo se necesita obtener los consumos de energía por transformador de distribución y la demanda máxima medida en la cabecera del alimentador obtenida de los medidores instalados en la subestación. El detalle y los métodos necesarios para realizar una distribución y flujos de carga necesarios para determinar la condición actual del alimentador, se lo explica en el capítulo 3.

En la Figura 2.3 se presenta los perfiles de voltaje del alimentador, los cuales no deben superar lo establecido de acuerdo a la regulación del CONELEC 004/01.

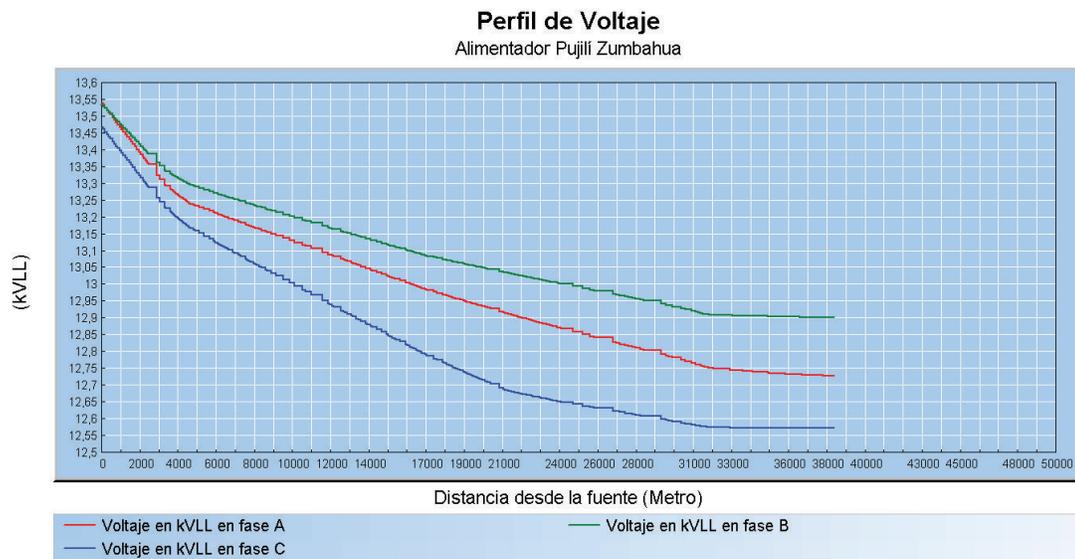


Figura 2.3 Perfil de voltaje del alimentador Pujilí-Zumbahua.

Como se puede observar en la Figura 2.3 existe una caída de voltaje en las fases A y B del 5 % y en la fase C una caída de voltaje del 6,5 % con respecto a los límites establecidos de acuerdo a la regulación CONELEC 004/001, éste alimentador presenta un desbalance de corriente, por lo que es necesario realizar un balance de corriente para mantenernos en los límites de operación.

2.5.2.3 Demanda actual del alimentador

Para determinar el estado actual del alimentador en estudio la simulación se realiza en condiciones de demanda máxima mediante el programa CYMDIST, situación en la cual ocurren las condiciones más desfavorables de operación. Los datos de demanda máxima como los datos de pérdidas en conductores y transformadores fueron proporcionados por el departamento de planificación de ELEPCO S.A., como se indica en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Demanda máxima del alimentador Pujilí – Zumbahua.

Datos Generales			
Energía (MWh)	Demanda Máxima (MW)	Factor Carga pu	Factor Pérdidas pu
1152,01	3,09	0,50	0,34

2.5.2.4 Pérdidas en el alimentador

Las pérdidas que se presentan en los alimentadores primarios, son principalmente debidas a la cantidad de energía calorífica producida por la corriente eléctrica que circula por los conductores y transformadores, que depende directamente de la resistencia y el cuadrado de la corriente.

La Tabla 2.6 presentan las pérdidas en los conductores y en los transformadores las cuales están compuestas por pérdidas en vacío y pérdidas en el cobre.

Tabla 2.6 Pérdidas en conductores y transformadores del alimentador Pujilí – Zumbahua.

Pérdidas en redes de MV		Pérdidas en transformadores					
Conductor		Hierro		Cobre		Total	
MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
8,71	1	7,09	1	9,08	1	16,17	1,40

2.5.2.5 Ajuste actual de protecciones

La calibración que actualmente presenta el relé electrónico de sobrecorriente General Electric F-650 del alimentador Pujilí-Zumbahua se presenta en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7 Calibración actual del relé de sobrecorriente General Electric F-650.

RELÉ DE SOBRECORRIENTE		
FASE	Pick up I>	3,5 A
	Dial Time	0,4 s
	Tipo de Curva	IEEE VERY INVERSA
	Pick up I>>	14 A
	Delay Time	0 s
TIERRA	Pick up I>	0,78 A
	Dial Time	0,15 s
	Tipo de Curva	IEEE VERYINVERSA
	Pick up I>>	16,5 A
	Delay Time	0 s

2.5.2.6 Reporte de fallas

En el alimentador en estudio las fallas que se producen con mayor frecuencia son transitorias, debido a su recorrido que es netamente rural y por la presencia de vegetación en su zona de cobertura, los valores de interrupciones que se presentan en el alimentador y que se reportan al CONELEC fueron proporcionados por la Dirección Técnica de ELEPCO S.A. En la Tabla 2.8 se detallan la cantidad de interrupciones que se presentaron durante un año, en la Figura 2.4 se indica la comparación entre las interrupciones programadas y no programadas, adicional se indican los índices de calidad en el **Anexo 2**.

Tabla 2.8 Reporte de interrupciones alimentador Pujilí - Zumbahua.

Mes	Alimentador	Interrupciones	
		Programadas	No Programadas
Enero	Pujilí - Zumbahua	1	4
Febrero	Pujilí - Zumbahua	0	3

Marzo	Pujilí - Zumbahua	0	2
Abril	Pujilí - Zumbahua	0	4
Mayo	Pujilí - Zumbahua	1	1
Junio	Pujilí - Zumbahua	1	6
Julio	Pujilí - Zumbahua	0	4
Agosto	Pujilí - Zumbahua	1	2
Septiembre	Pujilí - Zumbahua	1	2
Octubre	Pujilí - Zumbahua	1	7
Noviembre	Pujilí - Zumbahua	0	6
Diciembre	Pujilí - Zumbahua	0	8

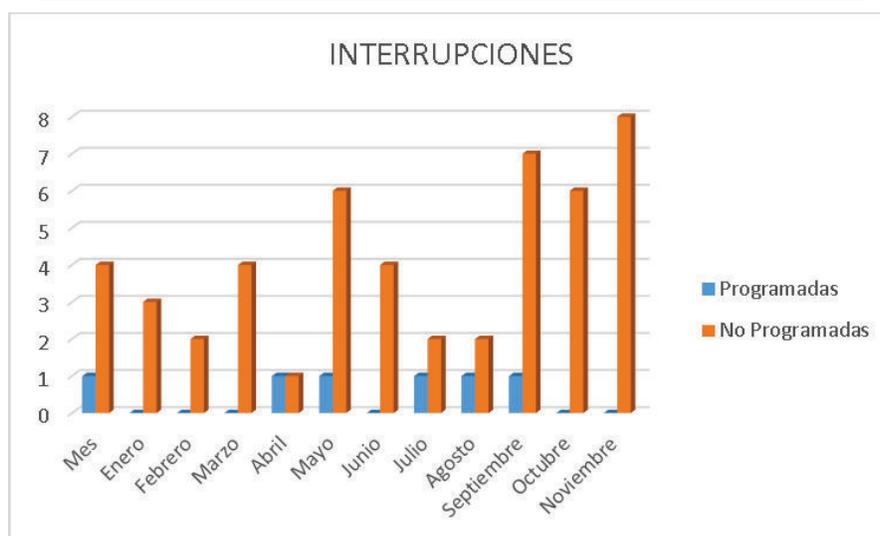


Figura 2.4 Interrupciones alimentador Pujilí - Zumbahua.

2.5.3 ALIMENTADOR PUJILÍ CENTRO

El alimentador Pujilí Centro presenta una configuración radial; tiene una longitud de 18,84 km de línea trifásica y 41,25 km de línea monofásica, en un 70% de su recorrido es aéreo y un 30% está constituido de red subterránea que se encuentra localizada en el centro histórico del cantón, el área de servicio del alimentador es urbana – rural; tiene una capacidad instalada en transformadores de distribución de 3,10 MVA como se observa en la Tabla 2.9.

En el **Anexo 3** se puede observar el diagrama unifilar del alimentador Pujilí Centro.

La extensión troncal del alimentador está compuesta por conductores ACSR de calibres 3/0 AWG, 1/0 AWG en su composición aérea y de conductor tipo TTU 1/0

AWG, TTU 2 AWG en su composición subterránea, sus ramales monofásicos están compuestos de conductores ACSR de calibres 1/0 AWG, 2 AWG, 4 AWG.

Tabla 2.9 Capacidad instalada en el alimentador Pujilí- Centro.

TRANSFORMADOR		CANTIDAD	CAPACIDAD INSTALADA [KVA]
MONOFÁSICOS	FASE A	34	390,0
	FASE B	35	602,5
	FASE C	72	1085,0
TRIFÁSICOS		15	1025,0
		TOTAL	3102,5

La disposición de los conductores se la realiza según la norma establecida por el MEER, el tipo de estructuras utilizadas se observa en la tabla 2.10.

Tabla 2.10 Tipos de estructuras de MV.

	ID. UP – UC	DESCRIPCIÓN
TRIFÁSICA	EST – 3CAT	Estructura 13,8 kV 3F centrada angular
	EST – 3CPT	Estructura 13,8 kV 3F centrada pasante
	EST – 3VAT	Estructura 13,8 kV 3F en volado angular
	EST – 3VPT	Estructura 13,8 kV 3F en volado pasante
MONOFÁSICAS	EST – 1CAT	Estructura 13,8 kV 1F centrada angular
	EST – 1CPT	Estructura 13,8 kV 1F centrada pasante
	EST – 1VAT	Estructura 13,8 kV 1F en volado angular
	EST – 1VPT	Estructura 13,8 kV 1F en volado pasante

Las diferentes estructuras se encuentran instaladas en postes de hormigón de 11 o 12 m de altura; la red subterránea está compuesta por pozos de tipo C según norma establecida por el MEER.

El alimentador tiene instalado un reconector trifásico, que se encuentra ubicado en el sector de Patoa Grande.

2.5.3.1 Recorrido

Este circuito abarca todas las poblaciones de: San Sebastián, Guapulo, Rosita Paredes, El Calvario, Centro del cantón Pujilí, Danzapamba, Patoa de San Marcos; Patoa de Quevedos hasta Alpamalag.

En el **Anexo 3** se puede apreciar la extensión del alimentador Pujilí Centro.

2.5.3.2 Condiciones actuales de operación

Para determinar el estado actual del alimentador Pujilí Centro, se procede a realizar flujos de carga, mediante el cual se puede analizar la cargabilidad de las líneas, transformadores y los niveles de voltaje en los sitios más alejados de la subestación, para lograr este objetivo se necesita obtener los consumos de energía por transformador de distribución, las demandas registradas en la cabecera del alimentador mediante los medidores instalados en la subestación. El detalle y los métodos necesarios para realizar una distribución de carga y los flujos de carga necesarios para determinar la condición actual del alimentador se lo explica en el capítulo 3. En la Figura 2.5 se presentan los perfiles de voltaje, los cuales no deben superar lo establecido de acuerdo a la regulación del CONELEC 004/01.

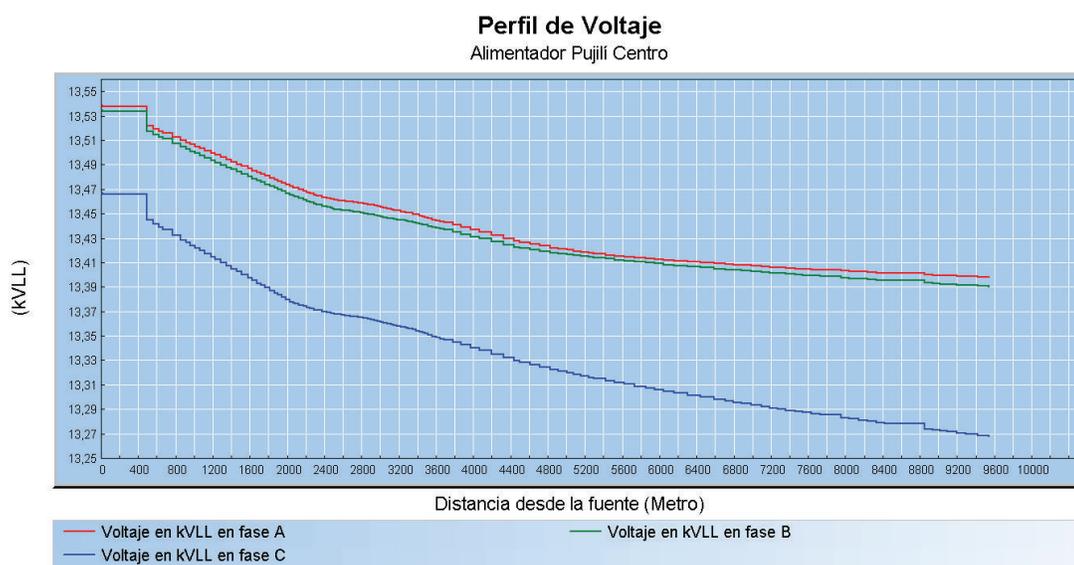


Figura 2.5 Perfiles de voltaje del alimentador Pujilí – Centro.

Como se puede observar en la Figura 2.5, la fase C presenta una caída de voltaje representativa en comparación con las demás fases, dando a notar que existe un desbalance de corriente entre fases.

2.5.3.3 Demanda actual del alimentador

Para determinar el estado actual del alimentador en estudio se efectuó flujos de carga mediante el programa CYMDIST, a condiciones de demanda máxima situación en la cual ocurren las condiciones más desfavorables de operación los perfiles de carga se obtuvieron de los medidores instalados en cada alimentador de la subestación. Los datos de demanda máxima como los datos de pérdidas en conductores y transformadores de la Tabla 2.11, fueron proporcionados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Tabla 2.11 Demanda máxima alimentador Pujilí–Centro.

Datos Generales			
Energía (MWh)	Demanda Máxima (MW)	Factor Carga pu	Factor Pérdidas pu
778,93	1,75	0,60	0,36

2.5.3.4 Pérdidas en el alimentador

Las pérdidas que se presentan en los alimentadores primarios, son principalmente debidas a la cantidad de energía calorífica producida por la corriente eléctrica, que circula por los conductores, transformadores; que depende directamente de la resistencia y el cuadrado de la corriente.

La Tabla 2.12 presentan las pérdidas en los conductores y en los transformadores las cuales están compuestas por pérdidas en vacío y pérdidas en el cobre.

Tabla 2.12 Pérdidas en conductores y transformadores.

Pérdidas en redes de MV		Pérdidas en transformadores					
Conductor		Hierro		Cobre		Total	
MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
8,71	1	7,09	1	9,08	1	16,17	1,40

2.5.3.5 Ajuste actual de protecciones

La calibración que actualmente presenta el relé electrónico de sobrecorriente General Electric F–650 del alimentador Pujilí - Centro se presenta en la Tabla 2.13

Tabla 2.13 Calibración actual del relé de sobrecorriente General Electric F-650.

RELÉ DE SOBRECORRIENTE		
FASE	Pick up I>	1,25 A
	Dial Time	0,25 s
	Tipo de Curva	IEEE VERY INVERSA
	Pick up I>>	39 A
	Delay Time	0 s
TIERRA	Pick up I>	1,7 A
	Dial Time	0,1 s
	Tipo de Curva	IEEE VERYINVERSA
	Pick up I>>	13,5 A
	Delay Time	0 s

2.5.3.6 Reporte de fallas

En el alimentador en estudio las fallas con mayor frecuencia que se producen son de tipo transitorias, debido a la presencia de vegetación en su zona de cobertura, los valores de interrupciones que se presentan en el alimentador y se reportan a la ARCONEL, fueron proporcionados por la Dirección Técnica de ELEPCO S.A., como se indica en la Tabla 2.14, además se presenta un resumen de los índices de calidad en el **Anexo2**.

Tabla 2.14 Reporte de Interrupciones alimentador Pujilí Centro.

Mes	Alimentador	Interrupciones	
		Programadas	No Programadas
Enero	Pujilí Centro	1	5
Febrero	Pujilí Centro	0	3
Marzo	Pujilí Centro	0	8
Abril	Pujilí Centro	0	10
Mayo	Pujilí Centro	1	9
Junio	Pujilí Centro	0	3
Julio	Pujilí Centro	1	5

Agosto	Pujilí Centro	3	4
Septiembre	Pujilí Centro	0	6
Octubre	Pujilí Centro	1	14
Noviembre	Pujilí Centro	0	8
Diciembre	Pujilí Centro	0	6

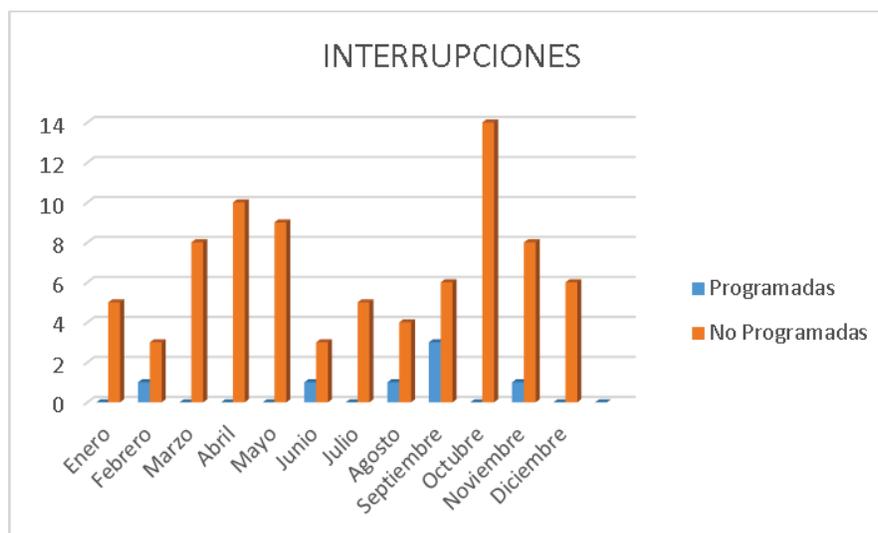


Figura 2.6 Interrupciones Alimentador Pujilí Centro.

En la Figura 2.6 se indican las interrupciones que se presentan en el alimentador Pujilí Centro, en la cual se puede apreciar que existe una mayor cantidad de interrupciones no programadas, por lo que se necesita realizar una adecuada coordinación de protecciones para reducir el índice de interrupciones.

2.5.4 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

Los diferentes elementos que conforman el sistema de protecciones de los alimentadores Pujilí Zumbahua y Pujilí Centro, presentan una inadecuada ubicación en la red de medio voltaje, existiendo seccionadores portafusibles ubicados en los troncales o principales, dando como resultado una falta de coordinación con los demás elementos y dispositivos de protección; además hay la presencia de seccionadores portafusibles instalados en los ramales monofásicos a distancias muy cortas uno de otro, ocasionando la falta de selectividad al momento de presentarse una falla, esto debido al valor de sus impedancias que resultan ser similares, a esto cabe añadir la instalación reciente de 4 reconectores trifásicos de medio voltaje de los cuales tres se encuentran instalados en el alimentador Pujilí Zumbahua en los límites de los sectores urbano – rurales, y uno de ellos se

encuentra instalado en el alimentador Pujilí Centro en la vía Alpamalag esto con respecto a los elementos y equipos instalados en la red de medio voltaje.

Ciertos inconvenientes en la coordinación actual representan la parte operativa pues al presentarse una falla en la cual actuó un elemento fusible este elemento es reemplazado por otro de diferentes características provocando una descoordinación de todo un ramal; por lo cual no se garantiza la seguridad y confiabilidad necesaria de un sistema de distribución, a esto cabe añadir que no existe un continuo estudio de coordinación de protecciones de las redes de medio voltaje, ocasionando una vulnerabilidad del sistema ante fallas que se presenten.

3 CAPÍTULO

METODOLOGÍA APLICADA EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Todos los componentes de un sistema eléctrico están expuestos a fallas que generalmente afectan a la continuidad del servicio, comprometiendo también la integridad del equipo entre los puntos de falla y la fuente de energía.

El sistema de protecciones, tiene por objeto la detección, localización y desconexión de manera automática el elemento afectado, ante la presencia de fallas permanentes, con la finalidad de proteger la vida útil de los equipos; proporcionando de esta manera información necesaria para ubicar la parte del sistema afectado, facilitando la breve actuación del personal, eliminando fallas y reestableciendo el servicio. [1] [2]

Para cumplir con estos objetivos el sistema de protecciones debe satisfacer las siguientes condiciones de operación:

Sensibilidad

El sistema de protecciones debe ser lo suficientemente sensible, para operar en condiciones de falla mínima que se presente en cualquier parte del sistema.

Selectividad

El sistema debe mantener la continuidad del suministro eléctrico, desconectando la mínima sección de red que sea necesaria para aislar la falla.

Rapidez

Es el tiempo mínimo de funcionamiento del sistema eléctrico, para despejar una falla con el fin de evitar daños a equipos.

Simplicidad

El sistema de protecciones garantiza una correcta operación con mínimo equipamiento y circuitos de control.

Confiabilidad

El sistema de protecciones garantiza la operación de sus protecciones siempre y cuando éstas sean requeridas.

Economía

Un sistema de protecciones debe garantizar máxima protección y confiabilidad al menor costo posible.

3.1 PROTECCIONES PRINCIPALES Y PROTECCIONES DE RESPALDO

Todos los elementos de un sistema de distribución deben estar correctamente protegidos para lo cual se cuenta con dos tipos de protecciones: principal y de respaldo, en el caso de fallar las protecciones principales, es necesario que las protecciones de respaldo actúen protegiendo de esta manera el sistema.

3.1.1 PROTECCIÓN PRINCIPAL O PRIMARIA

Esta protección es la primera línea de defensa y están diseñadas para desconectar la red afectada, exclusivamente donde se produjo la falla, evitando que la falla se prolongue a todo el sistema, lo que ocasionaría una desconexión general; dando a notar la falta de selectividad del sistema al producirse una falla.

3.1.2 PROTECCIÓN DE RESPALDO

Las protecciones de respaldo se instalan para cubrir las posibles fallas, en los equipos de protección primaria.

La protección de respaldo ideal debe ser instalada, de forma que cualquier elemento o dispositivo que produzca una falla en la protección primaria, no sea motivo de fallo en la protección de respaldo.

Una condición básica es que la protección de respaldo, no opere hasta que la primaria haya tenido la oportunidad de hacerlo, por ello, siempre existe una demora asociada a la operación de las protecciones de respaldo.

Cuando se produce un cortocircuito, en general la protección principal y de respaldo inician su operación al mismo tiempo, pero la protección de respaldo tiene más

tiempo para dar su señal de disparo, pero si la primaria despeja la falla, la de respaldo debe reponerse antes de completar su ciclo de disparo. Si la falla, no es despejada por la primaria después de un tiempo, actuará la protección de respaldo, disparando los interruptores necesarios para despejar la falla y aislar el elemento del sistema como se presenta en la Figura 3.1.

Todo esquema de protección de respaldo, debe servir de apoyo tanto para el relé propiamente dicho, como para el interruptor o los interruptores que lo accionan.

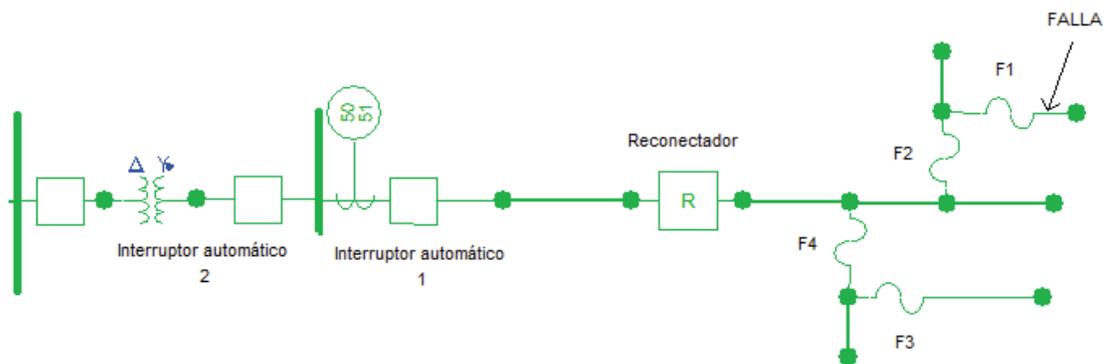


Figura 3.1 Protección primaria y secundaria en un sistema de distribución.

En la Tabla 3.1 se expone la secuencia de operación al producirse una falla en el ramal protegido por F1, de esta manera se tendrá un ejemplo más claro de las protecciones primarias y de respaldo.

Tabla 3.1 Secuencia de operación de protecciones.

Secuencia de operación	Elementos de protección	Tipo de protección
1	F1	Primaria
2	F2	Respaldo
3	Reanclador	Respaldo
4	Interruptor automático 1	Respaldo
5	Interruptor automático 2	Respaldo

Finalmente es necesario señalar que una misma protección, puede desempeñar funciones de protección primaria, para un determinado elemento y al mismo tiempo puede desempeñar la función de protección de respaldo para otro elemento; cada elemento es protección principal en su zona.

Cuando las protecciones de respaldo se encuentran fuera de funcionamiento por mantenimiento, las protecciones de respaldo correspondientes se convierten en protección primaria frente a las fallas que pueden producirse.

3.2 ANÁLISIS DE FALLAS

Las fallas son anomalías en las cuales se pone en peligro la integridad del sistema eléctrico, de los bienes materiales y la vida del personal operativo. Debido a esta situación anormal, el sistema eléctrico pierde su continuidad de operación, provocando el corte del suministro eléctrico.

Los tipos de fallas más comunes son: la sobrecarga permanente, los cortocircuitos, las fallas de aislamiento, la ruptura de conductores, etc.

Al reducir estos tipos de fallas se obtendrá una mejor confiabilidad y rendimiento del sistema.

3.3 SOBRECARGA

Se produce cuando la magnitud de corriente supera el valor nominal previsto para un sistema eléctrico.

Comúnmente las sobrecargas se originan por el exceso de consumo en las instalaciones eléctricas; debido a estas grandes demandas de energía se produce un calentamiento excesivo en los conductores eléctricos, conllevando a la destrucción del aislamiento y ruptura de los conductores.

3.4 CORTOCIRCUITOS

Es la falla de mayor gravedad para un sistema eléctrico, al producirse un cortocircuito el nivel de corriente alcanza valores tan altos, que los conductores pueden llegar a fundirse en el punto de falla.

El cortocircuito se produce cuando dos o más puntos que se encuentran a diferentes niveles de voltaje son directamente puestos en contacto o por medio de una resistencia o impedancia de bajo valor Z_f , produciéndose la corriente de falla como se ilustra en la Figura 3.2.

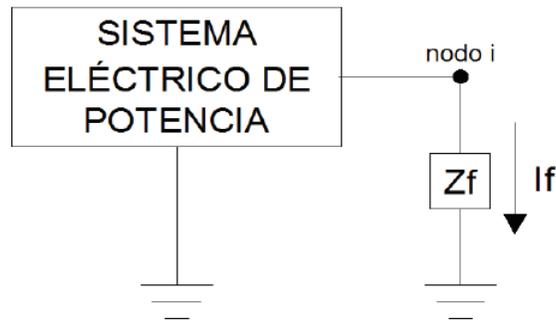


Figura 3.2 Diagrama de un cortocircuito con una impedancia Z_f . [4]

La corriente de cortocircuito depende también de la ubicación en el sistema, de las fases involucradas, configuración y demanda del sistema.

Las causas que pueden ocasionar un cortocircuito son:

- Deterioro de equipos que comprenden un sistema de distribución;
- Ruptura de conductores;
- Sobrevoltaje por descargas atmosféricas;
- Flameo de aisladores;
- Contacto de vegetación sobre líneas de distribución;
- Contacto entre líneas por fuertes vientos.

Los efectos que ocasionan son:

- Destrucción, daño y reducción de la vida útil de los equipos de un sistema de distribución;
- Presencia de elevadas corrientes en el sistema;
- Caídas de voltaje en los nodos que se encuentran cerca a la falla;
- Desconexión y pérdida de la continuidad de servicio;
- Sobre calentamiento en equipos;
- Inestabilidad del sistema.

3.4.1 TIPOS DE CORTOCIRCUITOS

En un sistema eléctrico se presentan cinco tipos de cortocircuitos, que se pueden clasificar en dos grupos, cortocircuitos asimétricos y simétricos.

Tabla 3.2 Descripción de fallas por cortocircuito. [5]

Tipo de falla	Clasificación	Porcentaje de ocurrencia	Causas más comunes
Línea - tierra	Asimétrica	85%	Descargas atmosféricas Vientos y lluvias Ramas
Línea - línea	Asimétrica	8%	Ramas y animales
Línea - línea - tierra	Asimétrica	5%	Ramas Errores humanos durante mantenimiento
Trifásica	Simétrica	1%	Errores humanos durante mantenimiento Caída de torres o postes del sistema eléctrico Accidentes de tránsito
Trifásica - tierra	Simétrica	1%	Errores humanos durante mantenimiento

Los cortocircuitos simétricos se presentan en sistemas trifásicos equilibrados, al producirse el cortocircuito las variaciones de corriente y voltaje son afectadas de igual manera comportándose como un sistema trifásico equilibrado, pero con magnitudes diferentes a las de su operación normal.

Como se puede observar en la Tabla 3.2 los cortocircuitos asimétricos se producen con mayor frecuencia y son los que más afectan al sistema, pues estos provocan que las corrientes y voltajes varíen de una fase a otra, presentando los siguientes fenómenos:

- Indeseables flujos de corriente;
- Corrientes de magnitud excesivamente grande, que puede llevar a los equipos a daño o disminución de su vida útil;
- Excesivos sobrevoltajes de naturaleza transitoria que comprometen la integridad y confiabilidad de varias partes aisladas;
- Bajos voltajes en las cercanías de la ocurrencia de falla.

3.4.1.1 Cortocircuitos trifásicos

Los cortocircuitos trifásicos se producen cuando sus tres fases se conectan directamente o por medio de una impedancia de bajo valor, como se ilustra en la Figura 3.3.

En este tipo de cortocircuitos, los tres niveles de voltaje en el punto de falla son cero, y la magnitud de las corrientes son grandes en comparación a las corrientes nominales. Para efectuar el cálculo de las corrientes de cortocircuito se utiliza la componente de secuencia positiva, por el desfase de 120° que tiene las corrientes luego de ocurrir el cortocircuito.

Para realizar los cálculos, se utiliza el diagrama unifilar de cualquiera de sus fases.

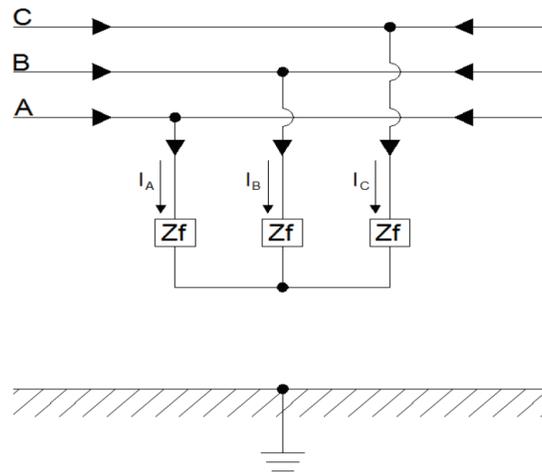


Figura 3.3 Cortocircuito trifásico. [4]

De la Figura 3.3 se puede obtener la expresión para el cálculo de la corriente al presentarse una falla trifásica.

$$I_{cc} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \times Z_{th}} \quad (4)$$

Donde:

I_{cc} = Corriente de cortocircuito;

V_n = Fuente de voltaje equivalente entre fases;

Z_{th} = Impedancia equivalente al punto de cortocircuito.

3.4.1.2 Cortocircuito monofásico de línea a tierra

Los cortocircuitos monofásicos, son aquellos que se producen con más frecuencia y se originan por descargas atmosféricas y conductores que hacen contacto a tierra a través de impedancias Z_f de bajo valor, esto produce corrientes muy elevadas, en comparación con un cortocircuito trifásico.

Para realizar el análisis, se considera que la falla se produce en la fase A como se muestra en la Figura 3.4.

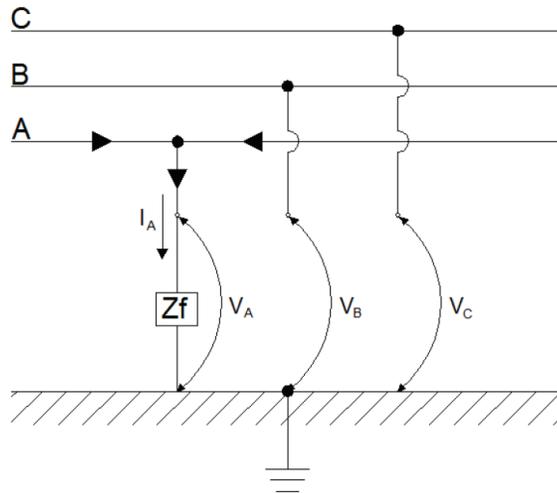


Figura 3.4 Cortocircuito monofásico multiterrizado. [4]

De la Figura 3.4 se puede obtener las siguientes condiciones:

$$I_{fb} = I_{fc} = 0 \quad (5)$$

$$V_a = I_{fa} \times Z_f \quad (6)$$

Utilizando el método de las componentes simétricas facilita el análisis para encontrar las magnitudes de falla; al conectar en serie las tres componentes equivalentes: positiva, negativa y cero se puede obtener una ecuación para el cálculo de la falla monofásica.

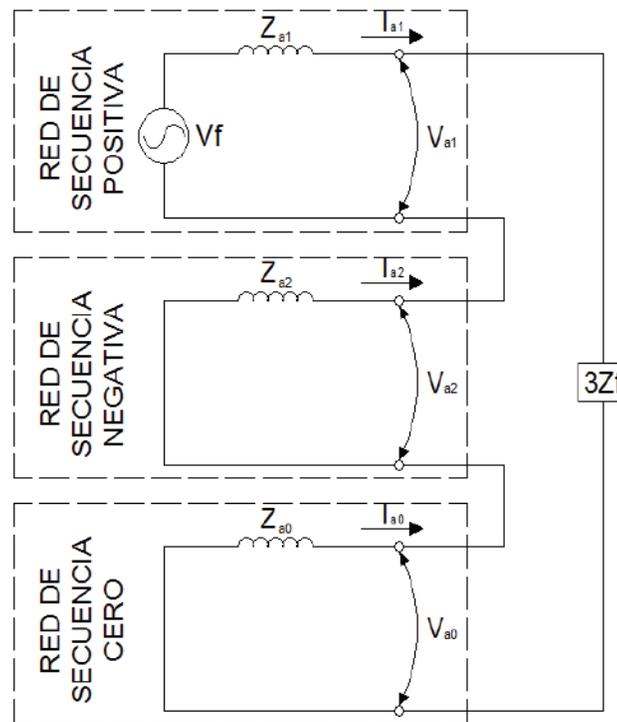


Figura 3.5 Conexión serie de los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencia para una falla monofásica a tierra. [4]

De la Figura 3.5 se obtiene la ecuación para realizar un análisis de fallas monofásicas a tierra.

$$I_{fa1} = I_{fa2} = I_{fa0} = \frac{V_f}{Z_{a1} + Z_{a2} + Z_{a0} + 3Z_f} \quad (7)$$

Donde:

I_{fa} = Corriente de falla;

V_f = Fuente de voltaje prefalla;

Z_{an} = Impedancia de secuencia equivalente;

Z_{3f} = Impedancia de falla.

Las ecuaciones para realizar los análisis de los diferentes tipos de cortocircuitos se presentan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Resumen de ecuaciones de corrientes de secuencia en el punto de falla para varios tipos de fallas. [6]

Fallas de cortocircuito			
CORRIENTES DE SECUENCIA	Falla de línea a tierra	Falla línea a línea	Falla bifásica a tierra
	$I_{fa1} = \frac{V_f}{Z_{k1} + Z_{k2} + Z_{k0} + 3Z_f}$	$I_{fa1} = \frac{V_f}{Z_{k1} + Z_{k2} + Z_f}$	$I_{fa1} = \frac{V_f}{Z_{k1} + Z_{k2} \parallel (Z_{k0} + Z_f)}$
	$I_{fa1} = I_{fa2}$	$-I_{fa1} = I_{fa2}$	$I_{fa2} = -I_{fa1} \frac{(Z_{k0} + 3Z_f)}{Z_{k2} + Z_{k0} + 3Z_f}$
	$I_{fa1} = I_{fa0}$	$I_{fa0} = 0$	$I_{fa0} = -I_{fa1} \frac{Z_{k2}}{Z_{k2} + Z_{k0} + 3Z_f}$

Nota: "||" Implica la combinación paralela de las impedancias.

3.5 CLASES DE FALLA POR SU NATURALEZA

En los sistemas eléctricos de distribución, se presentan dos tipos de fallas que se clasifican en:

3.5.1 TRANSITORIAS

Este tipo de fallas se presentan con mayor frecuencia en los sistemas de distribución aéreas, su tiempo de afectación va desde unos pocos ciclos hasta segundos, este tipo de fallas pueden ser despejadas por sí mismas o por equipos de protección antes de que ocurran daños severos a los equipos, generalmente se producen por el contacto de líneas empujadas por el viento, ramas de árboles que hacen contacto con las líneas, descargas atmosféricas, aves que realizan contacto entre líneas con sus alas.

Aunque este tipo de fallas duran pequeños intervalos de tiempo ocasionan la operación de los elementos de protección, además lo que inició como una falla transitoria al no ser despejada a tiempo puede convertirse en permanente.

3.5.2 PERMANENTES

Las fallas permanentes son aquellas que persisten sin importar con la velocidad que el circuito se abra o el número de veces que el circuito es desconectado, en los

sistemas de distribución aéreas, las fallas permanentes se producen por contacto entre conductores, por ruptura de conductores, crucetas o postes.

Generalmente este tipo de fallas se presentan en redes subterráneas, por inundación en los pozos y ductos, desgaste del aislamiento de los cables instalados en ductos.

3.6 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO

Los equipos de protección y seccionamiento son instalados en los sistemas de distribución, con la finalidad de proteger las instalaciones, aislar fallas, aislar equipos para su mantenimiento.

Un sistema de protecciones en medio voltaje está conformado principalmente por:

- Fusibles;
- Reconectores;
- Disyuntores;
- Relés.

3.6.1 FUSIBLE

Los fusibles son el medio más antiguo y económico de protección contra sobrecorrientes; posee un elemento que se calienta directamente por el paso de la corriente y que se destruye cuando la corriente excede un valor predeterminado, accionando un mecanismo de apertura visible desconectando de esta manera la fase o fases fallidas.

3.6.1.1 Curvas características

Los fusibles poseen diferentes tiempos de operación, dependiendo principalmente de la corriente que fluye a través de ellos, a mayores corrientes mayor temperatura y mucho más rápida será su fusión, concluyendo que el tiempo de operación es inversamente proporcional a la corriente que fluye por el fusible. Las características de los fusibles se resumen en gráficos “tiempo – corriente” como se indica en la Figura 3.6.

