

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas
Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

**ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS
ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. EMELNORTE**

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte previo a la
obtención del título de grado de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico.

Autor:

Freddy Roberto Perugachi Vásquez

Director:

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz, MSc.

Asesores:

Ing. Widmar Hernán Aguilar González, MSc.

Ing. Ana Karina Cabrera Tobar, PhD.

Ibarra – Ecuador

Julio 2019



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	100410769-2		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Perugachi Vásquez Freddy Roberto		
DIRECCIÓN:	Ibarra, Panamericana Norte y Av. Carchi, Barrio Los Olivos.		
EMAIL:	frperugachiv@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	(06)-2688-041	TELÉFONO MÓVIL:	0986316420

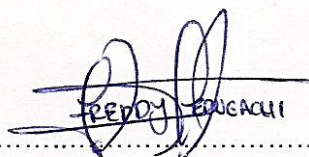
DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. EMELNORTE
AUTOR:	Perugachi Vásquez Freddy Roberto
FECHA:	Julio – 2019
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico
DIRECTOR:	Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz, MSc.

2. CONSTANCIA

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

En la ciudad de Ibarra, Julio 2019.

EL AUTOR:



.....

Freddy Roberto Perugachi Vásquez

100410769-2



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

MSc. Hernán Pérez

CERTIFICA

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación por el estudiante: PERUGACHI VÁSQUEZ FREDDY ROBERTO certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **“ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. EMELNORTE”**, para la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la defensa, impresión y empastado.

.....
MSc. Hernán Pérez

DIRECTOR DE TESIS

Dedicatoria

Dedico el presente trabajo de grado a Dios, por haberme dado la fortaleza, la sabiduría y los conocimientos necesarios para haber culminado con éxito este logro importante en mi vida.

De manera muy especial, lo dedico con mucho cariño a mis padres Rubén Perugachi y Rufina Vásquez, por ser un gran ejemplo de humildad, esfuerzo, dedicación y ser en totalidad mi inspiración diaria para seguir siempre adelante cumpliendo metas en mi formación profesional y como ser humano.

A mis hermanos, mis cuñadas y a mis sobrinos Samy y Adriancito, por compartir conmigo buenos momentos, por creer en mí y ayudarme en todo momento.

Freddy Perugachi

Agradecimientos

Primeramente, a Dios por haberme guiado con su bendición y protección todos los días en mi vida diaria.

A mis Padres, les agradezco mucho por su amor, consejos, sacrificios y apoyo incondicional que me brindan día a día y es a ustedes a quien debo todos los logros de mi vida y la persona que he llegado a ser.

A mis hermanos, agradecerles por el cariño y su apoyo moral que me brindaron desde el inicio de mi carrera.

A mi enamorada Mallury, gracias por tu confianza, tu amor y tu compañía en los buenos y malos momentos en la trayectoria de este logro cumplido.

A mis compañeros, por ser grandes amigos y compartir muchas anécdotas dentro y fuera del salón de clases, durante nuestra carrera universitaria.

Un agradecimiento especial al MSc. Hernán Pérez, al Ing. Eduardo Ruano y a todo el personal del Departamento de Calidad de la Energía y Estudios Eléctricos de la empresa EMELNORTE por la asesoría y conocimientos manifestados en el desarrollo del presente trabajo de grado.

Freddy Perugachi

Tabla de Contenido

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN	II
IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA	II
CONSTANCIA.....	III
CERTIFICACIÓN	IV
Dedicatoria.....	V
Agradecimientos	VI
Tabla de Contenido.....	VII
Índice de Figuras.....	XI
Índice de Cuadros	XIII
Resumen.....	XV
Abstract.....	XV
A.1 INTRODUCCIÓN	XVI
A.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XVII
A.3 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO	XVIII
A.4 ALCANCE DEL TRABAJO	XVIII
A.5 VIABILIDAD DEL TRABAJO	XIX
A.6 OBJETIVO GENERAL.....	XIX
A.7 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	XIX
CAPITULO 1	1
Marco Teórico	1
1.1 Sistemas Eléctricos de Distribución.....	1
1.2 Estructura de un Sistema Eléctrico de Distribución	1
1.2.1 Subestaciones de distribución	1
1.2.2 Circuitos de medio voltaje.....	1
1.2.3 Transformadores de distribución	2
1.2.4 Circuitos de bajo voltaje.....	2
1.3 Anormalidades en el sistema eléctrico	3
1.4 Naturaleza de una condición de falla.....	3
1.4.1 Fallas de naturaleza transitoria.....	3
1.4.2 Fallas de naturaleza permanente	3
1.5 Condiciones normales de operación	3
1.5.1 Corriente de Magnetización	4
1.5.2 Corrientes de Carga Fría	5

1.6	Condiciones anormales de operación	5
1.6.1	Sobrecargas	5
1.6.2	Cortocircuitos.....	6
1.6.3	Descargas atmosféricas	6
1.7	Protección del Sistema de Distribución	7
1.7.1	Objetivos de la protección del sistema de distribución	7
1.8	Características de los Sistemas de Protección.....	7
1.8.1	Sensibilidad	8
1.8.2	Selectividad	8
1.8.3	Confiabilidad.....	8
1.8.4	Seguridad	8
1.8.5	Exactitud.....	9
1.9	Zonas de Protección	9
1.9.1	Protección Primaria y Protección de Respaldo	10
1.9.2	Protección Primaria	10
1.9.3	Protección de Respaldo.....	10
1.10	Dispositivos o elementos de Protección	10
1.10.1	Disyuntor	10
1.10.2	Fusibles	10
1.10.3	Reconectador	13
1.10.4	Seccionalizadores.....	15
1.10.5	Relés de Sobrecorriente	15
1.10.6	Indicadores de Falla.....	18
1.11	Coordinación de protecciones	18
1.11.1	Coordinación de fusibles.....	19
1.11.2	Coordinación entre fusible SF y el transformador.....	20
1.11.3	Coordinación de fusibles SF y T	21
1.11.4	Coordinación de fusibles T y T.....	21
1.11.5	Coordinación fusible – conductor eléctrico.....	22
1.11.6	Coordinación relé – fusible.....	23
1.11.7	Coordinación relé – reconectador	24
1.11.8	Coordinación reconectador – fusible	25
CAPITULO 2		26
Desarrollo.....		26
2.1	Introducción	26
2.2	Sistema eléctrico de la Subestación Alpachaca	26

2.2.1 Registro de desconexiones.....	27
2.3 Cálculo de corrientes de cortocircuito en CymDist	28
2.4 Ajustes y coordinación de los equipos de protección en CymTCC	31
2.4.1 Configuración del transformador de potencia de la Subestación	31
2.4.2 Configuración del relé general de la subestación.....	31
2.4.3 Configuración de los relés para los alimentadores primarios	33
2.4.4 Configuración de fusibles	33
2.4.5 Configuración de reconectores	34
2.4.6 Configuración de fusibles aguas abajo del reconector	35
2.5 Definición de fusibles para la coordinación de protecciones.....	36
2.5.1 Selección de fusibles para los alimentadores M1, M2 y M6.	36
2.5.2 Selección de fusibles para el alimentador M4, M5 y M8	40
2.6 Creación de plantillas de la base de ArcGis	41
2.6.1 Exportación de capas del alimentador primario	41
2.6.2 Reparación de capas.....	42
2.6.3 Migración de corrientes de cortocircuito.....	43
2.6.4 Identificación de troncal y derivaciones en el alimentador	45
2.6.5 Ingreso de fusibles	46
2.7 Protección de los alimentadores primarios	46
2.7.1 Alimentador Alpachaca 1	47
2.7.2 Alimentador Alpachaca 2.....	48
2.7.3 Alimentador Alpachaca 4.....	49
2.7.4 Alimentador Alpachaca 5.....	51
2.7.5 Alimentador Alpachaca 6.....	53
2.7.6 Alimentador Alpachaca 8.....	55
CAPITULO 3	57
Resultados	57
3.1 Estudio del alimentador Alpachaca M1	57
3.1.1 Coordinación de protecciones	57
3.1.2 Sensibilidad de los fusibles.....	58
3.1.3 Equipos de protección adicionales.....	58
3.2 Estudio del alimentador Alpachaca M2	59
3.2.1 Coordinación de protecciones	59
3.2.2 Sensibilidad de los fusibles.....	60
3.2.3 Equipos de protección adicionales.....	61
3.3 Estudio del alimentador Alpachaca M4	62

3.3.1 Coordinación de protecciones	62
3.3.2 Sensibilidad de los fusibles.....	64
3.3.3 Equipos de protección adicionales.....	65
3.4 Estudio del alimentador Alpachaca M5	66
3.4.1 Coordinación de protecciones	67
3.4.2 Sensibilidad de los fusibles.....	69
3.4.3 Equipos de protección adicionales.....	70
3.5 Estudio del alimentador Alpachaca M6	71
3.5.1 Coordinación de protecciones	71
3.5.2 Sensibilidad de los fusibles.....	73
3.5.3 Equipos de protección adicionales.....	73
3.6 Estudio del alimentador Alpachaca M8	74
3.6.1 Coordinación de protecciones	74
3.6.2 Sensibilidad de los fusibles.....	75
CONCLUSIONES	76
RECOMENDACIONES	78
Referencias.....	79
Anexos	84
Anexo A: Fusibles propuestos para el alimentador M1.....	84
Anexo B: Fusibles propuestos para el alimentador M2.....	85
Anexo C: Fusibles propuestos para el alimentador M4	89
Anexo D: Fusibles propuestos para el alimentador M5	91
Anexo E: Fusibles propuestos para el alimentador M6.....	95
Anexo F: Fusibles propuestos para el alimentador M8.....	98

Índice de Figuras

Fig. 1.1. Topología de un circuito de medio voltaje o alimentador primario.....	2
Fig. 1.2. Relación entre la corriente nominal del transformador y corriente de Inrush.....	4
Fig. 1.3. Magnitud del pico de carga fría en el momento de la desconexión y reconexión de un alimentador primario.....	5
Fig. 1.4. Tipos de cortocircuito	6
Fig. 1.5. Zonas de protección de un sistema eléctrico de distribución (selectividad).....	8
Fig. 1.6. Zonas de protección y solapamiento.	9
Fig. 1.7. Curvas características tiempo vs. corriente de un fusible 25T	11
Fig. 1.8. Relación de velocidad en diferentes tipos de fusibles	12
Fig. 1.9. Reconectador.	13
Fig. 1.10. Curvas tiempo vs. corriente de un reconectador.....	14
Fig. 1.11. Secuencia de operación de un reconectador.	14
Fig. 1.12. Seccionalizador automático electrónico.	15
Fig. 1.13. Relé electrónico.....	16
Fig. 1.14. Curvas características de los relés de sobrecorriente: a) De corriente definida, b) De tiempo definido y c) De tiempo inverso.....	16
Fig. 1.15. Curvas características tiempo vs. corriente de un relé de tiempo inverso.	17
Fig. 1.16. Indicador de falla.	18
Fig. 1.17. Coordinación de Fusibles.	19
Fig. 1.18. Coordinación de la protección de un transformador de 30 kVA con fusibles: 2T y 0,7SF.	20
Fig. 1.19. Coordinación de protecciones relé – fusible	24
Fig. 1.20. Coordinación de protecciones relé – reconectador.	24
Fig. 1.21. Coordinación de protecciones reconectador – fusible.....	25
Fig. 2.1. Diagrama unifilar de la Subestación Alpachaca.	26
Fig. 2.2. Código identificativo de los alimentadores de la S/E Alpachaca.	28
Fig. 2.3. Ventana de Propiedades de la red.	29
Fig. 2.4. Cuadro de Cortocircuito IEC 60909.	29
Fig. 2.5. Ventana de Reporte de Análisis.	30
Fig. 2.6. Ventana de Propiedades del reporte.	30
Fig. 2.7. Hoja de Excel con las corrientes de cortocircuito.....	31
Fig. 2.8. Ejemplo de ingreso de ajustes del relé general de protección de fase.....	32
Fig. 2.9. Configuración de los fusibles.	34
Fig. 2.10. Configuración de un reconectador.....	35

Fig. 2.11. Diagrama unifilar de la configuración de dispositivos de protección de la S/E Alpachaca.	35
Fig. 2.12. Selección de fusibles para protección de los transformadores.....	37
Fig. 2.13. Delimitación de corrientes máximas de coordinación entre fusibles tipo T y T.	38
Fig. 2.14. Ventana de Select by Attributes.....	42
Fig. 2.15. Tramo MT Aéreo del alimentador M1.	43
Fig. 2.16. Diagrama unifilar del alimentador M1.	47
Fig. 2.17. Topología del alimentador M1.	47
Fig. 2.18. Diagrama unifilar del alimentador M2.	48
Fig. 2.19. Topología del alimentador M2.	49
Fig. 2.20. Diagrama unifilar del alimentador M4.	50
Fig. 2.21. Topología del alimentador M4.	51
Fig. 2.22. Diagrama unifilar del alimentador M5.	52
Fig. 2.23. Topología del alimentador M5.	53
Fig. 2.24. Diagrama unifilar del alimentador M6.	54
Fig. 2.25. Topología del alimentador M6.	55
Fig. 2.26. Diagrama unifilar del alimentador M8.	56
Fig. 2.27. Diagrama unifilar del alimentador M8.	56