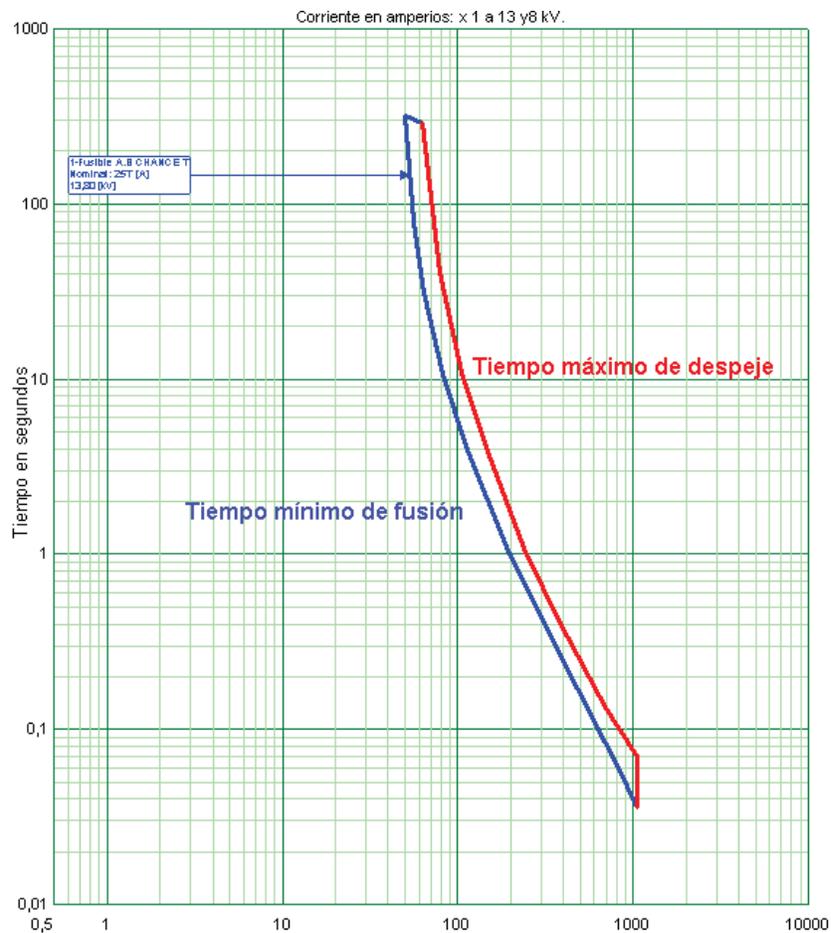


Figura 3.6 Curvas características tiempo vs corriente de un fusible 25 T.

3.6.1.2 *Tiempo mínimo de fusión*

Es el intervalo de tiempo que existe entre el instante de inicio de falla y el momento que el fusible se rompe por la fusión, produciendo un arco eléctrico.

3.6.1.3 *Tiempo máximo de despeje*

Es el intervalo de tiempo comprendido entre el inicio de la falla y la extinción del arco eléctrico; es la suma del tiempo de fusión y el tiempo de arqueo.

3.6.1.4 *Características de los fusibles*

Los fusibles siempre están sometidos a diferentes condiciones de operación, lo que afecta sus características eléctricas y mecánicas, producidas por:

- Sobrevoltaje inducida por descargas atmosféricas;
- Cortes de servicio;

- Características de la carga.

3.6.1.5 Tipos de fusibles

De acuerdo a las normas ANSI, EEI-NEMA, los fusibles se clasifican en:

- Rápidos tipo K;
- Lentos tipo T;
- Tipo dual SF.

En la Tabla 3.4 se presenta las características de los fusibles.

Tabla 3.4 Características generales de los fusibles tipo K, T, SF. [5]

Tipo	Capacidad de corriente*	Relación de velocidad	Mejor Coordinación	Otras características
Rápido (K)	150%	6-8	Con relés de curva inversa	Remueve fallas en un menor tiempo
Lento (T)	150%	10-13	Con reconectadores y otros fusibles	Mayor resistencia a transitorios y corrientes de arranque
Slow-Fast	150%			Especializados en proteger transformadores
Nota: * Es la cantidad de corriente nominal que soporta el dispositivo antes de fundirse.				

3.6.1.6 Fusible K.

Estos tipos de fusible son fabricados de acuerdo a las normas ANSI C 37-41 y C 37-42; las curvas deben contener información para 3 intervalos de tiempo para los valores máximos y mínimos de:

- 300 s para hilos fusibles de 1 a 100 Amperios nominales;
- 10 s;
- 0.1 s.

Los fusibles tipo K son de alta velocidad cuya relación de velocidad varia de 6.0 a 8.1 segundos, como se puede observar en la Tabla 3.5. Por ejemplo, Un fusible tipo K de 40 A tiene en 0,1 segundos una corriente mínima de fusión de 565 A, y en 300 segundos una corriente mínima de fusión de 80 A. La relación de velocidad es:

$$\text{Relacion de velocidad} = \frac{I \text{ de fusión a } 0,1 \text{ s}}{I \text{ de fusión a } 300 \text{ s}} = \frac{565 \text{ A}}{80 \text{ A}} = 7,1 \quad (8)$$

La corriente de fusión es la corriente en la cual es fusible comienza a fundirse.

Tabla 3.5 Relación de velocidad de los fusibles tipo K. [1]

Corriente nominal permanente (A)	Corriente de fusión 300 o 600 segundos		Corriente de fusión 10 segundos		Corriente de fusión 0,1 segundos		Relación de velocidad
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	
Valores preferidos							
6	12	14,4	13,5	20,5	72	86	6
10	19,5	23,4	22,5	34	128	154	6,6
15	31	37,2	37	55	215	258	6,9
25	50	60	60	90	350	420	7
40	80	96	96	146	565	680	7,1
65	128	153	159	237	918	1100	7,2
100	200	240	258	388	1520	1820	7,6
140	310	372	430	650	2470	2970	8
200	480	576	760	1150	3888	4650	8,1

3.6.1.7 Fusibles tipo T.

Estos tipos de fusible son fabricados de acuerdo a las normas ANSI C 37-41 y C 37-42; las curvas deben contener información para 3 intervalos de tiempo para los valores máximos y mínimos de:

- 300 s para hilos fusibles de 1 a 100 Amperios nominales;
- 10 s;
- 0.1 s.

La características de los fusibles tipo T son de lenta velocidad cuya relación de velocidad varia de 10 a 13.1 segundos, como se indica en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Relación de velocidad de los fusibles tipo T. [1]

Corriente nominal permanente (A)	Corriente de fusión 300 o 600 segundos		Corriente de fusión 10 segundos		Corriente de fusión 0,1 segundos		Relación de velocidad
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	
Valores preferidos							
6	12	14,4	15,3	23	120	144	10
10	19,5	23,4	26,5	40	224	269	11,5
15	31	37,2	44,5	67	388	466	12,5
25	50	60	73,5	109	635	762	12,7
40	80	96	120	178	1040	1240	13
65	128	153	195	291	1650	1975	12,9
100	200	240	319	475	2620	3150	13,1
140	310	372	520	775	4000	4800	12,9
200	480	576	850	1275	6250	7470	13

Las curvas características $t - i$ de los fusibles tipo T se puede observar en el **Anexo 4**.

Los fusibles T y K del mismo valor nominal tienen similares puntos a 300 segundos, pero como lo muestra la Figura 3.7, tiene diferentes curvas $t-i$; a altas corrientes el fusible T es más lento que el fusible K del mismo tamaño.

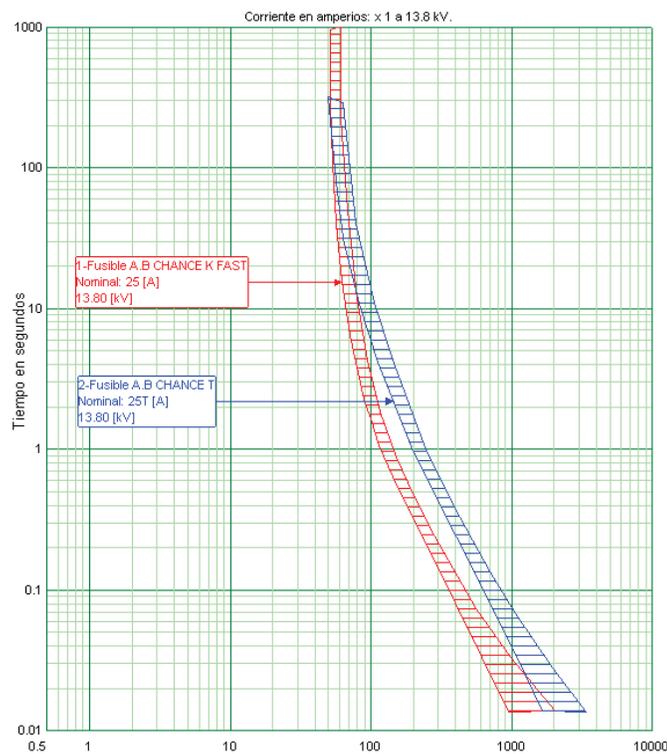


Figura 3.7 Curva característica $t - i$, de los fusibles 25 K, 25 T.

3.6.1.8 Fusible Tipo SF.

Estos fusibles son fabricados de acuerdo a las normas ANSI C 37-42, son fusibles extra lentos, están diseñados para la protección de transformadores y la red de medio voltaje ante eventos de falla y sobrecarga en transformadores. El hilo fusible es un doble elemento que utiliza una aleación de cobre, estos dos elementos fusibles combinados proveen una curva característica tiempo-corriente, como se indica en la Figura 3.8.

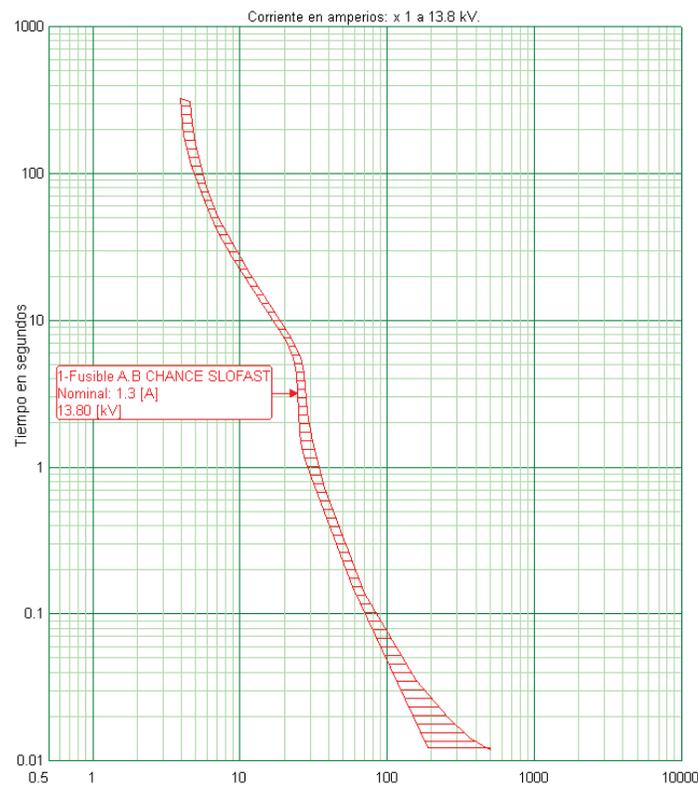


Figura 3.8 Curva característica $t - i$, del fusible tipo SF 1,3 A.

Las curvas características $t - i$, de los fusibles tipo SF se puede observar en el **Anexo 5**.

3.6.1.9 Características nominales de fusibles

La capacidad nominal de los diversos tipos de fusibles se presenta en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Capacidad de corriente permanente de diversos tipos de fusibles. [1]

EEL-NEMA K or T Nominal	Corriente Continua (A)	EEL-NEMA K or T Nominal	Corriente Continua (A)
6	9	40	60*
8	12	50	75*
10	15	65	95
12	18	80	120+
15	23	100	150+
20	30	140	190
25	38	200	200
30	45		
*Solo cuando es usado en seccionadores de 100 – 200 Amperios. + Solo cuando es usado en seccionadores de 200 Amperios. Limitado por corrientes continuas del régimen de cortocircuito.			

3.6.2 RECONECTADORES

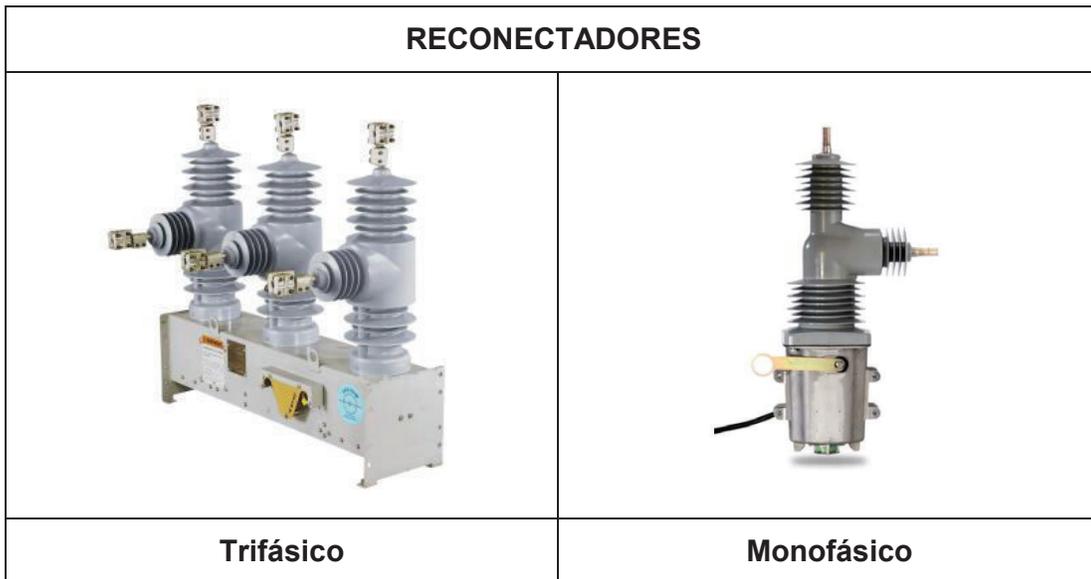
Un reconectador es un dispositivo automático de recierre, con la capacidad de detectar condiciones de sobrecorriente y con la facultad de interrumpir el circuito si la sobrecorriente persiste, después de un tiempo predeterminado el reconectador vuelve a cerrar automáticamente para reenergizar la línea. Si persiste la falla que originó la operación, el reconectador se abrirá definitivamente después de un número predeterminado de operaciones, aislando de esta manera la sección fallada del resto del sistema, el control de recierre automático es ajustable a las exigencias del medio.

En un sistema de distribución entre el 80% y el 95% de las fallas son de naturaleza temporal, la característica del reconectador de apertura y cierre en presencia de fallas previene que el sistema de distribución quede fuera de servicio por fallas temporales.

En la Tabla 3.8 se muestra a continuación los tipos de reconectadores que existen en el mercado, los reconectadores de tipo trifásicos son los que se encuentran instalados en los alimentadores primarios en estudio.

Los reconectadores normalmente incorporan tres curvas tiempo vs corriente, una rápida y dos de retraso, designados como A, B y C respectivamente.

Tabla 3.8 Tipos de re conectadores.



La Figura 3.9 muestra un conjunto típico de curvas, tiempo vs corriente de re conectadores, sin embargo, los nuevos re conectadores con controles basados en microprocesadores pueden tener tiempo de operación seleccionable, que permitan a un ingeniero producir cualquier tipo de curva para cubrir las necesidades de fallas tanto de fase y tierra.

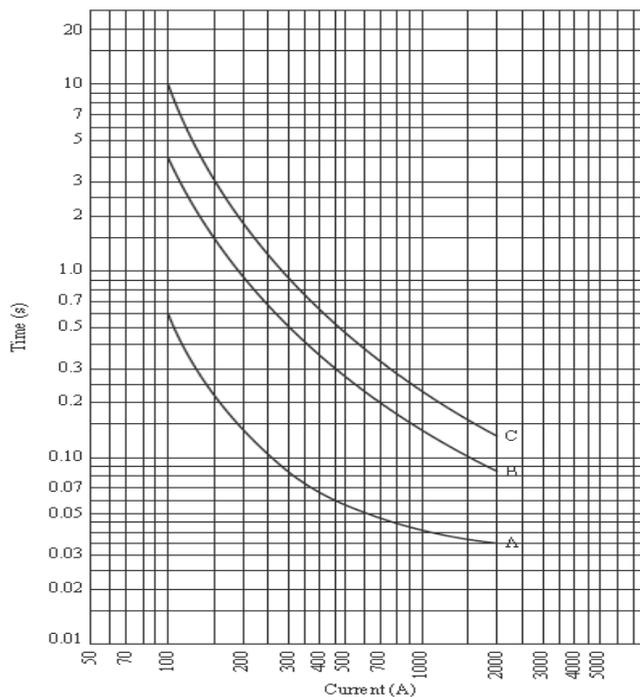


Figura 3.9 Curvas tiempo vs corriente de operación de re conectadores. [7]

La coordinación con otros dispositivos de protección es importante con la finalidad de garantizar que cuando se produzca una falla, la sección más pequeña del circuito se desconecte, para minimizar la interrupción del servicio eléctrico a los clientes.

En general, la característica de tiempo y la secuencia de operación del reconectador, se selecciona para coordinar con los elementos y equipos de protección aguas abajo desde el reconectador; finalmente se selecciona el tamaño y la secuencia de operación del reconectador.

La secuencia de operación típica de un reconectador, para abrir una parte del circuito, en caso de falla permanente se muestra en la Figura 3.10, en donde se representa dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas, tomando en consideración las curvas características de operación del reconectador que se presentan en la Figura 3.9.

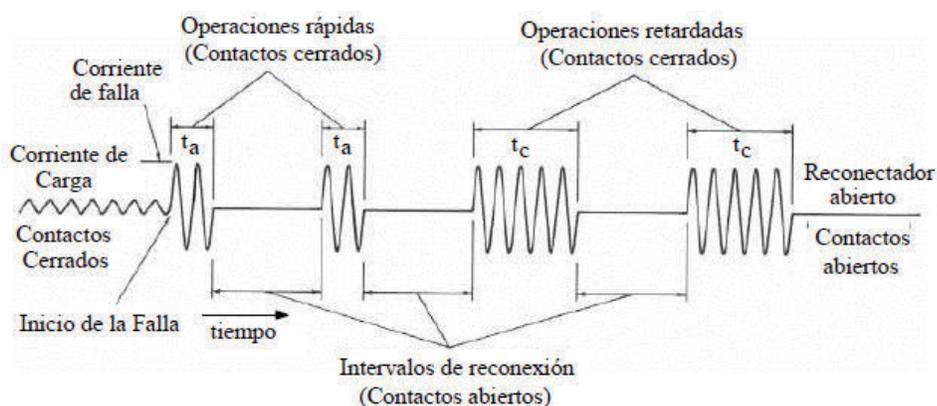


Figura 3.10 Secuencia típica de operación de un reconectador. [7]

3.6.2.1 Clasificación de los reconectadores

Los reconectadores se clasifican de la siguiente manera:

- Monofásicos y Trifásicos;
- Mecanismo con funcionamiento hidráulico o electrónico;
- Aceite, Vacío o SF6.

3.6.2.2 Monofásicos y trifásicos

El reconectador monofásico se utiliza cuando la carga está concentrada en una sola fase, cuando se produzca una falla monofásica, el reconectador debe desconectar

permanentemente la fase fallada; para que el flujo eléctrico se mantenga en las otras fases.

Los reconectores trifásicos son usados cuando se requiera desconectar las tres fases ante la presencia de fallas permanentes, evitando cargas desequilibradas en el sistema.

3.6.2.3 Mecanismo Hidráulico o Electrónico

El reconector hidráulico tiene una bobina de desconexión en serie con la línea, cuando una corriente excede el valor de ajuste, una bobina atrae un pistón que abre los contactos del reconector interrumpiendo de esta manera el circuito fallado. Un reconector con mecanismo electrónico es más flexible, fácil de programar y calibrar; el control electrónico, se encuentra normalmente fuera del reconector y recibe señales de corriente de un transformador de corriente (TC), cuando la corriente supera el valor predeterminado, un disparo retrasado se inicia, que resulta en una señal de disparo, que se trasmite al mecanismo de control del reconector, determinando la apertura y cierre del mecanismo.

3.6.2.4 Medio de interrupción y aislación

Los reconectores para la interrupción y aislación al momento de presentarse una falla utilizan: aceite, vacío o SF6. El aceite es utilizado como medio para extinguir el arco y también como aislante básico. Los reconectores al vacío o con SF6, requieren menos mantenimiento y minimizan la reacción durante el proceso de interrupción esto debido a comportamiento químico del gas.

3.6.2.5 Aplicación de los reconectores

Los reconectores pueden ser utilizados en los siguientes puntos en sistema de distribución.

- En subestaciones, para la protección de los alimentadores primarios;
- En las salidas de los sitios con alta densidad poblacional, con la finalidad de evitar cortes de energía por la presencia de fallas en los terminales de los alimentadores.

Al momento de realizar la instalación de un reconector es importante tener en consideración los siguientes factores:

- El voltaje nominal del sistema de distribución debe ser menor al voltaje de diseño del reconectador;
- Debe tener una capacidad de ruptura mayor, a la corriente máxima de falla en el punto de aplicación;
- Corriente de carga máxima debe ser menor a la corriente nominal del reconectador;
- La corriente de cortocircuito mínima debe ser escogida de modo que detecte todas las fallas, que ocurran dentro de la zona que debe proteger;
- Las curvas de tiempo-corriente y la secuencia de operación deben seleccionarse adecuadamente, de modo que sea posible coordinar su operación con otros elementos de protección instalados en el mismo sistema.

3.6.3 RELÉS DIGITALES (IED)

Los sistemas de distribución están expuestos a sobrecorrientes, debido a condiciones anormales del sistema tales como: sobrecarga, cortocircuitos, descargas atmosféricas o debido a las condiciones normales del sistema como energización de un transformador, arranque de motores; comprendidos en el orden de los micro segundos (μs) a los milisegundos (ms), por tal motivo resulta indispensable utilizar dispositivos de protección, que sean capaces de detectar adecuadamente los diferentes tipos de condiciones anormales y actuar en estos rangos de tiempo.

Los relés digitales están basados en microprocesadores, las partes principales del relé digital son: los sistemas analógicos de entrada, el procesador digital, sistema de salida digital y fuente de alimentación independiente; un diagrama de bloques simplificado de un relé digital, se muestra en la Figura 3.11; las señales de entrada analógicas, recibidas desde las entradas de voltaje y corriente, son convertidas en formato digital las cuales son procesadas por algoritmos computacionales.

Internamente los algoritmos son los encargados de analizar las condiciones anormales, que se presentan en las entradas del relé y envían señales de disparo a los diferentes equipos de protección, asegurando de esta manera la confiabilidad y velocidad de actuación, en comparación con los relés electromecánicos.

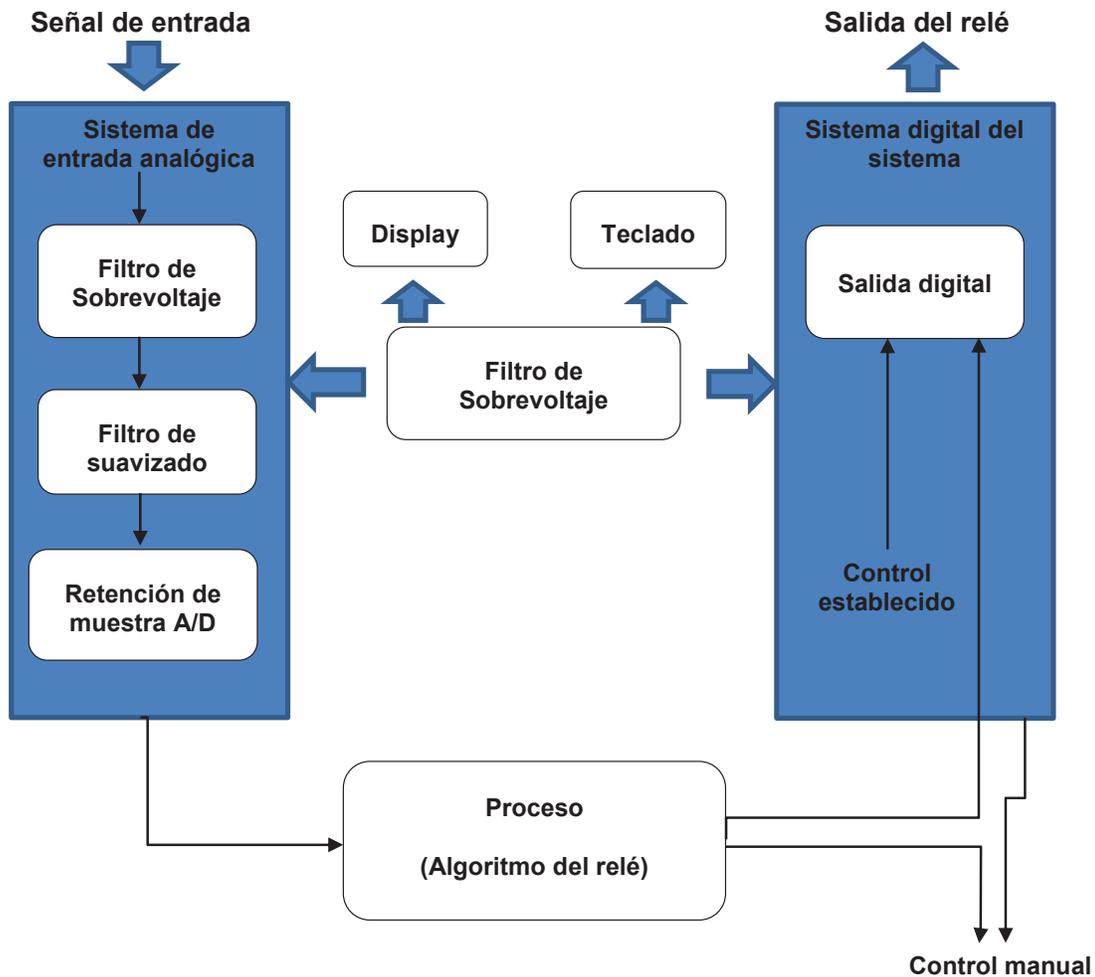


Figura 3.11 Diagrama de bloques de un rele digital. [7]

Los relés digitales pueden usarse fácilmente para funciones de medición donde se muestra las señales de entrada (tres corrientes de fase y sus voltajes). Así el voltaje, corriente, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva pueden ser visualizados localmente en la interfaz humano-máquina del panel frontal o remotamente a través de cualquier puerto de comunicación.

Para fines de control, los relés digitales tienen varios “switches” virtuales, que pueden utilizarse para apertura y cierre de interruptores, activar o desactivar ciertas funciones. Por los puertos de comunicación, la información almacenada y utilizando interfaz de comandos ASCII, puede recuperar la información del sistema de distribución, desde una ubicación remota, pueden realizar operaciones de control y puede recuperar información de medición. Además, los puertos de comunicación pueden conectarse a ordenadores para acceder y analizar los datos binarios

transmitidos. Los relés digitales pueden proporcionar muchas funciones avanzadas como registros oscilográficos, grabación de datos para la elaboración de informes del sistema, indicadores visuales que indican el tipo de avería.

El costo de implementación de este dispositivo en un sistema de protecciones se ve enormemente compensado debido al gran número de funciones de protección, medición, control, monitoreo y comunicación que están agrupados en el mismo elemento y ocupando poco espacio.

3.6.3.1 *Relés de sobrecorriente*

El relé de sobrecorriente está destinado principalmente a operar solo en condiciones de falla enviando una señal de disparo al interruptor o disyuntor, con el objetivo de aislar la falla producida en el sistema de distribución, cumpliendo con las características principales de un sistema de protecciones.

De acuerdo a las características de funcionamiento de los relés, los relés de sobrecorriente se clasifican en tres grupos: instantáneos o corriente definida, tiempo definido y tiempo inverso como se indica en la Figura 3.12.

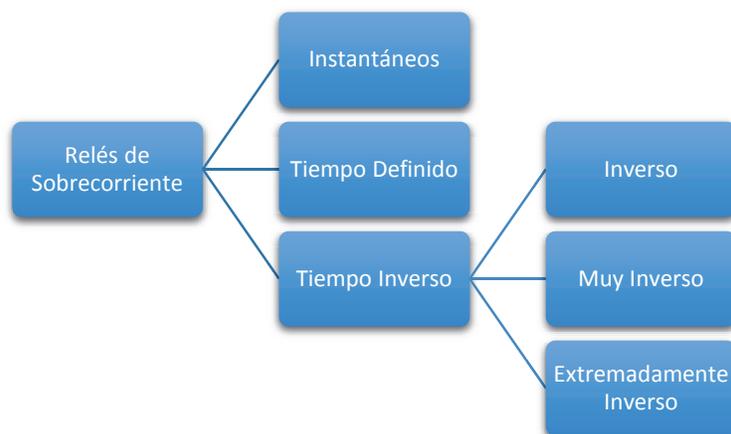


Figura 3.12 Clasificación de los relés de sobrecorriente.

3.6.3.2 *Relés Instantáneos o Corriente Definida*

Este tipo de relé opera instantáneamente cuando la corriente alcanza o supera el umbral de ajuste predeterminado como se muestra en la curva característica de la Figura 3.13.

Este relé es ajustado de acuerdo a la ubicación en la red, de manera que en la subestación más alejada de la fuente, el relé opere con valores bajos de corriente, sabiendo que las corrientes de operación del relé se van incrementando de acuerdo al avance hacia la fuente. De esta manera el relé con los ajuste de corrientes bajas opera primero y desconecta la carga en el punto más cercano a la falla.

Este tipo de protección tiene la desventaja de tener poca selectividad en altos valores de corriente de cortocircuito, además se le dificulta distinguir entre fallas que se producen en diferentes puntos, cuando la impedancia entre los diferentes puntos fallidos es pequeña en comparación con la impedancia hacia el lado de la fuente, se presenta una pobre discriminación. [7]

3.6.3.3 Relés de tiempo definido

El relé de tiempo definido, permite realizar ajustes variables para enfrentarse a diferentes niveles de corriente aplicando diferentes tipos de funcionamiento. La operación puede realizarse de tal manera que el interruptor más cercano a la falla opere en el menor tiempo posible, y luego se desconecten los interruptores restantes en sucesión en tiempos diferidos, volviendo hacia la fuente.

La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente se llama margen de discriminación, puesto que el tiempo de funcionamiento para los relés de corriente definida, puede ajustarse en pasos fijos, obteniendo mayor selectividad en la protección. La gran desventaja con este método de discriminación es que se despejen fallas cerca de la fuente con corrientes muy grandes, en tiempos relativamente largos. Estos relés se utilizan mucho cuando la impedancia de la fuente es grande comparada con la del sistema protegido.

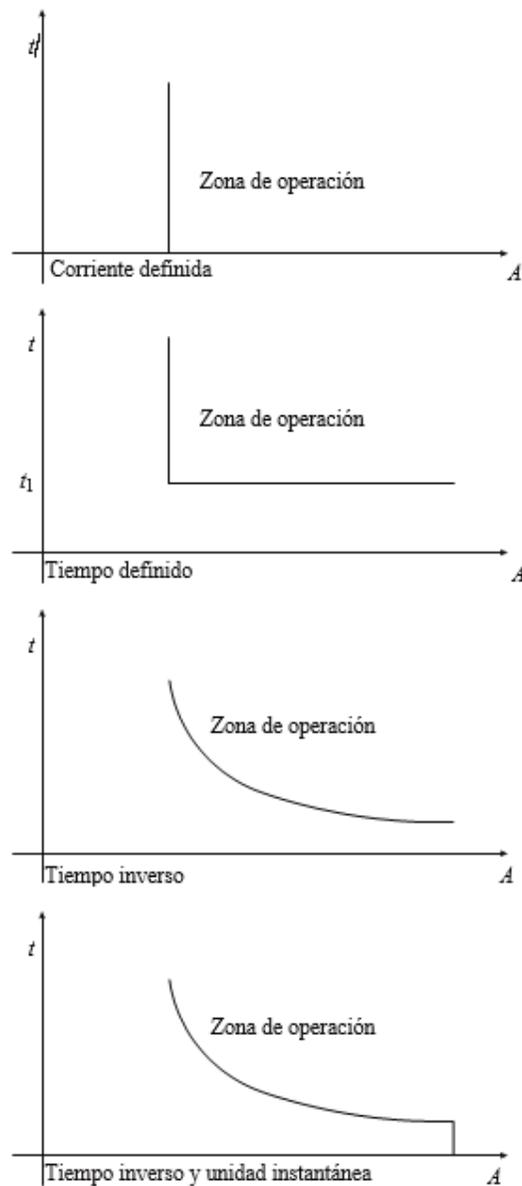


Figura 3.13 Características tiempo - corriente de los relés de sobrecorriente. [7]

3.6.3.4 Relés de tiempo inverso

La propiedad fundamental de estos relés es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla, como se ilustra en la Figura 3.14. Su ventaja ante los relés de tiempo definido es que para corrientes muy altas, puede obtenerse tiempos mucho más cortos sin poner en riesgo la selectividad de la protección. Los relés de tipo inverso generalmente se clasifican según su curva

característica que indica la velocidad de operación; basándose en esto se definen comúnmente como inversa, muy inversa y extremadamente inversa.

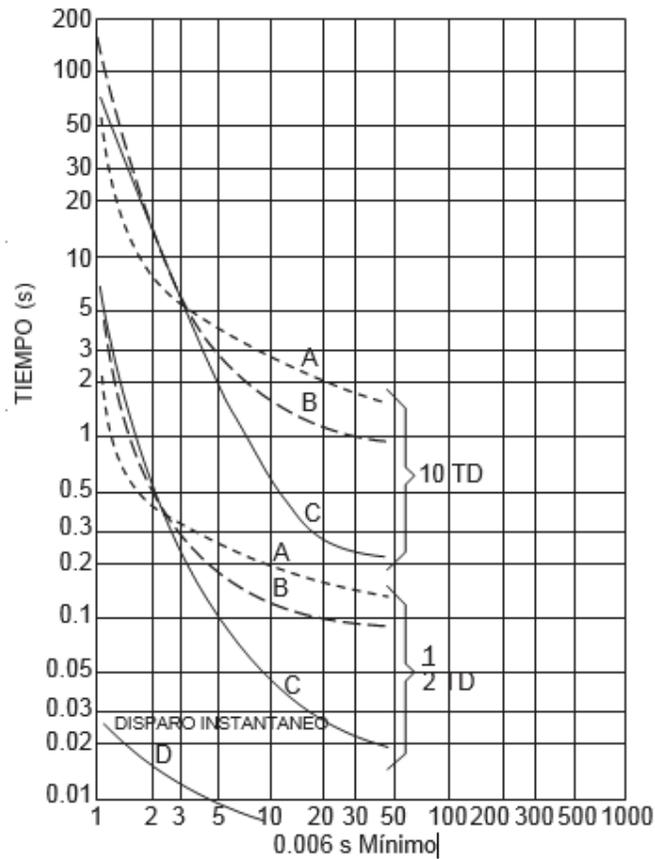


Figura 3.14 Características tiempo – corriente del relé (A) Inverso; (B) Muy inverso; (C) extremadamente inverso; (D) instantáneo. TD = ajustes dial del relé. [7]

3.7 COORDINACIÓN ENTRE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

3.7.1 COORDINACIÓN FUSIBLE – FUSIBLE

Una coordinación fusible – fusible se logra mediante una correcta selección del fusible y de su capacidad, la siguiente información se requiere a fin de seleccionar un fusible adecuado para el uso en sistemas de distribución.

- Voltaje;
- Tipo de sistema;
- Nivel de corriente de cortocircuito;
- Corriente de carga.

3.7.1.1 Selección del voltaje nominal

El voltaje nominal del fusible está determinada por las características del sistema:

- Voltaje fase – fase, fase – tierra;
- Tipo de puesta a tierra;
- Número de fases (tres o una).

Las características del sistema determinan el voltaje visto por el fusible en el momento en que se interrumpe la corriente de falla. El voltaje debe ser igual o menor que el voltaje nominal del fusible, los siguientes criterios deben utilizarse:

1. En los sistemas aéreos, el voltaje nominal debe ser igual o mayor que el voltaje fase – fase.
2. En los sistemas multiaterrados, para cargas monofásicas el voltaje nominal debe ser igual o mayor que el voltaje fase – tierra y para cargas trifásicas se selecciona el voltaje nominal fase – fase.

3.7.1.2 Selección de la capacidad de cortocircuito

La capacidad de cortocircuito simétrica del fusible debe ser igual o mayor que la corriente de falla simétrica calculada para el punto de instalación del fusible.

3.7.1.3 Selección de la corriente nominal

La corriente nominal del fusible debe ser mayor que la corriente máxima de carga continua a la que el fusible funcionará. Un porcentaje de sobrecarga se debe permitir de acuerdo con las condiciones del equipo protegido. En el caso de los transformadores, los fusibles deben seleccionarse de tal manera que la curva característica de tiempo – corriente debe estar por encima de la curva de energización del transformador y por debajo del límite térmico.

3.7.1.4 Notación del fusible

Para la coordinación de fusibles en serie, el dispositivo más cercano a la carga se denomina fusible protector (F1) y el fusible que se encuentra aguas arriba o hacia la fuente de energía se lo llama fusible protegido (F2), como se observa en la Figura 3.15. Los criterios para su coordinación serán discutidos más adelante.

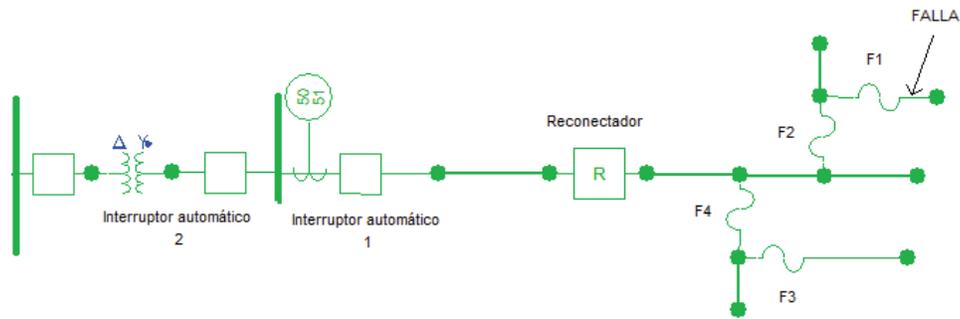


Figura 3.15 Esquema de protecciones de un sistema de distribución.

El criterio indispensable para una adecuada coordinación al emplear fusibles es; que el tiempo máximo de despeje del fusible protector, no debe superar el 75% del tiempo mínima de fusión del fusible protegido, como se indica en la Figura 3.16. Esto asegura que el fusible protector despeje la falla sin que se vea afectado el fusible protegido.

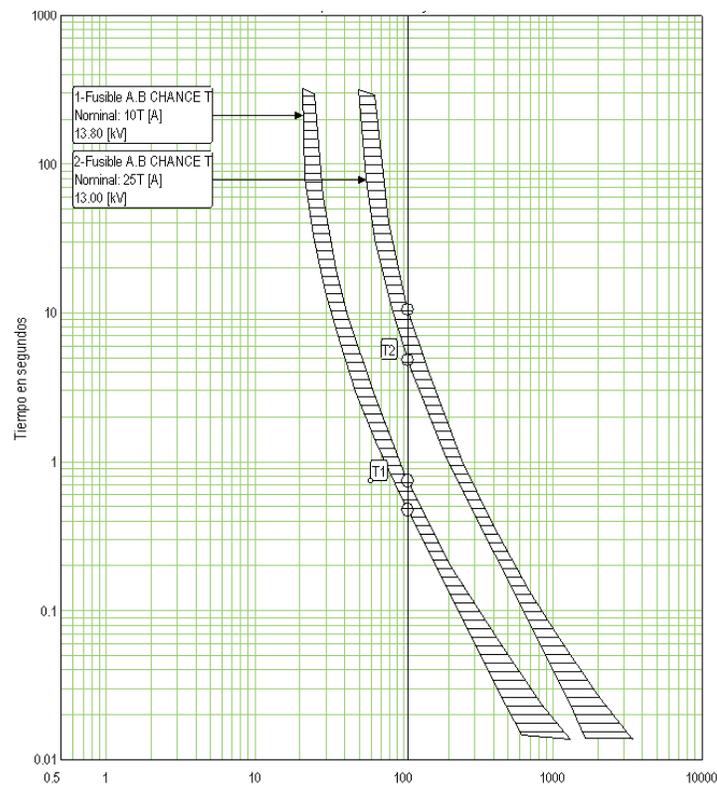


Figura 3.16 Criterio de coordinación fusible – fusible; $t1 < 0,75 t2$.

El factor de 75%, compensa los efectos de la corriente de carga, la temperatura ambiente, la fatiga del fusible causado por el calentamiento debido a las corrientes

que soporta el elemento fusible y por motivos de fallas que se producen aguas abajo, pero que no fueron lo suficientemente grandes como para fundir el fusible.

La coordinación entre dos o más fusibles consecutivos se puede lograr mediante las curvas características de tiempo – corriente de cada fusible.

3.7.2 COORDINACIÓN RECONECTADOR – FUSIBLE

Los criterios para determinar la coordinación reconectador – fusible depende de la ubicación relativa de estos dispositivos, el reconectador está en el lado de la fuente respalda al fusible en el lado de la carga, o viceversa, como se ilustra en la Figura 3.17.

Para el estudio de coordinación, en la S/E Pujilí no se encuentran fusibles en el lado de la fuente, posee fusibles y reconectores en el lado de la carga.

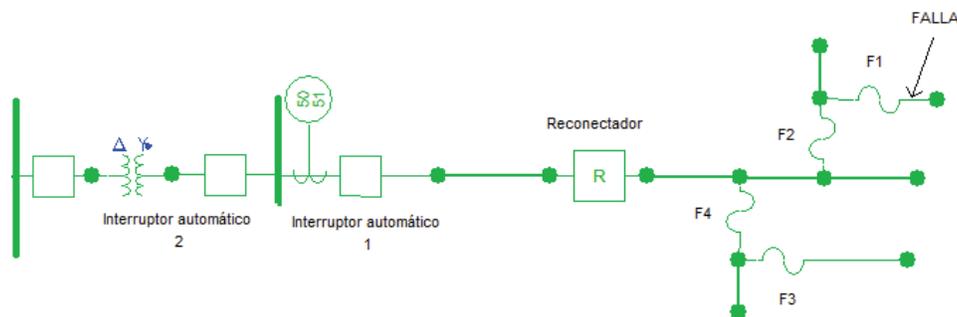


Figura 3.17 Reconectador y fusible en el lado de carga.

El procedimiento para coordinar un reconectador y un fusible, se lleva a cabo con las siguientes reglas:

- La coordinación debe satisfacer, que la curva de despeje máximo del fusible debe estar por debajo de la curva temporizada del reconectador;
- La curva de fusión mínima del fusible debe estar por encima de la curva instantánea del reconectador;
- El reconectador debe tener al menos dos operaciones instantáneas para evitar la actuación del fusible, en el caso de presentarse fallas transitorias;
- Al presentarse fallas permanentes, el fusible es el encargado en despejar la falla al alcanzar la temperatura de fusión; después de las operaciones instantáneas del reconectador.

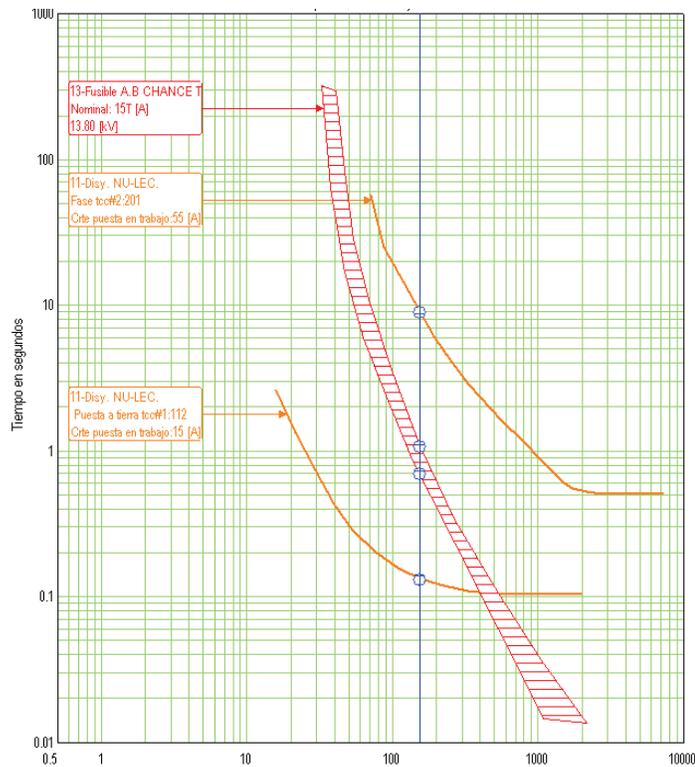


Figura 3.18 Criterio de coordinación reanectador – fusible.

Una correcta coordinación entre un reanectador y fusibles se obtiene ajustando el reanectador en dos operaciones instantáneas seguidas de dos operaciones temporizadas. En general, la primera apertura de un reanectador despeja el 80% de las fallas temporales, mientras que a la segunda operación despeja el 10%.

Los fusibles deben operar antes de la tercera apertura del reanectador, despejando de esta manera las fallas permanentes ocurridas en ramales aguas abajo del reanectador; se obtiene una coordinación poco eficaz utilizando una operación instantánea seguida de tres operaciones temporizadas en los reanectadores.[7]

3.7.3 COORDINACIÓN RELÉ – FUSIBLE

La coordinación entre un relé ubicado en la subestación y los fusible ubicados en los ramales de los alimentadores, se logra cuando el fusible opera antes de que el relé detecte la falla y opere. Un margen de 0,2 y 0,3 segundos se debe mantener entre la curva de despeje máxima del fusible y la curva de tiempo inverso del relé

para que exista una adecuada coordinación. Este tipo de coordinación es similar a la realizada entre un reconectador y un fusible.

La curva muy inversa se puede utilizar con los fusibles de tipo expulsión, mientras que la curva extremadamente inversa se adapta mejor a los fusibles limitadores de corriente, como se ilustra en la Figura 3.19. [1]

En cualquiera de los casos, la decisión de escoger el tipo de curvas se la debe tomar al graficar las curvas tiempo – corriente.

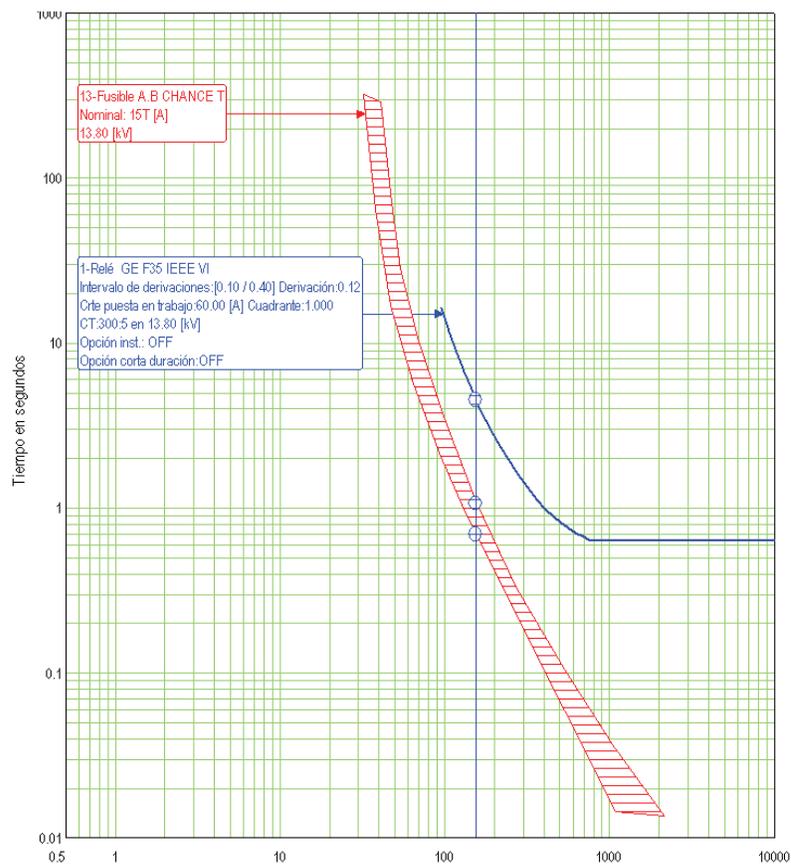


Figura 3.19 Criterio de coordinación relé – fusible.

3.7.4 COORDINACIÓN RELÉ – RECONECTADOR.

Cuando en S/E de distribución, las salidas se realizan con disyuntores comandados por relés, y se tiene un reconectador en el alimentador, la coordinación está relacionada entre el relé que envía la señal de apertura al disyuntor y el reconectador aguas abajo. Al presentarse una falla en cualquier parte del sistema el reconectador debe completar su secuencia de operación, esta secuencia debe

ser discriminada por el relé de manera que no opere ante tales reconexiones, es decir la curva tiempo – corriente del relé debe colocarse por encima de la curva tiempo – corriente del reconector asociado, como se puede observar en la Figura 3.20.

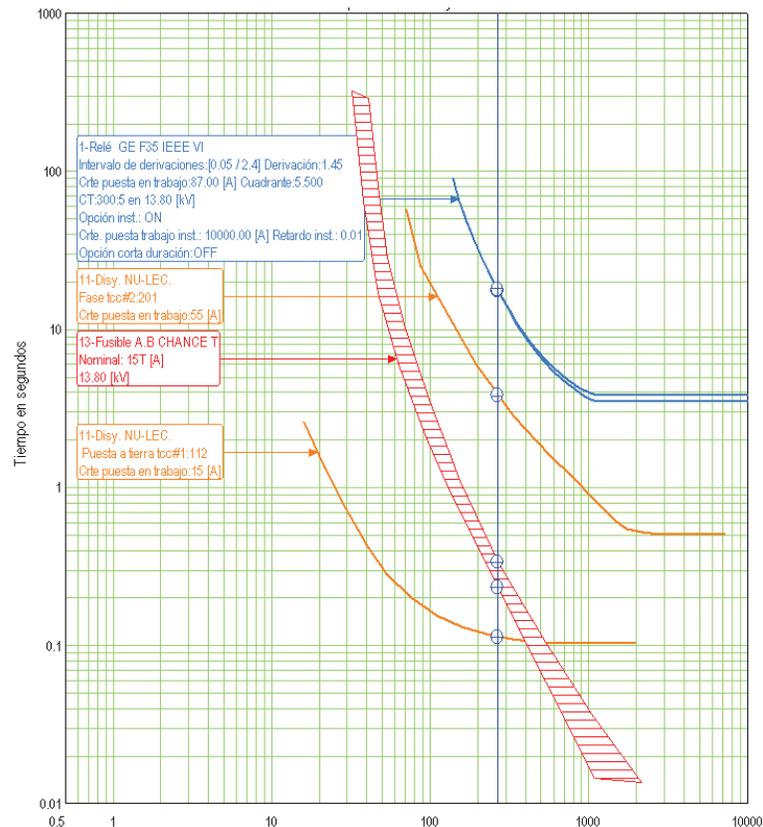


Figura 3.20 Criterio de coordinación relé – reconector.

4 CAPÍTULO

MODELACIÓN DIGITAL DEL SISTEMA EN ESTUDIO

4.1 INTRODUCCIÓN

El presente capítulo tiene un enfoque práctico de cómo realizar una modelación digital enfocada a los sistemas de distribución detallando las características propias de los sistemas de distribución incluyendo los equipos y elementos de protección mediante los módulos CYMDIST y CYMTCC del software CYME empleado por ELEPCO S.A. para realizar sus estudios.

4.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE CYME

El programa CYME es una serie robusta y completa de herramientas avanzadas de simulación para el análisis de redes eléctricas que ayudan y facilitan la planificación, desarrollo y solución de estados emergentes en los sistemas eléctricos de generación, transmisión, distribución e industriales.

CYME brinda grandes funcionalidades en modelación a detalle de cualquier red de transmisión, distribución; puede soportar la creación de redes equilibradas o desequilibradas, de configuración radial o mallada, sean monofásicas, bifásicas o trifásicas, de igual forma se puede modelar subestaciones; también se puede realizar una representación gráfica en forma esquemática o geográfica mediante sistemas de coordenadas, logrando una representación de la red más realista. Las funcionalidades de modelación están respaldadas por grandes bibliotecas de equipos normalizados de la industria y de control que el usuario puede mejorar.

El desarrollo continuo del programa CYME, ha desarrollado una interfaz unificada y clara del programa, cubriendo un amplio espectro de análisis que permite realizar simulaciones en cualquier configuración de red. Por ejemplo: flujos de potencia, cortocircuitos, estabilidad transitoria, armónicos, coordinación de los dispositivos de protección, etc.

4.2.1 CYMDIST

CYMDIST es un módulo del software CYME que permite realizar varios estudios en sistemas de distribución, subtransmisión, equilibrados o desequilibrados, desde sistemas monofásicos a trifásicos, en configuración radial o en anillo; incluye diversas funciones necesarias para una adecuada planificación y análisis de las redes de distribución como:

- Flujo de carga;
- Calculo de corrientes de cortocircuitos;
- Balance, distribución y evaluación de cargas;
- Modelación de subestaciones;
- Análisis de redes secundarias;
- Coordinación de dispositivos de protección.

4.2.2 CYMTCC

El CYMTCC, permite realizar estudios de coordinación de protecciones para sobrecorrientes en redes industriales, comerciales y de distribución.

CYMTCC viene con una extensa base de datos que contienen más de 15000 dispositivos de protección fácilmente reproducibles en graficas tiempo-corriente y en reportes de ajustes de dispositivos.

4.3 MODELACIÓN

4.3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA EN ESTUDIO

Al iniciar con un estudio, se deben ingresar los parámetros que permiten configurar las características principales del sistema, como son:

- Frecuencia (Hz);
- Potencia base (MVA);
- Voltaje base (V);
- Entre otros,

Como se muestra en el cuadro de dialogo que presenta el programa CYMDIST, ilustrado en la Figura 4.1.

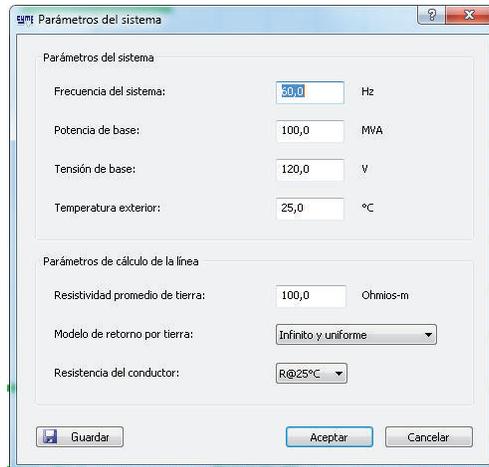


Figura 4.1 Parámetros del sistema en estudio.

4.3.2 CREACIÓN DE LA BASE DE DATOS

Al realizar estudios en el programa CYMDIST, se crea una base de datos en la cual se almacenará la modelación digital del sistema, además en esta base estarán las características de los conductores, cables, transformadores, elementos de protección y los diferentes elementos que conforman un sistema de distribución. La base de datos se creó con el nombre de “**PROTECCIONES_S/E-PUJILI-ELEPCOSA**”, como se ilustra en la Figura 4.2.

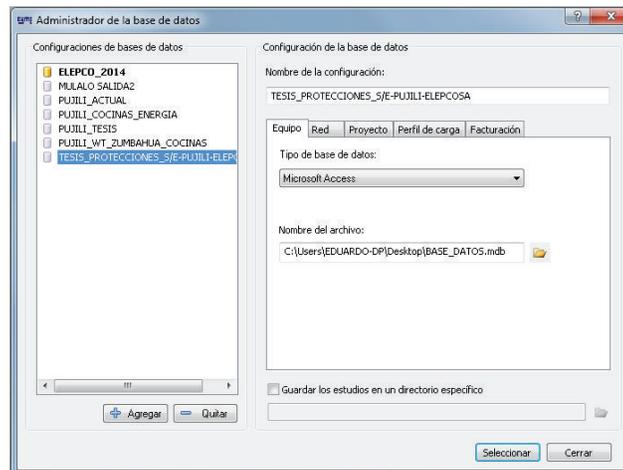


Figura 4.2 Creación de la base de datos en CYMDIST.

4.4 MODELACIÓN DE EQUIPOS

4.4.1 FUENTES EQUIVALENTES

Las fuentes equivalentes son el punto de partida de la red, representan la impedancia equivalente del sistema, en el lado de alto voltaje de la S/E Pujilí, es decir en la barra de 69 kV; denominada también impedancia equivalente de Thévenin, como se ilustra en la Figura 4.3.

Para la modelación de fuentes equivalentes se requiere:

- Voltaje nominal;
- Capacidad nominal;
- Configuración;
- Impedancias del equivalente.

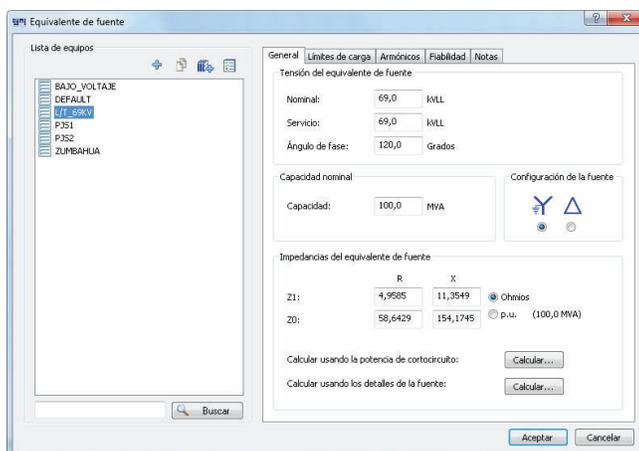


Figura 4.3 Ingreso de una fuente equivalente.

Para el cálculo de impedancias equivalente de la fuente, se realiza mediante el ingreso de las potencias de cortocircuito trifásico y monofásico y la relación de cortocircuito X/R, como se indica en la Figura 4.4.

Los datos de potencia de cortocircuito y relación de X/R de la S/E Pujilí en la barra de 69 kV, fueron proporcionados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Figura 4.4 Potencia de cortocircuito.

4.4.2 TRANSFORMADORES

Los datos necesarios para modelar correctamente un transformador se ilustra en la Figura 4.5 y son:

- Tipo de transformador;
- Capacidad Nominal;
- Voltaje primario;
- Voltaje secundario;
- Pérdidas en vacío;
- Tipo de conexión;
- Impedancias de secuencia.

Figura 4.5 Ingreso de transformadores en la base de datos.

La base de datos de transformadores, fue creada de acuerdo a lo homologado por el Ministerio de Electricidad Energía Renovable (MEER). [3]

4.4.3 CONDUCTORES

Uno de los parámetros de gran importancia para la modelación del sistema de distribución es crear la base de datos correspondiente a los conductores utilizados en las redes de distribución por la ELEPCO S.A.

Los parámetros eléctricos necesarios para el ingreso en el programa CYMDIST fueron obtenidos de los catálogos eléctricos de cada conductor los cuales fueron tabulados en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Conductores ACSR y AAAC de la Westinghouse Electric Corporación. [8]

CARACTERISTICA DE CONDUCTORES.							
CÓDIGO	CALIBRE	CAPACIDAD NOMINAL (A)	DIÁMETRO EXTERNO (cm)	DIÁMETRO INTERNO (cm)	RMG (cm)	R a 25°C (Ω/km)	R a 50°C (Ω/km)
PENGUIN	ACSR-4/0 AWG	340	1,43	0,477	0,24811	0,27651	0,36785
PIGEON	ACSR-3/0 AWG	300	1,275	0,4247	0,18288	0,34797	0,44925
QUAIL	ACSR-2/0 AWG	270	1,135	0,3785	0,15545	0,43869	0,55613
RAVEN	ACSR-1/0 AWG	230	1,011	0,3371	0,13594	0,55178	0,69594
SPARATE	ACSR-2AWG	180	0,8255	0,3299	0,15362	0,87613	1,02526
SWAN	ACSR-4 AWG	140	0,65278	0,2614	0,13777	1,39187	0,34175
AMES	AAAC-2 AWG	180	0,742	0,247	0,269	0,876	0,963
AZUSA	AAAC-1/0 AWG	242	0,935	0,312	0,3392	0,5499	0,6046

En la Figura 4.6 se presenta los datos que se deben ingresar en el CYMDIST, para crear la base de conductores necesarios para la simulación de redes de medio voltaje.

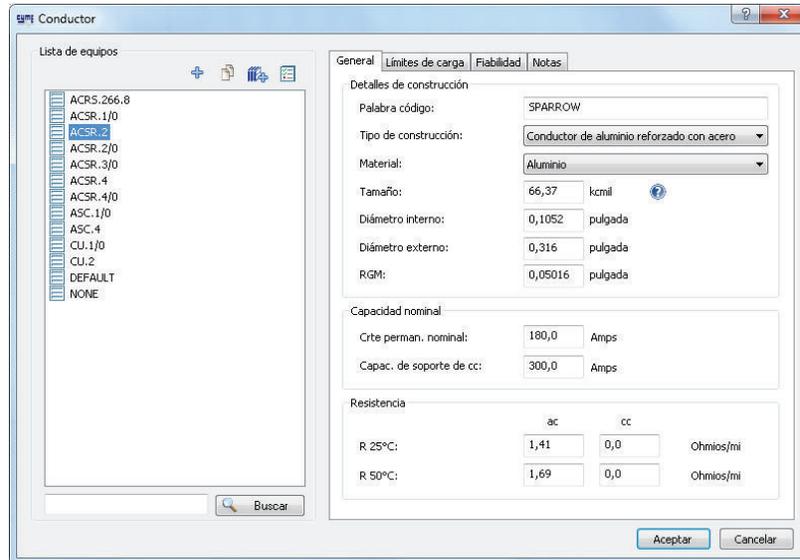


Figura 4.6 Ingreso de conductores a la base de datos.

4.4.4 ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES

El espaciamiento de los conductores varía de acuerdo al tipo de estructura que se utilizan en los sistemas de distribución, estos son parámetros importantes para determinar las impedancias de las líneas de distribución.

Las distancias que existen entre conductores de acuerdo al tipo de estructura fueron ingresadas conforme a las unidades de propiedad las cuales fueron homologadas por el MEER. [3]

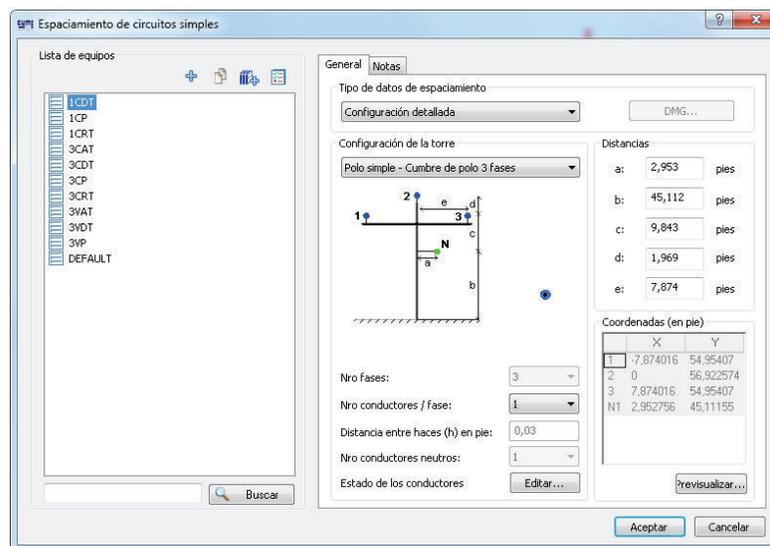


Figura 4.7 Espaciamiento de estructuras.

4.4.5 FUSIBLES

Para la protección por sobrecorriente en el lado primario de los transformadores de distribución, ELEPCO S.A. utiliza fusibles tipo Slow Fast (SF); éstos son normalizados bajo la norma NEMA SG2-1986.

Para la protección de los alimentadores primarios se usan fusibles tipo T, estandarizados según norma ANSI C-37.42, las características de operación de los fusibles tipo T, son ideales para la coordinación de protecciones de los alimentadores primarios, gracias a las características en los tiempos de operación que fueron descritas anteriormente.

Tomando como base lo expuesto anteriormente se creará una base de datos de fusibles tipo T y SF, como se indica en la Figura 4.8.

Los fusibles ingresados a la base de datos, fueron importados de la librería que CYMDIST trae predeterminadamente.

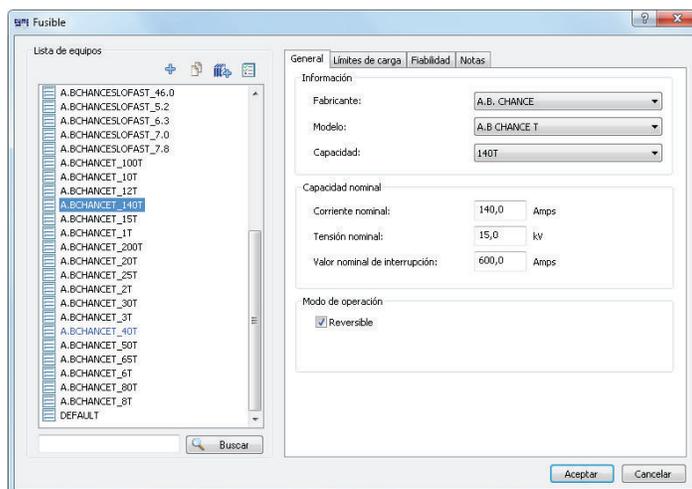


Figura 4.8 Ingreso de fusibles tipo SF y T a la base de datos.

4.5 MODELACIÓN DE SUBESTACIONES

La modelación de subestaciones ofrece a los usuarios la posibilidad de modelar los componentes principales de cualquier subestación. El editor gráfico del programa CYMDIST, permite construir el diagrama unifilar de la subestación con detalle como:

- Transformador de potencia;

- Dispositivos de protección;
- Barras;
- Alimentadores.

En la Figura 4.9, se indican la modelación detallada de la S/E Pujilí.

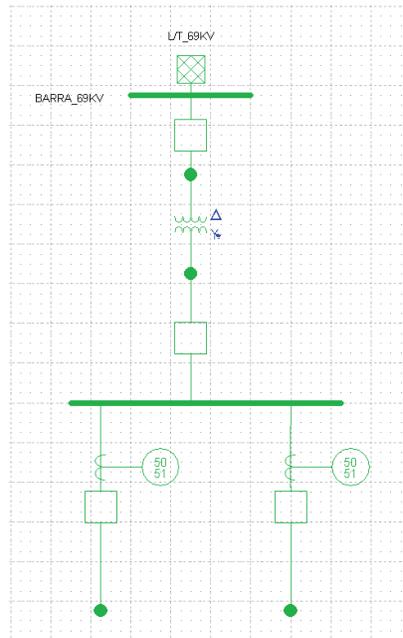


Figura 4.9 Modelación detallada de la S/E Pujilí.

4.6 MODELACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS

La modelación de los alimentadores de la S/E Pujilí, se la efectuó en base a la información que dispone el departamento de Centros de Información para Estudios Técnicos (CIETEC) de ELEPCO S.A. en la cual se encuentran los elementos del sistema geo-referenciados como: postes, calibre de conductor, ubicación de transformadores, fusibles entre otros.

Una vez modelada la S/E como se indica en la Figura 4.9, se procede a crear tramo a tramo el alimentador, tomando en cuenta el tipo de línea, ubicación de transformadores, fusibles y las cargas correspondientes. De igual manera se procede a modelar cada alimentador, como se indica en la Figura 4.10, de color rojo el alimentador Zumbahua y de color azul el alimentador Central.

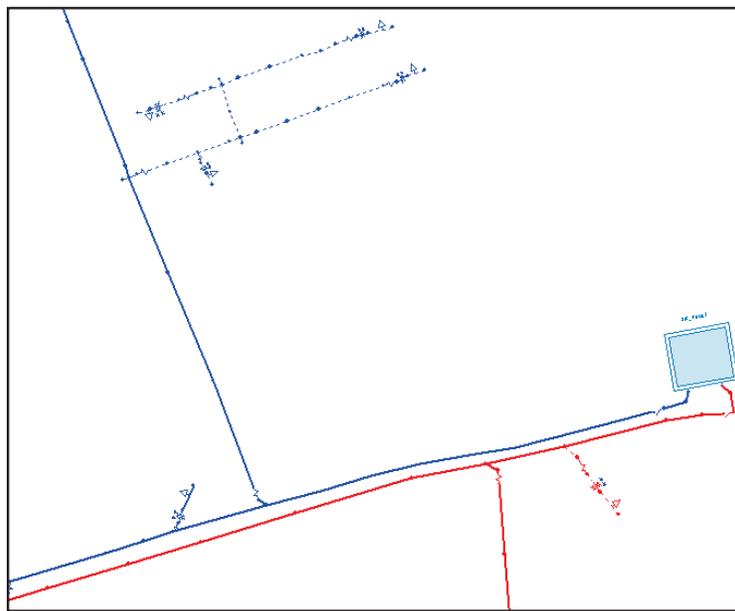


Figura 4.10 Modelación de alimentadores primarios de la S/E Pujilí.

4.6.1 DISTRIBUCIÓN DE CARGA

Una vez finalizada la modelación del sistema que se va a estudiar, es necesario realizar una distribución de carga, con el objetivo de evaluar las condiciones de operación del sistema.

El análisis de distribución de carga, es empleado para ajustar la carga conectada a la medida de la demanda máxima de la cabecera del alimentador. CYMDIST asigna una porción de carga a cada fase del circuito de acuerdo al tamaño del transformador de distribución. Los métodos de distribución de carga se realiza de acuerdo a los kVA conectados, consumo por transformador (kWh), el consumo real (kVA o kW) o por el método de la REA (Rural Electrification Administration), como se puede ver en la Figura 4.11.

El método de consumo por transformador (kWh), fue empleado para realizar el análisis de los alimentadores primarios; los consumo de cada cliente fueron proporcionados por el Departamento Comercial de ELEPCO S.A. además el consumo total correspondiente a cada transformador se pueden ver en el **Anexo 6**. La demanda máxima de la S/E Pujilí, se dió a las 19:30 del mes de Diciembre del 2014, los datos de corriente y factor de potencia necesarios para la distribución de carga se indican en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Demanda máxima de la S/E Pujilí.

Alimentador	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	fp-a	fp-b	fp-c
Pujilí Zumbahua	133,42	124,44	135,4	97,95	98,29	97,66
Pujilí Centro	52,73	66,58	84,05	98,15	97,18	97,57

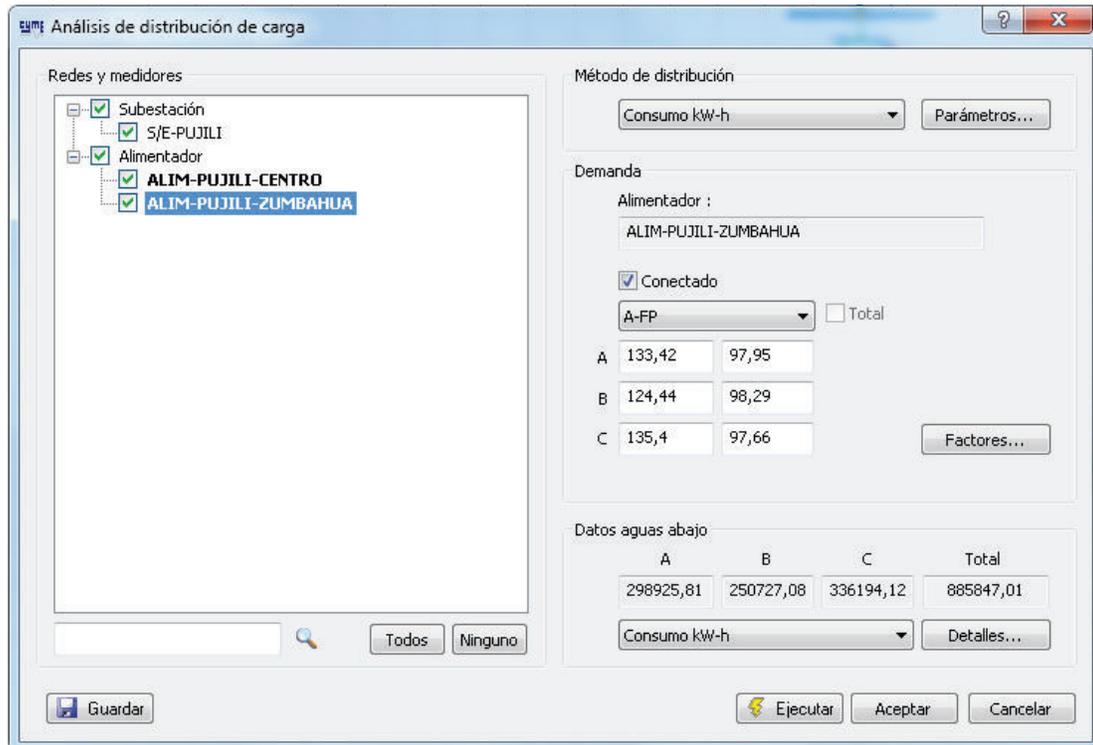


Figura 4.11 Distribución de carga de los alimentadores primarios de la S/E Pujilí.

4.6.2 ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA

El análisis de flujos de potencia tiene por objeto evaluar el desempeño de la red en régimen permanente, bajo diversas condiciones de funcionamiento. Es la herramienta base para el planeamiento, diseño y operación del sistema a ser analizado.

A continuación en la Tabla 4.3, se presenta los resultados más importantes del flujo de potencia, empleando el método de caída de voltaje desequilibrado, apropiado para sistemas de distribución.

4.6.2.1 Reporte del flujo de potencia

Tabla 4.3 Reportes de Flujos de Potencia de los Alimentadores primarios de la S/E Pujilí.

SUBESTACIÓN: PUJILÍ				
Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	4580,26	1280,1	4755,78	96,31
Producción total	4580,26	1280,1	4755,78	96,31
Pérdidas en los transformadores	25,95	311,37	312,45	8,3
Pérdidas totales	25,95	311,37	312,45	8,3

ALIMENTADOR: PUJILÍ ZUMBAHUA				
Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Carga leída (no regulada)	2860,44	468,42	2898,54	98,69
Carga utilizada (regulada)	2860,33	468,4	2898,43	98,69
Cargas totales	2860,33	468,4	2898,43	98,69
Capacitancia del cable	-	0,63	0,63	-
Capacitancia de la línea	-	106,86	106,86	-
Capacitancia shunt total	-	107,49	107,49	-
Pérdidas en las líneas	80,13	178,16	195,35	41,02
Pérdidas en los cables	0,43	0,45	0,63	69,06
Pérdidas en los transformadores	65,7	83,97	106,61	61,62
Pérdidas totales	146,26	262,59	300,57	48,66

ALIMENTADOR: PUJILÍ CENTRO				
Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Carga leída (no regulada)	1509,87	295,93	1538,6	98,13
Carga utilizada (regulada)	1509,85	295,93	1538,58	98,13
Cargas totales	1509,85	295,93	1538,58	98,13
Capacitancia del cable	-	0,79	0,79	-
Capacitancia de la línea	-	17,38	17,38	-
Capacitancia shunt total	-	18,17	18,17	0
Pérdidas en las líneas	9,39	18,18	20,47	45,9
Pérdidas en los cables	0,47	0,46	0,65	71,49
Pérdidas en los transformadores	28,01	48,84	56,31	49,75
Pérdidas totales	37,87	67,48	77,38	48,94

4.6.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS

Un análisis de corrientes de cortocircuitos nos ayuda a determinar la magnitud de las corrientes de falla, cuyos resultados son imprescindibles para el estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores primarios de la S/E Pujilí.

El módulo análisis de cortocircuitos de CYMDIST ayuda a:

- Diseñar y seleccionar los aparatos de corte.
- Determinar los ajustes de los dispositivos de protección del sistema como fusibles, relés, etc.
- Determinar el efecto de las corrientes de falla sobre los diferentes componentes del sistema como cables, líneas, transformadores, etc.
- Evaluar el efecto de los distintos tipos de cortocircuito sobre el perfil de voltaje global del sistema.

4.6.3.1 Reporte de Corrientes de Cortocircuitos

Tabla 4.4 Cuadro de Resultados del análisis de Corrientes de Cortocircuito de la S/E Pujilí.

Alimentador: Pujilí Centro					
Nombre red	Nombre del tramo	Fase	LLL (Amps)	LL (Amps)	LT (Amps)
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	103368_MTA	ABC	2392	2072	2399
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	104324_MTA	ABC	1902	1647	1724
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	29530_MTA	ABC	1830	1585	1601
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	9356_MTS	ABC	1816	1573	1567
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	9375_MTS	ABC	1811	1568	1554
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	9376_MTS	ABC	1811	1568	1554
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	9374_MTS	ABC	1811	1568	1554
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	107208_MTA	ABC	1714	1484	1509
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	13125_MTS	ABC	1628	1410	1415
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	30212_MTA	ABC	1455	1260	1167
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	30120_MTA	ABC	1386	1200	1101
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	30795_MTA	ABC	1259	1090	983
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	30773_MTA	ABC	1188	1029	919
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	30722_MTA	ABC	1038	899	788
ALIM-PUJILÍ-CENTRO	30519_MTA	ABC	902	781	675
Alimentador: Pujilí Zumbahua					
Nombre red	Nombre del tramo	Fase	LLL (Amps)	LL (Amps)	LT (Amps)
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	104002_MTA	ABC	2434	2108	2464
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	101450_MTA	ABC	1630	1412	1411
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	9424_MTS	ABC	1629	1411	1411
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	9601_MTS	ABC	1626	1408	1404
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	80025_MTA	ABC	1609	1393	1388
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	80038_MTA	ABC	1600	1386	1379
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	79904_MTA	ABC	1577	1366	1324
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	80003_MTA	ABC	1577	1365	1324

ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	80024_MTA	ABC	1562	1353	1292
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	102096_MTA	ABC	1556	1348	1278
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	29537_MTA	ABC	1535	1329	1258
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	80008_MTA	ABC	1508	1306	1232
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	80011_MTA	ABC	1496	1295	1219
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	9336_MTS	ABC	1491	1291	1209
ALIM-PUJILÍ-ZUMBAHUA	77773_MTA	ABC	1459	1264	1183

4.6.3.2 Perfiles de Corrientes de Cortocircuito

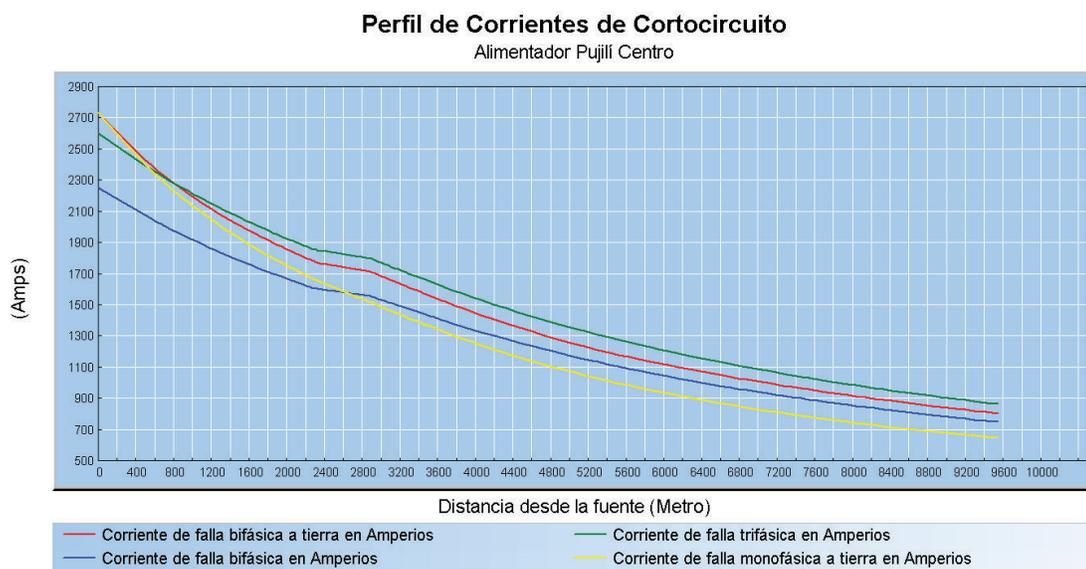


Figura 4.12 Perfil de Corrientes de Cortocircuito Alimentador Pujilí Centro.

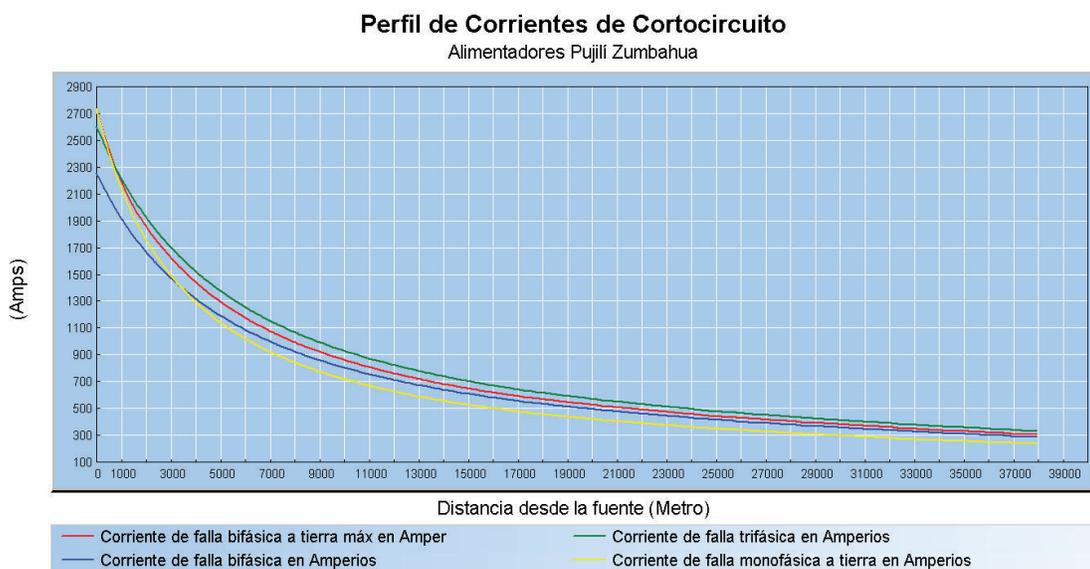


Figura 4.13 Perfil de Corrientes de Cortocircuito Alimentador Pujilí Zumbahua.