Índice de Cuadros

TABLA 1.1. Constantes de la curva de un relé según la norma IEC 60255-3.....	18
TABLA 1.2. Fusibles para la protección de transformadores de 13,8 kV..	20
TABLA 1.3. Corrientes máximas de cortocircuito de coordinación entre fusibles tipo T y SF.	21
TABLA 1.4. Corrientes máximas de cortocircuito de coordinación entre fusibles tipo T y T...	22
TABLA 1.5. Corrientes de fusión para fusibles tipo T.	23
TABLA 1.6. Capacidad de corrientes en conductores ACSR, ASC y DES.CU.	23
TABLA 2.1. Tipos de interrupciones en la subestación Alpachaca.	27
TABLA 2.2. Índices de FMIK y TTIK registrados por EMELNORTE en el año 2018.	28
TABLA 2.3. Impedancias equivalentes.	29
TABLA 2.4. Ajustes del transformador de potencia de la S/E Alpachaca.....	31
TABLA 2.5. Ajustes para el relé general de la subestación Alpachaca.	32
TABLA 2.6. Ajustes para los relés de los alimentadores primarios de la S/E Alpachaca.	33
TABLA 2.7. Corrientes máximas de coordinación de fusibles (SF y T) y capacidad máxima de los transformadores.....	37
TABLA 2.8. Límites de corrientes máximas de coordinación entre fusibles tipo T y T.	38
TABLA 2.9. Comparación de corrientes máximas de coordinación.	39
TABLA 2.10. Rangos de corrientes en las derivaciones.	39
TABLA 2.11. Icc máx. de fusibles tipo (SF y T) y capacidad máxima de los transformadores en el alimentador M4, M5 y M8.	40
TABLA 2.12. Corrientes máximas de coordinación entre fusibles tipo T y T del alimentador M4, M5 y M8.	40
TABLA 2.13. Comparación de corrientes máximas de coordinación en el alimentador M4, M5 y M8.....	41
TABLA 2.14. Rangos de corrientes en las derivaciones del alimentador M4, M5 y M8.....	41
TABLA 2.15. Formato de identificación para los tramos de los alimentadores.....	43
TABLA 2.16. Formato para establecer rangos de corrientes de cortocircuito.	44
TABLA 2.17. Formato de nombres y colores para las corrientes de cortocircuito en las derivaciones del alimentador.....	44
TABLA 2.18. Formato para las corrientes de cortocircuito aguas abajo del reconector. ...	45
TABLA 2.19. Formato de identificación de la troncal principal y las derivaciones.	46
TABLA 3.1. Protecciones para el alimentador primario M1.....	57
TABLA 3.2. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.	57
TABLA 3.3. Rangos de corrientes de cortocircuito para derivaciones del alimentador M1.....	57
TABLA 3.4. Cantidad de fusibles a implementar en el alimentador M1.....	58
TABLA 3.5. Relación de corrientes de fusibles y conductores eléctricos para M1.	58

TABLA 3.6. Sensibilidad de los fusibles ante la presencia de cargas frías en M1.	58
TABLA 3.7. Protecciones para el alimentador primario M2.....	59
TABLA 3.8. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.	59
TABLA 3.9. Rangos de corrientes de cortocircuito para derivaciones del alimentador M2.....	60
TABLA 3.10. Cantidad de fusibles a implementar en el alimentador M2.....	60
TABLA 3.11. Relación de corrientes de fusibles y conductores eléctricos para M2.	60
TABLA 3.12. Sensibilidad de los fusibles ante la presencia de cargas frías en M2.	61
TABLA 3.13. Protecciones para el alimentador primario M4.....	62
TABLA 3.14. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.	63
TABLA 3.15. Rangos de corrientes de cortocircuito para derivaciones del alimentador M4...	64
TABLA 3.16. Cantidad de fusibles a implementar en el alimentador M4.....	64
TABLA 3.17. Relación de corrientes de fusibles y conductores eléctricos para M4.	65
TABLA 3.18. Sensibilidad de los fusibles ante la presencia de cargas frías en M4.	65
TABLA 3.19. Protecciones para el alimentador primario M5.....	67
TABLA 3.20. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.	68
TABLA 3.21. Rangos de corrientes de cortocircuito para derivaciones del alimentador M5...	69
TABLA 3.22. Cantidad de fusibles a implementar en el alimentador M5.....	69
TABLA 3.23. Relación de corrientes de fusibles y conductores eléctricos para M5.	70
TABLA 3.24. Sensibilidad de los fusibles ante la presencia de cargas frías en M5.	70
TABLA 3.25. Protecciones para el alimentador primario M6.....	72
TABLA 3.26. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.	72
TABLA 3.27. Rangos de corrientes de cortocircuito para derivaciones del alimentador M6...	72
TABLA 3.28. Cantidad de fusibles a implementar en el alimentador M6.....	72
TABLA 3.29. Relación de corrientes de fusibles y conductores eléctricos para M6.	73
TABLA 3.30. Sensibilidad de los fusibles ante la presencia de cargas frías en M6.	73
TABLA 3.31. Protecciones para el alimentador primario M8.....	74
TABLA 3.32. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.	74
TABLA 3.33. Rangos de corrientes de cortocircuito para derivaciones del alimentador M8...	74
TABLA 3.34. Cantidad de fusibles a implementar en el alimentador M8.....	75
TABLA 3.35. Relación de corrientes de fusibles y conductores eléctricos para M8.	75
TABLA 3.36. Sensibilidad de los fusibles ante la presencia de cargas frías en M8.	75

Resumen

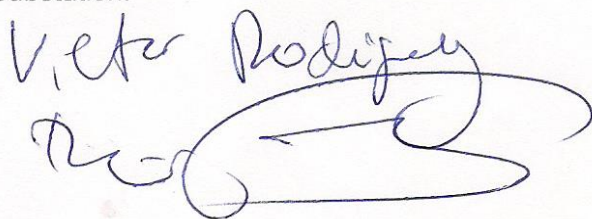
En el presente trabajo de grado se desarrolla el estudio de la coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación Alpachaca, aplicando la información técnica del sistema eléctrico, de los dispositivos de protección y la metodología de coordinación de protecciones con criterios de coordinación en base a la experiencia de los técnicos del área de protecciones del Departamento de Calidad de la Energía y Estudios Eléctricos de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. EMELNORTE en la protección del sistema de distribución de energía. Para realizar el estudio, se utilizó las herramientas informáticas: CymDist en la simulación y obtención de corrientes de cortocircuito de los alimentadores, CymTCC para la configuración de las curvas de coordinación de los dispositivos de protección y ArcGis para visualizar la ubicación estratégica de cada uno de los equipos de protección. Con los resultados obtenidos, se propone homologar la coordinación de protecciones a lo largo de los alimentadores primarios, y así aumentar el margen de confiabilidad, selectividad y reducir desconexiones erróneas dentro del sistema de distribución de la subestación Alpachaca, con la finalidad de mejorar la calidad de servicio eléctrico a sus abonados.

Palabras clave: Confiabilidad, Corriente, Coordinación, Cortocircuito, Distribución, Selectividad, Subestación.

Abstract

This research studies of the coordination of feeder protections of the Alpachaca substation, applying technical information from the electrical system, protective devices and the methodology for coordinating protections with criteria based on the experience of technicians in the protections area of the 'Department of Energy Quality and Electrical Studies' at the Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. EMELNORTE regarding the protection of the power distribution system. For this study CymDist was used in the simulation and of short-circuit currents from the feeders, CymTCC for the configuration of coordination curves of protective devices and ArcGis to visualize the strategic location for the protective equipment. With these results, it is proposed to approve the coordination of protections along the primary feeders and thus increase the margin of reliability, selectivity and reduce erroneous disconnections within the distribution system of the Alpachaca substation to improve the quality of electric service to its users.

Keywords: Reliability, Current, Coordination, Short-circuit, Distribution, Selectivity, Substation.

V. E. Rodríguez




A.1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica debe enviarse, de forma fiable y económica, desde los lugares en los que se genera hasta los lugares en los que se consume, por tanto, la red de transporte es la encargada de conectar los grandes centros de producción, geográficamente muy dispersos con los grandes núcleos de demanda, normalmente ubicados cerca de ciudades y zonas industriales. (Elías, 2012).

Las líneas de distribución tienen al menos un dispositivo de protección que incluye la subestación CB (circuit breaker), para minimizar la sección de falla. Los principales ejemplos de dispositivos de protección del sistema de distribución son la subestación CB, el reconector, el interruptor de sección automática (ASS) y el fusible. (Lee, Kim, & Shin, 2017).

Como lo menciona (Valarezo, 2015), “El objetivo de las protecciones es conseguir la máxima seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, con bajos costos de inversión y operación para compensar los requisitos del Sistema Eléctrico”.

De tal manera que, el propósito de los sistemas de protección es separar el área de daño en caso de que ocurra una falla específica en la red, para garantizar la continuidad del suministro eléctrico. Esto se puede realizar a través de una planificación adecuada entre los dispositivos de protección en la red. (Saad, Naily, Wafi, Hussein, & Mohamed, 2018).

De acuerdo con la Normativa CONELEC-003/08 dentro de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, artículo 5 establece como un objetivo fundamental proporcionar un servicio de alta calidad y confiabilidad garantizando el desarrollo económico y social dentro de los servicios e instalaciones de distribución de electricidad. (Consejo Nacional de Electricidad, 2008).

La coordinación de protección del sistema de alimentación es esencial para la confiabilidad y seguridad del sistema de energía (Asrari & Ramos, 2018), ya que tiene como objetivo verificar la configuración de los diagramas de protección, analizar la configuración existente y determinar los ajustes que garanticen despejar selectivamente las fallas en el menor tiempo posible. (Hernandez, Rosas, & Santana, 2009).

El problema de las protecciones de los Sistemas Distribución de energía eléctrica, adquiere cada vez mayor importancia ante el incremento de las redes eléctricas, (Lara, 2014) por lo tanto, se han desarrollado distintas metodologías para la optimización de la coordinación de dispositivos de protección: Análisis topológicos (punto de quiebre–BP, esquemas de descomposición de configuración), otras metodologías (métodos gráficos, sistemas expertos–SE, inteligencia artificial–IA, modificación de la corriente de arranque, detección de escenarios, programación secuencial cuadrática–SQP, etc.). (Zapata & López, 2014).

La coordinación de protecciones debe realizarse de tal manera que los dispositivos de protección no operen (disparen), con las corrientes de carga normal y sobrecargas permisibles y sí lo hagan con las corrientes de corto circuito mínimas. (Galicia, Garcia, & Reyes, 2013).

Las protecciones en general deber ser selectivas, es decir, deben operar de tal manera que se desconecte si es posible solo la parte dañada del sistema, o el menor número de elementos (Galicia et al., 2013), con la finalidad de preservar la vida útil de los equipos que se vean afectados ante la presencia de anomalías en el sistema. (Chanatasig, 2016).

A.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El desconocimiento al momento de instalar un dispositivo de protección eléctrica y la falta de coordinación de estos elementos, disminuyen el enfoque de realizar la debida protección ante una falla dentro del sistema eléctrico, con lo que se reduce la fiabilidad de un servicio de calidad de energía eléctrica.

En los últimos años, dentro de la distribución eléctrica se han desarrollado una gran variedad de metodologías para mejorar la coordinación de los elementos de protección eléctrica manteniendo así un sistema eléctrico confiable ante fallas o averías eléctricas.

Un sistema eléctrico de distribución es disperso y se ve afectado por regímenes normales como las corrientes de Inrush, corrientes de carga fría y corrientes de cortocircuito por lo que las empresas de distribución implementan metodologías en base a criterios técnicos, teóricos y experiencias; adaptando nuevas tecnologías que ayudan a reducir los índices de interrupciones.

En la actualidad, los dispositivos de protección en los alimentadores en medio voltaje de la subestación Alpachaca se encuentran instalados sin ningún criterio respectivo para su coordinación de protecciones, estableciendo así diversidad de fusibles y calibración incorrecta de estos, impidiendo una adecuada coordinación de los elementos de protección en el sistema de distribución.

La carencia de un estudio de coordinación de los dispositivos de protección del sistema de distribución correspondiente a cada alimentador de la subestación Alpachaca, produce un alto nivel de la frecuencia y tiempos de interrupciones originadas eventualmente por fallas en el propio sistema, aumentando el tiempo de mantenimiento de sus equipos y reduciendo la calidad de servicio eléctrico hacia sus respectivos abonados.

EL PROBLEMA

¿Cómo realizar la selección adecuada de dispositivos de protección en los alimentadores de la subestación Alpachaca para establecer factibilidades de servicio eléctrico de

EMELNORTE al utilizar la metodología de coordinación de protecciones de los sistemas eléctricos de distribución?

A.3 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

El incremento de la distribución de energía eléctrica obliga a las empresas eléctricas tener mayor fiabilidad de sus sistemas eléctricos, por lo cual la implementación de estudios de coordinación de protecciones permite que el sistema sea más selectivo, rápido y confiable.

Un estudio de coordinación de protecciones requiere de un análisis técnico que facilite mediante su aplicación disminuir los índices de interrupción de servicio y que los efectos de una condición de falla eléctrica sean minimizados en su totalidad mediante la desconexión de la menor carga posible para aislar la avería en corto plazo para proteger los equipos expuestos en el sistema de distribución eléctrica.

EMELNORTE requiere de esta información para establecer factibilidades de servicio eléctrico que permitirá dentro de futuros proyectos eléctricos, evaluar y especificar la capacidad de los equipos de maniobra responsables de despejar las corrientes de falla, así como de establecer estratégicamente la ubicación de un determinado dispositivo de protección destinado a la protección de la zona en cuestión.

Para lo cual, el estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores de la Subestación Alpachaca además de aumentar la confiabilidad del sistema, su desarrollo permite que las factibilidades de servicio den paso a lineamientos para la incorporación de nuevos proyectos y la coordinación respectiva con los demás dispositivos existentes en la red de la misma subestación.

A.4 ALCANCE DEL TRABAJO

En el presente trabajo de grado se realiza la coordinación de protecciones en los seis alimentadores primarios de la subestación Alpachaca de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE), la misma que cuenta con un transformador de 20 MVA a 69/13,8 kV con su respectivo equipo de seccionamiento y protección.

El proyecto iniciará en el programa CymDist, que facilitará la obtención de las corrientes de cortocircuito de los alimentadores de la S/E Alpachaca mediante valores de impedancia equivalente obtenidos por el cálculo de valores del Sistema de Subtransmisión realizadas en DigSilent por la empresa EMELNORTE.

La recolección de los datos mencionados facilita la coordinación de protecciones eléctricas a través de simulaciones en las herramientas informáticas CymTCC y ArcGis con el fin de establecer criterios para la determinación de derivaciones primarias, secundarias y terciarias y

con ello la selectividad y localización estratégica de los dispositivos de protección (relés, fusibles, reconectores y seccionadores).