5 CAPÍTULO

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

5.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución están constantemente expuestos a fallas o cortocircuitos que afectan la seguridad e integridad del suministro de energía eléctrica desde la fuente hacia la carga, motivo por el cual los sistemas de protecciones deben actuar de manera coordinada despejando fallas transitorias o permanentes, sin afectar a un gran número de usuarios.

Uno de los principales objetivos del sistema de protecciones es despejar la falla lo más rápido posible, evitando que las grandes corrientes de cortocircuito ocasionen daños a los equipos del sistema de distribución (cables, conductores, transformadores, etc.). Por esta razón se deben conocer los límites transitorios que se presentan en una red al momento de producirse una falla, pues todos los elementos del sistema tienen una curva de daño, de tal manera que si se excede ésta, la vida útil de los elementos se ve considerablemente reducida.

En los alimentadores Pujilí Centro y Pujilí Zumbahua a 13,8 kV se presenta un gran número de interrupciones, por presentar una inadecuada coordinación de sus protecciones, trayendo como consecuencia la desconexión de grandes centros de consumo, lo que produce una baja confiabilidad del sistema y pérdidas económicas.

Los objetivos de este capítulo es realizar una adecuada coordinación de los equipos y elementos de protección de acuerdo a la metodología indicada en el capítulo 3; empleando los programas computacionales CYMDIST y CYMTCC de CYME que permiten determinar los ajustes de las protecciones instaladas en cada uno de los circuitos, dando cumplimiento a las características de un sistema de protección como son: sensibilidad, selectividad, rapidez y confiabilidad.

5.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES PROPUESTOS

Un sistema de protecciones consiste en una cadena de equipos y elementos de protección. Entre sus múltiples propósitos están:

- Limitación térmica, dieléctrica;
- Evitar indeseables flujos de corriente;
- Evitar la destrucción de equipos o instalaciones por causa de una falla;
- Mantenimiento de la estabilidad y continuidad del servicio de la red;
- Protección de los seres vivos contra los riesgos eléctricos.

Para lograr estos objetivos, el sistema de protección debe ser lo suficientemente rápido como para despejar la falla en el mínimo tiempo de funcionamiento, actuando correctamente (confiable), desconectando la sección mínima de la red, necesaria para aislar la falla (selectividad) y sensible ante cualquier tipo de falla.

La protección tiene sus límites, ya que la falla debe ocurrir antes de que el sistema de protección puede reaccionar. Por lo tanto, no se puede prevenir disturbios; sólo se pueden limitar sus efectos y su duración.

5.3 PROCEDIMIENTO DE COORDINACIÓN

Para realizar una adecuada coordinación, se sugiere seguir el siguiente procedimiento:

- Recopilar la información necesaria sobre el sistema eléctrico a proteger, indicando las características técnicas de los elementos de protección y seccionamiento;
- Determinar los valores máximos de carga, de acuerdo a la capacidad nominal del circuito protegido;
- Calcular las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los diferentes fusibles y puntos del sistema que sean relevantes para la coordinación;
- La coordinación en sistemas radiales, debe realizarse desde la carga hacia la fuente;

- Seleccionar los ajustes de protección de cada elemento de acuerdo a la metodología indicada en el tercer capítulo dando cumplimiento a todas las características de un sistema de protección.

5.4 CRITERIOS DE COORDINACIÓN

La metodología aplicada para el presente estudio de coordinación de protecciones fue dividir el sistema en zonas separadas (por ejemplo, cables, líneas, barras, transformadores, etc). Cada zona es individualmente protegida (protección primaria), aislándose del resto del sistema cuando se produce una falla dentro de él, de tal manera que se conserva a otras zonas en servicio. Las zonas pueden superponerse en algunos puntos. En este caso, estos puntos estarán protegidos por más de un conjunto de dispositivos de protección. Además, la protección de respaldo se utiliza como una segunda línea de defensa para operar cuando la protección primaria no funciona. Esto requiere que el tiempo de retardo del relé “backup” sea más que el de la protección primaria, para permitir que la protección primaria opere primero, además se debe considerar lo siguiente:

- En el troncal del alimentador no deben existir fusibles, con la finalidad de coordinar una mayor cantidad de fusibles en serie en los laterales y ramales que se deriva de la troncal, incrementando de esta manera la selectividad de las protecciones;
- Para proporcionar protección contra fallas permanentes, se instalarán fusibles en las derivaciones (ramales) que representen una carga considerable a proteger;
- El disyuntor de la S/E debe ser sensible a las corrientes mínimas de falla al final del alimentador, puesto que si un fusible no opera ante una falla permanente, el disyuntor lo haga;
- Para cumplir con el criterio de selectividad, los dispositivos de protección deben ser dimensionados y ajustados adecuadamente, de tal forma que sólo actúe el dispositivo más cercano a la falla;
- Al no tener reconexión en la cabecera de los alimentadores primarios, la curva de operación del relé no puede estar por debajo de los fusibles; 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;

- 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.

5.5 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

Para garantizar la protección de los diferentes transformadores de distribución, los fusibles deben seleccionarse de tal manera que la curva característica de tiempo – corriente debe estar por encima de la curva de energización (inrush) y por debajo del límite térmico o curva de daño del transformador.

El dispositivo que brindará la protección a los transformadores de distribución, deben cumplir con las siguientes características:

- Proteger al transformador de sobrecargas y cortocircuitos;
- Soportar sobrecargas de poca duración sin sufrir daños;
- Soportar la corriente de energización (inrush) y los arranques en frío (cold-load pick up);
- Resistir daños ante descargas atmosféricas;
- Desconectar del sistema al transformador lo más rápido posible y limitar la cantidad de energía que se va a transmitir a través de él;
- Proteger al sistema, de posibles fallas presentes en el transformador.

Para garantizar una adecuada protección del transformador, se analiza cada una de las posibles elecciones de fusibles en medio voltaje.

Para aclarar esto se parte de un ejemplo, en el cual se realiza la selección del fusible que cumpla las condiciones antes mencionadas para la protección de un transformador trifásico de 45 kVA, como se ilustra en las Figuras 5.1 a la Figura 5.3, además se puede observar en el **Anexo 7** las curvas $t-i$ de los transformadores y de los fusibles correspondientes para su protección.

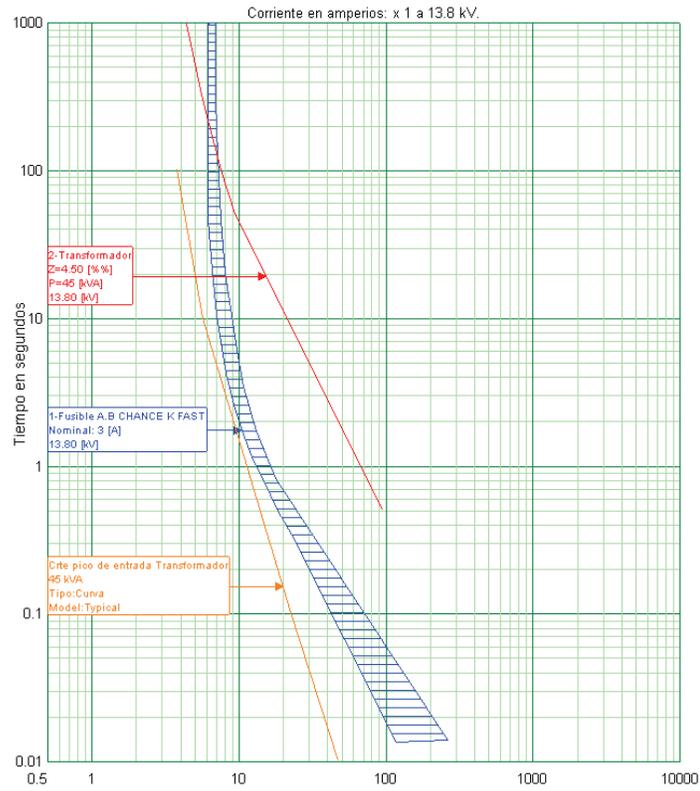


Figura 5.1 Curvas t-i fusible 3K y transformador 3F - 45 kVA

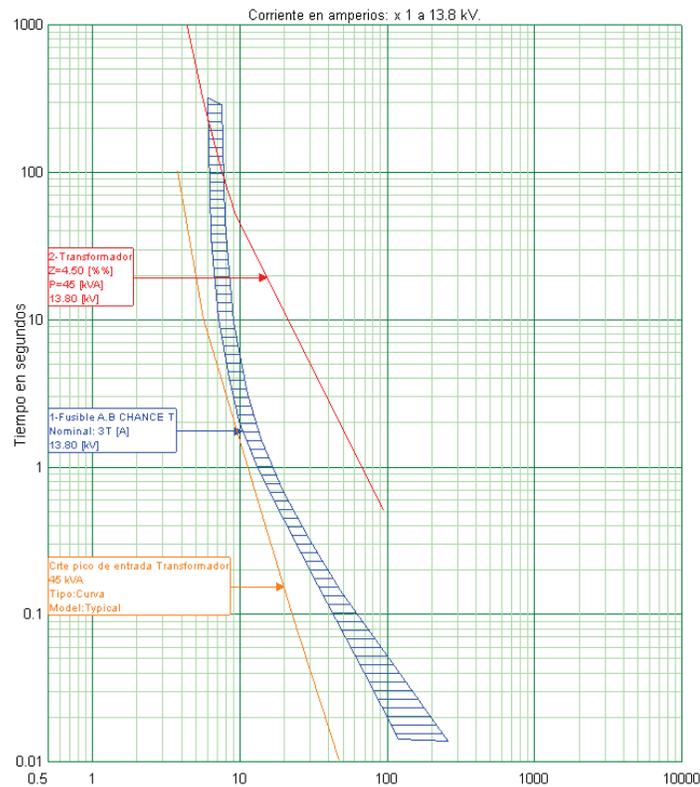


Figura 5.2 Curvas t-i fusible 3T y transformador 3F - 45 kVA

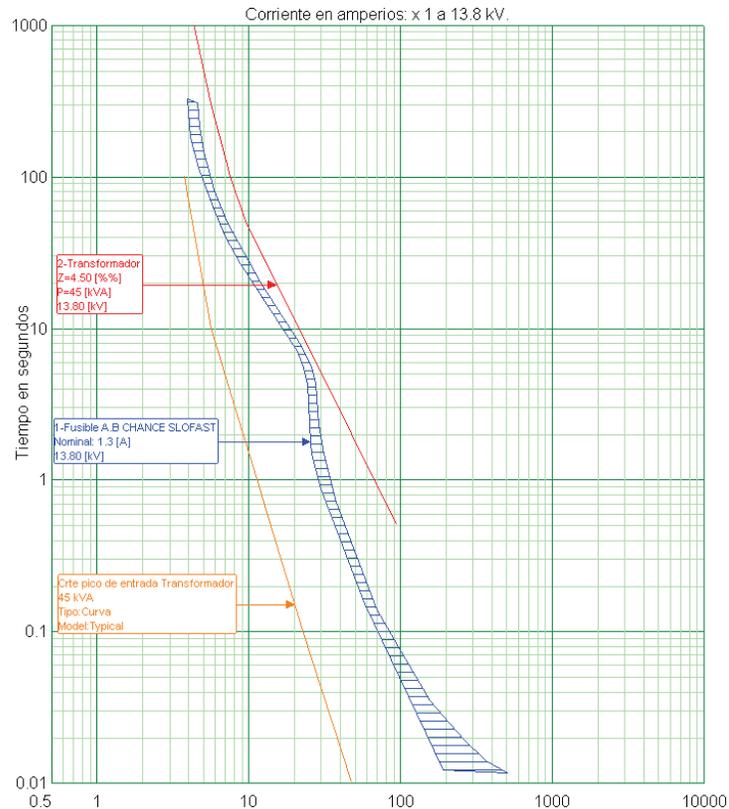


Figura 5.3 Curvas $t-i$ fusible “Slow – Fast” 1.3 y transformador 3F - 45 kVA.

Los fusibles que garantizan una adecuada protección y que cumplen las características antes mencionadas son los fusibles tipo “Slow – Fast”, como se puede apreciar en la Figura 5.3.

Los fusibles que se deben instalar para la protección de transformadores son:

Tabla 5.1 Fusibles “Slow – Fast” para la protección de transformadores monofásicos.

Transformador 1F (kVA)	I_n (A)	Fusible SF
5	0,62	0,2
10	1,26	0,4
15	1,88	0,6
25	3,14	1,3
37,5	4,71	1,6
50	6,68	2,1

Tabla 5.2 Fusibles “Slow – Fast” para la protección de transformadores trifásicos.

Transformador 3F (kVA)	In (A)	Fusible SF
30	1,26	0,7
45	1,88	1,3
50	2,09	1,4
75	3,14	2,1
100	4,18	2,1
112,5	4,71	3,1
120	5,02	3,5

En las Tablas 5.1 y 5.2, se presentan un resumen de los fusibles a ser instalados en los transformadores de distribución trifásicos y monofásicos.

5.6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PUJILÍ CENTRO

El alimentador Pujilí Centro, presenta un recorrido de sus redes de medio voltaje mediante red aérea en los sectores urbano – rurales y red subterránea ubicada principalmente en el centro del cantón Pujilí, sus dispositivos de protección están constituidos por un relé de sobrecorriente ubicado en la subestación, fusibles ubicados en los ramales del alimentador y un reconectador ubicado en los límites del sector urbano – rural (Barrio Patoa de Quevedo).

5.6.1 AJUSTES DE FUSIBLES

La coordinación de fusibles, fue desarrollada a partir del último ramal del alimentador hacia la fuente, bajo las consideraciones de coordinación desarrolladas en el tercer capítulo.

Los valores de corriente nominal y de cortocircuito que se presentan en los fusibles fueron obtenidos del programa CYMDIST, que se detallan más adelante.

Para facilitar y realizar una coordinación adecuada, el alimentador Pujilí Centro fue dividido en tres zonas de coordinación: zona 1 que suministra de energía a los

sectores de Patoa de San Marcos, Alpalag, zona 2 que suministra de energía al centro del cantón Pujilí y la zona 3 que suministra de energía a los sectores de San Sebastián y El Calvario, como se indica en la Figura 5.4.

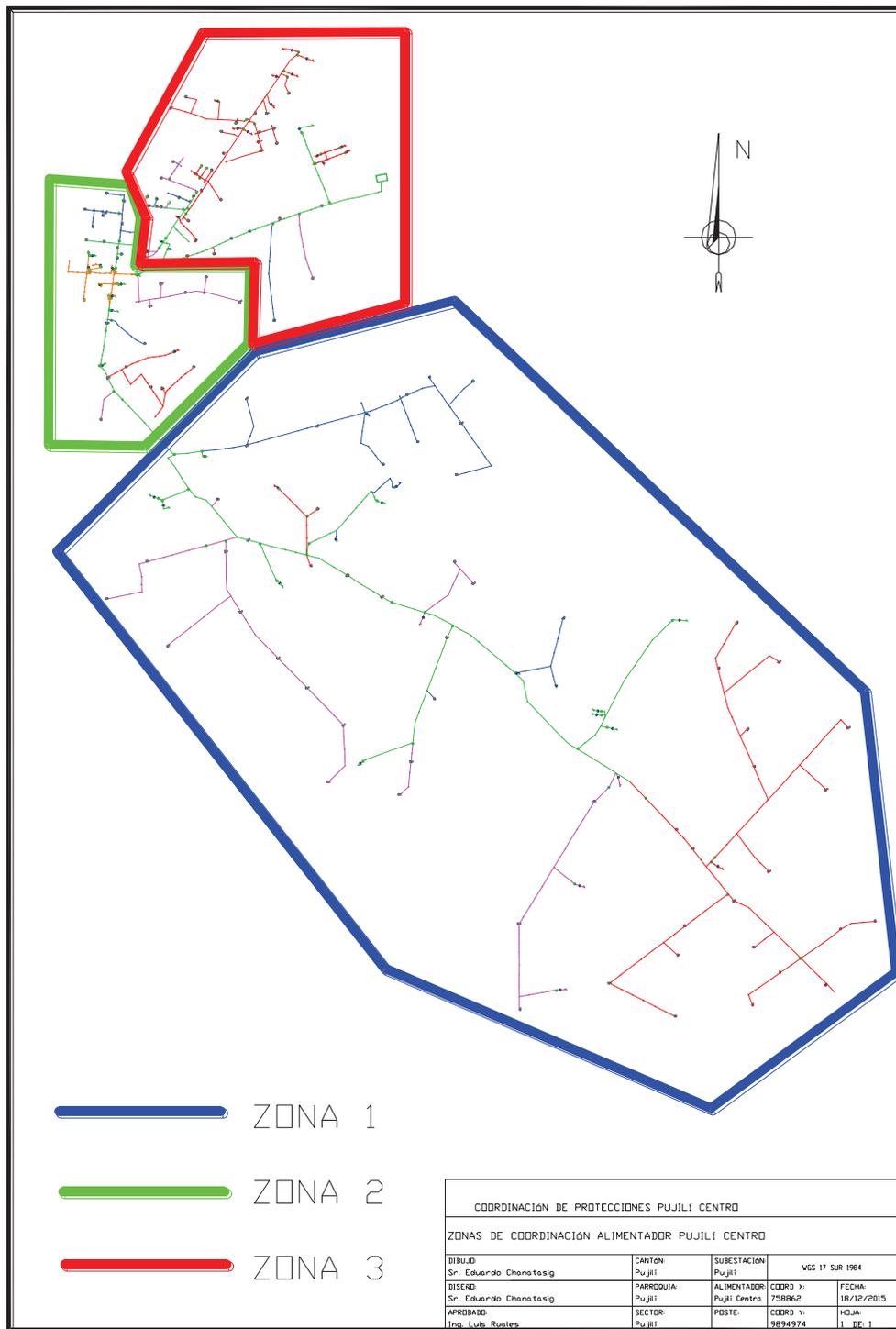


Figura 5.4 Zonas de Coordinación Alimentador Pujilí Centro.

5.6.1.1 Coordinación Zona 1

La zona 1 presenta 19 puntos de coordinación, que corresponden a ramales trifásicos y monofásicos, la selección de fusibles se realizó de acuerdo a la corriente nominal y a sus corriente de cortocircuito máximas y mínimas; los fusibles aguas arriba se seleccionaron cumpliendo la metodología expuesta y en base al criterio de coordinación $t1 < 0,75 t2$ analizado en el capítulo 3.

En la Tabla 5.3 se indica el tipo de fusible que se deben instalar; resultados obtenidos de acuerdo a la coordinación realizada en la primera zona.

Tabla 5.3 Capacidad nominal de fusibles correspondientes a la Zona 1.

Nombre del tramo (CYME)	Tipo de Fusible	Capacidad nominal fusible (Amps)	Fase	Icc LLL (A)	Icc LL(A)	Icc LLT (A)	Icc LT (A)	Zona	Coor X	Coor Y
30212_MTA	30T	45	ABC	1449	1254	1359	1165	ZONA_1	757207,67	9892729,46
30795_MTA	20T	30	ABC	1256	1088	1163	982	ZONA_1	757881,41	9891842,10
30773_MTA	20T	30	ABC	1186	1027	1094	919	ZONA_1	758318,02	9891981,81
30519_MTA	15T	22,5	ABC	902	781	837	676	ZONA_1	760651,12	9890236,76
30722_MTA	25T	37,5	ABC	1038	899	959	788	ZONA_1	759454,97	9891140,75
30120_MTA	25T	37,5	ABC	1381	1196	1289	1099	ZONA_1	757203,36	9892414,28
29444_MTA	20T	30	A	-	-	-	964	ZONA_1	757216,85	9891894,18
30103_MTA	20T	30	A	-	-	-	989	ZONA_1	757537,88	9891881,70
30559_MTA	15T	22,5	A	-	-	-	640	ZONA_1	760730,75	9889729,66
30725_MTA	15T	22,5	A	-	-	-	700	ZONA_1	759150,49	9890148,84
30766_MTA	15T	22,5	A	-	-	-	808	ZONA_1	759327,88	9891411,66
30163_MTA	15T	22,5	B	-	-	-	862	ZONA_1	759051,70	9893201,68
30703_MTA	15T	22,5	B	-	-	-	727	ZONA_1	760138,54	9890855,46
30672_MTA	25T	37,5	C	-	-	-	627	ZONA_1	761321,04	9889611,87
30602_MTA	12T	18	C	-	-	-	581	ZONA_1	761879,35	9889361,76
30616_MTA	12T	18	C	-	-	-	574	ZONA_1	761794,55	9888865,84
30657_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	560	ZONA_1	762217,15	9888680,54
30793_MTA	30T	45	C	-	-	-	923	ZONA_1	758240,70	9891999,25
30808_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	881	ZONA_1	758332,12	9892246,14

5.6.1.2 Coordinación Zona 2

La zona 2 de coordinación protege específicamente al centro histórico del cantón Pujilí, presentando 11 puntos de coordinación, monofásicos y trifásicos, como se indica en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4 Capacidad nominal de fusibles correspondientes a la Zona 2.

Nombre del tramo (CYME)	Tipo de Fusible	Capacidad (Amps)	Fase	Icc LLL (A)	Icc LL(A)	Icc LLT (A)	Icc LT (A)	Zona	Coor X	Coor Y
29530_MTA	65T	ABC	98	1812	1569	1741	1591	ZONA_2	756582,89	9894331,55
9375_MTS	30T	ABC	45	1794	1553	1722	1545	ZONA_2	756358,13	9894289,37
9376_MTS	30T	ABC	45	1794	1553	1722	1545	ZONA_2	756361,03	9894272,89
9374_MTS	30T	ABC	45	1794	1553	1722	1545	ZONA_2	756351,22	9894289,58
9356_MTS	30T	ABC	45	1799	1558	1728	1557	ZONA_2	756560,84	9894187,91
21460_MTA	25T	A	38	-	-	-	1641	ZONA_2	756786,60	9894038,14
30220_MTA	25T	A	38	-	-	-	1310	ZONA_2	756479,89	9893192,88
29475_MTA	40T	B	60	-	-	-	1514	ZONA_2	756620,98	9894589,37
29490_MTA	25T	B	38	-	-	-	1442	ZONA_2	756578,33	9894797,74
30302_MTA	25T	B	38	-	-	-	1455	ZONA_2	756582,65	9893866,04
30228_MTA	25T	C	38	-	-	-	1338	ZONA_2	756521,66	9893388,78

5.6.1.3 Coordinación Zona 3

La zona 3 de protección protege a los sectores desde el Barrio de San Sebastián hasta El Calvario, presenta 16 puntos de coordinación, que corresponden a ramales trifásicos y monofásicos, como se ilustra en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5 Capacidad nominal de fusibles correspondientes a la Zona 3.

Nombre del tramo(CYME)	Tipo de Fusible	Capacidad (Amps)	Fase	Icc LLL (A)	Icc LL(A)	Icc LLT (A)	Icc LT (A)	Zona	Coor X	Coor Y
104324_MTA	65T	ABC	98	1882	1630	1814	1711	ZONA_3	756978,68	9894361,69
107208_MTA	30T	ABC	45	1702	1474	1621	1502	ZONA_3	757009,74	9894841,94
13125_MTS	15T	ABC	23	1619	1402	1538	1410	ZONA_3	756790,54	9894990,85
103368_MTA	65T	ABC	98	2354	2039	2379	2366	ZONA_3	758390,13	9895006,77
104333_MTA	40T	A	60	0	0	0	1444	ZONA_3	757280,77	9894980,35
12756_MTA	25T	A	38	0	0	0	1371	ZONA_3	757045,97	9895096,00
137699_MTA	30T	A	45	0	0	0	1592	ZONA_3	756940,71	9894464,61
12590_MTA	40T	A	60	0	0	0	2212	ZONA_3	758174,22	9894764,13
12739_MTA	25T	B	38	0	0	0	1464	ZONA_3	757221,26	9894896,27
12599_MTA	30T	B	45	0	0	0	2101	ZONA_3	757936,39	9894681,43
12716_MTA	40T	C	60	0	0	0	1493	ZONA_3	757219,06	9894828,05
21940_MTA	25T	C	38	0	0	0	1165	ZONA_3	758086,72	9895824,14
21579_MTA	20T	C	30	0	0	0	1253	ZONA_3	757812,13	9895484,36
21665_MTA	25T	C	38	0	0	0	1260	ZONA_3	757699,32	9895586,63
12728_MTA	25T	C	38	0	0	0	1473	ZONA_3	757188,74	9894786,16
12621_MTA	40T	C	60	0	0	0	2135	ZONA_3	758341,95	9895233,33

Para facilitar una mejor visualización y ubicación de los fusibles coordinados del alimentador Pujilí Centro se anexa un archivo digital en formato AutoCAD, en el cual consta el tipo de fusible a instalarse en cada punto y zona de coordinación en la red que fueron detallados anteriormente.

Para garantizar una mayor selectividad y coordinación entre elementos fusibles, se sugiere realizar el retiro de ciertos fusibles que se encuentran instalados en la troncal del alimentador, los cuales se detallan en la Tabla 5.6, además se sugiere la instalación de fusibles en los ramales monofásicos con cargas considerables garantizando la selectividad al momento de presentarse una falla, estos fusibles se detallan en la Tabla 5.7.

Tabla 5.6 Fusibles sugeridos para su retiro.

Nombre del tramo (CYME)	Fase	Coord. X	Coord. Y	ZONA
12697_MTA	ABC	757023,6	9894587,5	ZONA_1
30095_MTA	ABC	757635,5	9892008,478	ZONA_1
30214_MTA	ABC	757115,334	9892671,347	ZONA_1
30316_MTA	B	757323,901	9892747,403	ZONA_1

Tabla 5.7 Fusibles a ser instalados.

Nombre del tramo (CYME)	Fase	Coord. X	Coord. Y	ZONA
30212_MTA	ABC	757207,668	9892729,462	ZONA_1
30766_MTA	A	759327,882	9891411,657	ZONA_1
30725_MTA	A	759150,492	9890148,835	ZONA_1
30703_MTA	B	760138,538	9890855,455	ZONA_1
30163_MTA	B	759051,700	9893201,684	ZONA_1
30793_MTA	C	758240,697	9891999,253	ZONA_1
30616_MTA	C	761794,554	9888865,843	ZONA_1
21460_MTA	A	756786,595	9894038,138	ZONA_2
30220_MTA	A	756479,891	9893192,878	ZONA_2
12590_MTA	A	758174,224	9894764,129	ZONA_3
137699_MTA	A	756940,709	9894464,611	ZONA_3
21665_MTA	C	757699,324	9895586,632	ZONA_3
12716_MTA	C	757219,062	9894828,053	ZONA_3
12621_MTA	C	758341,953	9895233,333	ZONA_3

5.6.2 AJUSTES DEL RECONECTADOR

5.6.2.1 Ajustes del reconnector Patoa de San Marcos

Para el ajuste del reconnector que se encuentra en la zona 1 de coordinación se consideró el criterio de salvar el fusible, para lo cual se consideró el fusible de menor capacidad (15T) y el de mayor capacidad (30T) instalados en la zona de protección del reconnector, considerando los criterios de coordinación establecidos de acuerdo al capítulo 3.

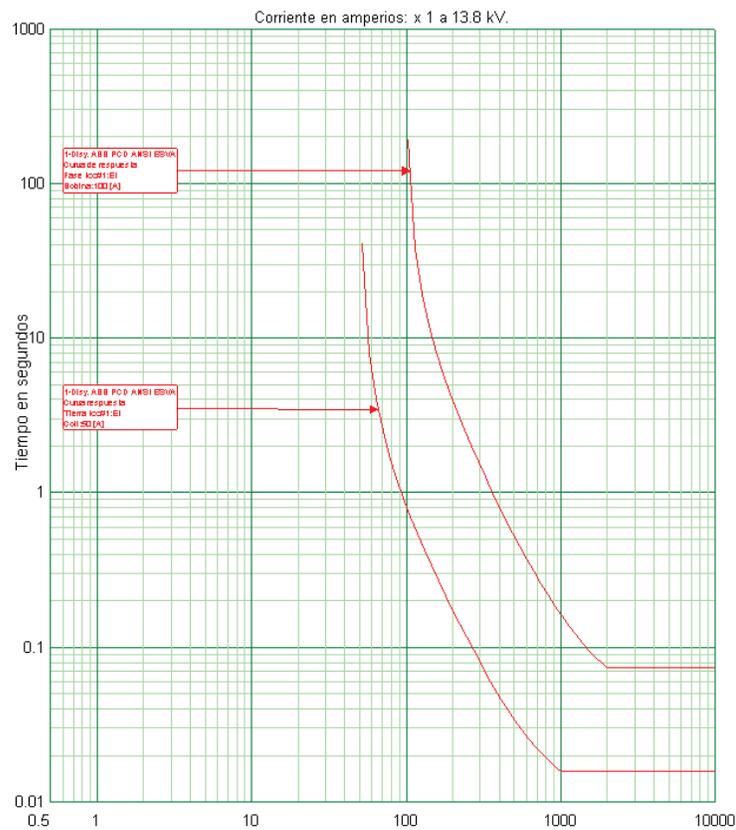


Figura 5.5 Curva característica tiempo – corriente del reconnector Pujilí Centro.

En la Figura 5.5, se ilustra las curvas características tiempo corriente del reconnector instalado en el alimentador Pujilí Centro.

Para la configuración del reconnector en el programa CYMTCC se lo realizó de la siguiente manera, como se ilustra en la Figura 5.6, además en la Figura 5.7 se ilustra la coordinación del reconnector con fusibles instalados aguas abajo del reconnector aplicando la metodología de salvar el fusible.

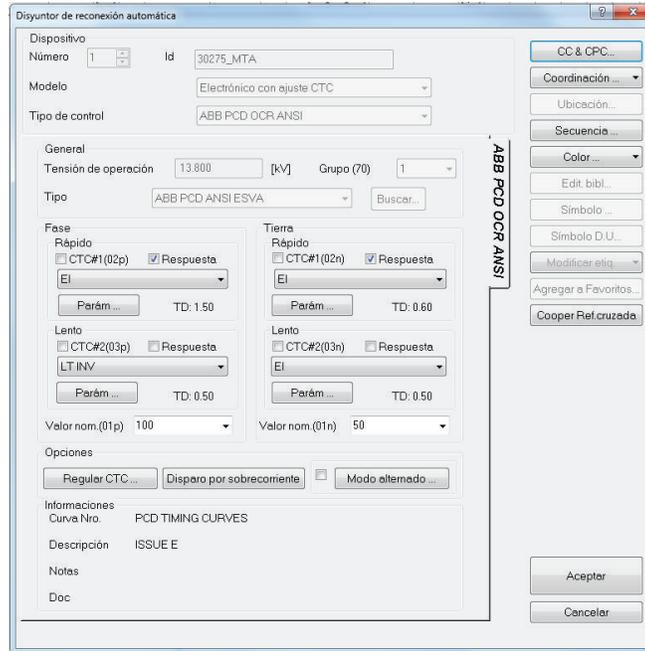


Figura 5.6 Configuración del reconectador Pujilí Centro.

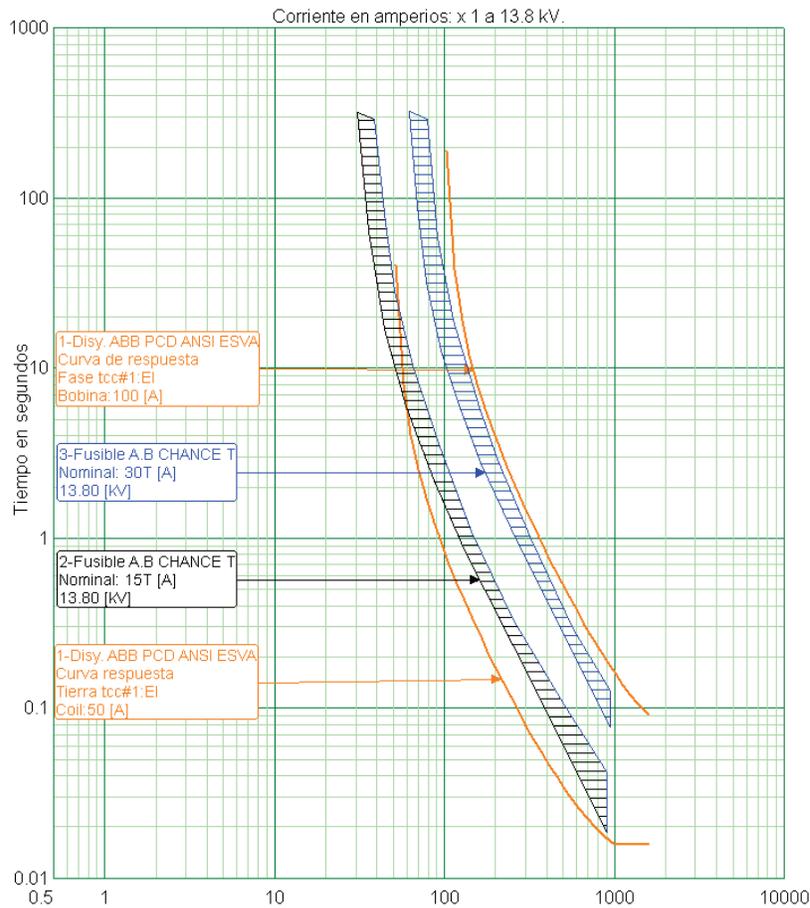


Figura 5.7 Coordinación Fusibles – Reconectador, Zona 1.

Tabla 5.8 Ajustes del Reconectador Pujilí Centro

RECONNECTADOR		
FASE	Pick up I>	100 A
	Dial Time	1,5 s
	Tipo de Curva	IEEE EXTREMA INVERSA
TIERRA	Pick up I>	50 A
	Dial Time	0,6 s
	Tipo de Curva	IEEE EXTREMA INVERSA

5.6.3 AJUSTES DEL RELÉ GENERAL ELECTRIC F650 DEL ALIMENTADOR CENTRAL.

El alimentador cuenta con un relé electrónico de sobrecorriente para fallas de fase y tierra, instantánea y temporizada, además cuenta con un transformador de corriente de relación 300/5.

Para el ajuste del relé se tomó en consideración el fusible de mayor capacidad (65T), instalado en la cercanía de la subestación, la configuración del relé se realizó de la siguiente manera:

- **Calculo del TAP:**

$$RTC = 60$$

$$I_{\text{carga-tierra}} = 95 \text{ A}$$

$$TAP = \frac{95 * 1,5}{60}$$

$$TAP = 2,4; \text{ se escoge un } TAP = 2,5$$

- **Selección del DIAL:**

Para la selección del dial se realizó de acuerdo a los tiempos de coordinación entre el fusible (65T) como nuestro dispositivo protector y el relé como dispositivo protegido. Coordinación que se efectuó mediante el programa CYMTCC.

En la Figura 5.8, se puede apreciar la curva característica tiempo vs corriente del relé de protección instalado en la cabecera del alimentador.

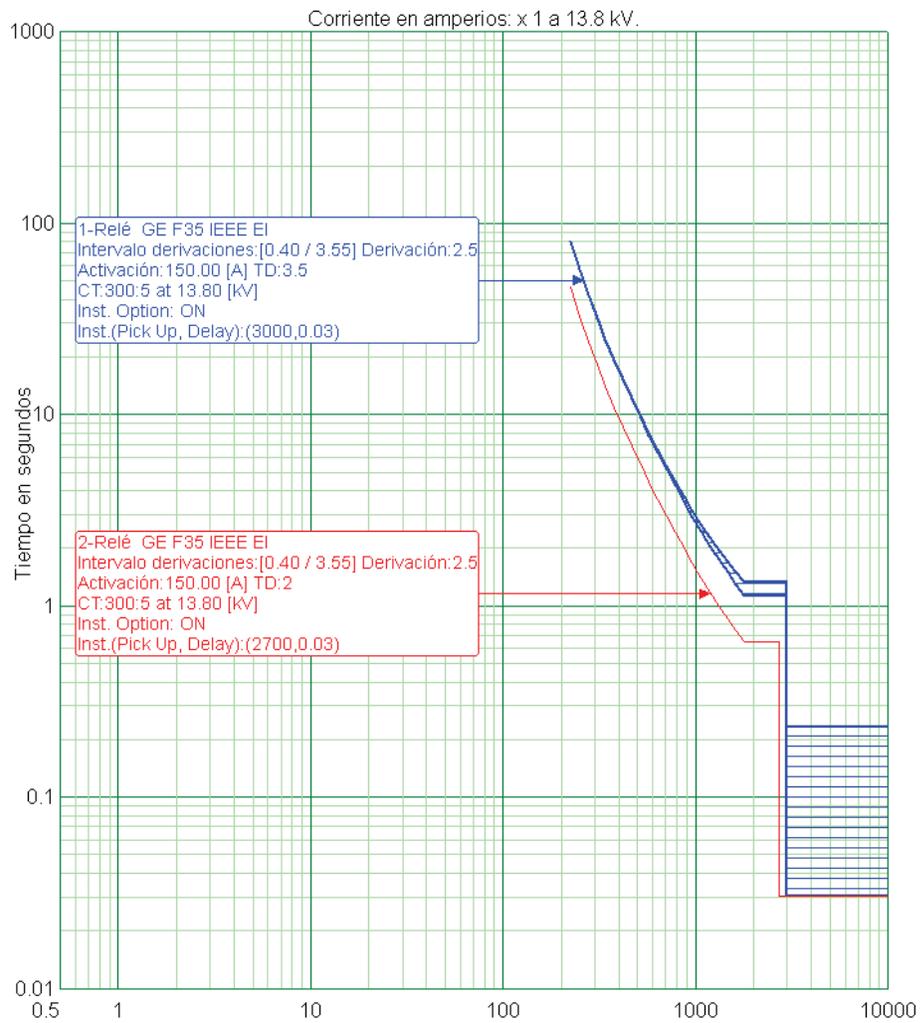


Figura 5.8 Curvas características Tiempo – Corriente del Relé de Sobrecorriente Alimentador Pujilí Centro.

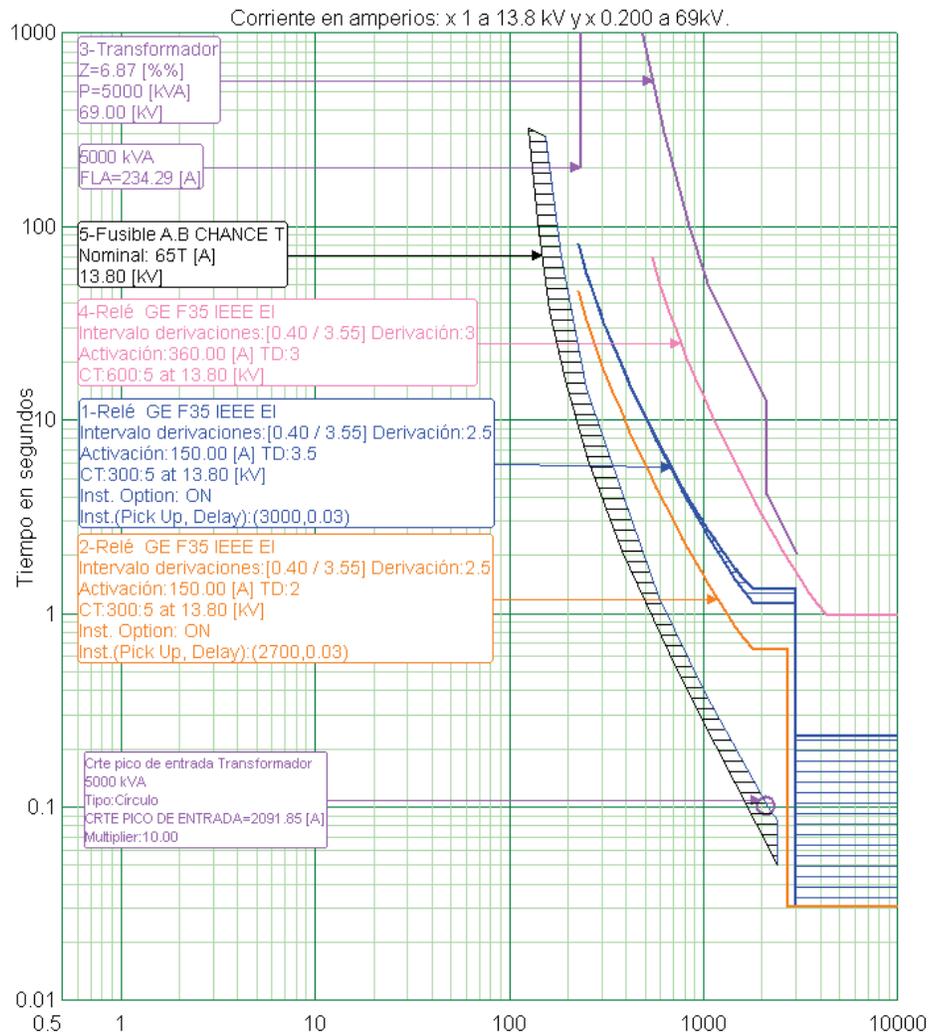


Figura 5.9 Curvas de coordinación del relé de sobrecorriente Fase y Tierra.

Como se puede observar en la Figura 5.9, se cumple con lo mencionado en el capítulo 3 para el caso de coordinación relé – fusible.

En las Figuras 5.10 y 5.11, se puede apreciar la configuración del relé de sobrecorriente mediante el programa CYMTCC.

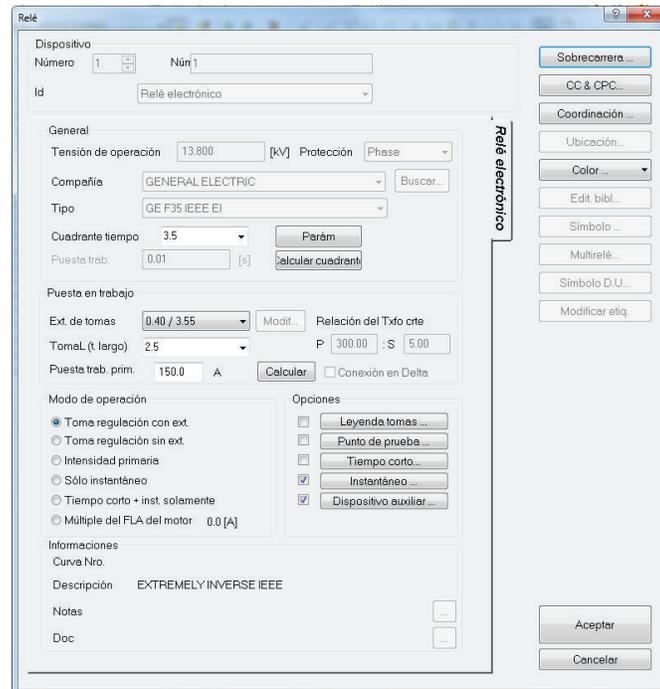


Figura 5.10 Configuración de Fase del relé de sobrecorriente General Electric F650.

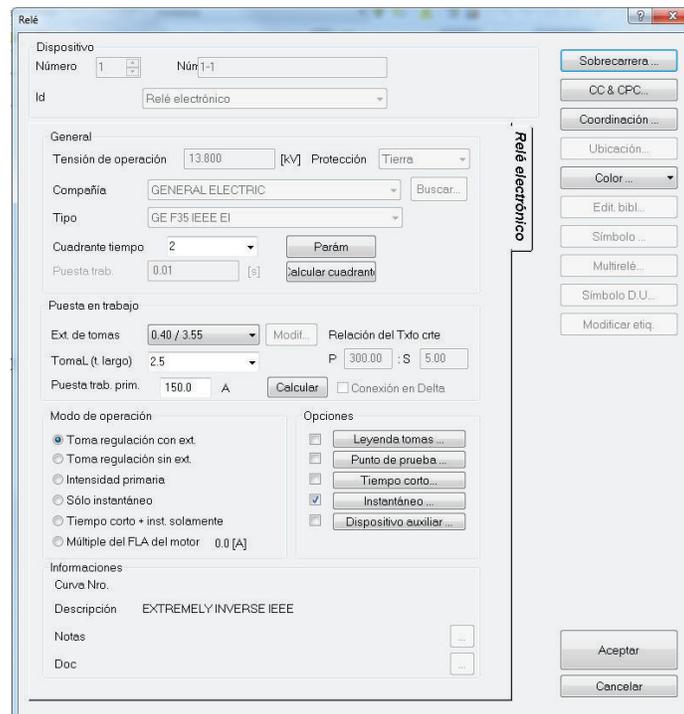


Figura 5.11 Configuración de Tierra del relé de sobrecorriente General Electric F650.

En la Tabla 5.9 se puede observar los ajustes del relé que se sugieren para su calibración.

Tabla 5.9 Ajustes del relé de sobrecorriente del alimentador Pujilí Centro.

RELÉ DE SOBRECORRIENTE		
FASE	Pick up I>	2,5 A
	Dial Time	3,5 s
	Tipo de Curva	IIEEE EXTREMA INVERSA
	Pick up I>>	50 A
	Delay Time	0 s
TIERRA	Pick up I>	2,5 A
	Dial Time	2 s
	Tipo de Curva	IIEEE EXTREMA INVERSA
	Pick up I>>	45 A
	Delay Time	0 s

A continuación se presenta la coordinación integral del alimentador Pujilí Centro.

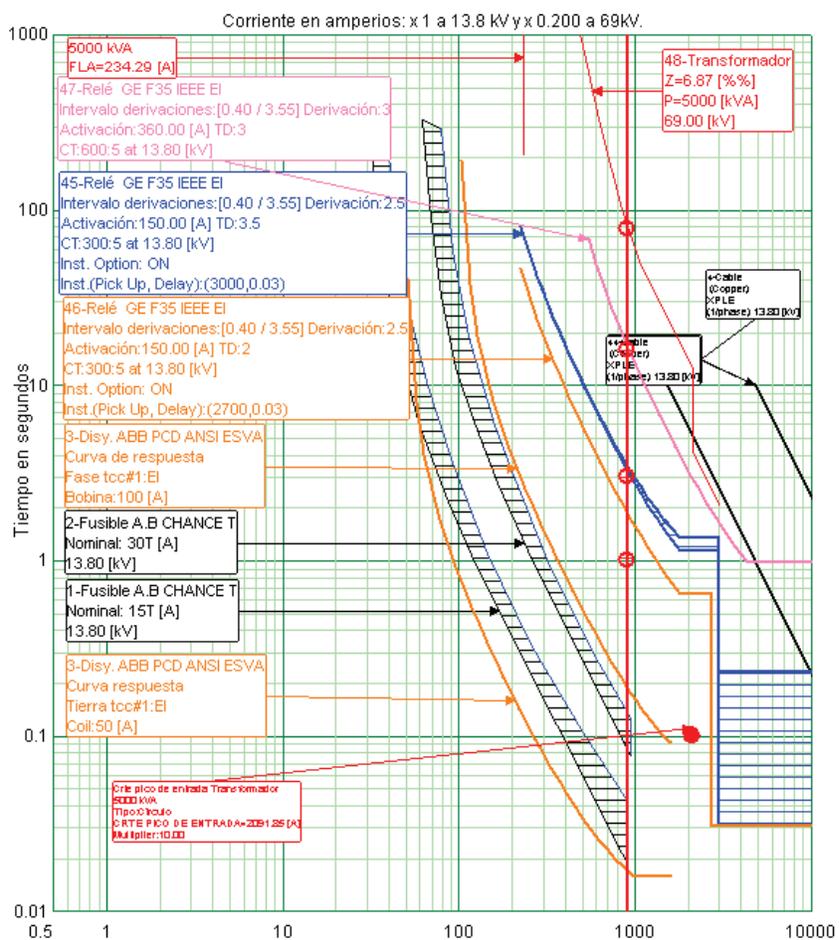


Figura 5.12 Coordinación integral Zona 1, Reconector Alpamalag.

Margen del dispositivo

Modo

1-FUSE A.B CHANCE T SC Max

Corriente:

Dispositivo	Curva	Segundos	Delta
3-RECLOSER_4C ABB PCD A...	A tierra ...	0,0170	—
1-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,0183	0,0013
1-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,0415	0,0232
2-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,0832	0,0417
2-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,1345	0,0513
3-RECLOSER_4C ABB PCD A...	Phase ...	0,1869	0,0524
46-RELAY GE F35 IEE E I	TCC	1,8561	1,6692
45-RELAY GE F35 IEE E I	Original	3,2482	1,3921
45-RELAY GE F35 IEE E I	Auxi	3,4490	0,2008
47-RELAY GE F35 IEE E I	TCC	16,4872	13,0382
48-TRANSFORMER	Daño	79,7405	63,2533

Mode: Cortocircuito S.O.O.

Figura 5.13 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 1, Reconector Alpamalag.

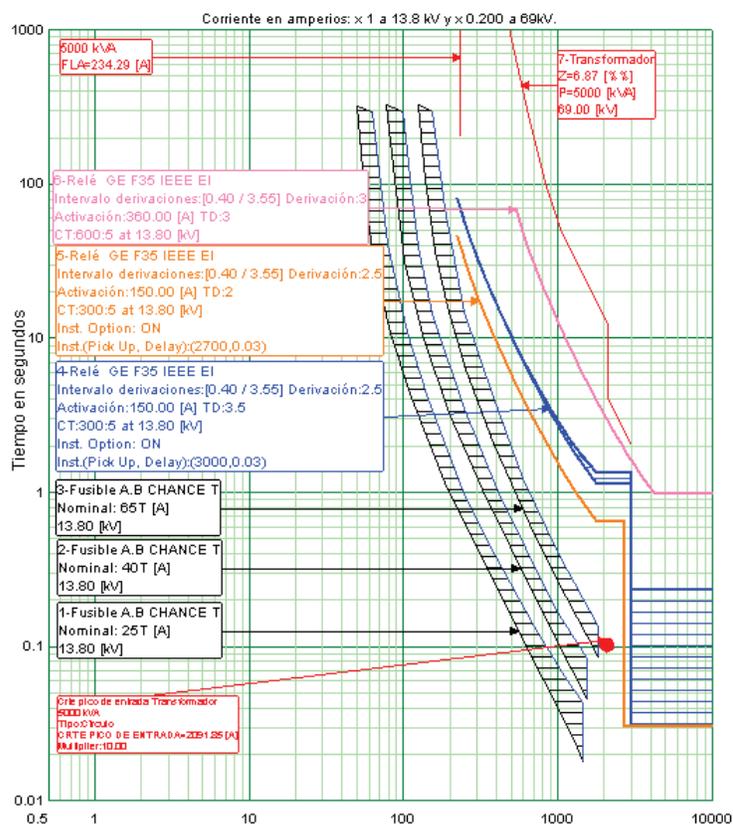


Figura 5.14 Coordinación integral Zona 2, Fusibles.

Margen del dispositivo

Modo

1-FUSE A.B CHANCE T SC Max

Corriente:

Dispositivo	Curva	Segundos	Delta
1-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,0178	—
1-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,0421	0,0243
2-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,0499	0,0078
2-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,0889	0,0390
3-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,1276	0,0387
3-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,1988	0,0712
5-RELAY GE F35 IEEE EI	TCC	0,8418	0,6430
4-RELAY GE F35 IEEE EI	Original	1,4731	0,6313
4-RELAY GE F35 IEEE EI	Auxi	1,6731	0,2000
6-RELAY GE F35 IEEE EI	TCC	5,8139	4,1408
7-TRANSFORMER	Daño	25,5205	19,7066

Mode: Cortocircuito S.O.O.

Figura 5.15 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 2, Fusibles.

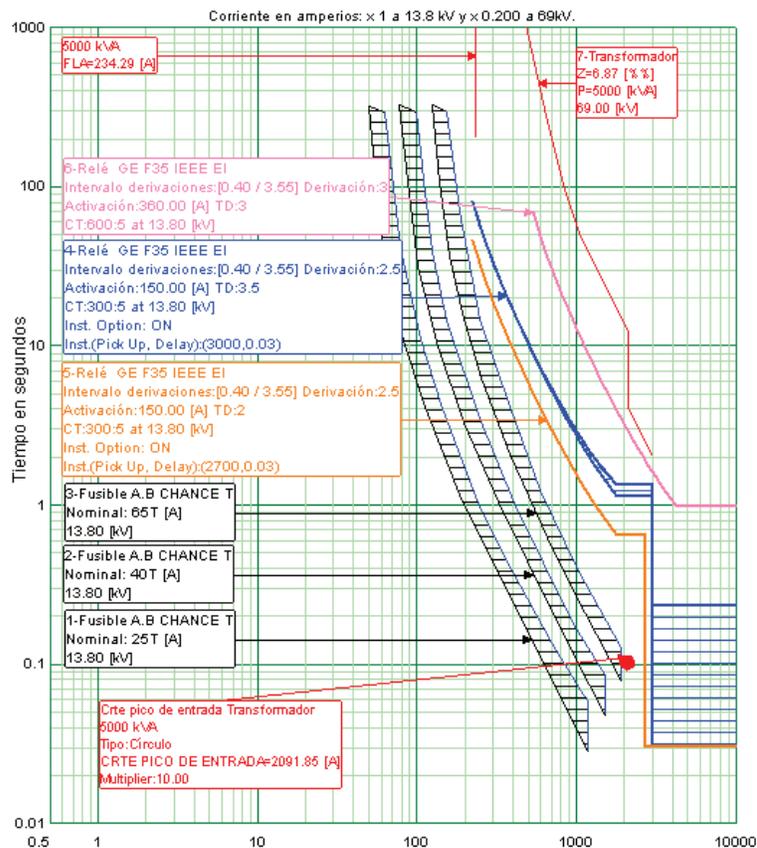


Figura 5.16 Coordinación integral Zona 3, Fusibles.

Margen del dispositivo

Modo

1-FUSE A.B CHANCE T SC Max

Corriente:

Dispositivo	Curva	Segundos	Delta
1-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,0278	—
1-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,0576	0,0298
2-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,0753	0,0177
2-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,1247	0,0494
3-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,1912	0,0665
3-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,2898	0,0986
5-RELAY GE F35 IEE E I	TCC	1,1587	0,8689
4-RELAY GE F35 IEE E I	Original	2,0278	0,8691
4-RELAY GE F35 IEE E I	Auxi	2,2278	0,2000
6-RELAY GE F35 IEE E I	TCC	8,9424	6,7146
7-TRANSFORMER	Daño	38,8212	29,8788

Mode: Cortocircuito S.O.O.

Figura 5.17 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 2, Fusibles.

En las Figuras 5.12 a las Figuras 5.16, se ilustra la coordinación de protecciones en las zonas de coordinación establecidas para el alimentador Pujilí Centro, en las cuales se ilustra las gráficas tiempo vs corriente y la secuencia de operación para cada zona de coordinación.

5.7 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PUJILÍ ZUMBAHUA

El alimentador Pujilí Zumbahua, presenta un recorrido de sus redes de medio voltaje mediante red aérea en los sectores Rurales principalmente los sectores de Guapulo, La Victoria, Isinche, La Merced, Zumbahua; sus dispositivos de protección se conforman por: un relé de sobrecorriente ubicado en la subestación, fusibles ubicados en los ramales del alimentador y de tres reconectores ubicados en los límites del sector urbano – rural.

5.7.1 AJUSTES DE FUSIBLES

La coordinación de fusibles, fue desarrollada a partir del último ramal del alimentador hacia la fuente, bajo las consideraciones de coordinación desarrolladas en el tercer capítulo.

Los valores de corriente nominal y de cortocircuito que se presentan en los fusibles fueron obtenidos del programa CYMDIST, que se detallan más adelante.

Para facilitar y realizar una coordinación adecuada el alimentador Pujilí Centro fue dividido en tres zonas de coordinación:

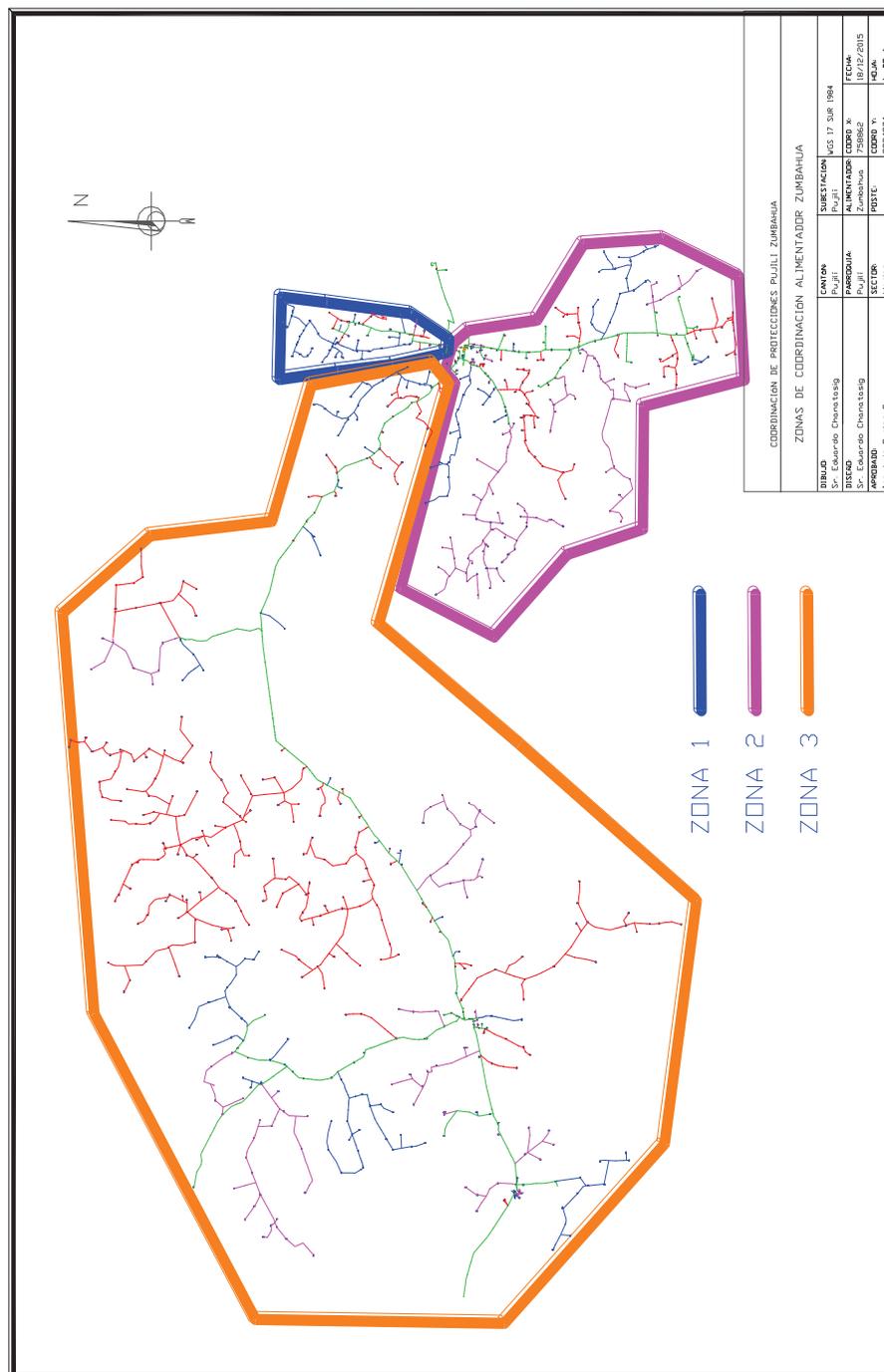


Figura 5.18 Zonas de Coordinación Alimentador Pujilí Zumbahua.

La zona 1 que suministra de energía a los sectores de Guapulo y La Victoria, zona 2 que suministra de energía a los sectores de Patoa de Vacas, La Merced y la zona 3 que suministra de energía a los sectores de Guangaje, Tigua, Zumbahua, Apagua como se indica en la Figura 5.18.

5.7.1.1 Coordinación Zona 1

La zona 1 presenta 18 puntos de coordinación, que corresponden a ramales trifásicos y monofásicos, la selección de fusibles se realizó de acuerdo a la corriente nominal y a sus corriente de cortocircuito máximas y mínimas; los fusibles aguas arriba se seleccionaron cumpliendo la metodología expuesta y en base al criterio de coordinación $t1 < 0,75 t2$ analizado en el capítulo 3.

En la Tabla 5.10 se indica el tipo de fusible que se deben instalar; resultados obtenidos de acuerdo a la coordinación realizada en la primera zona coordinada.

Tabla 5.10 Capacidad nominal de fusibles correspondientes a la Zona 1.

Nombre del tramo	Tipo de Fusible	Capacidad (A)	Fase	Icc LLL (A)	Icc LL(A)	Icc LLT (A)	Icc LT (A)	Zona	Coord. X	Coord. Y
101450_MTA	30T	45	ABC	1626	1408	1552	1410	ZONA_1	756094,151	9894667,636
21755_MTA	40T	60	ABC	1113	964	1038	884	ZONA_1	756899,465	9897509,805
21770_MTA	20T	30	ABC	1149	995	1071	916	ZONA_1	756699,057	9897275,882
29620_MTA	65T	97,5	ABC	1422	1231	1346	1191	ZONA_1	755255,676	9894654,275
137609_MTA	25T	37,5	A	-	-	-	1111	ZONA_1	756574,134	9895745,138
21613_MTA	50T	75	B	-	-	-	1150	ZONA_1	756262,280	9895871,864
21594_MTA	20T	30	B	-	-	-	893	ZONA_1	755767,481	9897553,261
21866_MTA	20T	30	B	-	-	-	870	ZONA_1	756070,943	9897742,162
21848_MTA	30T	45	B	-	-	-	789	ZONA_1	756308,459	9898610,527
21732_MTA	25T	37,5	B	-	-	-	697	ZONA_1	756702,464	9899576,494
21735_MTA	15T	22,5	B	-	-	-	697	ZONA_1	757100,488	9899748,164
21891_MTA	15T	22,5	B	-	-	-	788	ZONA_1	756223,305	9898574,908
21885_MTA	15T	22,5	B	-	-	-	788	ZONA_1	756338,309	9898511,267
21618_MTA	20T	30	B	-	-	-	1059	ZONA_1	756304,864	9896261,561
107206_MTA	20T	30	B	-	-	-	842	ZONA_1	757222,295	9897779,173
21746_MTA	20T	30	B	-	-	-	1065	ZONA_1	756734,650	9896069,834
21510_MTA	20T	30	C	-	-	-	870	ZONA_1	756986,721	9897455,564
21825_MTA	25T	37,5	C	-	-	-	1115	ZONA_1	756554,402	9895734,526

5.7.1.2 Coordinación Zona 2

La zona 2 de coordinación, presenta 58 puntos de coordinación, que corresponden a los ramales trifásicos y monofásicos, como se ilustra en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11 Capacidad nominal de fusibles correspondientes a la Zona 2.

Nombre del tramo	Tipo de Fusible	Capacidad (A)	Fase	Icc LLL (A)	Icc LL(A)	Icc LLT (A)	Icc LT (A)	Zona	Coord. X	Coord. Y
80025_MTA	80T	120	ABC	1605	1390	1531	1388	ZONA_2	756191,277	9894422,400
102096_MTA	50T	75	ABC	1553	1345	1476	1278	ZONA_2	756007,616	9894019,928
77840_MTA	25T	37,5	ABC	1308	1133	1225	1042	ZONA_2	756206,906	9892740,651
80955_MTA	20T	30	ABC	767	664	712	568	ZONA_2	756809,954	9887268,030
107528_MTA	15T	22,5	ABC	716	620	665	527	ZONA_2	756679,273	9886210,385
81075_MTA	15T	22,5	ABC	722	625	670	532	ZONA_2	756459,637	9886266,427
80929_MTA	15T	22,5	ABC	835	723	773	623	ZONA_2	756497,090	9888292,424
77935_MTA	25T	37,5	ABC	987	855	911	751	ZONA_2	755878,146	9890284,321
77910_MTA	20T	30	ABC	1089	943	1004	839	ZONA_2	756148,011	9891135,118
77884_MTA	20T	30	ABC	1167	1011	1081	910	ZONA_2	755883,408	9891808,787
77792_MTA	25T	37,5	ABC	1417	1228	1337	1145	ZONA_2	756108,473	9893418,137
80011_MTA	20T	30	ABC	1493	1293	1414	1220	ZONA_2	756224,128	9893867,781
29557_MTA	40T	60	ABC	1288	1116	1211	1054	ZONA_2	755734,108	9893976,537
29537_MTA	40T	60	ABC	1533	1328	1456	1259	ZONA_2	755915,630	9893977,053
107533_MTA	10T	15	A	-	-	-	541	ZONA_2	757480,091	9887358,497
78032_MTA	25T	37,5	A	-	-	-	709	ZONA_2	755936,316	9889691,594
78035_MTA	12T	18	A	-	-	-	693	ZONA_2	755782,363	9889707,508
80667_MTA	15T	22,5	A	-	-	-	594	ZONA_2	754438,155	9888763,088
107524_MTA	10T	15	A	-	-	-	563	ZONA_2	754399,103	9888204,763
107526_MTA	10T	15	A	-	-	-	491	ZONA_2	752152,919	9888849,999
77947_MTA	12T	18	A	-	-	-	678	ZONA_2	755109,636	9890713,191
77832_MTA	20T	30	A	-	-	-	1110	ZONA_2	756189,204	9893320,391
29694_MTA	20T	30	A	-	-	-	913	ZONA_2	755075,618	9893067,088
29886_MTA	15T	22,5	A	-	-	-	759	ZONA_2	753476,277	9892315,836
29893_MTA	15T	22,5	A	-	-	-	750	ZONA_2	753295,953	9892557,445
29903_MTA	25T	37,5	A	-	-	-	745	ZONA_2	753193,934	9892335,301
29927_MTA	12T	18	A	-	-	-	632	ZONA_2	751406,235	9893012,679
29934_MTA	12T	18	A	-	-	-	603	ZONA_2	751280,328	9893649,829
29955_MTA	12T	18	A	-	-	-	553	ZONA_2	750366,377	9892959,291
29958_MTA	12T	18	A	-	-	-	542	ZONA_2	750134,471	9892973,340
30009_MTA	6T	9	A	-	-	-	463	ZONA_2	750386,187	9891074,170
30369_MTA	10T	15	A	-	-	-	480	ZONA_2	748771,408	9893890,968
30324_MTA	12T	18	A	-	-	-	524	ZONA_2	749656,724	9893258,148
29949_MTA	12T	18	A	-	-	-	579	ZONA_2	750626,545	9894001,191
29924_MTA	12T	18	A	-	-	-	659	ZONA_2	752447,122	9893532,559

29650_MTA	20T	30	A	-	-	-	999	ZONA_2	755581,915	9893643,316
29615_MTA	20T	30	A	-	-	-	1117	ZONA_2	755380,046	9894234,571
107522_MTA	20T	30	B	-	-	-	684	ZONA_2	756598,790	9889083,139
80830_MTA	10T	15	B	-	-	-	556	ZONA_2	758229,347	9888282,683
77864_MTA	20T	30	B	-	-	-	979	ZONA_2	756041,323	9892268,630
77780_MTA	25T	37,5	B	-	-	-	1193	ZONA_2	756108,767	9893734,099
29701_MTA	15T	22,5	B	-	-	-	881	ZONA_2	754757,017	9892938,726
29877_MTA	15T	22,5	B	-	-	-	795	ZONA_2	753902,403	9892526,716
30437_MTA	25T	37,5	B	-	-	-	1001	ZONA_2	755414,853	9893750,776
30509_MTA	12T	18	B	-	-	-	651	ZONA_2	752302,109	9894755,468
30493_MTA	12T	18	B	-	-	-	645	ZONA_2	751855,205	9894511,721
29603_MTA	25T	37,5	B	-	-	-	1149	ZONA_2	755455,672	9894522,077
77852_MTA	25T	37,5	C	-	-	-	1028	ZONA_2	755956,455	9892686,210
77890_MTA	20T	30	C	-	-	-	859	ZONA_2	755908,462	9891300,264
81016_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	545	ZONA_2	756380,443	9886710,771
107530_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	525	ZONA_2	756647,881	9886074,658
81164_MTA	10T	15	C	-	-	-	465	ZONA_2	757051,525	9884693,322
80917_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	639	ZONA_2	756477,792	9888600,219
78013_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	726	ZONA_2	756434,133	9889948,546
29729_MTA	25T	37,5	C	-	-	-	854	ZONA_2	754748,431	9892588,006
29768_MTA	12T	18	C	-	-	-	654	ZONA_2	753583,827	9891875,877
29828_MTA	12T	18	C	-	-	-	791	ZONA_2	754816,445	9892023,908
29668_MTA	20T	30	C	-	-	-	974	ZONA_2	755555,091	9893423,556

5.7.1.3 Coordinación Zona 3

La zona 3 de coordinación, presenta 106 puntos de coordinación, que corresponden a ramales monofásicos y trifásicos, como se ilustra en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12 Capacidad nominal de fusibles correspondientes a la Zona 3.

Nombre del tramo	Tipo de Fusible	Capacidad (A)	Fase	Icc LLL (A)	Icc LL(A)	Icc LLT (A)	Icc LT (A)	Zona	Coord. X	Coord. Y
81579_MTA	25T	37,5	ABC	673	583	622	503	ZONA_3	746876,333	9901147,433
81930_MTA	12T	18	ABC	392	339	362	282	ZONA_3	733696,360	9893605,402
82618_MTA	15T	22,5	ABC	337	292	310	240	ZONA_3	728500,542	9892176,580
83682_MTA	10T	15	ABC	361	313	333	259	ZONA_3	730838,310	9892994,710
81956_MTA	50T	75	ABC	397	344	368	286	ZONA_3	734022,683	9894150,839
82136_MTA	30T	45	ABC	308	267	281	219	ZONA_3	732076,431	9900636,972
82233_MTA	15T	22,5	ABC	306	265	279	217	ZONA_3	732608,249	9901157,974
9424_MTS	25T	37,5	ABC	1625	1407	1552	1411	ZONA_3	756145,708	9894551,453
104002_MTA	50T	75	ABC	2412	2089	2455	2447	ZONA_3	758694,857	9894825,522
81630_MTA	15T	22,5	A	-	-	-	423	ZONA_3	746390,537	9904498,249
81651_MTA	10T	15	A	-	-	-	374	ZONA_3	745650,008	9905568,531
83634_MTA	20T	30	A	-	-	-	328	ZONA_3	738715,543	9895144,695

83625_MTA	10T	15	A	-	-	-	289	ZONA_3	740221,644	9893771,504
83572_MTA	12T	18	A	-	-	-	317	ZONA_3	738328,631	9894858,111
83583_MTA	8T	12	A	-	-	-	299	ZONA_3	738286,574	9893969,811
81987_MTA	8T	12	A	-	-	-	280	ZONA_3	734033,131	9893560,141
81916_MTA	8T	12	A	-	-	-	281	ZONA_3	733893,209	9893628,160
81933_MTA	8T	12	A	-	-	-	277	ZONA_3	733720,867	9893515,004
82448_MTA	10T	15	A	-	-	-	271	ZONA_3	732750,451	9893420,588
82617_MTA	12T	18	A	-	-	-	236	ZONA_3	728502,436	9892191,181
82576_MTA	8T	12	A	-	-	-	229	ZONA_3	728111,997	9893206,064
82713_MTA	10T	15	A	-	-	-	238	ZONA_3	728206,674	9892075,792
82642_MTA	8T	12	A	-	-	-	244	ZONA_3	729277,967	9892103,648
82455_MTA	20T	30	A	-	-	-	269	ZONA_3	732727,453	9893901,321
82486_MTA	12T	18	A	-	-	-	252	ZONA_3	732068,562	9895269,443
82518_MTA	8T	12	A	-	-	-	243	ZONA_3	731992,414	9895802,288
82145_MTA	20T	30	A	-	-	-	213	ZONA_3	731790,504	9901035,317
82164_MTA	12T	18	A	-	-	-	207	ZONA_3	730897,865	9900472,453
82186_MTA	8T	12	A	-	-	-	198	ZONA_3	729942,201	9901362,503
82241_MTA	8T	12	A	-	-	-	208	ZONA_3	732838,880	9902092,594
82057_MTA	8T	12	A	-	-	-	275	ZONA_3	733813,351	9894715,664
108178_MTA	15T	22,5	B	-	-	-	810	ZONA_3	752743,288	9897277,736
81504_MTA	15T	22,5	B	-	-	-	706	ZONA_3	751751,006	9898368,884
81530_MTA	15T	22,5	B	-	-	-	613	ZONA_3	750093,249	9899444,461
81570_MTA	12T	18	B	-	-	-	505	ZONA_3	747278,604	9900767,720
81607_MTA	15T	22,5	B	-	-	-	421	ZONA_3	746400,941	9903827,150
81906_MTA	10T	15	B	-	-	-	277	ZONA_3	734010,900	9893418,595
82614_MTA	8T	12	B	-	-	-	235	ZONA_3	728591,612	9892134,953
82664_MTA	10T	15	B	-	-	-	225	ZONA_3	728721,308	9889935,305
82695_MTA	6T	9	B	-	-	-	210	ZONA_3	727328,665	9890417,400
81880_MTA	20T	30	B	-	-	-	235	ZONA_3	732062,541	9898318,217
82104_MTA	12T	18	B	-	-	-	223	ZONA_3	731096,098	9897264,590
82021_MTA	8T	12	B	-	-	-	209	ZONA_3	729649,941	9896436,506
82085_MTA	12T	18	B	-	-	-	222	ZONA_3	730598,396	9898058,193
82097_MTA	8T	12	B	-	-	-	219	ZONA_3	729969,963	9897984,075
82111_MTA	8T	12	B	-	-	-	219	ZONA_3	730296,880	9897628,751
82150_MTA	8T	12	B	-	-	-	211	ZONA_3	731693,918	9901423,628
82344_MTA	10T	15	B	-	-	-	202	ZONA_3	733823,654	9901556,033
82313_MTA	6T	9	B	-	-	-	190	ZONA_3	735698,724	9901940,887
82239_MTA	6T	9	B	-	-	-	205	ZONA_3	733282,305	9901722,544
83541_MTA	10T	15	B	-	-	-	300	ZONA_3	736109,642	9894329,743
83553_MTA	10T	15	B	-	-	-	312	ZONA_3	737306,603	9894835,963
83500_MTA	12T	18	B	-	-	-	381	ZONA_3	741772,762	9898707,504
98569_MTA	40T	60	B	-	-	-	1114	ZONA_3	754872,902	9895139,637
81427_MTA	25T	37,5	B	-	-	-	909	ZONA_3	755157,796	9896651,293
81351_MTA	12T	18	B	-	-	-	725	ZONA_3	753830,520	9898026,505
81442_MTA	20T	30	B	-	-	-	1047	ZONA_3	755020,228	9895275,232
100493_MTA	20T	30	B	-	-	-	1154	ZONA_3	755189,768	9894953,078

81277_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	799	ZONA_3	752448,730	9897214,457
81496_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	723	ZONA_3	752185,816	9898448,603
81606_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	416	ZONA_3	747298,316	9904349,207
83082_MTA	10T	15	C	-	-	-	360	ZONA_3	747516,995	9906154,251
83091_MTA	10T	15	C	-	-	-	393	ZONA_3	747787,678	9904143,558
83002_MTA	40T	60	C	-	-	-	398	ZONA_3	742244,335	9899580,212
81761_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	301	ZONA_3	739384,000	9903656,207
81759_MTA	8T	12	C	-	-	-	294	ZONA_3	739396,511	9903306,997
81708_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	263	ZONA_3	737799,820	9903649,348
81723_MTA	8T	12	C	-	-	-	252	ZONA_3	737995,214	9904307,717
81678_MTA	8T	12	C	-	-	-	259	ZONA_3	737066,107	9902780,692
81666_MTA	8T	12	C	-	-	-	252	ZONA_3	736398,742	9903808,203
81740_MTA	10T	15	C	-	-	-	278	ZONA_3	738242,477	9902476,714
81812_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	303	ZONA_3	739648,919	9904191,275
81780_MTA	6T	9	C	-	-	-	270	ZONA_3	738417,026	9905885,376
81802_MTA	6T	9	C	-	-	-	280	ZONA_3	739138,284	9905376,984
82894_MTA	25T	37,5	C	-	-	-	303	ZONA_3	740192,664	9903992,198
83216_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	281	ZONA_3	741305,084	9904720,985
83165_MTA	10T	15	C	-	-	-	244	ZONA_3	742748,345	9905690,461
83172_MTA	6T	9	C	-	-	-	241	ZONA_3	742512,643	9905990,530
82939_MTA	8T	12	C	-	-	-	322	ZONA_3	739581,655	9901763,154
82963_MTA	8T	12	C	-	-	-	318	ZONA_3	741714,323	9902373,779
81950_MTA	8T	12	C	-	-	-	269	ZONA_3	733575,610	9893121,952
82452_MTA	10T	15	C	-	-	-	267	ZONA_3	732757,052	9893390,598
82739_MTA	8T	12	C	-	-	-	230	ZONA_3	727923,969	9892535,649
82035_MTA	8T	12	C	-	-	-	252	ZONA_3	733398,404	9896447,765
82762_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	285	ZONA_3	734606,038	9894080,964
82877_MTA	10T	15	C	-	-	-	237	ZONA_3	736345,135	9890245,150
82754_MTA	12T	18	C	-	-	-	296	ZONA_3	735804,105	9894232,751
82869_MTA	8T	12	C	-	-	-	294	ZONA_3	735797,097	9894134,829
83565_MTA	10T	15	C	-	-	-	317	ZONA_3	737781,961	9895434,333
83467_MTA	25T	37,5	C	-	-	-	353	ZONA_3	740125,071	9897652,749
83441_MTA	10T	15	C	-	-	-	335	ZONA_3	739317,376	9897949,447
83310_MTA	10T	15	C	-	-	-	296	ZONA_3	737494,299	9898054,292
83408_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	296	ZONA_3	737607,039	9898152,015
83359_MTA	10T	15	C	-	-	-	265	ZONA_3	738094,613	9899490,107
83343_MTA	10T	15	C	-	-	-	287	ZONA_3	737554,870	9898760,255
83672_MTA	10T	15	C	-	-	-	309	ZONA_3	737718,906	9897024,839
83468_MTA	12T	18	C	-	-	-	361	ZONA_3	740619,682	9897631,356
83516_MTA	12T	18	C	-	-	-	385	ZONA_3	741656,020	9898919,397
83022_MTA	12T	18	C	-	-	-	413	ZONA_3	742820,514	9900348,087
81514_MTA	15T	22,5	C	-	-	-	668	ZONA_3	751223,016	9899017,141
81253_MTA	25T	37,5	C	-	-	-	824	ZONA_3	752542,771	9896684,271
81264_MTA	12T	18	C	-	-	-	708	ZONA_3	751780,926	9896396,695
81333_MTA	20T	30	C	-	-	-	1015	ZONA_3	754507,051	9895640,785
83681_MTA	20T	30	C	-	-	-	1026	ZONA_3	754022,073	9895473,861

98255_MTA	20T	30	C	-	-	-	1152	ZONA_3	754857,529	9894834,578
81474_MTA	25T	37,5	C	-	-	-	1363	ZONA_3	755920,171	9894572,338

Para facilitar una mejor visualización y ubicación de los fusibles coordinados del alimentador Pujilí Centro se anexa un archivo digital en formato AutoCAD, en el cual consta el tipo de fusible a instalarse en cada punto y zona de coordinación en la red que fueron detallados anteriormente.

Para garantizar una mayor selectividad y coordinación entre elementos fusibles, se sugiere realizar el retiro de ciertos fusibles que se encuentran instalados en la troncal del alimentador, los cuales se detalla en la Tabla 5.13, además se sugiere la instalación de fusibles en los ramales monofásicos con cargas considerables garantizando la selectividad al momento de presentarse una falla, estos fusibles se detallan en la Tabla 5.14.

Tabla 5.13 Fusibles sugeridos para su retiro.

Nombre del tramo	Fase	Coord. X	Coord. Y	Nombre de la zona
101448_MTA	ABC	756214,161	9894599,07	Zona 1
21849_MTA	B	756277,961	9898543,01	Zona 1
21937_MTA	B	756013,537	9897250,81	Zona 1
21943_MTA	B	756284,85	9899802,67	Zona 1
30399_MTA	A	748640,56	9893533,77	Zona 2
30515_MTA	A	749486,597	9894394,85	Zona 2
30417_MTA	A	748857,015	9894284,42	Zona 2
107860_MTA	C	752221,686	9891226,54	Zona 2
107858_MTA	C	752709,45	9891709,43	Zona 2
81174_MTA	C	757066,634	9884621,96	Zona 2
80015_MTA	ABC	756149,154	9893969,15	Zona 2
79904_MTA	ABC	756149,573	9894115,53	Zona 2
77768_MTA	ABC	756171,828	9893700,65	Zona 2
81365_MTA	B	754118,205	9898841,69	Zona 3
117958_MTA	ABC	755943,252	9894628,96	Zona 3
137659_MTA	A	745774,002	9906538,82	Zona 3
83051_MTA	C	748296,824	9906127,09	Zona 3
82053_MTA	ABC	733892,668	9894243,85	Zona 3
82080_MTA	C	734006,823	9897214,15	Zona 3
82770_MTA	C	735386,247	9892243,31	Zona 3
83097_MTA	C	748101,786	9903864,37	Zona 3
81929_MTA	ABC	733696,36	9893605,4	Zona 3

Tabla 5.14 Fusibles a ser instalados.