Los resultados obtenidos ayudan al desarrollo de factibilidades de servicio de la empresa EMELNORTE a sus abonados, permitiendo aumentar la confiabilidad de su sistema de distribución eléctrica.

A.5 VIABILIDAD DEL TRABAJO

La presente investigación cuenta con información proporcionada por EMELNORTE, misma información que se utiliza en la aplicación de la metodología de coordinación de protecciones propia de la empresa al igual que las herramientas informáticas CymDist, CymTCC y ArcGis, mismas que cuentan con licencias originales dentro de la empresa, facilitando la coordinación de protecciones en los alimentadores de la subestación Alpachaca.

El estudio se complementa con criterios teóricos y técnicos que permiten seleccionar adecuadamente dispositivos que funcionen con eficiencia dentro de los límites de las curvas de protección de la energía suministrada a EMELNORTE establecida por CELEC EP-TRANSELECTRIC para aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico.

Los recursos que intervienen en este estudio de coordinación de protecciones no necesitan de mayor inversión económica gracias a las oportunidades que brinda el convenio entre la Universidad Técnica del Norte y la empresa EMELNORTE, facilitando así el desarrollo del presente trabajo de grado en un corto plazo dentro de los parámetros establecidos en el convenio Universidad – Empresa.

A.6 OBJETIVO GENERAL

Realizar el estudio de la coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación Alpachaca de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., aplicando la metodología de Coordinación de Protecciones de EMELNORTE.

A.7 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer la información teórica y técnica que intervienen en la aplicación de la metodología de coordinación de protecciones de EMELNORTE.
- Analizar los dispositivos de protección para el sistema de distribución de los alimentadores de la Subestación Alpachaca.
- Aplicar la metodología de coordinación de protecciones de EMELNORTE por medio de simulación utilizando los softwares CymDist, CymTCC y ArcGis.

CAPITULO 1

Marco Teórico

1.1 Sistemas Eléctricos de Distribución

Como plantea (Cruz, 2015), el sistema eléctrico lo comprende la generación, la transmisión y la distribución. El sistema eléctrico de distribución permite el transporte de energía eléctrica desde una subestación de distribución hasta los puntos de consumo, con equipos eléctricos que trabajan con voltajes desde los 120V hasta los 13800V. Además (von Meier & Arghandeh, 2017) indica que, por razones de economía y simplicidad de protección, los sistemas de distribución generalmente se disponen en forma radial, es decir con un flujo de energía unidireccional desde la subestación hacia las cargas.

(Yebra, 2009) menciona que, la distribución de energía eléctrica debe realizarse de tal manera que el cliente reciba un servicio continuo, sin interrupciones, con un valor de voltaje adecuado que le permita operar sus equipos de forma eficiente y con redes bien diseñadas que soporten el crecimiento propio de cargas y que además sus componentes sean de la mejor calidad para que resistan el efecto del campo eléctrico y los daños de la intemperie a las que se verán sometidas durante su vida útil.

1.2 Estructura de un Sistema Eléctrico de Distribución

Básicamente un sistema de distribución de energía eléctrica consta de equipamientos eléctricos como: Subestación de distribución, circuitos de medio voltaje, transformadores de distribución, circuitos de bajo voltaje, acometidas y medidores.

1.2.1 Subestaciones de distribución

Está conformada por (transformadores, interruptores, seccionadores, relés, entre otros), cuya función es reducir los niveles de alto voltaje de las líneas de Transmisión o Subtransmisión hasta niveles de medio voltaje para su ramificación en múltiples salidas. Fink & Beaty (Gallardo & Herrera, 2011).

1.2.2 Circuitos de medio voltaje

A juicio de (Doñez, 2015), son circuitos eléctricos que parten de las subestaciones de distribución y proporcionan la potencia eléctrica a los transformadores de distribución, también llamados alimentadores primarios cuyo nivel de voltaje es de (13,8 kV o 22 kV), conformados por una troncal principal y derivaciones.

- **Troncal**

La troncal principal se define como el circuito primario trifásico de mayor extensión que parte desde la subestación y distribuye la energía a lo largo de su recorrido hacia las derivaciones, se procura que esté lo más despejado posible ya que únicamente estará protegido por el relé de la subestación y reconectores de ser el caso. (Alvarez, 2013).

- **Derivaciones**

Como plantea (Navas, 2017), las derivaciones son los tramos monofásicos o trifásicos del alimentador primario energizados desde la troncal principal, las mismas que pueden ser derivaciones primarias, secundarias y terciarias, en las cuales van conectados los transformadores de distribución y acometidas en medio voltaje.

En la figura 1.1 se muestra la estructura de un alimentador primario, el cual consta de una troncal principal y derivaciones primarias, secundarias y terciarias.

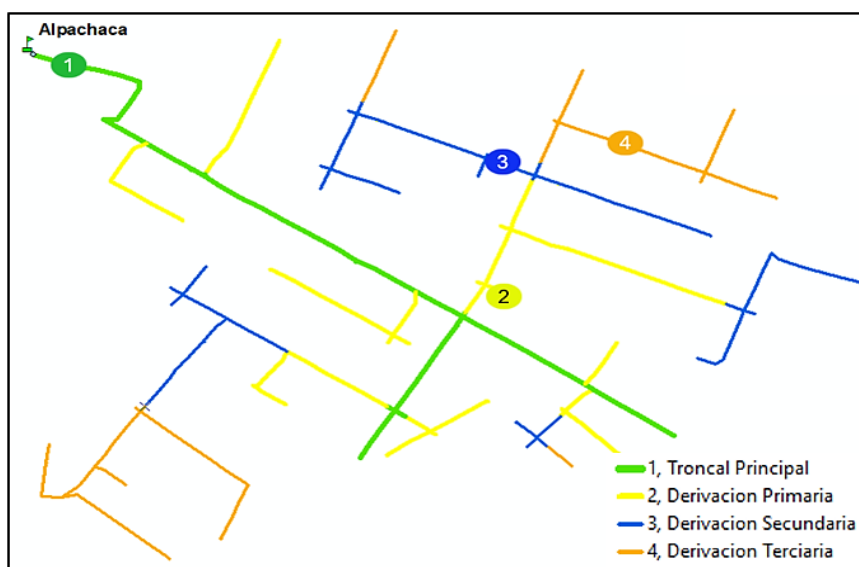


Fig. 1.1. Topología de un circuito de medio voltaje o alimentador primario. Fuente: (Autor)

1.2.3 Transformadores de distribución

Son los equipos encargados de reducir el voltaje de los alimentadores primarios a niveles de voltaje de utilización (120/240V monofásico o 127/220V trifásico) de los consumidores. El transformador de distribución es el elemento que enlaza la red primaria (alimentadores) con la red secundaria de distribución. (Navas, 2017).

1.2.4 Circuitos de bajo voltaje

Según (Pino, 2016), se denomina circuitos de distribución de bajo voltaje o alimentadores secundarios a las líneas que distribuyen la energía del circuito secundario del transformador de distribución a los usuarios o servicios a través de acometidas y medidores de energía, que conectan con la instalación eléctrica del receptor.

1.3 Anormalidades en el sistema eléctrico

Según (Toapanta & Jaramillo, 2009), las anomalías que pueden ocurrir en un sistema eléctrico de distribución se clasifican en fallas y perturbaciones.

- a) **Falla:** condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de los dispositivos de protección para no dañar a los equipos.
- b) **Perturbación:** condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga más allá de un tiempo determinado.

1.4 Naturaleza de una condición de falla

Los sistemas de distribución aérea están sujetos a dos tipos de fallas eléctricas que de acuerdo a su naturaleza se clasifican en: fallas transitorias o temporales y fallas permanentes.

1.4.1 Fallas de naturaleza transitoria

Por lo general, las fallas transitorias ocurren cuando los conductores de fase se conectan eléctricamente con otros conductores de fase o a tierra momentáneamente debido a árboles, aves u otros animales, vientos fuertes, rayos, descargas eléctricas, entre otros. (Gönen, 2014).

Las fallas transitorias se despejan por sí solas, al eliminarse el elemento expuesto al cortocircuito mediante la circulación de la corriente de falla a través de este, la misma que es suficiente para fulminar dicho elemento y así evitar que la falla transitoria se vuelva permanente.

1.4.2 Fallas de naturaleza permanente

De acuerdo con (Chanatasig, 2016), 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. Este tipo de fallas requieren actividades y reparaciones por parte de un equipo de mantenimiento en términos de:

- Localización de la falla.
- Reemplazo de conductores, fusibles quemados o cualquier otro equipo dañado.
- Cierre manual de un interruptor automático o reconector para restaurar el servicio.

Las fallas permanentes se despejan mediante cortes de fusibles instalados en puntos de derivaciones a lo largo del alimentador, con esto se limita el número de clientes afectados por una falla permanente y localizar con mayor facilidad el punto de falla.

1.5 Condiciones normales de operación

Son condiciones en las cuales los dispositivos de protección eléctrica no deben operar ante condiciones de aumento de corriente o disminución de voltaje momentáneos que se originan

cuando se energiza un sistema eléctrico, debido a los equipos eléctricos conectados a lo largo del circuito eléctrico. Los incrementos de la corriente más allá de su valor nominal se registran como corriente de magnetización o Inrush y corrientes de cargas frías.

1.5.1 Corriente de Magnetización

La corriente de Inrush se define como una corriente transitoria de excitación que toma el transformador de la red, durante los primeros ciclos desde el momento en que es energizado. Se manifiesta como una corriente de carácter pulsante en donde su valor máximo, puede superar varias veces el valor de la corriente nominal de la máquina. (Hernández, Ramos, & Perera, 2017).

La corriente de Inrush puede generar la operación indebida de los sistemas de protección asociados al transformador (fusibles y relés de sobrecorriente) perjudicando la calidad y la confiabilidad de la energía entregada al consumidor. (Oliveira et al., 2017).

En la figura 1.2 se observa la relación entre la corriente nominal del transformador (I_n) y la corriente de Inrush (I_r) durante los primeros ciclos desde el momento en que es energizado; nótese que los picos de corriente I_r son muy elevados por lo que se debe tomar en cuenta estas corrientes en el momento del dimensionamiento de equipos de protección, para que operen en forma correcta cuando ocurran estos fenómenos.

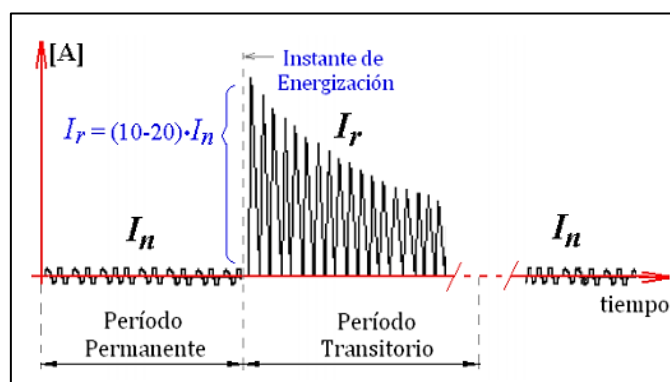


Fig. 1.2. Relación entre la corriente nominal del transformador y corriente de Inrush. Fuente: (Oliveira et al., 2017)

(Oliveira et al., 2017) enfatiza que, la corriente de Inrush puede aparecer en las tres fases y en el neutro aterrizado del transformador, su magnitud y duración dependen de factores externos y de diseño como:

- Impedancia de la fuente de alimentación.
- Capacidad del transformador.
- Características magnéticas del núcleo.
- Restablecimiento súbito de voltaje, después de haber aislado una falla.
- Energización en paralelo de transformadores.

1.5.2 Corrientes de Carga Fría

Como plantea (Lawhead & Horak, 2005), las corrientes de carga fría son un fenómeno que ocurre cuando un circuito de distribución (alimentador primario) se vuelve a energizar después de una interrupción prolongada de ese circuito.

(Navas, 2017) destaca que, a nivel de sistemas de distribución las cargas de refrigeración son las que aportan en mayor cantidad a los picos de carga fría, debido a la alta demanda de corriente que estas requieren para restablecer la temperatura normal de operación. También existen otros tipos de cargas que intervienen en las corrientes de carga fría, como son: motores, dispositivos controlados por termostato y pequeñas cargas comerciales.

En la figura 1.3 se muestra un ejemplo de las corrientes de carga fría que se originan al energizar un alimentador primario de una subestación, la misma que dependiendo del tiempo de la desconexión hasta la reposición de energía del circuito, pueden ser lo suficientemente altas como para provocar que funcionen los relés de sobrecorriente instantáneos y/o de sobrecorriente de tiempo.

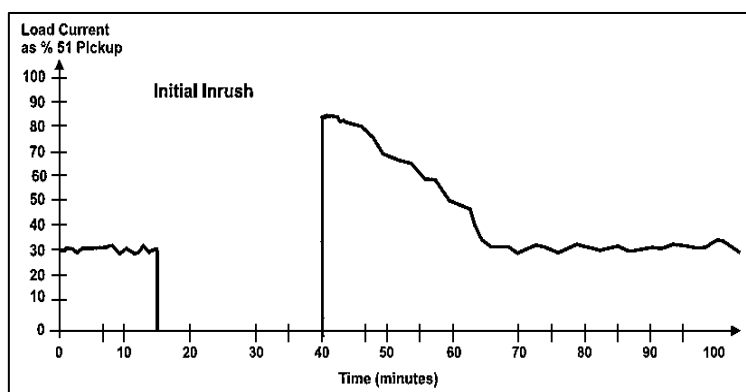


Fig. 1.3. Magnitud del pico de carga fría en el momento de la desconexión y reconexión de un alimentador primario. Fuente: (Lawhead & Horak, 2005)

1.6 Condiciones anormales de operación

Son condiciones en las cuales los dispositivos de protección deben operar si existe variación de los parámetros eléctricos en su valor nominal y se consideran un peligro para la estabilidad y la vida útil de los componentes eléctricos del sistema. (Torres, s.f.).