Nombre del tramo	Fase	Coord. X	Coord. Y	Nombre de la zona
21770_MTA	ABC	756699,057	9897275,882	ZONA_1
29620_MTA	ABC	755255,676	9894654,275	ZONA_1
21848_MTA	B	756308,459	9898610,527	ZONA_1
21885_MTA	B	756338,309	9898511,267	ZONA_1
21866_MTA	B	756070,943	9897742,162	ZONA_1
21594_MTA	B	755767,481	9897553,261	ZONA_1
21613_MTA	B	756262,280	9895871,864	ZONA_1
21618_MTA	B	756304,864	9896261,561	ZONA_1
81075_MTA	ABC	756459,637	9886266,427	ZONA_4
77792_MTA	ABC	756108,473	9893418,137	ZONA_4
80917_MTA	C	756477,792	9888600,219	ZONA_4
80667_MTA	A	754438,155	9888763,088	ZONA_4
77947_MTA	A	755109,636	9890713,191	ZONA_4
77890_MTA	C	755908,462	9891300,264	ZONA_4
77852_MTA	C	755956,455	9892686,210	ZONA_4
77864_MTA	B	756041,323	9892268,630	ZONA_4
30509_MTA	B	752302,109	9894755,468	ZONA_4
30369_MTA	A	748771,408	9893890,968	ZONA_4
29958_MTA	A	750134,471	9892973,340	ZONA_4
29650_MTA	A	755581,915	9893643,316	ZONA_4
29955_MTA	A	750366,377	9892959,291	ZONA_4
29934_MTA	A	751280,328	9893649,829	ZONA_4
29927_MTA	A	751406,235	9893012,679	ZONA_4
29886_MTA	A	753476,277	9892315,836	ZONA_4
29694_MTA	A	755075,618	9893067,088	ZONA_4
29768_MTA	C	753583,827	9891875,877	ZONA_4
81987_MTA	A	734033,131	9893560,141	ZONA_5
82618_MTA	ABC	728500,542	9892176,580	ZONA_5
82642_MTA	A	729277,967	9892103,648	ZONA_5
83091_MTA	C	747787,678	9904143,558	ZONA_5
81812_MTA	C	739648,919	9904191,275	ZONA_5
81678_MTA	C	737066,107	9902780,692	ZONA_5
81708_MTA	C	737799,820	9903649,348	ZONA_5
81740_MTA	C	738242,477	9902476,714	ZONA_5
82344_MTA	B	733823,654	9901556,033	ZONA_5
83441_MTA	C	739317,376	9897949,447	ZONA_5
83310_MTA	C	737494,299	9898054,292	ZONA_5
83634_MTA	A	738715,543	9895144,695	ZONA_5
83572_MTA	A	738328,631	9894858,111	ZONA_5
83625_MTA	A	740221,644	9893771,504	ZONA_5

82239_MTA	B	733282,305	9901722,544	ZONA_5
82241_MTA	A	732838,880	9902092,594	ZONA_5
81351_MTA	B	753830,520	9898026,505	ZONA_5
98569_MTA	B	754872,902	9895139,637	ZONA_5
82035_MTA	C	733398,404	9896447,765	ZONA_5

5.7.2 AJUSTES DEL RECONECTADOR

5.7.2.1 Ajustes del reconfigurador Guapulo

Para el ajuste del reconfigurador ubicado en el barrio Guapulo correspondiente a la zona 1 de coordinación, se consideró el criterio de salvar el fusible, para lo cual se consideró el fusible de menor capacidad (15T) y el de mayor capacidad (50T) instalados en la zona de protección del reconfigurador, considerando los criterios de coordinación de acuerdo al capítulo 3, como se ilustra en la Figura 5.19.

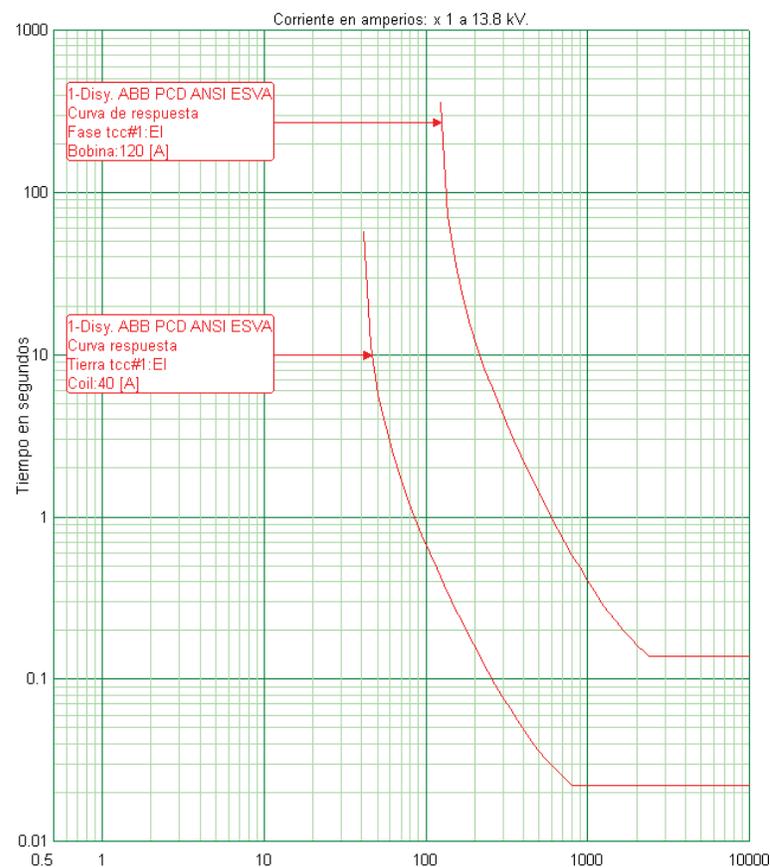


Figura 5.19 Curva característica tiempo – corriente del reconfigurador Guapulo.

Para la configuración del reconfigurador en el programa CYMTCC se lo realizó de la siguiente manera, como se ilustra en las Figuras 5.20 y 5.21.

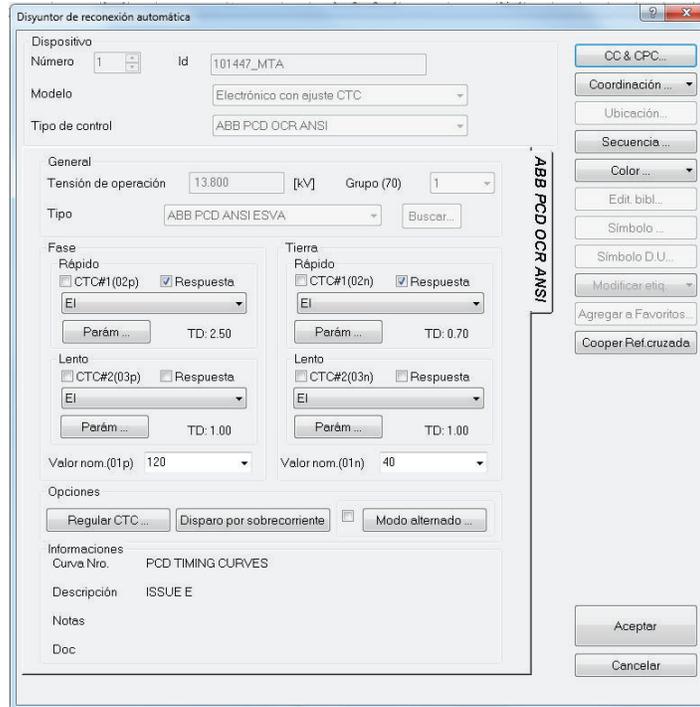


Figura 5.20 Configuración del reconectador Guapulo.

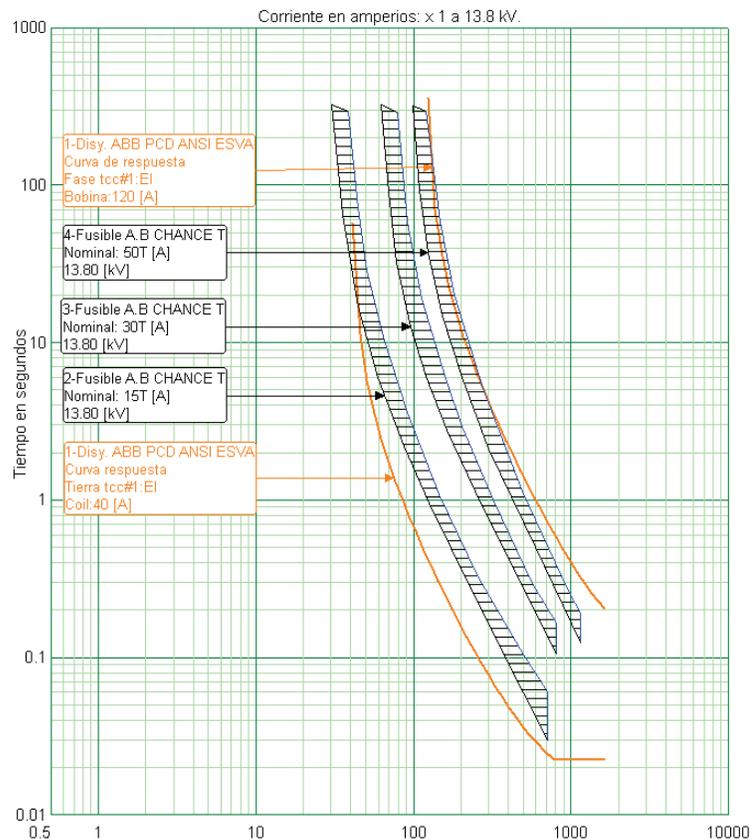


Figura 5.21 Coordinación Fusibles – Reconectador, Guapulo.

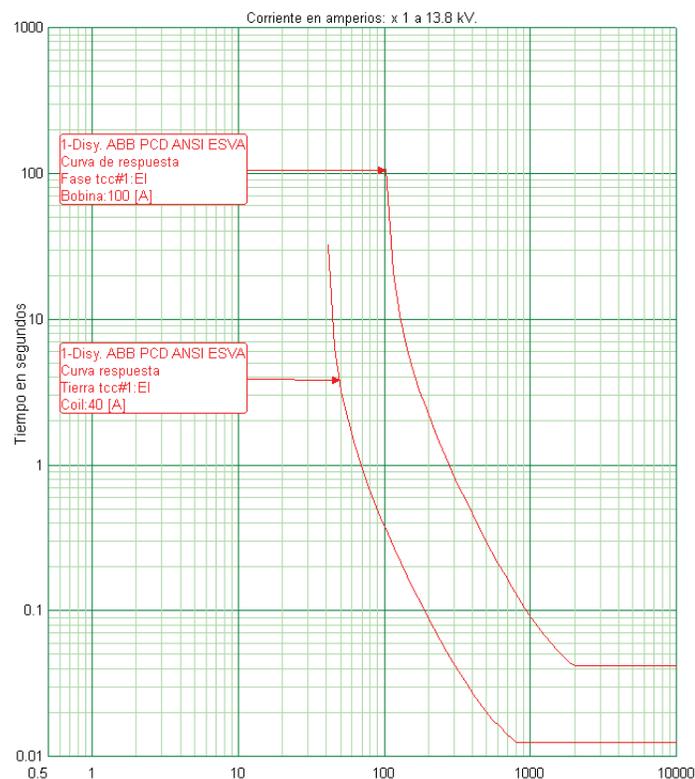
Tabla 5.15 Ajustes del Reconectador Guapulo.

RECONECTADOR		
FASE	Pick up I>	120 A
	Dial Time	2,5 s
	Tipo de Curva	IEEE EXTREMA INVERSA
TIERRA	Pick up I>	40 A
	Dial Time	0,7 s
	Tipo de Curva	IEEE EXTREMA INVERSA

En la Tabla 5.15 se presenta la configuración propuesta para el reconectador Guapulo.

5.7.2.2 Ajustes del reconectador La Merced

Para el ajustes del reconectador ubicado en el barrio La Merced correspondiente a la zona 2 de coordinación, se consideró el criterio de salvar el fusible, para lo cual se consideró el fusible de menor capacidad (10T) y el de mayor capacidad (25T) instalados en la zona de protección del reconectador. En la Figura 5.16, se presenta las curvas $t-i$ del reconectador La Merced.

**Tabla 5.16** Curva característica tiempo – corriente del reconectador La Merced.

Para la configuración del reconectador en el programa CYMTCC se lo realizo de la siguiente manera, como se ilustra en las Figuras 5.22 y 5.23.

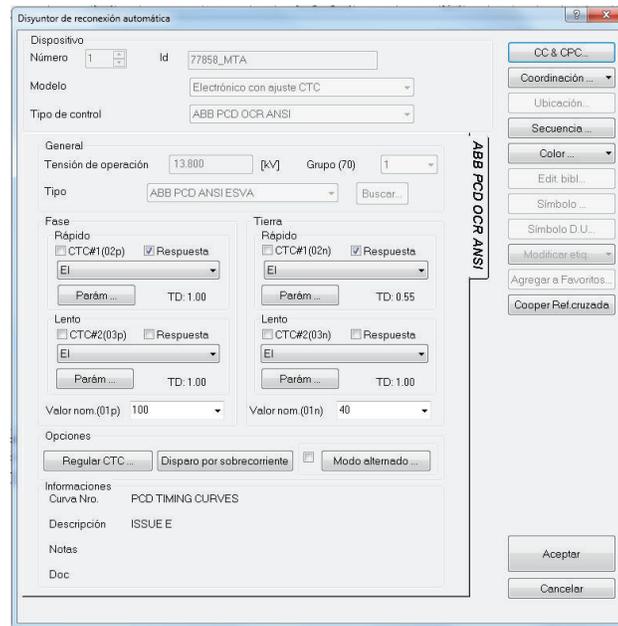


Figura 5.22 Configuración del reconectador La Merced.

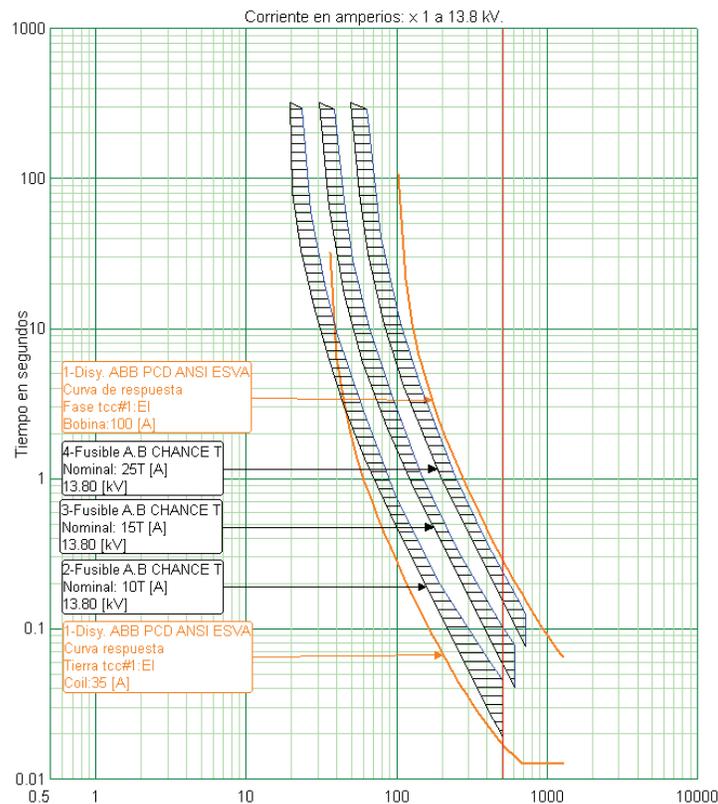


Figura 5.23 Coordinación Fusibles – Reconectador, La Merced.

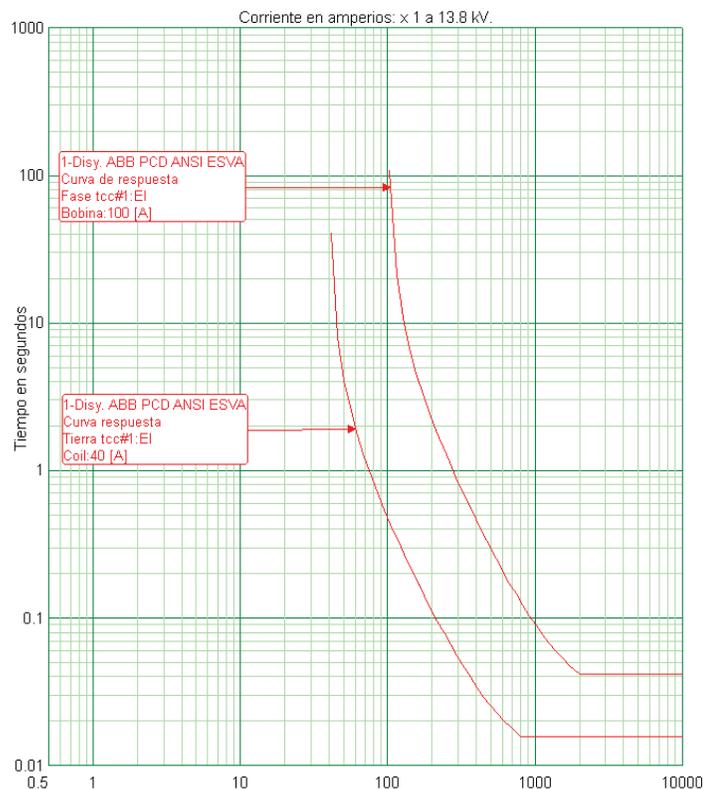
Tabla 5.17 Ajustes del Reconectador La Merced.

RECONNECTADOR		
FASE	Pick up I>	100 A
	Dial Time	1 s
	Tipo de Curva	IEEE EXTREMA INVERSA
TIERRA	Pick up I>	40 A
	Dial Time	0,5 s
	Tipo de Curva	IEEE EXTREMA INVERSA

En la Tabla 5.17 se presenta la configuración propuesta para el reconectador La Merced.

5.7.2.3 Ajustes del reconectador Isinche

Para el ajustes del reconectador ubicado en el barrio Isinche correspondiente a la zona 2 de coordinación, se consideró el criterio de salvar el fusible, para lo cual se consideró el fusible de menor capacidad (12T) y el de mayor capacidad (25T) instalados en la zona de protección del reconectador, En la Figura 5.24, se presenta las curvas $t-i$ del reconectador Isinche.

**Figura 5.24** Curva característica tiempo – corriente del reconectador Isinche.

Para la configuración del reconectador en el programa CYMTCC se lo realizo de la siguiente manera, como se ilustra en las Figuras 5.25 y 5.26.

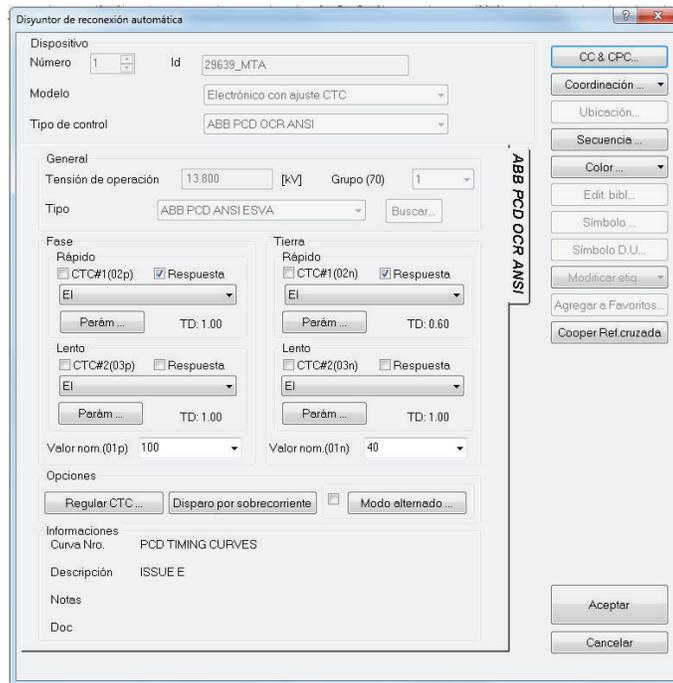


Figura 5.25 Configuración del reconectador Isinche.

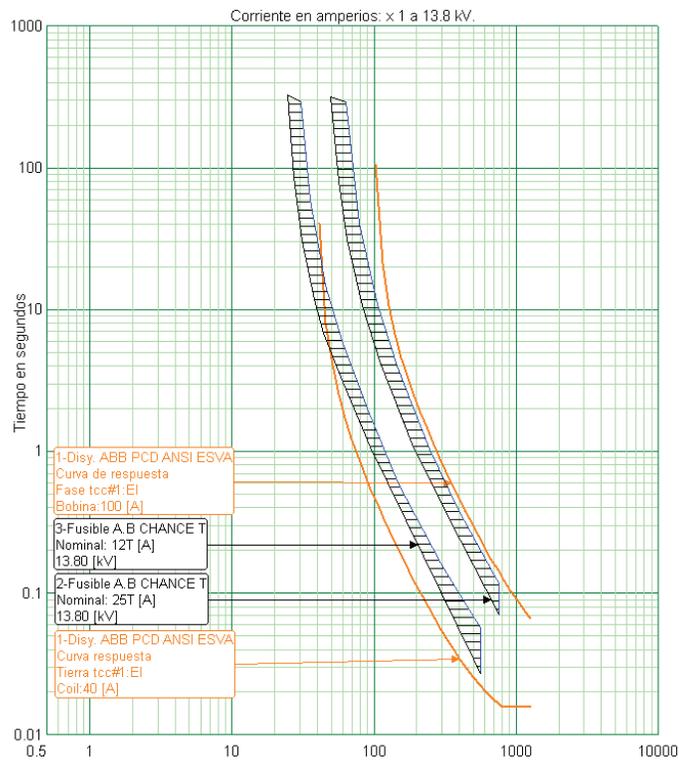


Figura 5.26 Coordinación Fusibles – Reconectador, Isinche.

Tabla 5.18 Ajustes del Reconectador Isinche.

RECONECTADOR		
FASE	Pick up I>	100 A
	Dial Time	1 s
	Tipo de Curva	IEEE EXTREMA INVERSA
TIERRA	Pick up I>	40 A
	Dial Time	0,6 s
	Tipo de Curva	IEEE EXTREMA INVERSA

En la Tabla 5.18 se presenta la configuración propuesta para el reconectador Isinche.

5.7.3 AJUSTES DEL RELÉ GENERAL ELECTRIC F650 DEL ALIMENTADOR ZUMBAHUA

El alimentador cuenta con un relé electrónico de sobrecorriente para fallas de fase y tierra, instantánea y temporizada, además cuenta con un transformador de corriente de relación 300/5.

Para el ajuste del relé se tomó en consideración el fusible de mayor capacidad (80T), instalado en la cercanía de la subestación, la configuración del relé se realizó de la siguiente manera:

- **Calculo del TAP:**

$$RTC = 60$$

$$I_{carga-tierra} = 135 \text{ A}$$

$$TAP = \frac{135 * 1,5}{60}$$

$$TAP = 3,4$$

- **Selección del DIAL:**

Para la selección del dial se la realizo de acuerdo a los tiempos de coordinación entre el fusible (80T) como nuestro dispositivo protector y el relé como dispositivo protegido. Coordinación que se efectuó mediante el programa CYMTCC.

En la Figura 5.27, se puede apreciar la curva característica tiempo vs corriente del relé de protección instalado en la cabecera del alimentador Pujilí Zumbahua.

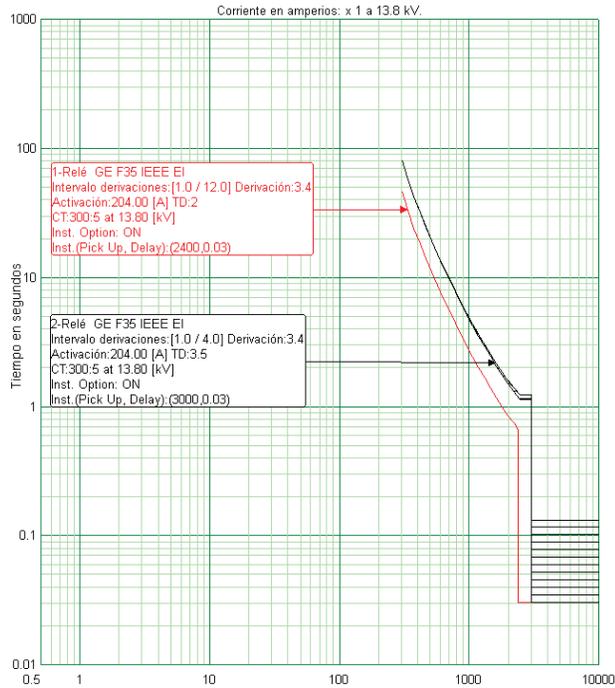


Figura 5.27 Curvas características $t-i$, Relé de Sobrecorriente Alimentador Zumbahua.

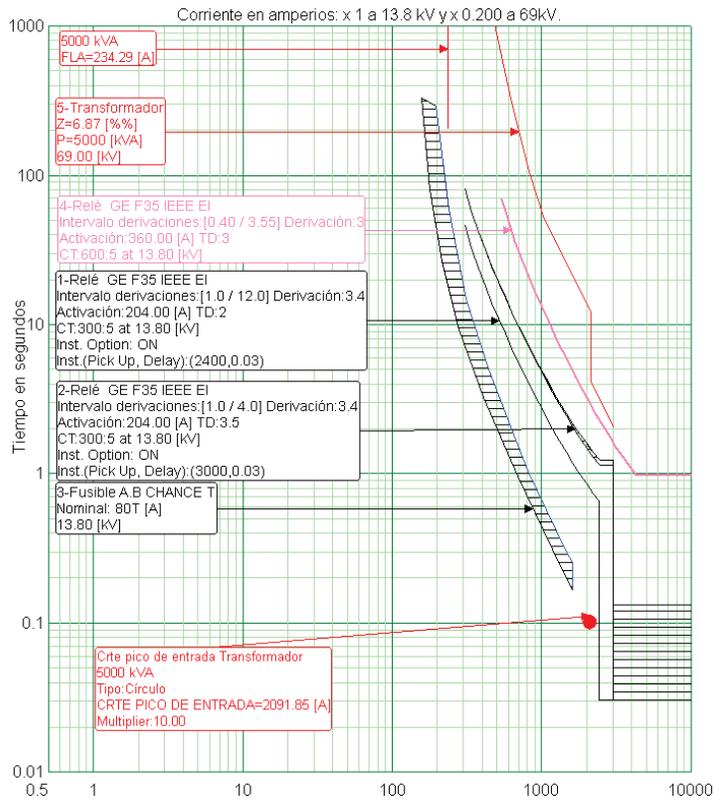


Figura 5.28 Curvas de coordinación del relé de sobrecorriente Fase y Tierra.

Como se puede observar en la Figura 5.28, se cumple con lo mencionado en el capítulo 3 para el caso de coordinación relé – fusible.

The screenshot shows the 'Relé' configuration window for a General Electric F650 relay. The 'Dispositivo' section shows 'Número 1' and 'Núm 2-1'. The 'Id' is 'Relé electrónico'. The 'General' section includes 'Tensión de operación' (13.800 [kV]), 'Protección' (Phase), 'Compañía' (GENERAL ELECTRIC), 'Tipo' (GE F35 IEEE EI), 'Cuadrante tiempo' (3.5), and 'Puesta trab.' (0.01 [s]). The 'Puesta en trabajo' section includes 'Ext. de tomas' (1.0 / 4.0), 'TomaL. (t. largo)' (3.4), and 'Puesta trab. prim.' (204.0 A). The 'Modo de operación' section has 'Toma regulación con ext.' selected. The 'Opciones' section has 'Instantáneo' and 'Dispositivo auxiliar' checked. The 'Informaciones' section shows 'Descripción' (EXTREMELY INVERSE IEEE) and 'Curva Nro.'.

Figura 5.29 Configuración de Fase del relé de sobrecorriente General Electric F650.

The screenshot shows the 'Relé' configuration window for a General Electric F650 relay, with the 'Protección' (Earth) setting selected. The 'Dispositivo' section shows 'Número 1' and 'Núm 11'. The 'Id' is 'Relé electrónico'. The 'General' section includes 'Tensión de operación' (13.800 [kV]), 'Protección' (Tierra), 'Compañía' (GENERAL ELECTRIC), 'Tipo' (GE F35 IEEE EI), 'Cuadrante tiempo' (2), and 'Puesta trab.' (0.01 [s]). The 'Puesta en trabajo' section includes 'Ext. de tomas' (1.0 / 12.0), 'TomaL. (t. largo)' (3.4), and 'Puesta trab. prim.' (204.0 A). The 'Modo de operación' section has 'Toma regulación con ext.' selected. The 'Opciones' section has 'Instantáneo' and 'Dispositivo auxiliar' checked. The 'Informaciones' section shows 'Descripción' (EXTREMELY INVERSE IEEE) and 'Curva Nro.'.

Figura 5.30 Configuración de Tierra del relé de sobrecorriente General Electric F650.

En las Figura 5.29 y 5.30, se presenta la configuración del relé de sobrecorriente, además en la Tabla 5.19 se puede observar los ajustes del relé que se sugieren.

Tabla 5.19 Ajustes del relé de sobrecorriente del alimentador Pujilí Zumbahua.

RELÉ DE SOBRECORRIENTE		
FASE	Pick up I>	3,4 A
	Dial Time	3,5 s
	Tipo de Curva	IEEE EXTREMA INVERSA
	Pick up I>>	50 A
	Delay Time	0 s
TIERRA	Pick up I>	3,4 A
	Dial Time	2 s
	Tipo de Curva	IEEE EXTREMA INVERSA
	Pick up I>>	40 A
	Delay Time	0

A continuación se presenta la coordinación Integral del Alimentador Pujilí Zumbahua.

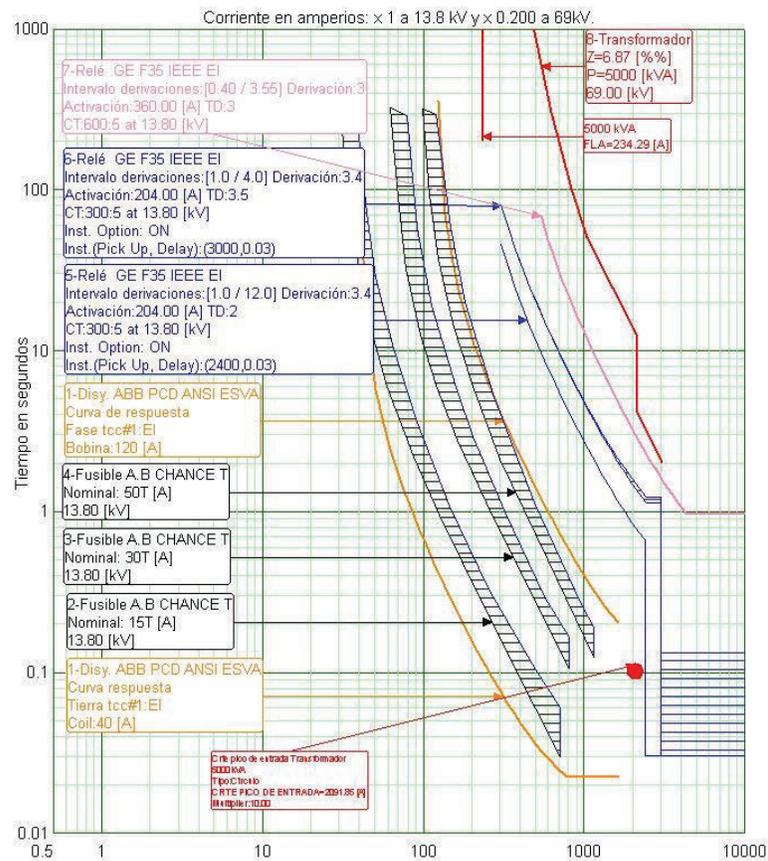


Figura 5.31 Coordinación integral zona 1, Reconector Guapulo.

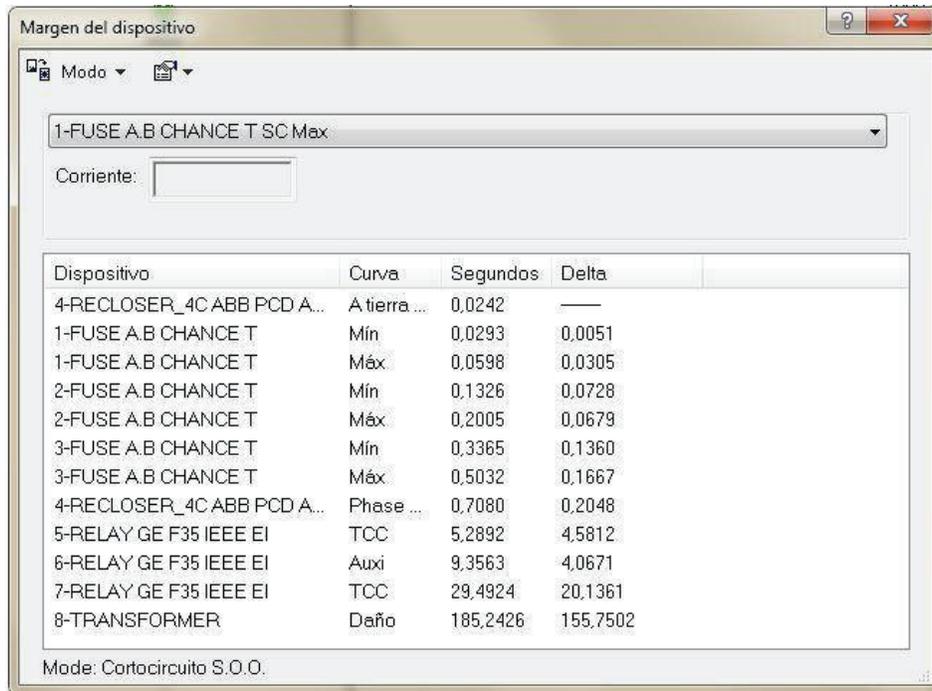


Figura 5.32 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 1, Reconector Guapulo.

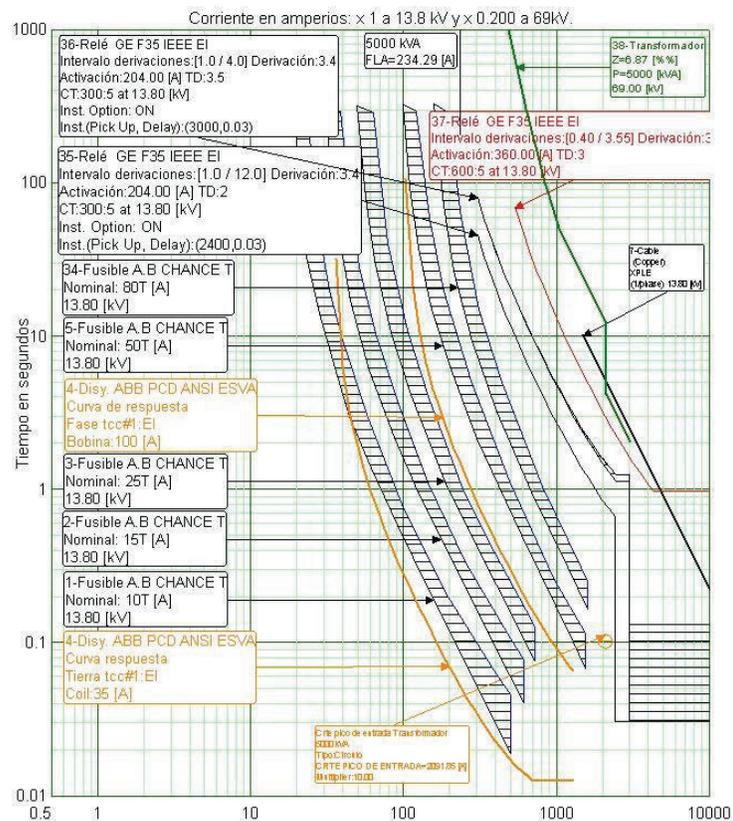


Figura 5.33 Coordinación integral Zona 2, Reconector La Merced.

Margen del dispositivo

Modo

1-FUSE A,B CHANCE T SC Max

Corriente:

Dispositivo	Curva	Segundos	Delta
4-RECLOSER_4C ABB PCD A...	A tierra...	0,0180	—
1-FUSE A,B CHANCE T	Mín	0,0187	0,0007
1-FUSE A,B CHANCE T	Máx	0,0444	0,0257
2-FUSE A,B CHANCE T	Mín	0,0575	0,0131
2-FUSE A,B CHANCE T	Máx	0,1019	0,0444
3-FUSE A,B CHANCE T	Mín	0,1523	0,0504
3-FUSE A,B CHANCE T	Máx	0,2381	0,0858
4-RECLOSER_4C ABB PCD A...	Phase ...	0,2856	0,0475
5-FUSE A,B CHANCE T	Mín	0,6921	0,4065
5-FUSE A,B CHANCE T	Máx	1,0634	0,3713
34-FUSE A,B CHANCE T	Mín	1,9332	0,8698
34-FUSE A,B CHANCE T	Máx	3,4406	1,5074
35-RELAY GE F35 IEEE EI	TCC	11,1989	7,7583
36-RELAY GE F35 IEEE EI	Auxí	19,6985	8,4996
38-TRANSFORMER	Daño	821,4870	801,7885

Mode: Cortocircuito S.O.O.

Figura 5.34 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 2, Reconector La Merced.

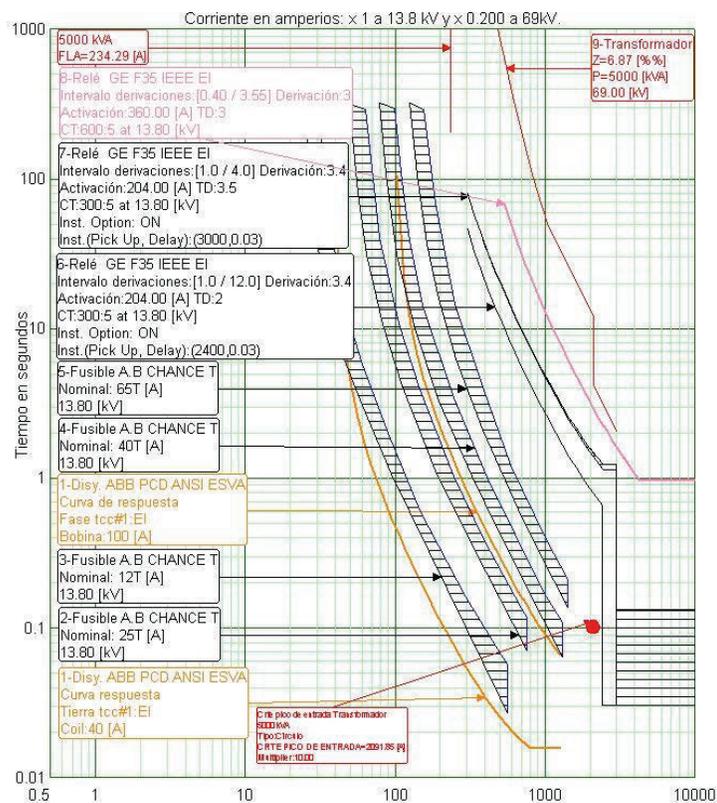


Figura 5.35 Coordinación integral Zona 2, Reconector Isinche.

Margen del dispositivo

Modo

1-FUSE A.B CHANCE T SC Max

Corriente:

Dispositivo	Curva	Segundos	Delta
3-RECLOSER_4C ABB PCD A...	A tierra...	0,0256	—
1-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,0351	0,0095
1-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,0692	0,0341
2-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,1610	0,0918
2-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,2507	0,0897
3-RECLOSER_4C ABB PCD A...	Phase...	0,3011	0,0504
4-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,4330	0,1319
4-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,6852	0,2522
5-FUSE A.B CHANCE T	Mín	1,1825	0,4973
5-FUSE A.B CHANCE T	Máx	2,0107	0,8282
6-RELAY GE F35 IEEE EI	TCC	11,9706	9,9599
7-RELAY GE F35 IEEE EI	Auxi	21,0493	9,0787
9-TRANSFORMER	Daño	936,7306	915,6813

Mode: Cortocircuito S.O.O.

Figura 5.36 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 2, Reconector Isinche.