Las condiciones anormales más frecuentes son: sobrecargas, cortocircuitos y descargas atmosféricas.

1.6.1 Sobrecargas

Las sobrecargas se definen como corrientes que son mayores que el flujo de corriente nominal de la línea y/o equipo. Están confinadas a la trayectoria normal de circulación de corriente, las cuales pueden causar sobrecalentamiento del conductor o equipo si se permite que continúe circulando. (Romero, s.f.).

Las principales causas que producen una sobrecarga son las siguientes:

- Fugas de corriente por malas condiciones de aislamiento.
- Excesos de carga, ya sea por picos de cargas posibles.

1.6.2 Cortocircuitos

(Alvarez, 2013) lo define como el fenómeno eléctrico ocasionado por la unión accidental o intencional de muy baja resistencia entre dos o más puntos de diferente potencial de un mismo circuito. Este puente de conducción que se forma, induce un incremento enorme en la corriente, provocando mucho daño y un deterioro en todos los elementos del sistema eléctrico.

Además (Carrillo, 2007; Figueroa, s.f.) mencionan que, en los sistemas eléctricos pueden ocurrir diferentes tipos de fallas por cortocircuito representados en la figura 1.4 y se dividen en:

- Cortocircuito monofásico a tierra:** Este tipo de cortocircuito es el más común (aproximadamente del 80%) y se produce cuando un conductor de fase energizado entra en contacto con tierra.
- Cortocircuito bifásico:** El cortocircuito tiene lugar cuando los conductores de dos fases distintas hacen contacto entre sí, su probabilidad de ocurrencia es del 8%.
- Cortocircuito bifásico a tierra:** La condición de falla tiene lugar cuando los conductores de dos fases distintas hacen contacto entre sí y tierra. El porcentaje de ocurrencia es del 5%.
- Cortocircuito trifásico:** Este tipo de cortocircuito se origina cuando los tres conductores de fases entran en contacto entre sí. Son los cortocircuitos menos frecuentes (aproximadamente el 2% o menos).

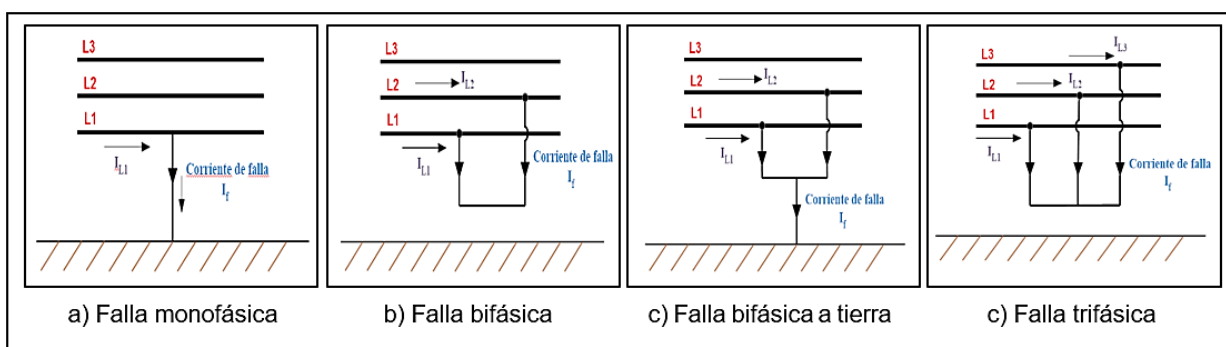


Fig. 1.4. Tipos de cortocircuito. Fuente: (Autor)

1.6.3 Descargas atmosféricas

Según (Manchado, 2013), los rayos o descargas atmosféricas pueden originar sobretensión que termina provocando un fallo en la línea aérea afectada o su propagación por la línea hasta provocar una avería en un dispositivo eléctrico.

1.7 Protección del Sistema de Distribución

Como señala (Carrillo, 2007), la protección es un seguro de vida que se adquiere para el sistema eléctrico a un costo considerablemente bajo, al igual que es una prioridad esencial para considerarse dentro del diseño y operación para el buen funcionamiento de una instalación eléctrica en general.

Las protecciones eléctricas son dispositivos que cumplen con el objetivo de detectar condiciones de fallas en la operación de un sistema eléctrico y proporcionar en forma automática las medidas que se requieran para restablecer la operación normal en el menor tiempo posible. (Villarreal, 2003). Ante la presencia de una condición de falla en el sistema, la medida más adecuada es aislar rápidamente el sector que produce dicha anomalía, evitando la salida total del servicio eléctrico.

(Short, 2004) menciona que, la protección contra una condición de falla es la selección y ubicación de equipos, la selección de configuraciones y la coordinación de dispositivos para aislar y despejar fallas de manera eficiente con el menor impacto posible en los clientes.

Un proceso de protección consta de tres etapas:

- a) **Medición:** Detección de corrientes y/o voltajes.
- b) **Lógica:** Analizar si los valores medidos son o no perjudiciales para el sistema.
- c) **Acción:** En caso de ser perjudiciales, desconectar la parte afectada en el menor tiempo posible.

1.7.1 Objetivos de la protección del sistema de distribución

Según (Gönen, 2014), los principales objetivos de la protección del sistema de distribución son: minimizar la duración de una falla y el número de consumidores afectados por la falla.

Los objetivos secundarios de la protección del sistema de distribución son:

- Eliminar los riesgos de seguridad lo más rápido posible.
- Limitar las interrupciones del servicio al segmento más pequeño posible del sistema.
- Proteger los aparatos de los consumidores.
- Proteger el sistema de interrupciones y perturbaciones innecesarias del servicio.
- Desconectar líneas defectuosas, transformadores u otros aparatos.

1.8 Características de los Sistemas de Protección

Las características de un sistema de protecciones se deben considerar tomando en cuenta las condiciones anormales de operación, siendo las principales las que se indican a continuación:

1.8.1 Sensibilidad

Empleando las palabras de (Figuroa, s.f.), el sistema de protecciones y sus elementos asociados deben ser capaces de operar detectando la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de protección o la menor variación de la magnitud que controla, respecto de la magnitud establecida o de ajuste.

1.8.2 Selectividad

A juicio de (Valarezo, 2015), es la cualidad de las protecciones que permite discriminar la ubicación de la falla, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo averiado y mantener en servicio lo que no sea imprescindible desconectar, con la finalidad de obtener la máxima continuidad del servicio con un mínimo valor de desconexiones.

En la figura 1.5 se indica la selectividad de un sistema de protección, es decir que en el momento que se presente una condición de falla dentro del circuito, deberá actuar la protección más cercana a la falla o el componente que protege esa zona, con la finalidad de no cortar la energía que alimenta a otras áreas del sistema.

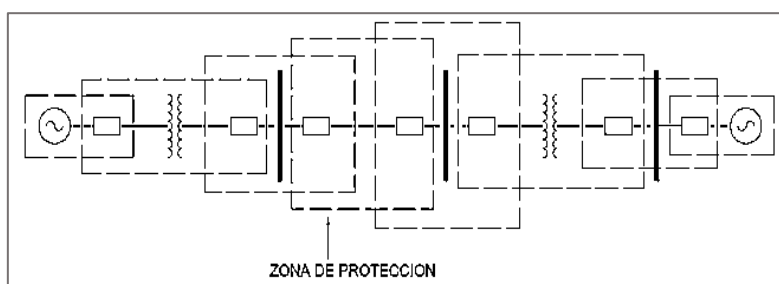


Fig. 1.5. Zonas de protección de un sistema eléctrico de distribución (selectividad). Fuente: (Guzmán, 2012)

1.8.3 Confiabilidad

De acuerdo a (Figuroa, s.f.), representa la certeza de que la protección opere cuando deba hacerlo (fiabilidad) y así como la certeza de que no opere cuando no le corresponda (seguridad).

La confiabilidad abarca dos aspectos importantes:

- La operación del sistema de protecciones al detectar la presencia de una falla que se encuentra dentro de su zona de protección (fiabilidad).
- La operación innecesaria del sistema de protecciones en ausencia de una falla (seguridad).

1.8.4 Seguridad

Es la capacidad que tiene el sistema de protecciones para que su operación no se vea afectada ante condiciones indeseadas externas a su zona de operación. (Navas, 2017).

1.8.5 Exactitud

Las protecciones deben operar con la mínima desviación respecto de la magnitud teórica de ajuste. La exactitud, se expresa como un error de medida, es decir, como la razón entre el valor de operación y el valor teórico de ajuste. Las desviaciones máximas aceptadas varían entre un 5 y un 10%, según el caso. (Villarroel, 2003).

1.9 Zonas de Protección

Como expresa (Blanco, 2014), la zona protegida es aquella parte de un sistema eléctrico de potencia resguardada por un cierto dispositivo de protección, donde pueden existir regiones ciegas (áreas no protegidas ya sea por déficit presupuestario o la imposibilidad de coordinación por pérdida de selectividad).

La estrategia ideal para limitar la porción de un sistema eléctrico que se llega a desconectar ante la presencia de una condición de falla es la instalación de dispositivos de protección por zonas, protegiendo en su totalidad al sistema.

En la figura 1.6 se indica las zonas de protección de un sistema de distribución de energía eléctrica, en donde las zonas se disponen de tal manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema eléctrico se encuentre sin protección alguna.

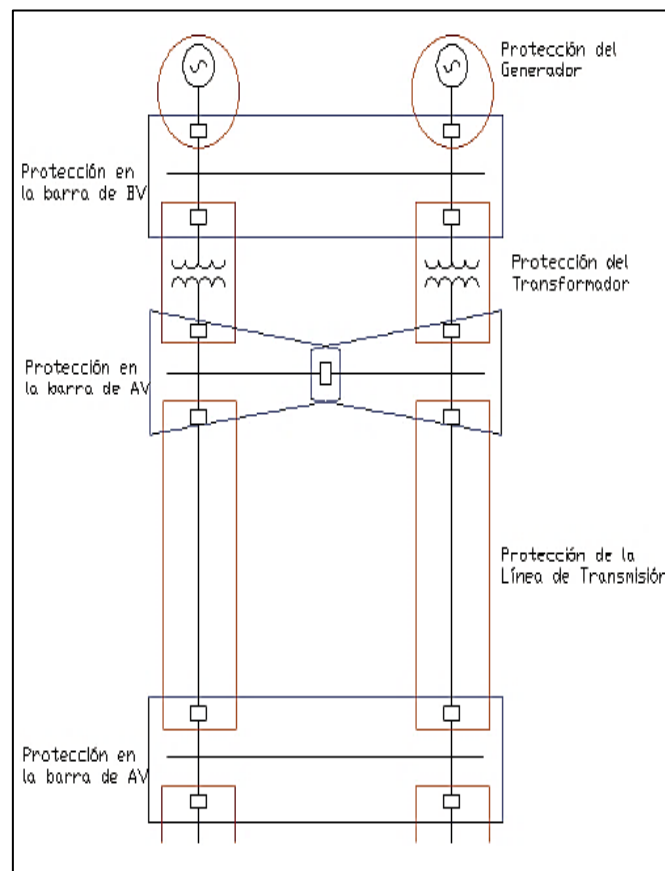


Fig. 1.6. Zonas de protección y solapamiento. Fuente: (Chacón, 2014)

1.9.1 Protección Primaria y Protección de Respaldo

Para garantizar la selectividad adecuada en los sistemas de protección, cada zona debe estar protegida con protecciones principales y protecciones de respaldo, que deben ser lo más independientes posibles con objeto de cubrir la presencia de una condición de falla en el sistema.

1.9.2 Protección 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. Este problema se considera como la falta de selectividad del sistema al producirse una falla. (Chanatasig, 2016).

1.9.3 Protección de Respaldo

La protección de respaldo es instalada para operar cuando, por cualquier razón la protección primaria no opera, provocando daños a los equipos y la falla se propagaría por todo el sistema. Para que esto no ocurra se utiliza el respaldo, es decir, otra protección deberá ser capaz de detectar la falla y aislarla, aún a costa de dejar fuera de servicio equipos o sectores en condiciones normales. (Castaño, 2004; Villarroel, 2003).

1.10 Dispositivos o elementos de Protección

Los dispositivos utilizados en la protección de un sistema eléctrico de distribución son: interruptor o disyuntor, fusibles, reconectores, seccionadores e indicadores de falla.

1.10.1 Disyuntor

El disyuntor o interruptor de potencia, es aquel dispositivo de maniobra que tiene la capacidad suficiente de funcionamiento ante las solicitaciones que ocurren en la conexión y/o desconexión de los equipos o partes de una instalación en condiciones normales o anormales de operación, en especial en condiciones de cortocircuito. Los disyuntores de potencia (power circuit breaker) son los principales dispositivos de seguridad. (Blanco, 2014).

1.10.2 Fusibles

Según (Gönen, 2014), un fusible es un dispositivo de sobrecorriente con un miembro fusible de apertura de circuito (hilo fusible) calentado y destruido directamente por el paso de sobrecorriente a través de él, en caso de una sobrecarga o una condición de cortocircuito, con el propósito de aislar una falla permanente eliminando el segmento defectuoso de una línea o equipo del sistema.

La corriente eléctrica que atraviesa por el hilo fusible, origina calor por efecto Joule elevando la temperatura del elemento fusible hasta lograr su fusión, dentro de un tiempo específico para

un valor de corriente de falla establecido. Poseen diferentes tiempos de operación que es inversamente proporcional a la corriente que fluye por el fusible, es decir, mayor corriente menos tiempo de fundición del filamento y a menor corriente, mayor tiempo de fundición del filamento. (Blanco, 2014; Chanatasig, 2016).

La característica de operación de un fusible se representa mediante la curva característica de tiempo vs. corriente (TCC) como se muestra en la figura 1.7 y se representa mediante dos curvas:

- a) **Curva mínima de fusión:** Es el intervalo de tiempo en el cual el elemento fusible comienza a fundirse (**tmf**).
- b) **Curva de máxima de despeje:** Es el intervalo del tiempo total en el cual el elemento fusible se funde completamente (**tmd**).

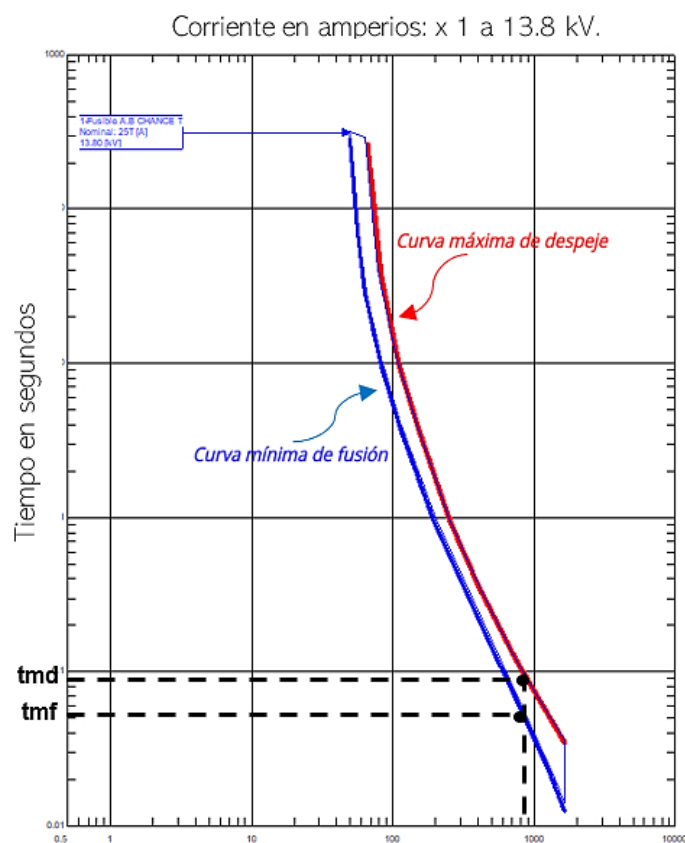


Fig. 1.7. Curvas características tiempo vs. corriente de un fusible 25T. Fuente: (Autor)

(Navas, 2017) menciona que, la relación de velocidad de un fusible permite cuantificar la rapidez con la que actuará el fusible al detectar una falla y se puede expresar mediante la siguiente ecuación matemática:

$$Relación\ de\ velocidad = \frac{Corriente\ de\ Fusión\ (0.1s)}{Corriente\ de\ Fusión\ (300s)\ o\ (600s)}$$

Donde:

- 0.1s y 300s son para fusibles menores a 100A.
- 0.1s y 600s son para fusibles mayores a 100A.

▪ Tipos de fusibles

Desde el punto de vista de (Cruz, 2015), existen diferentes tipos de fusibles: K, T, H, SF, entre otros, los cuales son fabricados comercialmente de acuerdo a las normas ANSI, NEMA, entre otras; cada uno con diferentes tipos de curvas y características que se listan a continuación:

- **Fusible tipo K:** Conducen hasta 150% de su corriente nominal sin daños y su relación de velocidad varia de 6.0 a 8.1 segundos.
- **Fusible tipo H:** Conducen hasta el 100% de su corriente nominal sin daños y tienen característica de fusión muy rápida con una relación de velocidad de 7 a 11 segundos.
- **Fusibles tipo T:** Conducen hasta 150% de su corriente nominal sin daños y son de lenta velocidad cuya relación de velocidad varía de 10 a 13.1 segundos.
- **Fusible tipo Slow-Fast (SF):** están provistos de elemento dual (la primera actúa de manera rápida y la otra es de acción lenta) son ideales para la protección de transformadores de distribución.

En la figura 1.8 se puede observar la relación de velocidad de los distintos tipos de fusibles con una corriente nominal de 100A.

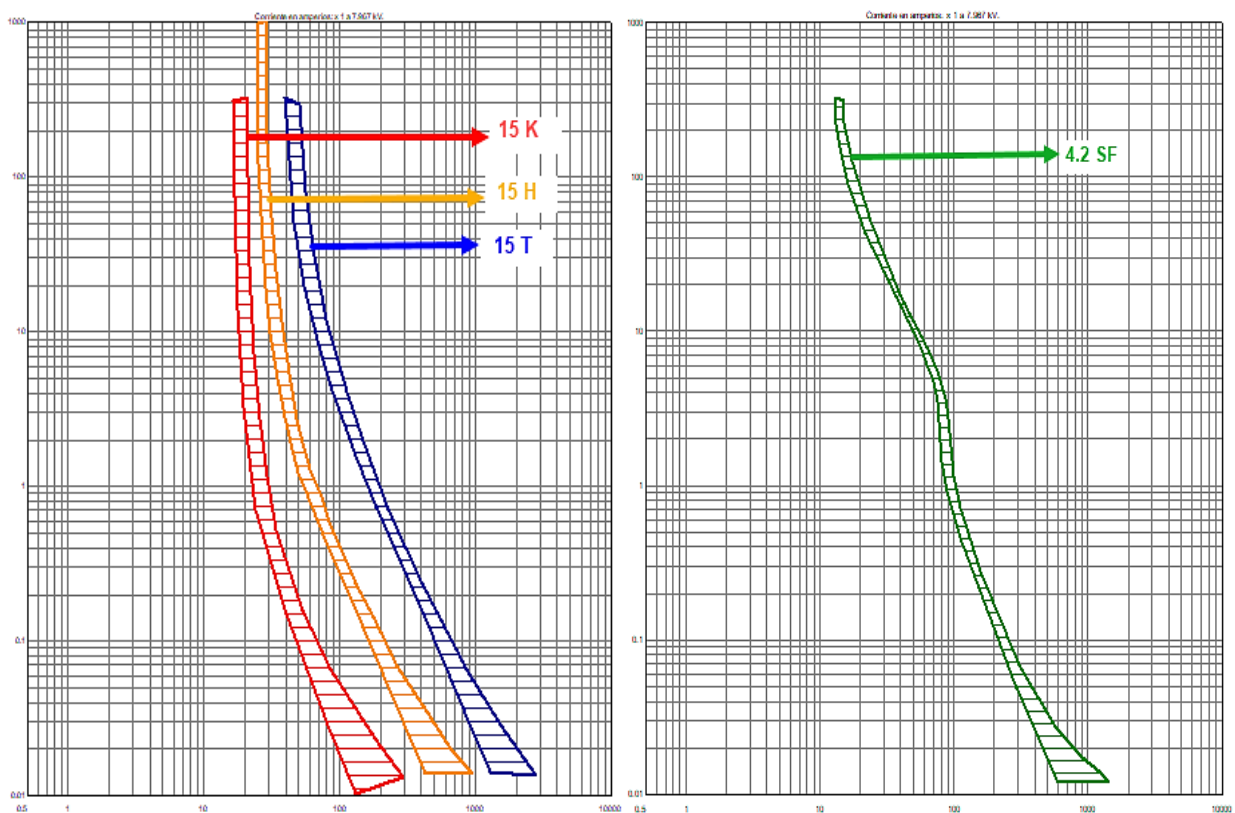


Fig. 1.8. Relación de velocidad en diferentes tipos de fusibles. Fuente: (Autor)

1.10.3 Reconectador

El reconectador es un dispositivo de protección contra sobrecorriente que actúa como un interruptor con reconexión automática, es decir se vuelve a cerrar un número predeterminado de veces para eliminar fallas temporales o aislar fallas permanentes. Este dispositivo de protección es capaz de detectar una condición de sobrecorriente, interrumpirla para aislar la falla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. (Gönen, 2014; Villarroel, 2003).

En la figura 1.9 se indica la forma física de un reconectador trifásico.

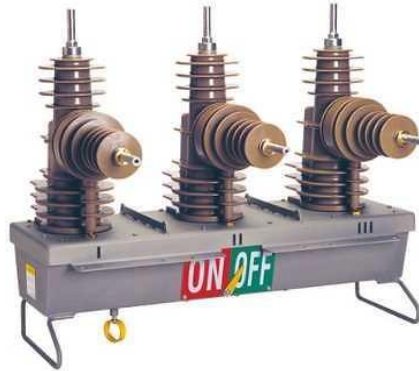


Fig. 1.9. Reconectador. Fuente: (Sector Electricidad, 2019)

El reconectador además de reenergizar el circuito, tiene como función realizar las operaciones de apertura y cierre de sus contactos lo suficientemente rápido para lograr salvar el fusible, en caso de fallas transitorias; o a su vez operar con tiempo suficiente para que el fusible correspondiente instalado aguas abajo se funda, en caso de fallas permanentes. (Cruz, 2015).

La capacidad de que un reconectador sea rápido y lento a la vez, es debido a sus curvas características de operación tiempo vs. corriente de cada reconectador estandarizadas por las normas IEEE o IEC. Las curvas correspondientes a un reconectador normalmente son tres: una rápida y dos temporizadas, designadas como A, B y C respectivamente.

En la figura 1.10, la curva A representa la operación rápida, la curva B representa la operación lenta y la curva C representa la operación extremadamente lenta, mismas que determinan los tiempos de apertura para la secuencia de operación del reconectador.

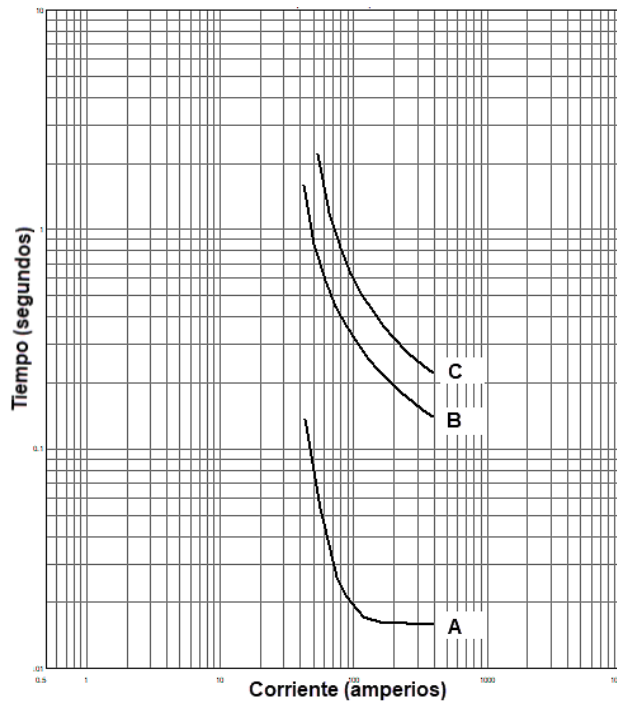


Fig. 1.10. Curvas tiempo vs. corriente de un reconector. Fuente: (Autor)

De acuerdo con (Gönen, 2014), los re conectadores se pueden configurar para una serie de secuencias de operación diferentes, tales como:

- Dos operaciones instantáneas (disparo y recierre) seguidas de dos operaciones de disparo con retardo de tiempo antes del bloqueo.
- Una instantánea más tres operaciones de retardo de tiempo.
- Tres operaciones instantáneas más una reproducción de tiempo.
- Cuatro operaciones instantáneas.
- Cuatro operaciones de retardo de tiempo.

En la figura 1.11, se muestra la secuencia de operación del re conector, que por lo general es programada para realizar un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones, es decir que antes de la desconexión total del re conector ante una falla permanente se producen dos operaciones rápidas, dos operaciones con retardo y tres intervalos de reconexión.

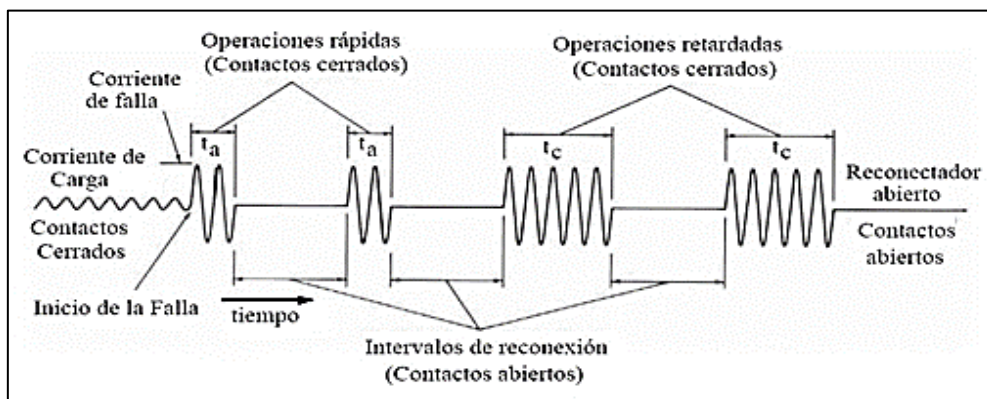


Fig. 1.11. Secuencia de operación de un re conector. Fuente: (Grupo Tei México, 2018)

Como señala (Ramirez, 2004), los lugares lógicos para la instalación de un reconectador es:

- En la subestación que alimenta los circuitos primarios.
- Sobre la troncal principal para seccionarla e impedir que salga de servicio todo un alimentador cuando se presenta una falla al extremo del alimentador.
- En puntos donde se tienen derivaciones importantes.

1.10.4 Seccionalizadores

El seccionador es un dispositivo de protección contra sobrecorriente que aísla automáticamente las secciones defectuosas de la línea de un sistema de distribución. Normalmente es instalado con reconectores de respaldo o interruptor, ya que no cuenta con capacidad propia de interrupción de fallas. (Gönen, 2014; Momoh, 2008).

En la figura 1.12 se muestra la forma física de un seccionalizador.



Fig. 1.12. Seccionalizador automático electrónico. Fuente: (MYEEL, 2019)

El seccionalizador cuenta el número de operaciones causadas por el dispositivo de respaldo durante la condición de falla y luego de un número predeterminado de operaciones de interrupción de la corriente (generalmente dos o tres) y mientras el reconectador está abierto, el seccionalizador se abre para aislar la sección de la línea con fallas. Esto permite que el reconectador asociado se vuelva a cerrar en las secciones sin fallas restantes, restaurándolas así al servicio. (Gönen, 2014; Momoh, 2008).