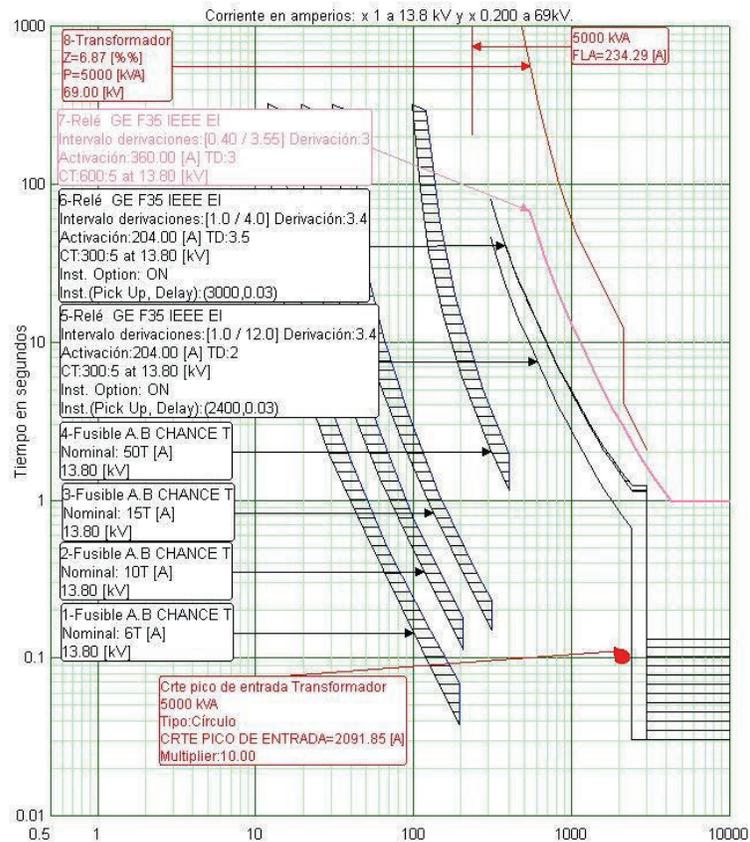


Figura 5.37 Coordinación integral Zona 3, Fusibles.

Margen del dispositivo

Modo

1-FUSE A.B CHANCE T SC Max

Corriente:

Dispositivo	Curva	Segundos	Delta
1-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,0375	—
1-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,0685	0,0310
2-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,1244	0,0559
2-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,1958	0,0714
3-FUSE A.B CHANCE T	Mín	0,3870	0,1912
3-FUSE A.B CHANCE T	Máx	0,5786	0,1916
4-FUSE A.B CHANCE T	Mín	6,8844	6,3058
4-FUSE A.B CHANCE T	Máx	16,1827	9,2983

Mode: Cortocircuito S.O.O.

Figura 5.38 Tiempos y secuencia de operación Coordinación Zona 3, Fusibles.

En las Figuras 5.31 a las Figuras 5.38, se ilustra la coordinación de protecciones y las secuencias de operación de las zonas de coordinación establecidas para el alimentador Pujilí Zumbahua.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Las conclusiones que se presentaron al desarrollar el presente proyecto son:

1. Por el ingreso y funcionamiento de la S/E Pujilí, aliviando la carga que era suministrada por la S/E San Rafael, se produjo un cambio en la topología de la red de medio voltaje que alimentaba al cantón Pujilí, ocasionando una alteración en su sistema de protecciones, debido a las nuevas corrientes de cortocircuito que ahora se presentan.
2. Las corrientes de cortocircuito cambian su magnitud al variar la impedancia del sistema por la configuración de las redes y por la impedancia del transformador de potencia.
3. Los programas computacionales CYMDIST y CYMTCC DE CYME International T&D Inc. son herramientas poderosas para los estudios de sistemas de distribución y la coordinación de protecciones, los cuales se han usado para este estudio, los mismos facilitaron en gran medida los ajustes de protecciones.
4. Con el estudio de corrientes de cortocircuitos se determinó los niveles de corrientes que se presentan en cada elemento de protección, siendo menores en los dispositivos más alejados de la subestación y de mayor capacidad en las cercanías de la misma.
5. La coordinación de protecciones que se realizó se consideró la discriminación de fallas entre, transformadores de distribución, fusibles, reconectores, cables y conductores.
6. La coordinación de los alimentadores primarios se realizó con fusibles tipo T, por su característica de operación lenta, lo que ayuda a realizar una

adecuada coordinación con el reconectador aplicando el método salvar el fusible.

7. Para la protección de los transformadores de distribución, se seleccionaron los fusibles tipo Slow-Fast (SF), ayudando de esta manera que el transformador llegue a un estado de sobrecarga sin que opere la protección del transformador.
8. Al aplicar la coordinación propuesta se obtendrá un sistema con mayor selectividad, sensibilidad, rapidez y confiabilidad, garantizando una mayor continuidad de servicio mejorando de esta manera los índices de calidad presentes.
9. Al realizar el estudio de flujos de potencia con el programa CYMDIST, se observa que existe una considerable caída de voltaje en los puntos más alejados del alimentador Pujilí Zumbahua, debido a su carga y longitud que presenta el mencionado alimentador, ocasionando que los clientes servidos dispongan de un servicio fuera de los límites permitidos por la ARCONEL.

RECOMENDACIONES

El desarrollo del presente proyecto permite establecer lo siguiente:

1. En los alimentadores en estudio se presentan cierta cantidad de seccionadores ubicados en las troncales de cada alimentador, lo que ocasiona una desfavorable coordinación de protecciones, por lo que se sugiere que estos sean retirados o en su caso reemplazarlo por seccionadores tipo cuchilla.
2. Se recomienda implementar el presente estudio por la EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A, debido a que el presente estudio asegura una operación adecuada y selectiva de los elementos de protección.

3. En base a los estudios obtenidos de flujos de potencia, se obtuvo que los niveles de voltaje en el alimentador Pujilí Zumbahua están bajo de los valores establecidos en la regulación 004/01 del ARCONEL, por lo tanto se sugiere que la empresa distribuidora realice estudios para mejorar sus niveles de voltaje en los bordes del alimentador mencionado.
4. La demanda actual de la subestación Pujilí es de 4,8 MVA, llegando de esta manera a una sobrecarga del transformador instalado, por lo que se sugiere el reemplazo del transformador de potencia por uno de 10 MVA para cubrir la potencia demandada, además se puede considerar la implementación de una nueva subestación que sería ubicada en la parroquia de Zumbahua.
5. Al presentarse la operación de un fusible, el personal encargado de mantenimiento debe realizar el reemplazo del fusible por uno de igual característica y tipo. Asegurando de esta manera la continuidad de coordinación establecida.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Castaño, S.R. (2009) .*Redes de Distribución de Energía (3rd ed.)*. Colombia, Manizales.
- [2] Regulación No. CONELEC – 004/01, *Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución*, mayo de 2001.
- [3] (2015), Unidades de Propiedad. Visitada septiembre 2015. [Online]. Disponible: <http://www.unidadesdepropiedad.com/www.unidadesdepropiedad.com>
- [4] J. Fárez,W. Mendieta. (2013). *Estudio de Definición del Sistema de Protecciones de la Central Hidroeléctrica Saymirín y su Coordinación*.(Tesis de Ingeniería). Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Cuenca.
- [5] C. Soto Torres. (2005). *Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones en Tres Circuitos de la S/E Turén en 13,8 kV*.(Informe Final de Pasantías). Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Simón Bolívar.
- [6] Grainger, J.J., Stevenson, W.D. (2011). *Protection of Electricity Distribution Networks*. Londres, Reino Unido: Macmillan Company.
- [7] Gers, J.M., Holmes, E.J. (2011). *Protection of Electricity Distribution Networks*. Londres, Reino Unido: Macmillan Company.
- [8] Westinghouse Electric Corporation. (Pittsburgh 1959), *Electric Utility Engineering Reference Book distribution Systems* (1ra ed.).
- [9] Malik, O.P. (2011).*Electrical Distribution Systems.Canada*: Wiley & Sons, Inc, Hoboken.
- [10] Mc GRAW EDISON COMPANY. (1971). *Distribution System Protection Manual: Power System Division*, Bulletin 71022,1971
- [11] CYME INTERNATIONAL INC 5.0, "*Guía del Usuario y Manual de referencia 2010*", Cooper Industries, Canadá y EEUU 2010.
- [12] Guato Guaman, C.J.,Hidalgo Zuñiga, A.V. (2013). *Mejoramiento del Sistema de Protecciones de los Alimentadores Primarios de las S/E Puyo y Mushullacta pertenecientes a la Empresa Eléctrica Ambato S.A.*.(Tesis de Ingeniería). Facultad de Ingeniería Eléctrica. Escuela Politecnica Nacional.

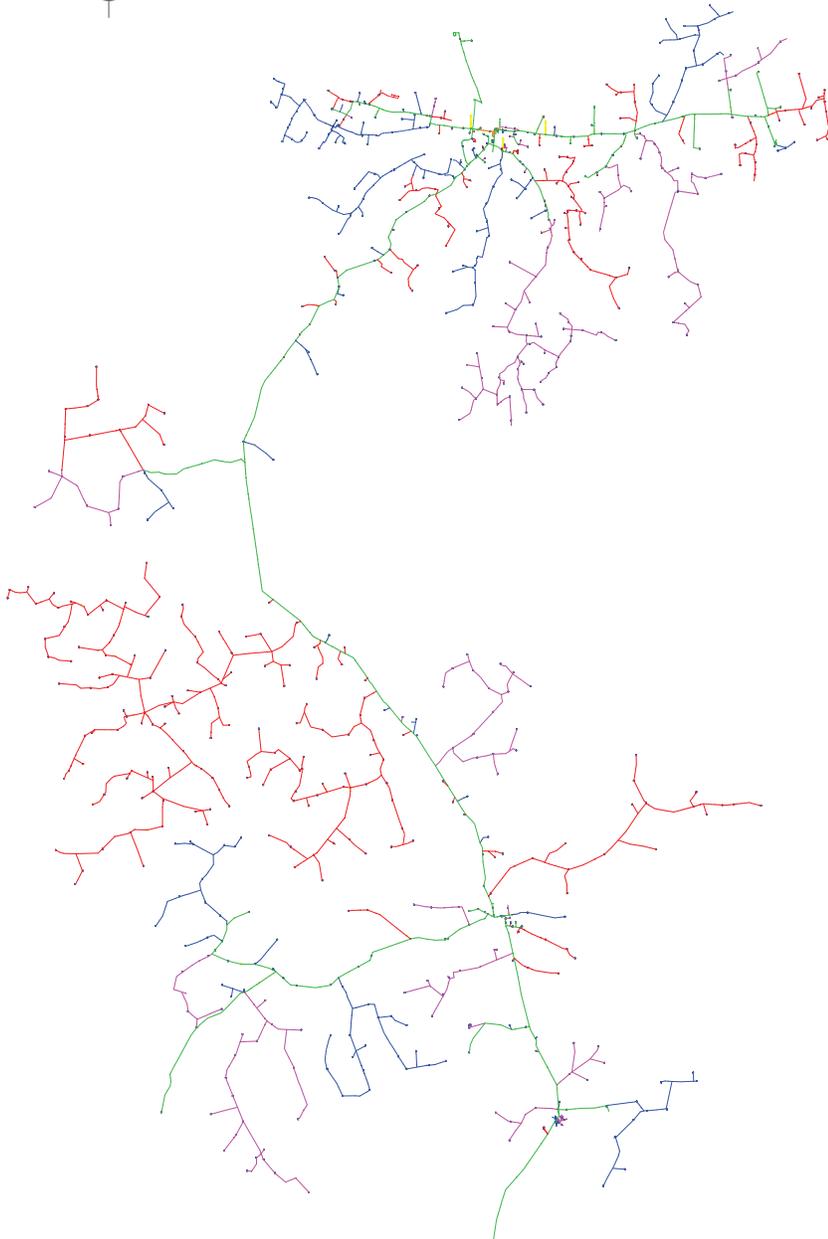
[13] Menas Venegas, I.O., Noroña Álvarez, D.F. (2013). *Planificación de Expansión, Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones del Sistema Occidente de ELEPCO S.A.*.(Tesis de Ingeniería). Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Técnica de Cotopaxi.

[14] Vergara,M. (2010). *Análisis y Mejoramiento del Sistema Primario de Distribución de la S/E16, Rio Coca de la EEQ S.A.*.(Tesis de Ingeniería). Facultad de Ingeniería Eléctrica. Escuela Politecnica Nacional.

ANEXOS

Anexo 1

Diagrama Unifilar Alimentador Pujilí Zumbahua



COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PUJILI ZUMBAHUA
ZONAS DE COORDINACIÓN ALIMENTADOR ZUMBAHUA

DIBUJADO	Sr. Eduardo Chana Ossig	CANTON	Pujilí	SUBESTACION	VGS 17 SUR 1964
DISEÑO	Sr. Eduardo Chana Ossig	PARRQUJA	Pujilí	ALIMENTADOR	Zumbahua
APROBADO	Ing. Luis Ruales C.	SECTOR	Varios	COORD. X	7588662
				COORD. Y	9894974
				FECHA	18/12/2015
				HOJA	1 DE 1

Anexo 2

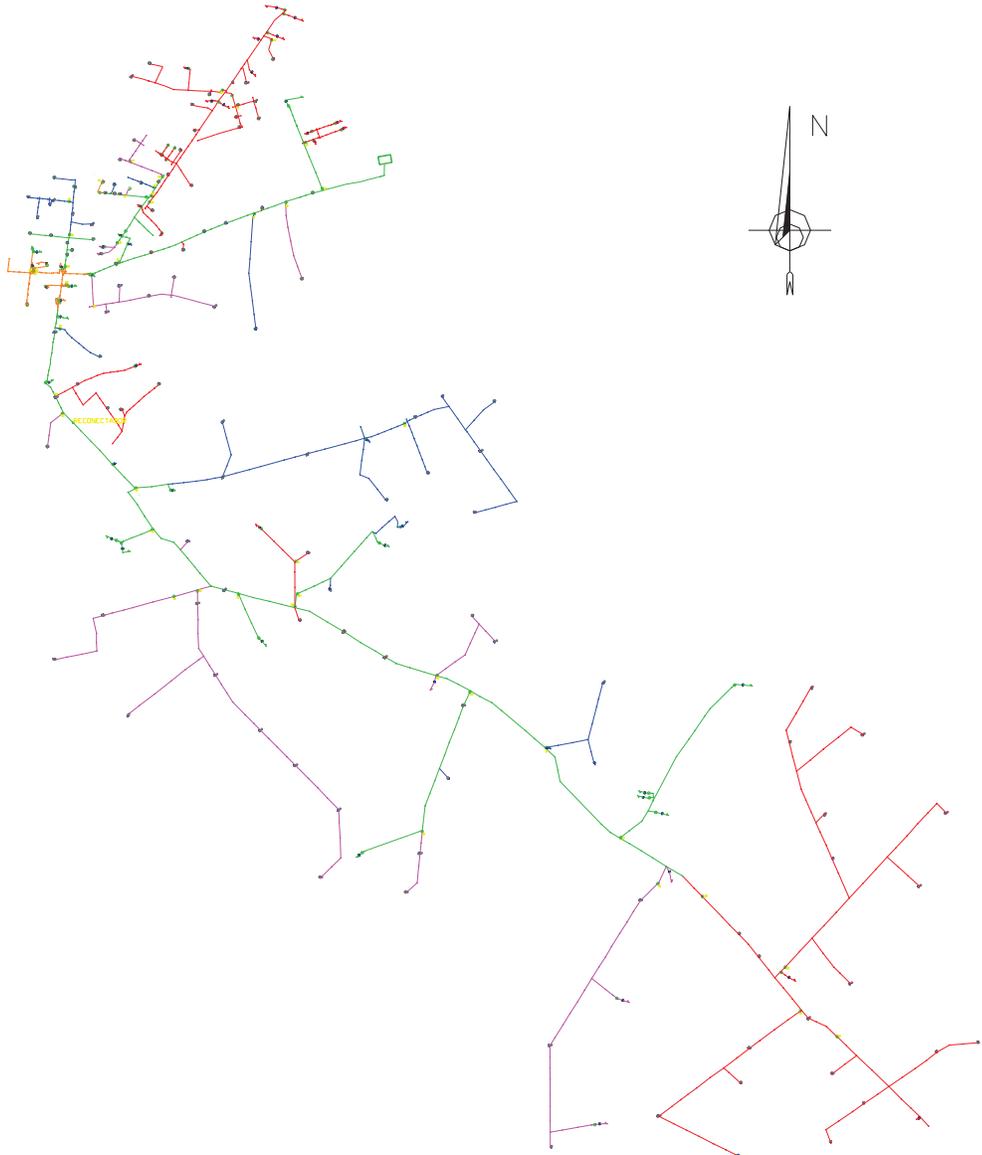
Cantidad de interrupciones año 2014

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

No.	Año	Subestación	Alimentador	Tipo Urbano/Rural	F _{av}	T _{av}	Interrupciones internas Programadas		Interrupciones internas No programadas		Interrupciones externas programadas		Interrupciones externas no programadas	
							Frecuencia (FM/kip)	Duración (TTI/kip)	Frecuencia (FM/kip)	Duración (TTI/kip)	Frecuencia (FM/kip)	Duración (TTI/kip)	Frecuencia (FM/kip)	Duración (TTI/kip)
1	2014	El Calvario	01CV13B1S1 (011 Oriental)	R (Rural)	8	7,766666667	0	0	4	1,833333	4	5,933333	0	0
2	2014	El Calvario	01CV13B1S2 (012 Industrial Sur)	U (Urbano)	9	8,266666667	0	0	5	2,033333	4	6,233333	0	0
3	2014	El Calvario	01CV13B1S3 (013 Redes Subterráneas)	U (Urbano)	9	9,033333333	0	0	5	3,066667	4	5,966667	0	0
4	2014	El Calvario	01CV13B1S4 (014 Latacunga Sur)	U (Urbano)	9	7,766666667	0	0	5	1,75	4	6,016667	0	0
5	2014	San Rafael	02SR13B1S1 (021 Brigada Patria - Calera)	R (Rural)	9	13,85	1	0,916667	6	5,883333	2	7,05	0	0
6	2014	San Rafael	02SR13B1S2 (022 Pujilí - Zumbahua)	R (Rural)	7	10,5	1	0,916667	4	2,5	2	7,083333	0	0
7	2014	San Rafael	02SR13B1S3 (023 Niagara)	R (Rural)	7	10,13333333	1	0,933333	4	2,1	2	7,1	0	0
8	2014	Salcedo	03SA13B1S1 (031 Salcedo Norte - Oriente)	R (Rural)	5	1,933333333	0	0	3	0,483333	2	1,45	0	0
9	2014	Salcedo	03SA13B1S2 (032 Salcedo Centro)	U (Urbano)	3	2,033333333	0	0	1	0,583333	2	1,45	0	0
10	2014	Salcedo	03SA13B1S3 (033 Sur Salcedo)	R (Rural)	6	7,266666667	0	0	3	5,733333	2	1,45	0	0
11	2014	Salcedo	03SA13B1S4 (034 Salcedo Occidental)	R (Rural)	5	3,533333333	0	0	3	2,083333	2	1,45	0	0
12	2014	Mulaló	04ML13B1S1 (041 Mulaló - José Guango Bajo)	R (Rural)	3	5,25	0	0	1	0,116667	2	5,433333	0	0
13	2014	Mulaló	04ML13B1S2 (042 Saquisilí - Guaytacama)	R (Rural)	5	6,733333333	0	0	3	1,283333	2	5,45	0	0
14	2014	Mulaló	04ML13B1S4 (044 Provefrut - Brigada Patria)	R (Rural)	2	5,6	0	0	0	0	2	5,6	0	0
15	2014	Lasso	05LA13B1S1 (051 Toacazo)	R (Rural)	5	8,533333333	0	0	3	3,033333	2	5,5	0	0
16	2014	Lasso	05LA13B1S2 (052 Tanicuchi - Río Blanco)	R (Rural)	5	6,666666667	0	0	3	1,166667	2	5,5	0	0
17	2014	Lasso	05LA13B1S3 (053 Chasqui San Agustín)	R (Rural)	4	5,8	0	0	2	0,3	2	5,5	0	0
18	2014	Lasso	05LA13B1S4 (054 Lasso Centro - Sur)	R (Rural)	5	6,783333333	0	0	3	1,066667	2	5,716667	0	0
19	2014	Lasso	05LA13B1S5 (055 Acosa)	R (Rural)	3	6,833333333	0	0	1	0,266667	2	6,566667	0	0
20	2014	Lasso	05LA13B1S6 (056 Familia Sancela)	R (Rural)	3	6,166666667	0	0	1	0,283333	2	5,883333	0	0
21	2014	La Cocha	06CH13B1S1 (061 Yugsiloma)	R (Rural)	3	7,566666667	0	0	1	1,683333	2	5,883333	0	0
22	2014	La Cocha	06CH13B1S3 (063 Latacunga Centro Norte)	U (Urbano)	2	5,666666667	0	0	0	0	2	5,666667	0	0
23	2014	La Cocha	06CH13B1S4 (064 Fae)	U (Urbano)	2	5,9	0	0	0	0	2	5,9	0	0
24	2014	La Cocha	06CH13B1S5 (065 Latacunga Norte - Aláquez)	R (Rural)	3	6,083333333	0	0	1	0,166667	2	5,916667	0	0
25	2014	Sigchos	08SG13B1S1 (081 Sigchos Centro - Chughchian)	R (Rural)	16	9,683333333	0	0	14	3,516667	2	6,166667	0	0
26	2014	Sigchos	08SG13B1S2 (082 Las Manzanas - San Francisco)	R (Rural)	11	12,41666667	0	0	9	5,866667	2	6,55	0	0
27	2014	Shuyo	45AG13B1S1 (Angamarca Centro)	R (Rural)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	2014	La Maná	09MA13B1S1 (092 Morasungo - El Corazón)	R (Rural)	26	38,06666667	0	0	22	16,06667	2	7,233333	2	14,766667
29	2014	La Maná	09MA13B1S2 (091 La Maná - Pucayacu - Est)	R (Rural)	28	60,6	0	0	22	28,95	2	7,15	2	18,266667
30	2014	La Cocha	06CH13B1S1 (061 Interconexión)	U (Urbano)	2	4,666666667	0	0	0	0,5	1	4,166667	0	0
31	2014	Pujilí	10PJ13B1S1 (101 La Victoria - Isinche - Zumbahua)	R (Rural)	8	4,65	0	0	4	1,933333	3	1,783333	0	0
32	2014	Pujilí	10PJ13B1S2 (102 Pujilí Centro - Alpamala)	R (Rural)	8	6,483333333	1	0,95	4	3,733333	3	1,8	0	0
33	2014	La Maná	09MA13B1S3 (093 La Maná Urb. - El Carmen)	R (Rural)	11	14,63333333	1	1	5	2,583333	2	7,15	3	3,9
34	2014	La Maná	09MA13B1S4 (094 Chipeamburgo)	R (Rural)	9	11,76666667	0	0	4	0,95	2	7,116667	3	3,7

Anexo 3

Diagrama Unifilar Alimentador Pujilí Centro



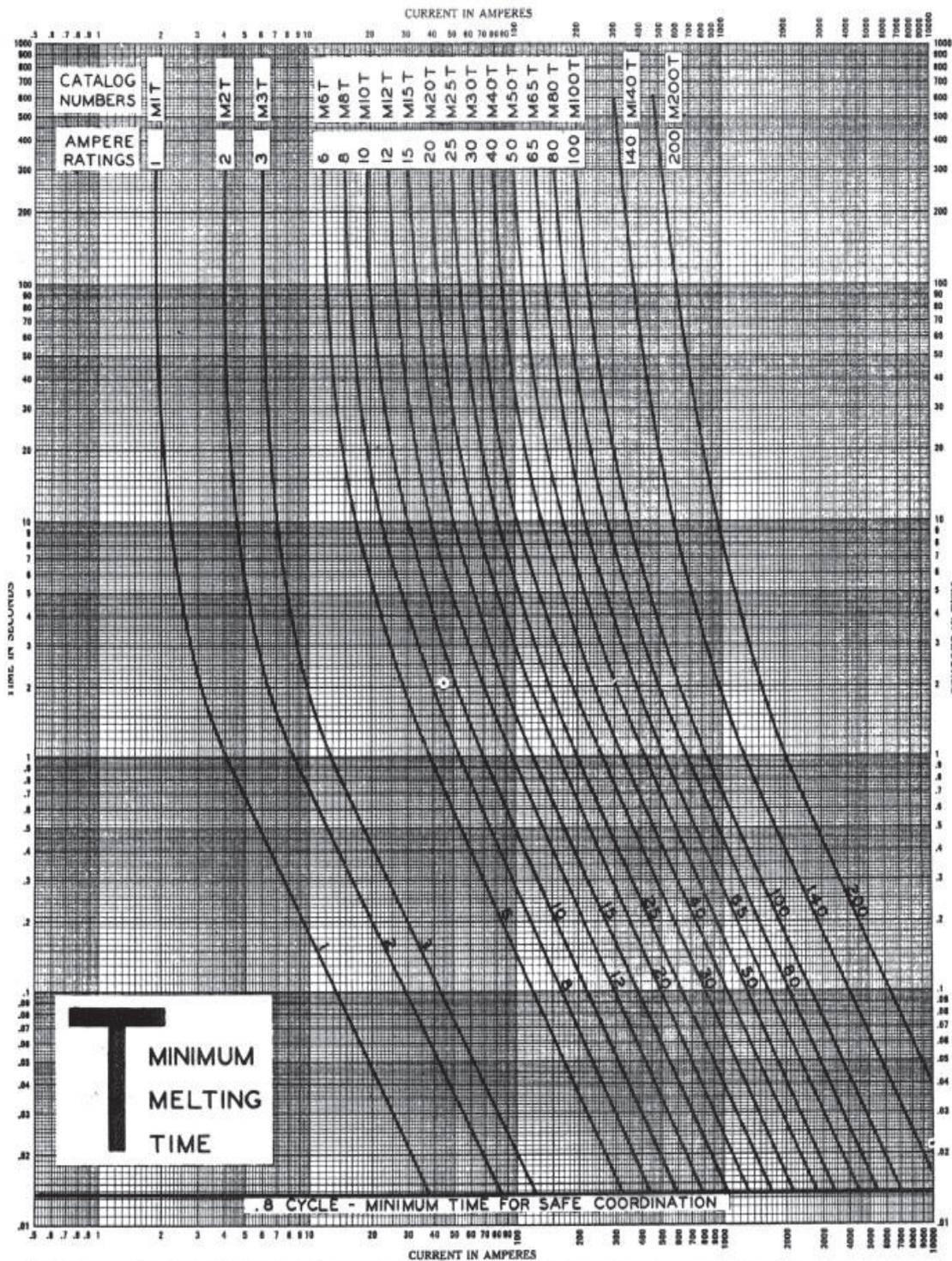
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PUJILÍ CENTRO

DIAGRAMA ALIMENTADOR PUJILÍ CENTRO

DIBUJO Sr. Eduardo Chanatasig	CANTÓN Pujilí	SUBESTACIÓN Pujilí	VCS 17 SUR 1984	
DISEÑO Sr. Eduardo Chanatasig	PARRQUJA Pujilí	ALIMENTADOR Pujilí Centro	CODRO X 798852	FECHA 18/12/2015
APROBADO Ing. Luis Rusles	SECTOR Pujilí	POSTE	CODRO Y 9894974	HOJA 1 DE 1

Anexo 4

Curvas características t – i, fusibles tipo T



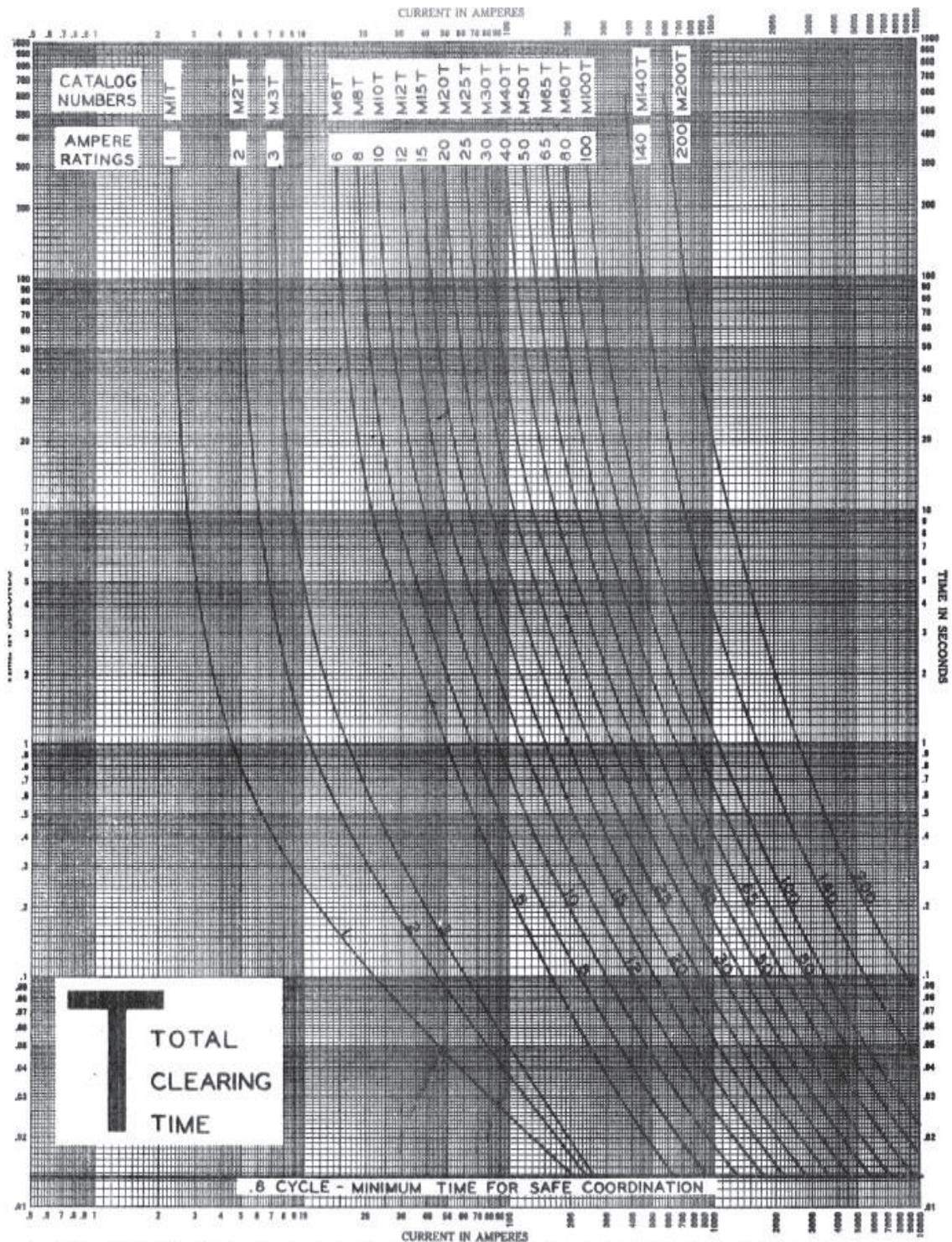
T
MINIMUM
MELTING
TIME

MINIMUM MELTING Time-Current Characteristic Curves
 For: CHANCE TYPE "T" (SLOW) Fuse Links In Chance Cutouts
 Basis for data: ANSI/IEEE Standard C37.41 - 1988
 1. Tests made at less than rated cutout voltage starting at 25C with no initial load.
 2. Curves are plotted to minimum test points so variations should be plus.

30005



Centralia, MO Rev. A. 3/95



TOTAL CLEARING Time-Current Characteristic Curves
 For: CHANCE TYPE "T" (SLOW) Fuse Links In Chance Cutouts
 Basis for data: ANSI/IEEE Standard C37.41 - 1988

1. Tests made at rated cutout voltage starting at 25C with no initial load.
2. Curves are plotted to maximum test points so variations should be minus.

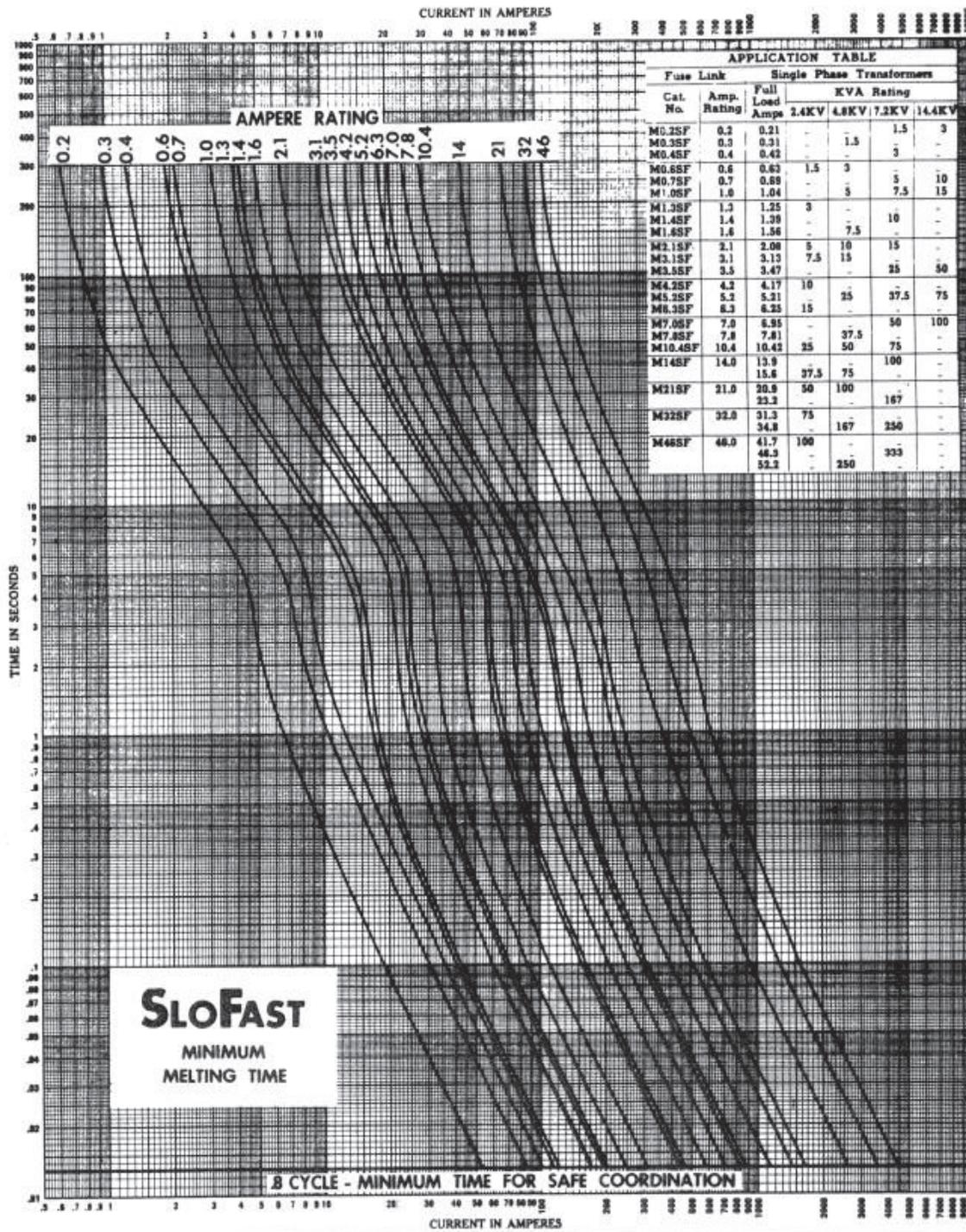
30006



Centraia, MO Rev. A. 3/95

Anexo 5:

Curvas características t – i, fusibles tipo SF



SLOFAST
MINIMUM
MELTING TIME

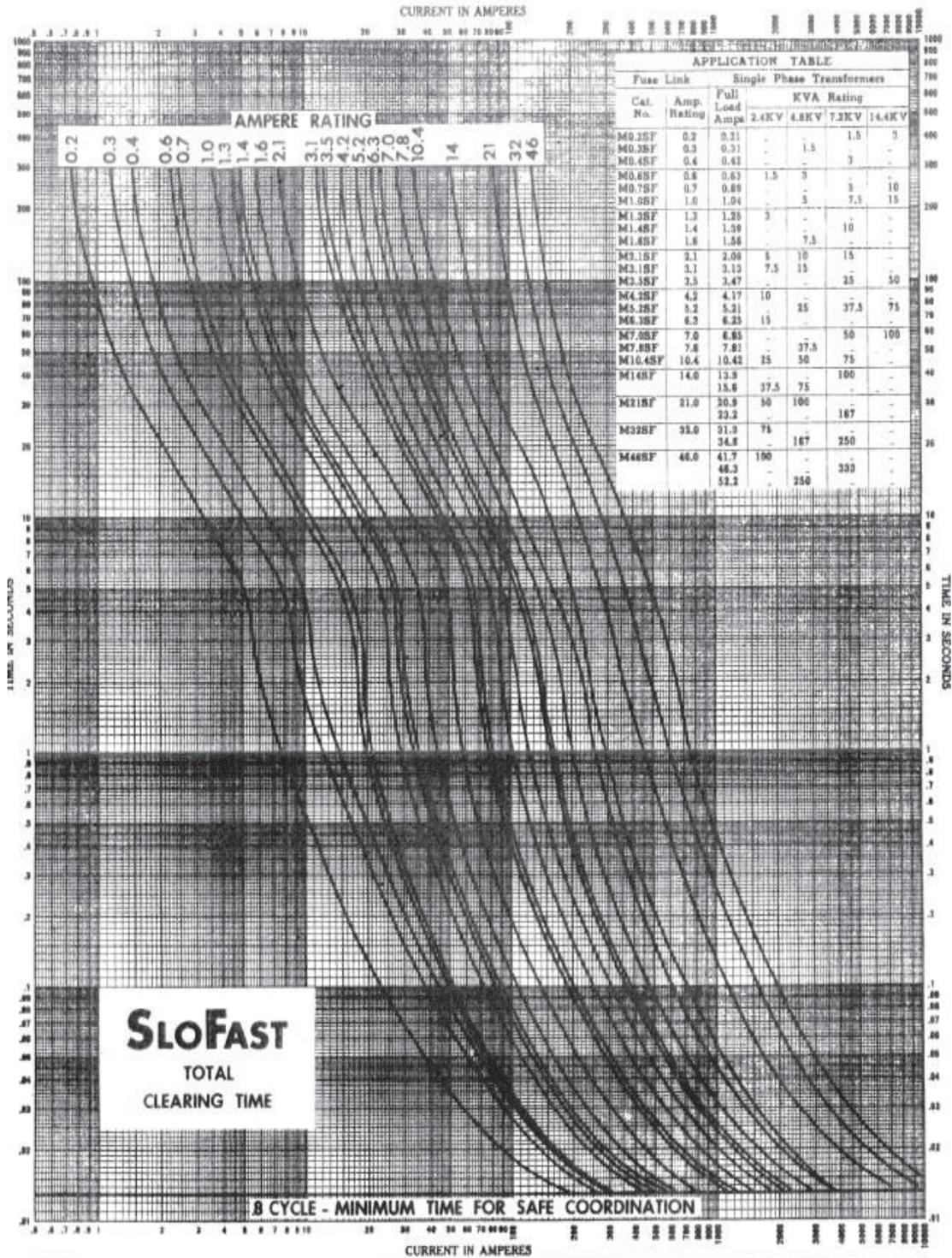
1/2 CYCLE - MINIMUM TIME FOR SAFE COORDINATION

MINIMUM MELTING TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
 For CHANCE TYPE SLOFAST Fuse Links In CHANCE CUTOUTS
 BASIS FOR DATA Standards NEMA PUB. NO. SG2..... Dated MAY 1958

1. Tests made at LESS THAN 220 Volts a-c at LOW p-f. Starting at 25C with no initial load
2. Curves are plotted to MINIMUM Test points so variations should be PLUS

30040





Fuse Link		Single Phase Transformers				
Cat. No.	Amp. Rating	Full Load Amps	KVA Rating			
			2.4KV	4.8KV	7.2KV	14.4KV
M0.25F	0.2	0.21	-	-	1.5	3
M0.35F	0.3	0.31	-	1.5	-	-
M0.45F	0.4	0.42	-	-	3	-
M0.65F	0.6	0.63	1.5	3	-	-
M0.75F	0.7	0.68	-	-	3	10
M1.05F	1.0	1.04	-	5	7.5	15
M1.35F	1.3	1.25	3	-	-	-
M1.45F	1.4	1.39	-	-	10	-
M1.65F	1.6	1.56	-	7.5	-	-
M2.15F	2.1	2.08	5	10	15	-
M3.15F	3.1	3.13	7.5	15	-	-
M3.35F	3.3	3.47	-	-	25	50
M4.25F	4.2	4.17	10	-	-	-
M5.25F	5.2	5.21	-	25	37.5	75
M6.35F	6.3	6.23	15	-	-	-
M7.35F	7.0	6.83	-	-	50	100
M7.85F	7.8	7.81	-	37.5	75	-
M10.45F	10.4	10.42	25	50	75	-
M14.5F	14.0	13.3	37.5	75	100	-
M21.5F	21.0	20.3	50	100	-	-
M32.5F	32.0	31.3	75	-	167	-
M46.5F	46.0	41.7	100	-	250	-
		48.3	-	-	333	-
		52.2	-	250	-	-

SLOFAST
TOTAL
CLEARING TIME

TOTAL CLEARING TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

For CHANCE TYPE SLOFAST Fuse Links..... In CHANCE CUTOUPS
BASIS FOR DATA Standards NEMA PUB. NO. SG2..... Dated MAY 1956

1. Tests made at 15000 Volts a-c at LOW p-f. Starting at 25C with no initial load
2. Curves are plotted to MAXIMUM Test points so variations should be MINUS

30041



Anexo 6

Consumo total correspondiente a cada transformador

Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes
829	MTA_L_21625	1461,00	4350	MTA_L_21904	788,33	8928	MTA_L_21774	1217,00	8131	MTA_L_77850	104,33
830	MTA_L_21626	5468,17	7042	MTA_L_21906	30,00	6014	MTA_L_21769	114,33	4365	MTA_L_77847	9290,67
5799	MTA_L_21624	5604,17	7025_10KVA	MTA_L_21890	2708,83	6893	MTA_L_21754	2154,33	4366	MTA_L_77856	3457,33
834	MTA_L_21599	888,67	837	MTA_L_21862	5402,33	7829	MTA_L_21783	1039,00	942	MTA_L_77896	1444,33
5871	MTA_L_21596	336,67	835	MTA_L_21874	1223,33	5920	MTA_L_21781	2491,67	941	MTA_L_77898	871,33
4348	MTA_L_21593	641,33	5357	MTA_L_21606	3208,67	7828	MTA_L_21823	1385,67	976	MTA_L_80812	493,00
836	MTA_L_21881	761,00	6365	MTA_L_21603	664,00	7853	MTA_L_21798	3165,00	987	MTA_L_80828	256,00
5298	MTA_L_21742	1855,67	8347	MTA_L_113922	1954,33	6914	MTA_L_21620	2025,67	5939	MTA_L_80826	614,33
843	MTA_L_21933	3290,17	5897	MTA_L_21611	3565,67	852	MTA_L_29552	406,17	984	MTA_L_80884	211,50
8107	MTA_L_21730	1837,67	21814_MTA-1	MTA_L_21814	1625,00	851	MTA_L_29546	11432,00	9074	MTA_L_80882	495,00
846	MTA_L_21932	3222,00	5283	MTA_L_21810	2405,67	929	MTA_L_77771	7105,67	983	MTA_L_80880	252,00
8710	MTA_L_21711	714,67	5210	MTA_L_21509	3192,33	8131	MTA_L_77850	104,33	981	MTA_L_80898	469,00
847	MTA_L_21722	1544,33	6361	MTA_L_21522	1598,67	4365	MTA_L_77847	9290,67	980	MTA_L_80904	841,33
8718	MTA_L_21721	1626,67	5751	MTA_L_21484	2981,33	4366	MTA_L_77856	3457,33			
8716	MTA_L_21727	2064,67	8040	MTA_L_21496	135,67	942	MTA_L_77896	1444,33			
8711	MTA_L_21714	1294,67	841	MTA_L_21490	2241,67	941	MTA_L_77898	871,33			
8713	MTA_L_21706	535,67	6229	MTA_L_21494	1808,33	976	MTA_L_80812	493,00			
8712	MTA_L_21700	690,67	5795	MTA_L_21524	2564,33	987	MTA_L_80828	256,00			
845	MTA_L_21703	168,00	5560	MTA_L_21480	30,00	5939	MTA_L_80826	614,33			
7811	MTA_L_21844	603,00	6919	MTA_L_21471	1582,00	984	MTA_L_80884	211,50			
844	MTA_L_21836	952,00	5864	MTA_L_21478	4832,67	9074	MTA_L_80882	495,00			
7615	MTA_L_21921	1023,67	9627	MTA_L_107207	50,00	983	MTA_L_80880	252,00			
4351	MTA_L_21929	321,00	8830	MTA_L_21529	30,00	981	MTA_L_80898	469,00			
7252	MTA_L_21913	692,33	7145	MTA_L_21527	1122,00	980	MTA_L_80904	841,33			

Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes
979	MTA_L_80896	650,67	998	MTA_L_81032	1069,00	953	MTA_L_78017	3382,00	953	MTA_L_78017	3382,00
982	MTA_L_80850	259,00	8708	MTA_L_81125	3309,33	954	MTA_L_78021	885,00	954	MTA_L_78021	885,00
978	MTA_L_80848	1052,50	8242	MTA_L_81127	1443,00	959	MTA_L_80781	734,67	959	MTA_L_80781	734,67
977	MTA_L_80846	354,00	1013	MTA_L_81145	2569,00	955	MTA_L_80785	343,67	955	MTA_L_80785	343,67
975	MTA_L_80810	400,67	1014	MTA_L_81188	1307,67	958	MTA_L_80787	979,33	958	MTA_L_80787	979,33
974	MTA_L_80801	883,67	1018_10_PJS1	MTA_L_81198	334,67	956	MTA_L_80783	424,33	956	MTA_L_80783	424,33
6876	MTA_L_80865	354,33	1018_10_PJS1_1	MTA_L_81202	222,00	957	MTA_L_80779	694,00	957	MTA_L_80779	694,00
7031	MTA_L_80863	285,33	1016	MTA_L_81192	1591,00	8949	MTA_L_78029	581,67	8949	MTA_L_78029	581,67
972	MTA_L_80861	835,67	1015	MTA_L_81190	1486,00	5004	MTA_L_78040	2023,67	5004	MTA_L_78040	2023,67
991	MTA_L_80973	3080,67	8303	MTA_L_81194	210,67	963	MTA_L_80671	2425,33	963	MTA_L_80671	2425,33
997	MTA_L_80979	420,67	4370	MTA_L_81196	1315,33	967	MTA_L_80698	1356,67	967	MTA_L_80698	1356,67
996	MTA_L_80975	437,00	5051	MTA_L_81200	109,00	965	MTA_L_80695	1063,00	965	MTA_L_80695	1063,00
995	MTA_L_81005	1173,67	1012	MTA_L_81143	938,00	5975	MTA_L_80693	1035,67	5975	MTA_L_80693	1035,67
994	MTA_L_81010	540,33	9501	MTA_L_142731	1526,33	964	MTA_L_80683	2439,00	964	MTA_L_80683	2439,00
993	MTA_L_80999	969,00	1009	MTA_L_81103	286,67	970	MTA_L_80729	1746,33	970	MTA_L_80729	1746,33
992	MTA_L_80985	275,33	1011	MTA_L_81105	802,33	969	MTA_L_80735	1756,00	969	MTA_L_80735	1756,00
8939	MTA_L_80971	1661,00	1010	MTA_L_81101	494,00	6391	MTA_L_80744	1165,33	6391	MTA_L_80744	1165,33
8322	MTA_L_80954	1432,67	1008	MTA_L_81097	116,67	4369	MTA_L_80749	1428,00	4369	MTA_L_80749	1428,00
1000	MTA_L_81036	876,67	1006	MTA_L_81099	116,33	7314	MTA_L_80757	257,17	7314	MTA_L_80757	257,17
999	MTA_L_81034	531,00	1007	MTA_L_81086	1212,67	968	MTA_L_80726	1540,50	968	MTA_L_80726	1540,50
1003	MTA_L_81067	592,00	8516	MTA_L_81084	50,00	7836	MTA_L_80704	583,00	7836	MTA_L_80704	583,00
1002	MTA_L_81065	1427,00	9278	MTA_L_80943	15394,67	9747	MTA_L_80669	1721,33	9747	MTA_L_80669	1721,33
1005	MTA_L_81055	1286,67	989	MTA_L_80927	983,67	7860	MTA_L_80650	3471,83	7860	MTA_L_80650	3471,83
1004	MTA_L_81053	1519,33	988	MTA_L_80920	1205,33	962	MTA_L_80648	1929,00	962	MTA_L_80648	1929,00
1001	MTA_L_81051	957,00	971	MTA_L_80799	1742,67	960	MTA_L_78031	1593,00	960	MTA_L_78031	1593,00

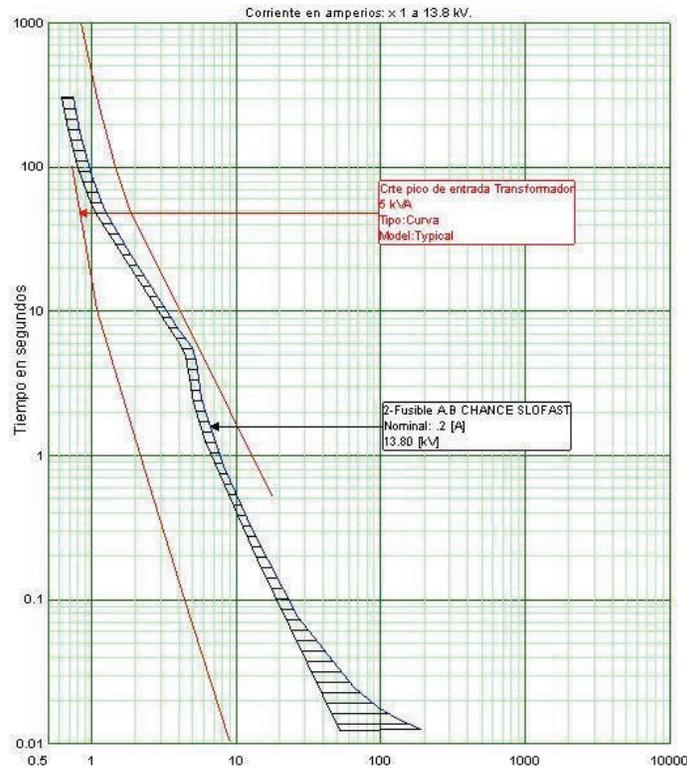
Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes
950	MTA_L_77968	493,33	4308	MTA_L_77805	6157,00	881	MTA_L_29782	5154,50	881	MTA_L_29782	5154,50
7795	MTA_L_77984	50,00	9503	MTA_L_135681	4066,17	880	MTA_L_29781	1853,33	880	MTA_L_29781	1853,33
5998	MTA_L_77993	654,00	8868	MTA_L_77803	1128,33	888	MTA_L_29772	2167,00	888	MTA_L_29772	2167,00
8341	MTA_L_77986	271,00	5380	MTA_L_77776	2105,33	875	MTA_L_29752	2176,00	875	MTA_L_29752	2176,00
9169	MTA_L_77988	243,00	6316	MTA_L_77774	50,00	8255	MTA_L_29744	1404,33	8255	MTA_L_29744	1404,33
951	MTA_L_77982	3373,67	7872	MTA_L_77782	3687,67	8130	MTA_L_29827	614,67	8130	MTA_L_29827	614,67
948	MTA_L_77966	227,00	CAMAL	MTS_L_9337	10425,33	873	MTA_L_29849	825,67	873	MTA_L_29849	825,67
947	MTA_L_77954	927,67	928	MTA_L_80009	100,00	5692	MTA_L_29848	745,00	5692	MTA_L_29848	745,00
9553	MTA_L_102099	154,33	850	MTA_L_80023	6705,00	871	MTA_L_29841	1946,67	871	MTA_L_29841	1946,67
8412	MTA_L_78004	147,00	7671	MTA_L_80002	17183,00	870	MTA_L_29833	2236,33	870	MTA_L_29833	2236,33
7676	MTA_L_78002	6757,33	827	MTA_L_80039	5588,67	874	MTA_L_29738	338,67	874	MTA_L_29738	338,67
946	MTA_L_77952	146,00	1023	MTA_L_81455	1466,67	892	MTA_L_29863	631,67	892	MTA_L_29863	631,67
945	MTA_L_77940	1818,67	7025	MTA_L_29636	4345,00	891	MTA_L_29864	41,33	891	MTA_L_29864	41,33
6875	MTA_L_77933	946,50	7401	MTA_L_29696	893,33	7256	MTA_L_29890	100,00	7256	MTA_L_29890	100,00
943	MTA_L_77908	2387,00	867	MTA_L_29722	1153,67	896	MTA_L_29897	1679,00	896	MTA_L_29897	1679,00
6620	MTA_L_77926	9180,67	868	MTA_L_29717	1409,00	904	MTA_L_29932	525,33	904	MTA_L_29932	525,33
7549	MTA_L_77924	1410,67	886_10_PJS1	MTA_L_29713	746,67	4357	MTA_L_29936	222,67	4357	MTA_L_29936	222,67
940	MTA_L_77882	1149,33	9568	MTA_L_29704	1055,33	900	MTA_L_29938	153,00	900	MTA_L_29938	153,00
4367	MTA_L_77888	8543,00	869	MTA_L_29730	1080,67	916	MTA_L_30035	592,33	916	MTA_L_30035	592,33
939	MTA_L_77880	13690,00	9546	MTA_L_123853	50,00	915	MTA_L_30034	2129,00	915	MTA_L_30034	2129,00
938	MTA_L_77863	2181,33	876	MTA_L_29821	646,67	925	MTA_L_30008	1268,33	925	MTA_L_30008	1268,33
8363	MTA_L_77869	202,33	877	MTA_L_29820	1924,33	923	MTA_L_30006	1643,67	923	MTA_L_30006	1643,67
935	MTA_L_77830	4251,67	878	MTA_L_29753	3398,33	924	MTA_L_30005	2771,67	924	MTA_L_30005	2771,67
934	MTA_L_77828	4240,67	8413	MTA_L_29765	50,00	7223	MTA_L_30018	107,67	7223	MTA_L_30018	107,67
2325	MTA_L_77838	483,00	885	MTA_L_29818	66,33	7387	MTA_L_30025	434,33	7387	MTA_L_30025	434,33

Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes
9502	MTA_L_135397	1705,67	886_15_PJSI	MTA_L_29819	609,33	922	MTA_L_30016	3277,50
933	MTA_L_77791	2777,67	884	MTA_L_29817	427,67	1525	MTA_L_30001	6669,17
932	MTA_L_77815	4018,00	4356	MTA_L_29798	1885,83	920	MTA_L_30000	2487,00
9558	MTA_L_123844	50,00	4355	MTA_L_29796	1063,67	919	MTA_L_29976	1512,00
8150	MTA_S_77812	2479,00	882_15_PJSI	MTA_L_29794	785,67	8714	MTA_L_29991	2696,67
8715	MTA_L_29986	2592,00	8709	MTA_L_30362	50,00	6386	MTA_L_29664	2030,67
918	MTA_L_29985	3390,50	4364	MTA_L_30361	1086,50	859	MTA_L_30480	597,00
917	MTA_L_29975	3476,00	908	MTA_L_30346	2096,66	5886	MTA_L_30478	214,67
903	MTA_L_29962	1062,00	902	MTA_L_29960	131,00	861	MTA_L_30482	561,33
914	MTA_L_30395	743,00	901	MTA_L_29947	395,00	1345	MTA_L_30514	834,00
5522	MTA_L_30402	326,67	4358	MTA_L_29950	380,33	8527	MTA_L_30512	499,00
913	MTA_L_30394	1440,50	1093	MTA_L_29922	164,33	4353	MTA_L_30506	295,00
4359	MTA_L_30380	911,50	8260	MTA_L_29926	547,33	4352	MTA_L_30502	1070,67
8719	MTA_L_30420	51,67	897	MTA_L_29912	559,00	5037	MTA_L_30500	304,33
4360	MTA_L_30415	702,00	9186	MTA_L_29891	3127,33	858	MTA_L_30477	809,67
8721	MTA_L_30425	195,67	894	MTA_L_29883	637,33	857	MTA_L_30464	604,67
4363	MTA_L_30434	730,67	7587	MTA_L_29879	2216,00	856	MTA_L_30463	540,00
4361	MTA_L_30431	1167,33	890	MTA_L_29861	2830,67	879	MTA_L_30436	4292,00
911	MTA_L_30383	1248,00	17022	MTA_L_29693	80,00	854	MTA_L_30450	1952,00
912	MTA_L_30379	725,33	864	MTA_L_29690	3217,33	1020	MTA_L_29572	8921,00
905	MTA_L_30323	351,50	7621	MTA_L_29681	80,00	1021	MTA_L_29566	2722,00
907	MTA_L_30329	2857,00	7612	MTA_L_29679	85,67	5285_PJSI	MTA_L_29584	3915,33
906	MTA_L_30345	50,00	7622	MTA_L_29674	534,67	7887	MTA_L_29586	2252,33
910	MTA_L_30354	1381,00	4354	MTA_L_29646	3718,33	4428	MTA_L_29619	191,67
909	MTA_L_30347	2165,00	6388	MTA_L_29661	1674,33	3739	MTA_L_29616	2547,67

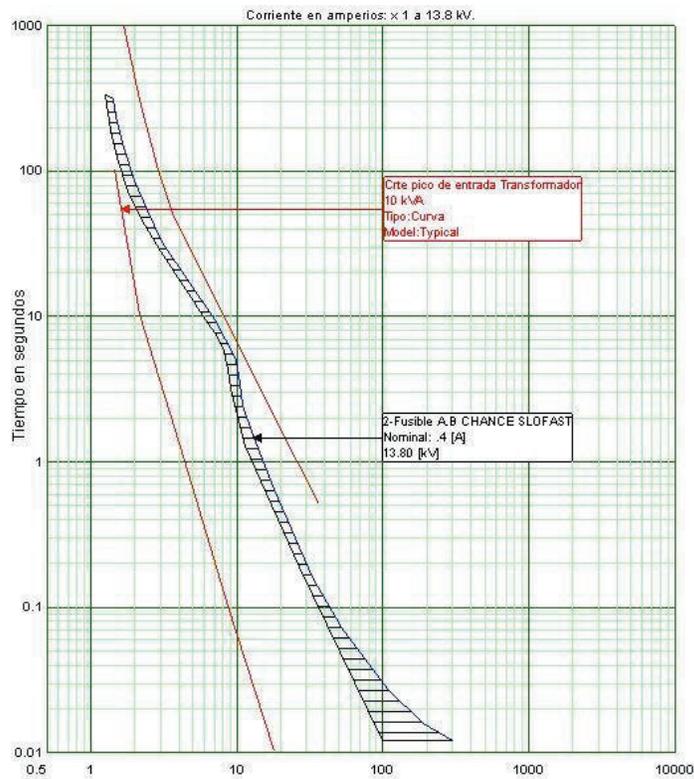
Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes	Nro. Transformador	Nro. Carga	CONSUMO KWh/mes
4524	MTA_L_81809	1814,33	6407	MTA_L_83196	687,67	3342	MTA_L_83533	93,00
8582	MTA_L_82891	1606,00	8583	MTA_L_83203	96,67	3330	MTA_L_83536	480,00
5994	MTA_L_83240	1465,00	6458	MTA_L_83199	314,33	4519	MTA_L_83010	891,00
6553	MTA_L_83244	483,50	5971	MTA_L_83257	1060,00	4432	MTA_L_83650	942,33
9889	MTA_L_83251	30,00	8581	MTA_L_82906	22,67	83641_MTA-1	MTA_L_83641	640,00
6350	MTA_L_83253	586,50	5967	MTA_L_82901	1177,00	5384	MTA_L_83605	211,00
5980	MTA_L_83238	1869,67	6980	MTA_L_82919	686,00	SN	MTA_L_83608	264,67
6450	MTA_L_83220	604,00	6454	MTA_L_82929	187,50	5383	MTA_L_83607	186,33
154932	MTA_L_83159	188,00	5788	MTA_L_82927	453,67	5225	MTA_L_83612	274,00
6406	MTA_L_83229	495,17	5809	MTA_L_82925	266,00	5126	MTA_L_83614	177,00
6452	MTA_L_83184	352,17	5511	MTA_L_82936	314,33	5142	MTA_L_83619	357,00
6939	MTA_L_83133	199,00	6461	MTA_L_82941	461,00	5160	MTA_L_83624	100,00
6996	MTA_L_83117	175,00	6400	MTA_L_82946	926,33	83622_MTA-1	MTA_L_83622	100,00
7008	MTA_L_83127	91,00	5510	MTA_L_82959	765,00	5122	MTA_L_83628	114,00
6997	MTA_L_83124	264,00	6564	MTA_L_82955	868,00	5780	MTA_L_83630	246,00
6991	MTA_L_83142	206,33	6566	MTA_L_82952	882,67	8256	MTA_L_83633	769,33
6990	MTA_L_83138	148,33	6515	MTA_L_82966	1014,83	4433	MTA_L_83575	526,33
7101	MTA_L_83177	444,67	4520	MTA_L_82978	560,67	5058	MTA_L_83585	993,67
7078	MTA_L_83146	91,00	5516	MTA_L_82976	476,67	5276	MTA_L_83582	695,33
7075	MTA_L_83152	71,33	6482	MTA_L_82972	344,00	5119	MTA_L_83591	566,33
7077	MTA_L_83157	157,67	5840	MTA_L_82984	110,00	5120	MTA_L_83595	251,33
19656	MTA_L_83169	389,33	5872	MTA_L_82992	585,67	4435	MTA_L_83635	536,67
6465	MTA_L_83190	391,33	5343	MTA_L_83001	166,00	9200	MTA_L_81823	690,00
6470	MTA_L_83189	251,33	6377	MTA_L_82998	115,00	7922	MTA_L_81825	109,00
6453	MTA_L_83212	667,33	5541	MTA_L_83530	124,67	14507	MTA_L_81827	7031,00

Anexo 7

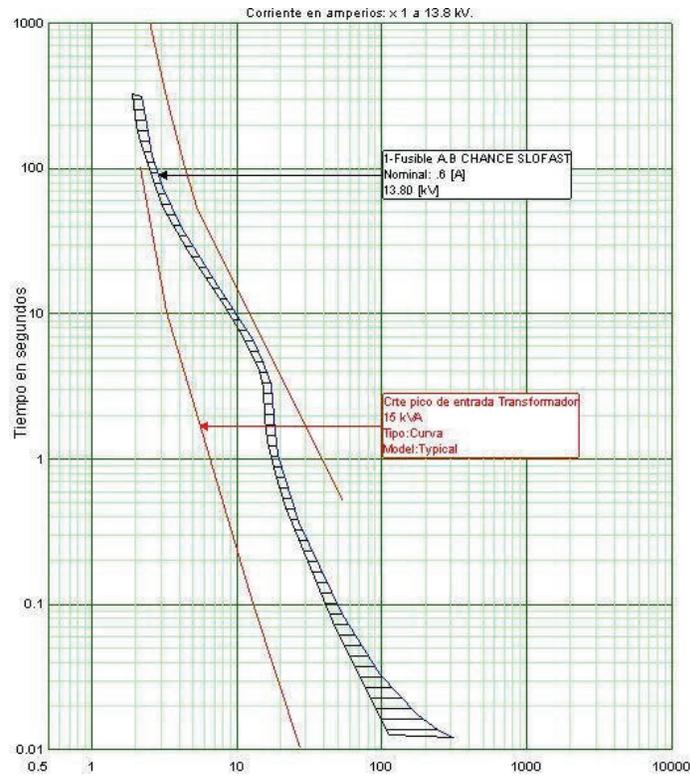
Protección de transformadores con fusibles “Slow Fast”



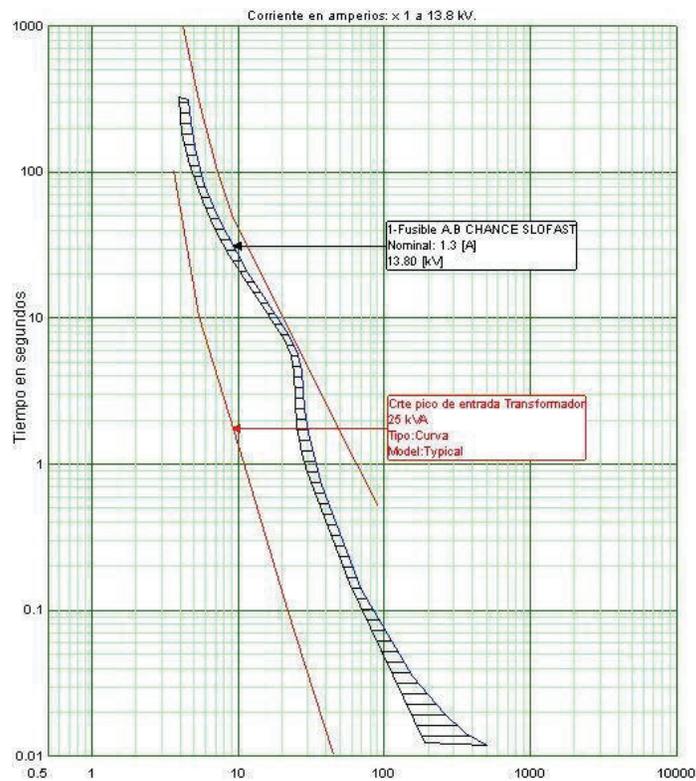
Transformador Monofásico 5 kVA



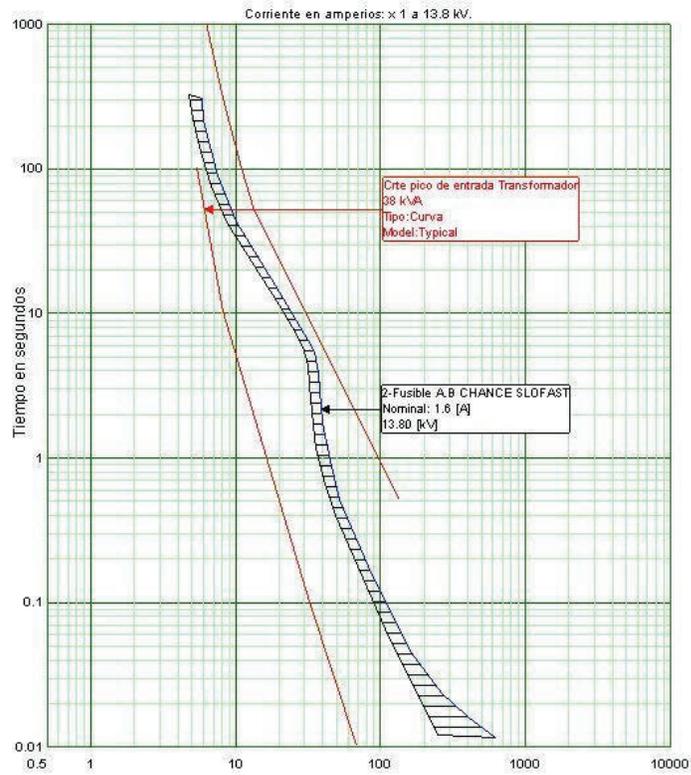
Transformador Monofásico 10 kVA



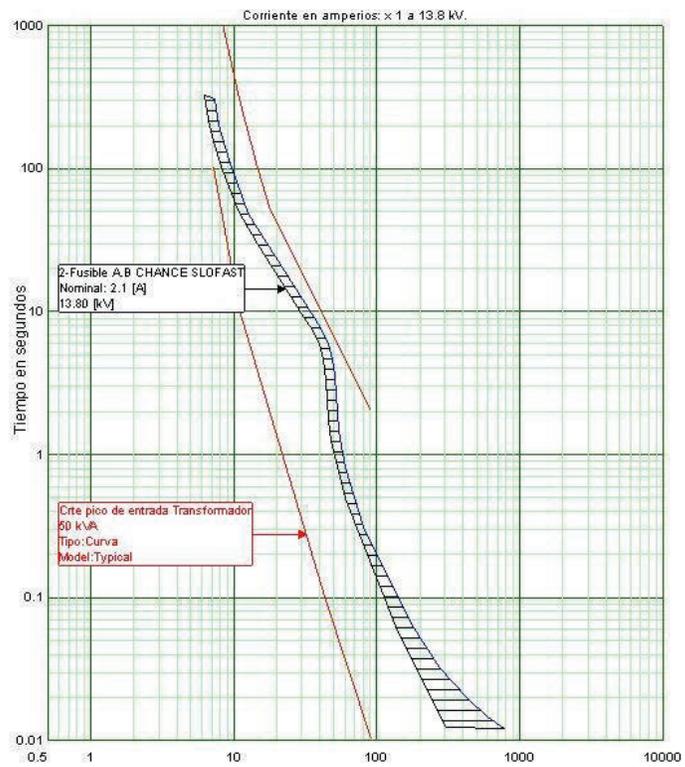
Transformador Monofásico 15 kVA



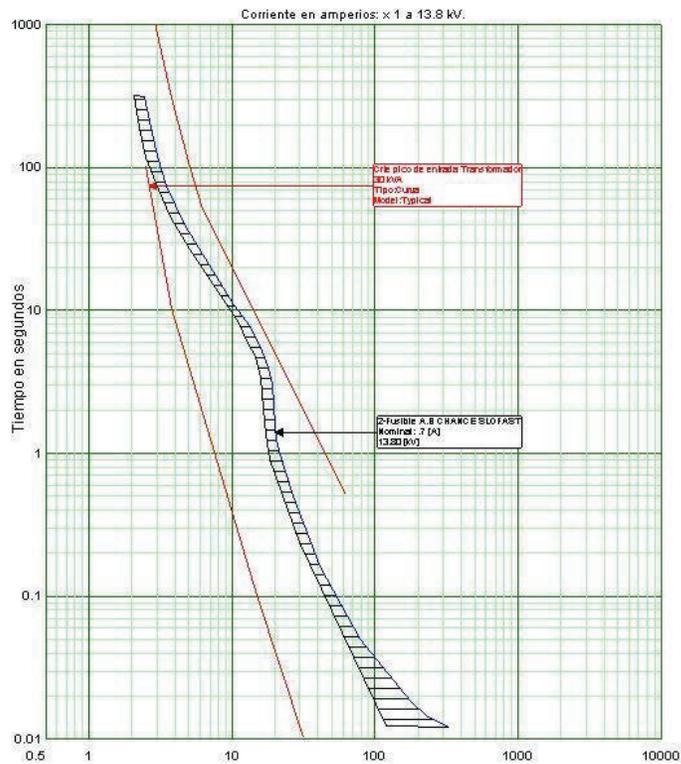
Transformador Monofásico 25 kVA



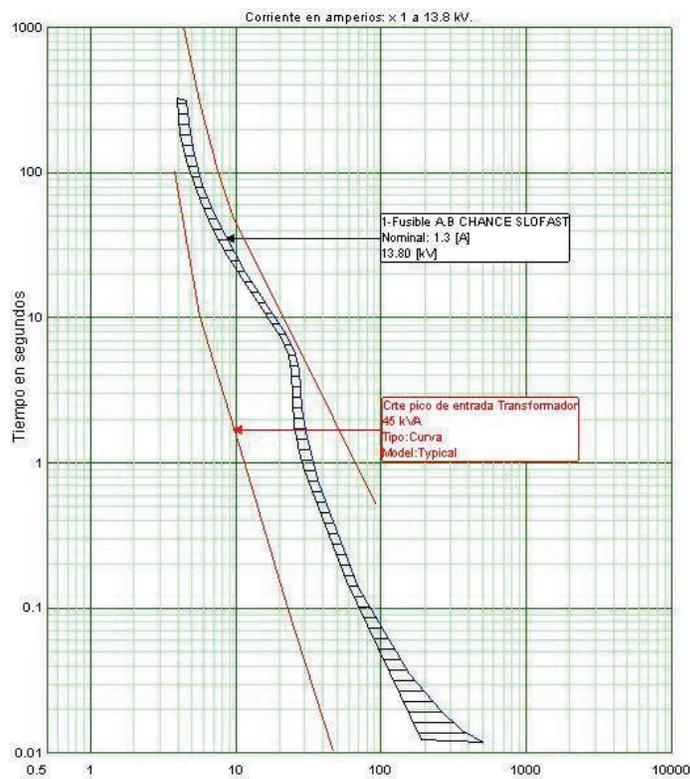
Transformador Monofásico 37,5 kVA



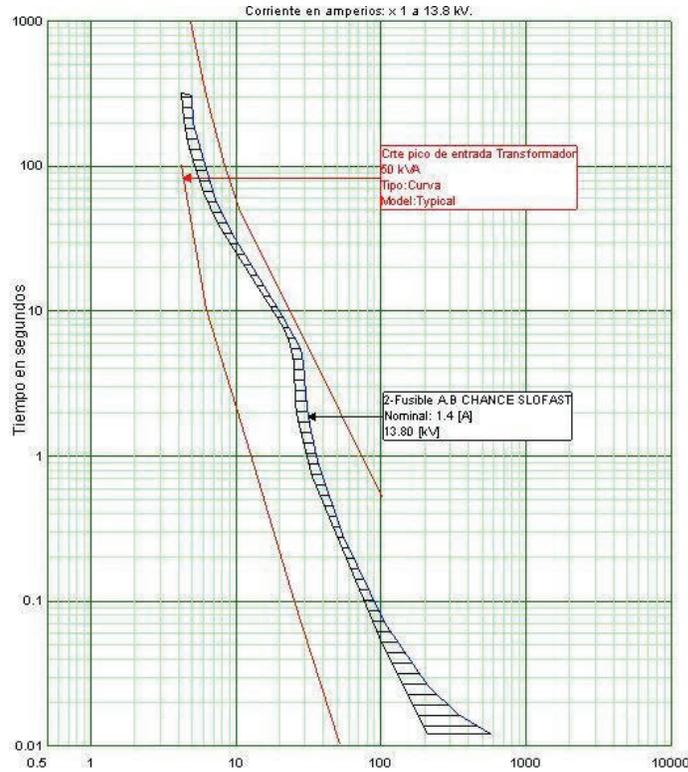
Transformador Monofásico 50 kVA



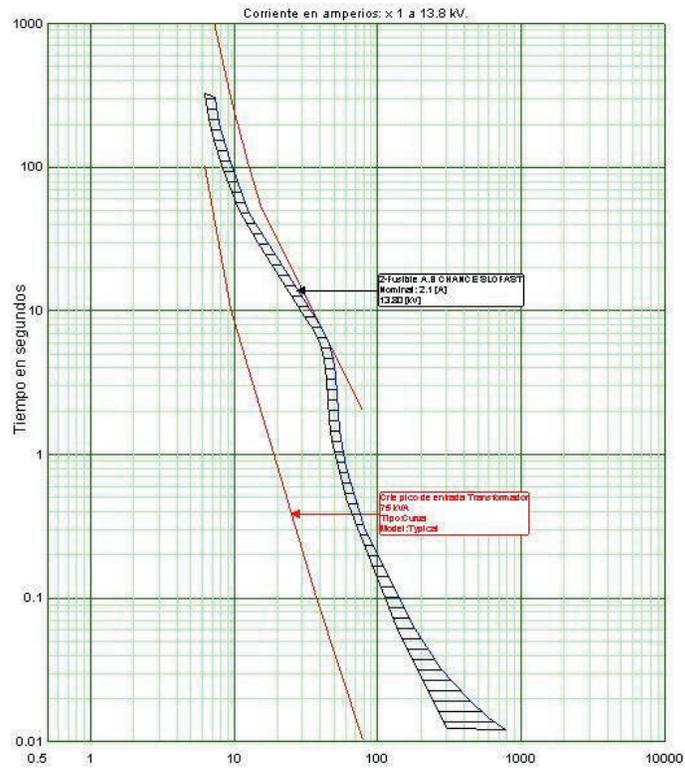
Transformador Trifásico 30 kVA



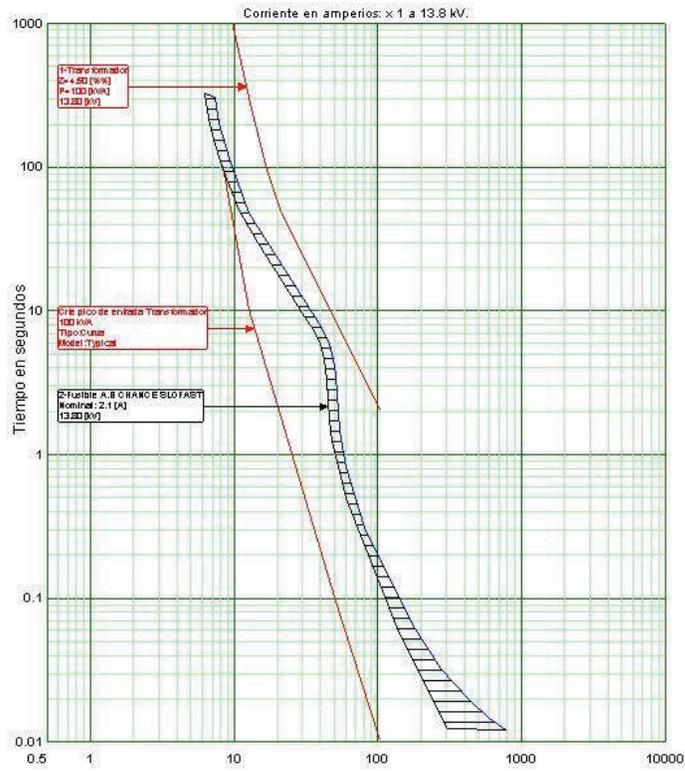
Transformador Trifásico 45 kVA



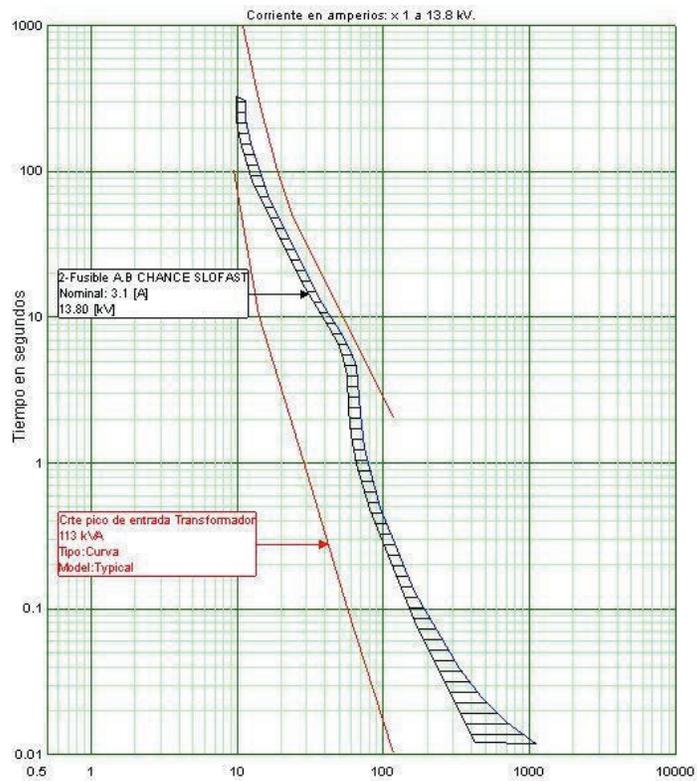
Transformador Trifásico 50 kVA



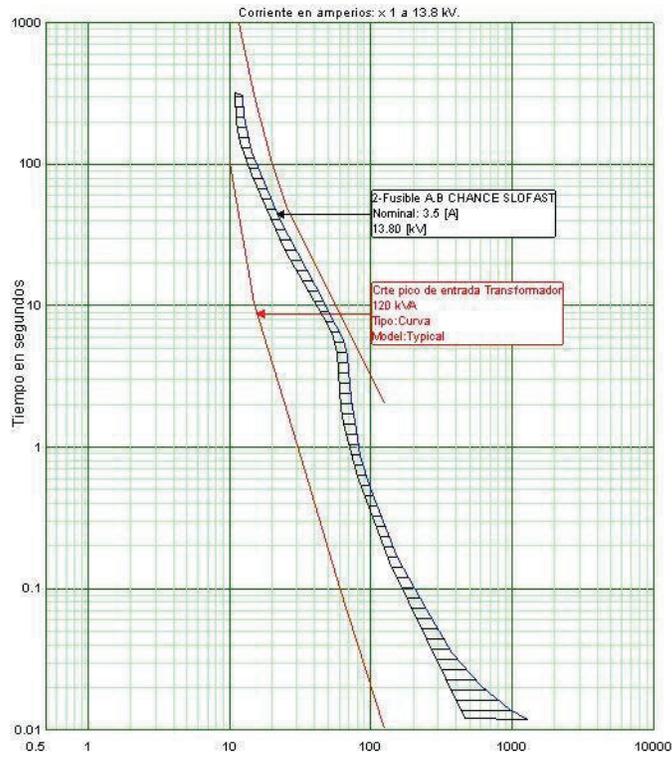
Transformador Trifásico 75 kVA



Transformador Trifásico 100 kVA



Transformador Trifásico 112.5 kVA



Transformador Trifásico 120 kVA