1.10.5 Relés de Sobrecorriente

El relé es un dispositivo de protección que tiene como función detectar e identificar corrientes de falla en un tramo del sistema eléctrico e iniciar una acción de control apropiada. En general, un relé se utiliza para cerrar un circuito normalmente abierto o abrir un circuito normalmente cerrado a través del control de un interruptor automático al detectar una anomalía y así despejar la falla en el menor tiempo posible. (Momoh, 2008).

El principio de operación del relé según (Navas, 2017) consiste en que, si la corriente medida por el relé es superior al valor de referencia preestablecido, este dispositivo envía una señal de apertura al disyuntor asociado para la desconexión del elemento bajo falla.

La figura 1.13 muestra el ejemplo de un relé, el cual es aplicado externamente, ya que el interruptor por sí mismo no tiene capacidad de detectar una condición de falla.



Fig. 1.13. Relé electrónico. Fuente: (Schneider Electric, 2018)

Tal como (Alcalá, 2016) destaca que, el funcionamiento de un relé de sobrecorriente depende de las siguientes variables:

- **Corriente mínima de operación (corriente Pick-up):** Es el valor de corriente para que el relé de sobrecorriente inicie su operación.
- **Tiempo de operación:** Es la característica de tiempo con la que el relé actúa dependiendo de una corriente determinada.

Tomando en cuenta las características de operación del relé de sobrecorriente, pueden clasificarse en tres grupos: de corriente definida, de tiempo definido y de tiempo inverso. Las curvas características de operación tiempo vs. corriente de los tres grupos mencionados, se representan en figura 1.14:

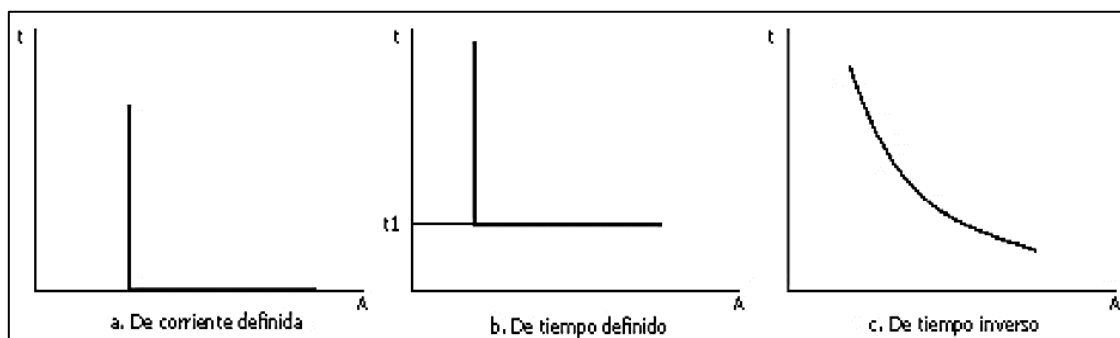


Fig. 1.14. Curvas características de los relés de sobrecorriente: a) De corriente definida, b) De tiempo definido y c) De tiempo inverso. Fuente: (Ramirez, 2004)

Los circuitos de distribución casi siempre están protegidos por relés de sobrecorriente que usan características de sobrecorriente de tiempo inverso, que significa que el relé operará más rápido a medida que aumenta la corriente, con esto se obtiene tiempos de disparo mucho más cortos sin riesgo de variación en la selectividad de la protección. (Ramirez, 2004; Short, 2004).

Los relés de tiempo inverso se clasifican de acuerdo a su curva característica que indica la velocidad de operación y pueden ser: instantánea, inversa, muy inversa y extremadamente inversa; mismas que se muestran en la figura 1.15:

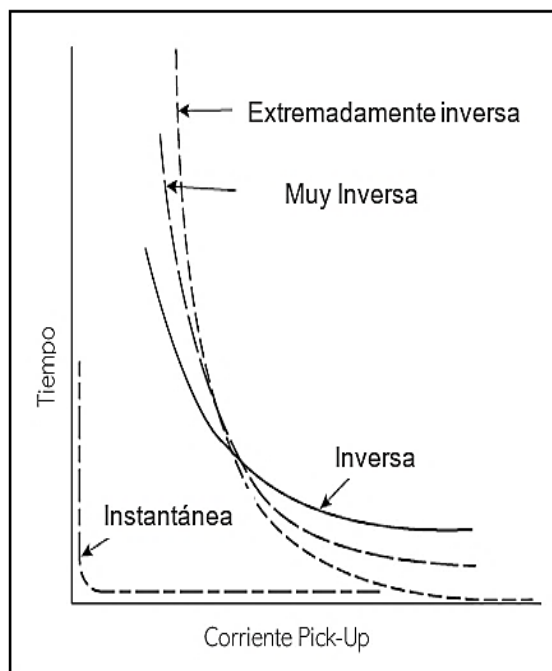


Fig. 1.15. Curvas características tiempo vs. corriente de un relé de tiempo inverso. **Fuente:** Traducida de (Gönen, 2014)

(Zapata & López, 2014) detallan que, un relé de tiempo inverso consiste de dos elementos: una unidad instantánea y una unidad de sobrecorriente de tiempo inverso; en donde la unidad de sobrecorriente consta de dos valores ajustables: la corriente de arranque (I_p) y el ajuste de dial de tiempo (TD).

Las curvas características de operación del relé de sobrecorriente pueden ser aproximadas de acuerdo a la norma IEC 60255-3 a través de la siguiente ecuación:

$$t_i = TD_i \frac{a}{\left(\left(\frac{I_{sc}}{I_p}\right)^n - 1\right)}$$

Donde:

- **t_i** = tiempo de operación del relé de sobrecorriente.
- **TD** = ajuste de dial de tiempo
- **I_{sc}** = corriente de cortocircuito en i.
- **I_p** = corriente de arranque (I_{set}).
- **a, n** = constantes de la curva característica.

Las constantes **a** y **n** dependen del dispositivo utilizado, ya que determinarán el comportamiento de éste. Las constantes de la ecuación correspondiente a cada tipo de curva característica del relé, se rigen bajo la norma IEC 60255-3 y se muestran en la Tabla 1.1. (Zapata & López, 2014).

TABLA 1.1. Constantes de la curva de un relé según la norma IEC 60255-3. **Fuente:** (Zapata & López, 2014)

Tipo de curva	Constantes	
	<i>a</i>	<i>n</i>
<i>Inversa</i>	0.14	0.02
<i>Muy Inversa</i>	13.5	1
<i>Extremadamente Inversa</i>	80	2

El valor del ajuste de tiempo (dial) para las curvas va desde 0,05 a 1.

1.10.6 Indicadores de Falla

Los indicadores de falla detectan el campo magnético producido por la corriente que fluye a través del conductor eléctrico. Si la corriente eléctrica excede la capacidad nominal de disparo del dispositivo, el indicador de falla se activa de inmediato indicando la falla existente. (RELSAMEX ELECTRIC, 2016).

En la figura 1.16 se observa un ejemplo de un indicador de fallas y su ubicación en las redes de distribución.



Fig. 1.16. Indicador de falla. **Fuente:** (EDALTEC, 2019)

1.11 Coordinación de protecciones

De acuerdo con (Gönen, 2014), la coordinación de protecciones es el proceso de selección de dispositivos de protección de sobrecorriente con ciertas configuraciones de las curvas características tiempo vs. corriente y su disposición apropiada en serie a lo largo de un circuito de distribución, con la finalidad de despejar fallas de las líneas y equipos de acuerdo con una secuencia de operación preestablecida.

(Tuta & Hincapié, 2011) mencionan que, la coordinación de dispositivos de protección en sistemas eléctricos de distribución es muy importante, porque aumenta la selectividad y confiabilidad del sistema de protecciones y ayuda al mejoramiento en la calidad y continuidad del servicio eléctrico.

Los dispositivos de protección correctamente coordinados permiten:

- Eliminar las interrupciones del servicio debido a fallas temporales.
- Minimizar el alcance de las fallas para reducir el número de clientes afectados.
- Localizar la falla, para minimizar la duración de cortes de servicio.

A través de la coordinación de los dispositivos de protección y sus configuraciones, se desarrollan zonas que brindan protección contra fallas temporales y limitan áreas de interrupción al tamaño mínimo posible contra una falla permanente y así mantener la continuidad de servicio por los que se determina un criterio de operación. (Gönen, 2014).

Para coordinar dispositivos de protección se debe ensamblar los siguientes datos:

- Diagrama de configuración del circuito alimentador escalado (mapa).
- Ubicación de los dispositivos de protección existentes.
- Curvas TCC de dispositivos de protección.
- Corrientes de carga (en condiciones normales y de emergencia).
- Corrientes de falla (en condiciones mínimas y máximas de generación) en cada punto donde pueda ubicarse un aparato de protección.

1.11.1 Coordinación de fusibles

Para lograr la coordinación entre fusibles, la curva de tiempo máximo de despeje del fusible protector no debe superar el 75% de la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo; de modo que para una falla ocurrida aguas abajo del fusible protector, éste debe operar antes que opere el fusible de respaldo o se presente algún daño en él, mismo que debe operar únicamente como respaldo o para alguna otra falla entre ambos. (Latorre, 2010).

En la figura 1.17 podemos observar la coordinación de fusibles con un margen de coordinación del 75% anteriormente mencionado.

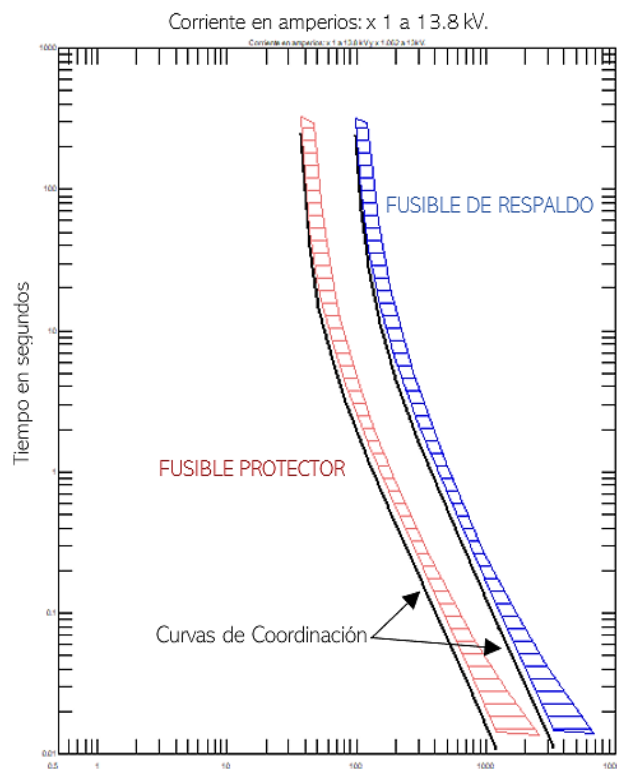


Fig. 1.17. Coordinación de Fusibles. Fuente: (Autor)

1.11.2 Coordinación entre fusible SF y el transformador

La coordinación para la protección del transformador consiste en que las curvas tiempo vs. corriente del elemento protector (fusible) se ubique sobre la curva de magnetización y por debajo de la curva de daño del transformador, siendo la mejor opción el uso de fusibles tipo Slow-Fast (SF), debido a su curva de característica dual (acción rápida y acción lenta) que se adapta mejor al criterio de coordinación descrito. (Navas, 2017).

En la figura 1.18 se muestra un ejemplo de la protección de un transformador de distribución de 30 kVA utilizando un fusible tipo T (literal a) y un fusible tipo Slow-Fast (literal b), tomando en cuenta las curvas de coordinación respectivamente. En la tabla 1.2 se detalla la capacidad del fusible que protege al transformador en función de su potencia nominal.

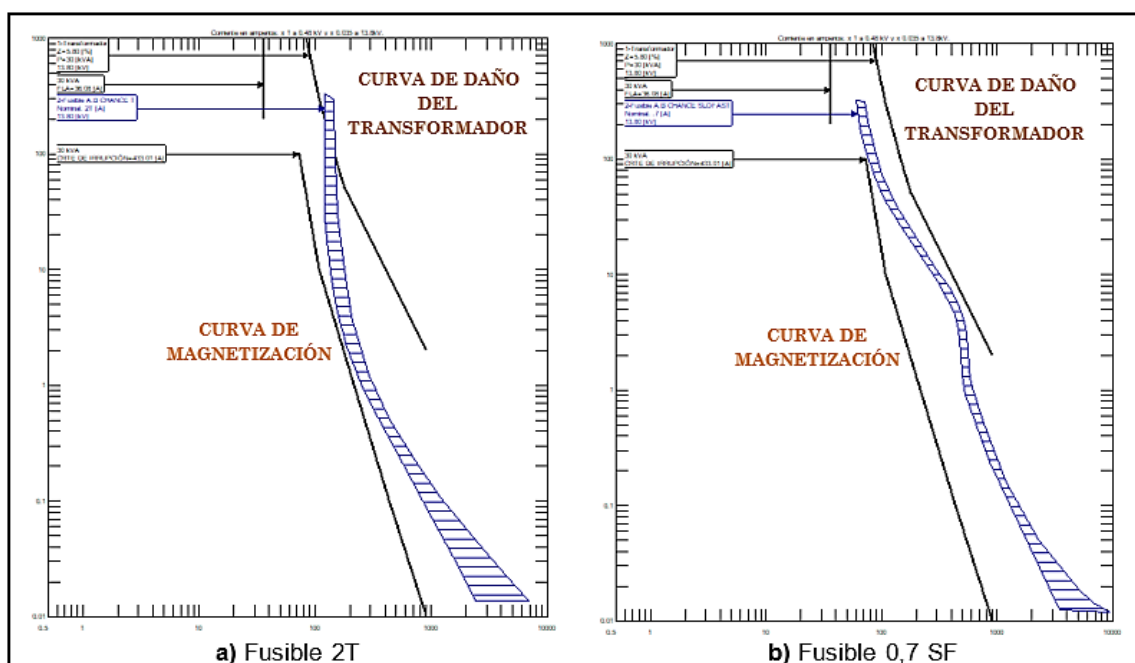


Fig. 1.18. Coordinación de la protección de un transformador de 30 kVA con fusibles: 2T y 0,7SF. Fuente: (Autor)

TABLA 1.2. Fusibles para la protección de transformadores de 13,8 kV. Fuente: (EMELNORTE, 2019).

Transformadores Monofásicos				Transformadores Trifásicos			
S (kVA)	Vpn (kV)	In (A)	Fusible SF	S (kVA)	Vpn (kV)	In (A)	Fusible SF
3	7,97	0,38	0,2	15	13,8	0,63	0,4
5	7,97	0,63	0,4	30	13,8	1,26	0,7
7,5	7,97	0,94	0,6	45	13,8	1,88	1
10	7,97	1,25	0,7	50	13,8	2,09	1,3
15	7,97	1,88	1	60	13,8	2,51	1,6
25	7,97	3,14	2,1	75	13,8	3,14	2,1
37,5	7,97	4,71	3,1	90	13,8	3,77	2,1
50	7,97	6,27	3,5	100	13,8	4,18	3,1
75	7,97	9,41	6,3	112,5	13,8	4,71	3,1
-	-	-	-	125	13,8	5,23	3,1
-	-	-	-	150	13,8	6,28	3,5
-	-	-	-	200	13,8	8,37	5,2
-	-	-	-	300	13,8	12,55	7,8

1.11.3 Coordinación de fusibles SF y T

De acuerdo con la metodología de coordinación de protecciones de EMELNORTE, la coordinación de fusibles tipo SF y T permite la correcta operación entre la protección de los transformadores de distribución con fusibles tipo SF, así como la protección de sus líneas conductoras aguas arriba, mediante fusibles tipo T.

En la tabla 1.3 se muestra las corrientes máximas de cortocircuito en las que existe coordinación entre los fusibles tipo T y fusibles tipo SF, valores obtenidos mediante el uso del software CYMTCC, en la cual se describe lo siguiente:

- Las celdas de color rojo indican la combinación de fusibles SF y T en las que si existe coordinación.
- Las celdas de color naranja indican que las curvas de coordinación de estos dos tipos de fusibles se intersecan en algún punto.
- Las celdas de color blanco indican que no existe coordinación entre los fusibles.

TABLA 1.3. Corrientes máximas de cortocircuito de coordinación entre fusibles tipo T y SF. **Fuente:** (EMELNORTE, 2019)

SF \ T	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
0,2	2	4	88	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,3	1	4	7	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,4	1	4	6	296	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,6	-	4	6	291	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,7	-	4	6	289	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,0	-	4	6	15	388	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,3	-	-	6	14	24	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,4	-	-	6	14	22	546	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,6	-	-	6	13	19	32	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
2,1	-	-	-	12	17	25	38	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3,1	-	-	-	12	15	21	33	50	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3,5	-	-	-	-	15	20	31	46	1182	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
4,2	-	-	-	-	15	20	30	43	65	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
5,2	-	-	-	-	-	19	27	39	56	1436	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
6,3	-	-	-	-	-	-	26	36	51	79	1939	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7	-	-	-	-	-	-	25	34	48	75	1876	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7,8	-	-	-	-	-	-	-	32	44	63	94	2491	3325	4440	5335	6965	9525	9725
10,4	-	-	-	-	-	-	-	-	42	58	80	149	2980	4440	5335	6965	9525	9725
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	104	165	4440	5335	6965	9525	9725
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	183	4324	6328	9525	9725
32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152	229	5436	9525	9725
46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	184	301	8898	9725

1.11.4 Coordinación de fusibles T y T

Según Navas (2017), este tipo de coordinación permite la correcta operación entre las protecciones de la troncal principal y las derivaciones correspondientes al alimentador primario de la subestación. Las coordinaciones por realizarse son las siguientes:

- **Derivación primaria:** el fusible protector para esta derivación se define gráficamente ubicándolo por debajo de las curvas característica del relé de la cabecera del alimentador.
- **Derivación secundaria:** la capacidad del fusible de esta derivación será la mitad de la capacidad del fusible seleccionado en la derivación primaria.
- **Derivación terciaria:** la capacidad del fusible será igual a la mitad de la capacidad del fusible elegido en la derivación secundaria con un incremento a la capacidad inmediata superior.

En la tabla 1.4 se muestra las corrientes máximas de coordinación de fusibles tipo T y T, en donde el color de las celdas corresponde al mismo criterio de coordinación de fusibles tipo SF y T del apartado 1.11.3.

TABLA 1.4. Corrientes máximas de cortocircuito de coordinación entre fusibles tipo T y T. **Fuente:** (EMELNORTE, 2019)

T \ T	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
6	-	-	350	680	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
8	-	-	-	430	840	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
10	-	-	-	-	530	1010	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
12	-	-	-	-	-	620	1280	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
15	-	-	-	-	-	-	720	1550	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
20	-	-	-	-	-	-	-	880	2000	3200	4000	5000	6400	9700	15200
25	-	-	-	-	-	-	-	-	1200	2500	4000	5000	6400	9700	15200
30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1300	3100	5000	6400	9700	15200
40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1400	3700	6200	9700	15200
50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1800	4700	9700	15200
65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2200	9000	15200
80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6800	15200
100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2900	13800
140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5000

1.11.5 Coordinación fusible – conductor eléctrico

En la coordinación de estos elementos se realiza un análisis entre la corriente de fusión del fusible y la corriente de fusión de los conductores eléctricos para su protección ante condiciones normales de operación del sistema eléctrico, cumpliendo las siguientes condiciones:

- La corriente de fusión del fusible tipo T debe ser menor a la corriente de fusión del conductor, lo cual permite que el fusible opere antes de que se funda el conductor en presencia de una condición de falla.
- La corriente de fusión de fusible tipo T debe ser mayor a las corrientes de cargas frías, para que el fusible no opere al censar este tipo de corrientes.

En la tabla 1.5 y 1.6 se indica la corriente de fusión de los fusibles tipo T y algunos tipos de calibres con la capacidad de corriente de los conductores: ACSR (conductor de aluminio con refuerzo de acero), ASC (conductor de aluminio desnudo) y Des. CU (conductor desnudo de cobre).

TABLA 1.5. Corrientes de fusión para fusibles tipo T.
Fuente: (EMELNORTE, 2019)

1	1,92
2	4,17
3	6,09
6	11,94
8	15,31
10	19,63
12	24,68
15	30,48
20	39,9
25	49,7
30	61,94
40	78,2
50	98,9
65	125,4
80	158,2
100	196,91
140	301,7
200	473,2

TABLA 1.6. Capacidad de corrientes en conductores ACSR, ASC y DES.CU. Fuente: (INCABLE, 2017)

Calibre [AWG]	Conductor		
	ACSR	ASC	DES. CU
	Amperaje [A]	Amperaje [A]	Amperaje [A]
4/0	357	383	491
3/0	315	331	425
2/0	276	286	367
1/0	242	247	318
2	184	185	237
4	140	138	177
6	105	103	132

1.11.6 Coordinación relé – fusible

La coordinación de protecciones del relé ubicado en la subestación y los fusibles ubicados en las derivaciones de los alimentadores, consiste en que el fusible se accione únicamente para fallas permanentes antes de que el relé de sobrecorriente detecte este tipo de fallas y se dispare.

Para este tipo de coordinación se necesita que la curva característica del relé, en todos los valores de corriente hasta la corriente máxima disponible en la ubicación del fusible, se encuentre por encima de la curva característica de limpieza total del fusible con un margen de 0.1 a 0.3 segundos (tiempo de sobrecarrera del relé) como factor de seguridad entre las curvas características del relé y del fusible. (Gönen, 2014).

En la figura 1.19 se observa las curvas características para la coordinación relé – fusible, en donde la curva del fusible se encuentra por debajo de las curvas del relé, cumpliendo así que el fusible opere primero antes de que el relé se accione ante una condición de falla permanente.

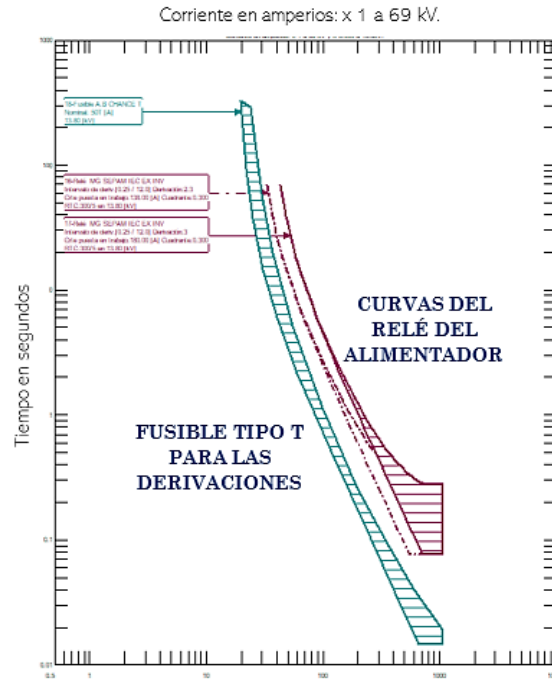


Fig. 1.19. Coordinación de protecciones relé – fusible. Fuente: (Autor)

1.11.7 Coordinación relé – reconectador

En la coordinación de estas protecciones, el relé del alimentador actúa como elemento de respaldo y el reconectador como elemento protector, inclusive para la mínima corriente de falla en la zona protegida por el reconectador. Para lograr la coordinación entre los dos dispositivos ante una condición de falla, se requiere que las curvas del reconectador se encuentren por debajo de las curvas seleccionadas para el relé, criterio de coordinación que se demuestra en la figura 1.20.

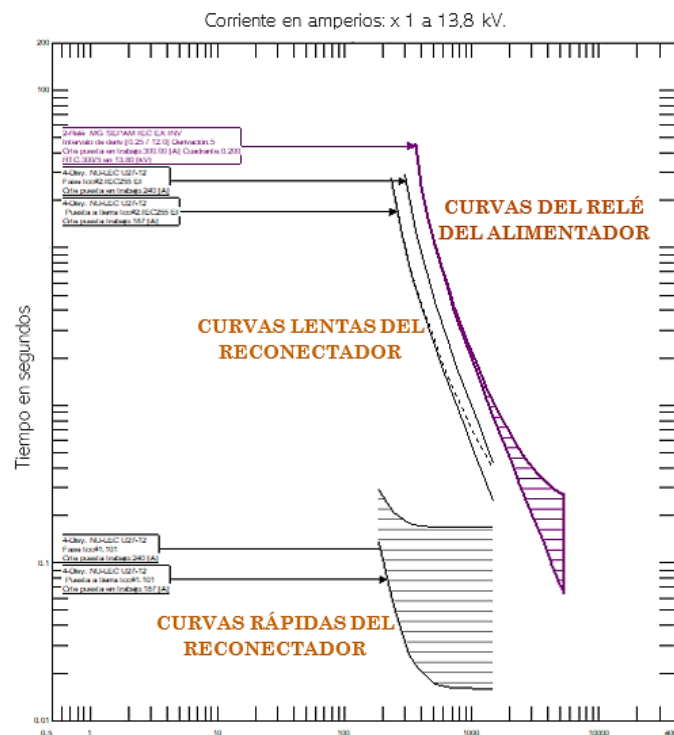


Fig. 1.20. Coordinación de protecciones relé – reconectador. Fuente: (Autor)

Al presentarse una falla dentro del sistema, el reconectador debe cumplir con su secuencia de operación de apertura y recierre (generalmente dos operaciones rápidas y dos lentas), esta secuencia debe ser discriminada por el relé de manera que no opere ante tales reconexiones. (Chanatasig, 2016).

1.11.8 Coordinación reconectador – fusible

De acuerdo con (Gönen, 2014) para este caso, el reconectador se configura para dispararse por una falla temporal antes de que alguno de los fusibles pueda explotar y luego volver a cerrar el circuito y si la falla es permanente, se borra con el fusible correcto antes de que el reconectador pueda funcionar de manera retardada después de una o dos operaciones rápidas.

En la figura 1.21 se observa gráficamente la coordinación de un reconectador y un fusible, en donde la curva de despeje del fusible se encuentra por debajo de la curva lenta del reconectador y la curva de fusión del fusible por encima de la curva rápida del reconectador.

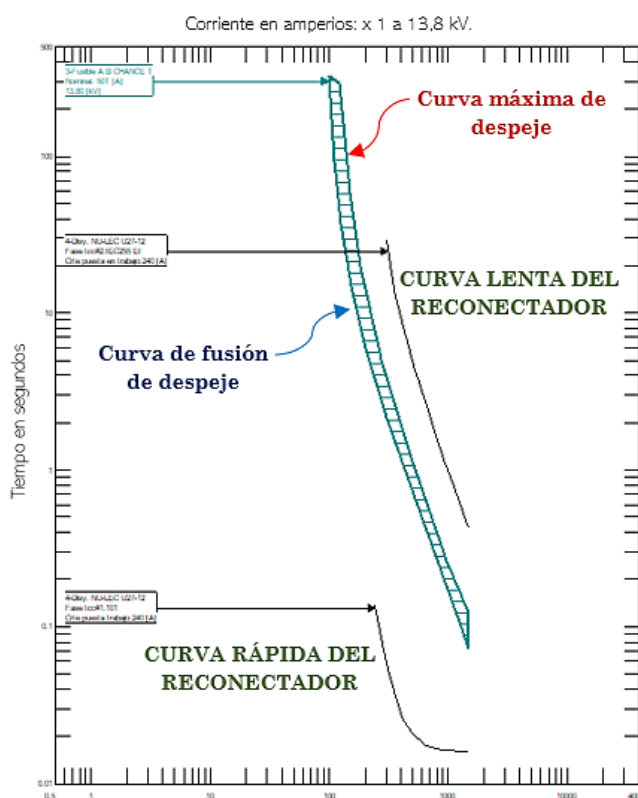


Fig. 1.21. Coordinación de protecciones reconectador – fusible. Fuente: (Autor)

CAPITULO 2

Desarrollo

2.1 Introducción

En el siguiente capítulo se detalla la metodología que EMELNORTE utiliza en el estudio de coordinación de protecciones en los alimentadores de la subestación Alpachaca, en la que los programas ArcGis, CymDist y CymTCC mantienen un papel importante en la configuración y ubicación de los dispositivos de protección en el sistema eléctrico de distribución.

2.2 Sistema eléctrico de la Subestación Alpachaca

La subestación Alpachaca se encuentra ubicada en las calles Cuenca y 15 de diciembre perteneciente a la parroquia Guayaquil de Alpachaca de la ciudad de Ibarra, provincia de Imbabura.

En la figura 2.1 se muestra el diagrama unifilar de la subestación de distribución Alpachaca, misma que cuenta con un transformador de potencia de 20 MVA, con reducción de voltaje de 69 kV a 13,8 kV con la disponibilidad de ingresar otro transformador de 10 MVA, para la distribución de energía a través de los 6 alimentadores primarios, sin contar con el Alimentador M3, el cual se encuentra disponible y es parte de la subestación.

Adicionalmente cuenta con un transformador de tres devanados de 69/34,5/13,8 kV de 10/12,5 MVA para evacuar la generación de la central hidroeléctrica AMBI.

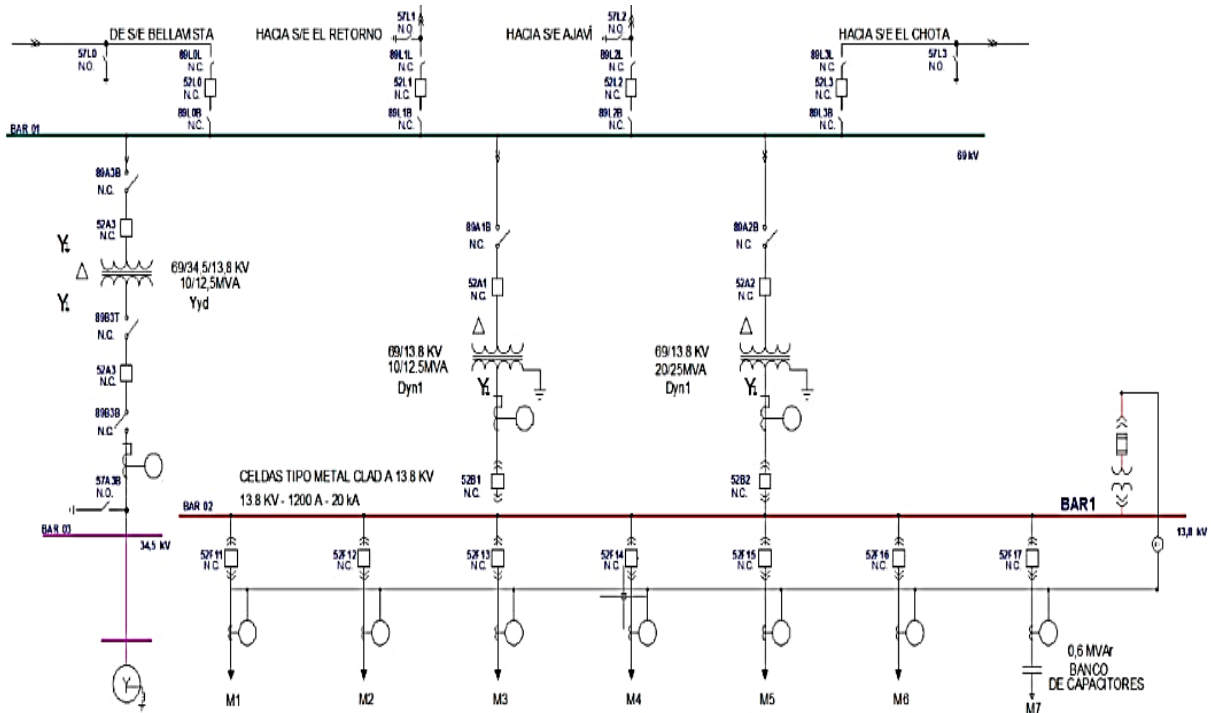


Fig. 2.1. Diagrama unifilar de la Subestación Alpachaca. Fuente: (EMELNORTE, 2019)

2.2.1 Registro de desconexiones

La subestación Alpachaca se encuentra expuesta a interrupciones del suministro eléctrico debido a mantenimientos o por causas naturales. EMELNORTE registra cada una de las incidencias que provocan las interrupciones del servicio eléctrico que se producen a lo largo de los alimentadores primarios hasta la subestación, estos tipos de interrupciones se resumen en la tabla 2.1.

TABLA 2.1. Tipos de interrupciones en la subestación Alpachaca. **Fuente:** (EMELNORTE, 2018)

Nivel de afectación de la interrupción de la red	Origen de la interrupción	Causa de la interrupción	Catálogo de interrupciones
Cabecera	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas para mantenimiento Preventivo
	INTERNA NO PROGRAMADA	Perturbaciones en Red de AV	Falla de equipamiento, materiales y accesorios
		Ambientales	Vegetación (sin incluir desbroce)
		Climáticas	Viento Fuerte, o materiales llevados por el viento
EXTERNA NO PROGRAMADA	Transmisión/Generación	Alteraciones técnicas en voltaje, corriente o frecuencia, actuación de la protección sistémica del SIN debido a problemas en la línea de transmisión San Antonio.	
Ramal Monofásico	INTERNA PROGRAMADA	Mantenimiento	Programadas para mantenimiento correctivo
		Aplicaciones y Mejoras	Extensión de red
			Cambio de elementos de red
			Programadas por mejoras o remodelaciones de las redes
	INTERNA NO PROGRAMADA	Red de AV/Red de MV/Red de BV	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.
			Falla de equipamiento, materiales y accesorios
Ambientales		Vegetación (sin incluir desbroce)	
Ramal Trifásico	INTERNA NO PROGRAMADA	Red de AV/Red de MV/Red de BV	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.
			Falla de equipamiento, materiales y accesorios
		Climáticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)

Red de AV: Red de Alto Voltaje.

Red de MV: Red de Medio Voltaje.

Red de BV: Red de Bajo Voltaje.

En la tabla 2.2 se indica el registro de los índices de frecuencia media de interrupción (FMIK) y tiempo total de interrupción (TTIK) en cada uno de los alimentadores de la subestación Alpachaca correspondiente al año 2018.

TABLA 2.2. Índices de FMIK y TTIK registrados por EMELNORTE en el año 2018. **Fuente:** (EMELNORTE, 2018)

SUBESTACIÓN ALPACHACA	FMIK	TTIK
0901 (Alimentador 1)	6,241	5,794
0902 (Alimentador 2)	14,574	18,073
0904 (Alimentador 4)	10,055	15,387
0905 (Alimentador 5)	13,550	15,492
0906 (Alimentador 6)	9,504	13,217
0908 (Alimentador 8)	6,000	5,255

FMIK: Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado, expresado en fallas por kVA.


TTIK: Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

2.3 Cálculo de corrientes de cortocircuito en CymDist

Las corrientes de cortocircuito permiten establecer rangos de corrientes para determinar el dispositivo de protección adecuado para la coordinación de protecciones en la subestación Alpachaca, las mismas que se obtienen a través de la simulación de cortocircuitos en el software CymDist.

Para el cálculo de corrientes de cortocircuito de los alimentadores primarios de la subestación Alpachaca en CymDist, se utiliza la base de datos de la modelación digital en ArcGis de las redes de distribución de EMELNORTE, así como los valores de impedancias equivalentes de la subestación.

La simulación de cortocircuitos en CymDist y la exportación de las corrientes de cortocircuito se realiza de la siguiente manera:

- Se inicia el programa y se selecciona el alimentador requerido con ayuda del botón [Seleccionar redes; ], donde cada alimentador utiliza un código de identificación como se indica en la figura 2.2.

1300090T01	=	13000	90	T	01,02,04,05,06 o 08
Alimentador Alpachaca 1		EMELNORTE	Código de la S/E Alpachaca	Nivel de voltaje	Número de alimentador

Fig. 2.2. Código identificativo de los alimentadores de la S/E Alpachaca. Fuente: (Autor)

- Se localiza el nodo de la cabecera del alimentador y con doble clic se ingresa a la ventana de *Propiedades de la red* que se puede apreciar en la figura 2.3. En la opción *Fuente* se selecciona el tipo de fuente: *Definido por usuario*.
- En la opción *Equivalente* se modifica los parámetros de *Tensión del equivalente de fuente*: Nominal de 13,8 kV, se desactiva la opción *Equilibrado* y se cambia los kVL por valores en p.u. (por unidad).
- En los parámetros de *Equivalentes de la fuente* se escoge el nivel (*Nivel alto de fallas*), el modo (*Impedancias equivalentes*) y se procede a llenar los valores de Z0, Z1 y Z2

(*Nivel alto de fallas*) con los valores de impedancias equivalentes proporcionados por el Departamento de Calidad de la Energía y Estudios Eléctricos de EMELNORTE, detallados en la tabla 2.3.

TABLA 2.3. Impedancias equivalentes. Fuente: (EMELNORTE, 2018)

Subestación	Voltaje [kV]	Z0		Z1		Z2	
		R [Ω]	X [Ω]	R [Ω]	X [Ω]	R [Ω]	X [Ω]
Alpachaca	13,8	0,068	1,243	0,277	1,607	0,277	1,607

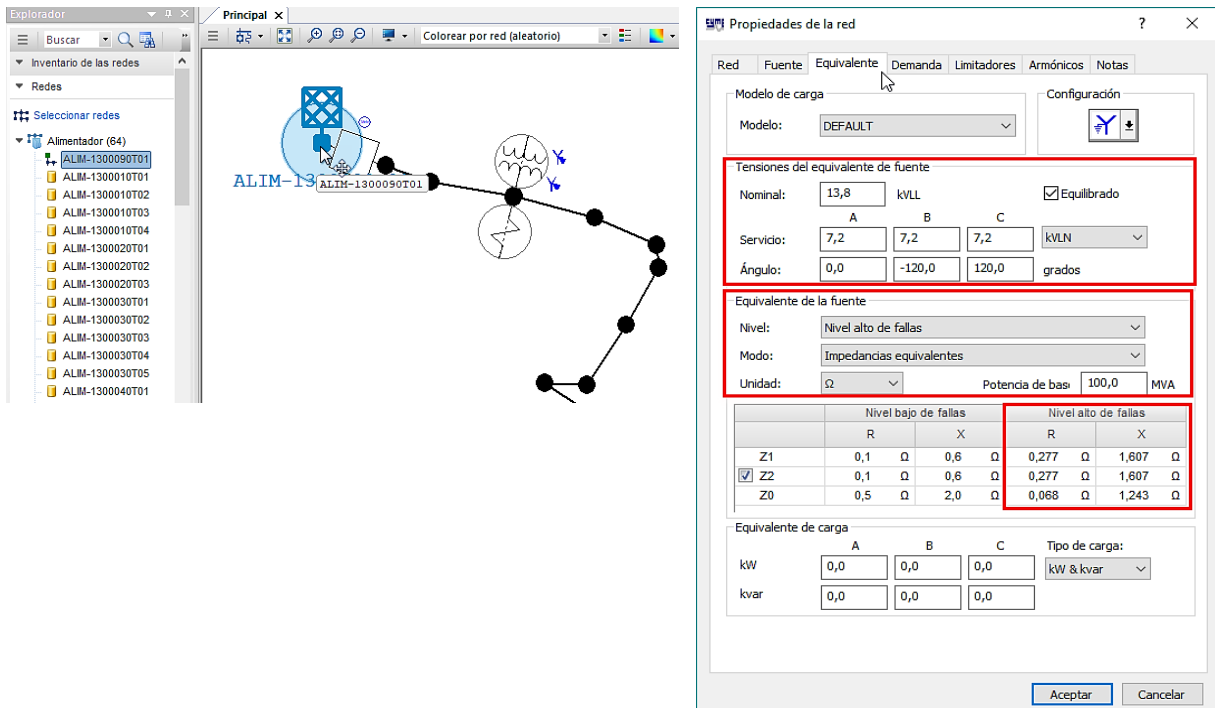


Fig. 2.3. Ventana de Propiedades de la red. Fuente: (Autor)

- Para la simulación de cortocircuito, de acuerdo a la metodología de EMELNORTE se utiliza la opción “Cortocircuito IEC 60909” (Normas estandarizadas) en la barra de simulación. Al seleccionar el ícono [Ejecutar la simulación; ⚡] se procede a la simulación para obtener los niveles de cortocircuito (LLL, LG, LL y LLLG) en todos los nodos y barras como se muestra en la figura 2.4. En cada alimentador los valores de la cabecera serán semejantes con pequeñas variaciones.

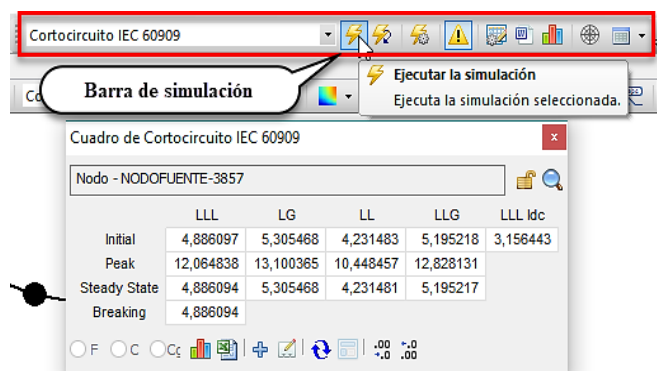



Fig. 2.4. Cuadro de Cortocircuito IEC 60909. Fuente: (Autor)

- Para el análisis de los resultados obtenidos, se pulsa el botón [Análisis; Reporte de Análisis, la misma que se indica en la figura 2.5. Luego habilitar la opción *Cortocircuito IEC–Corrientes detalladas* y se debe seleccionar el modo de salida de tipo *Microsoft Excel* (“.xls”), lo cual permite exportar todos los datos a una hoja Excel para el análisis de corrientes de cortocircuito posteriormente.

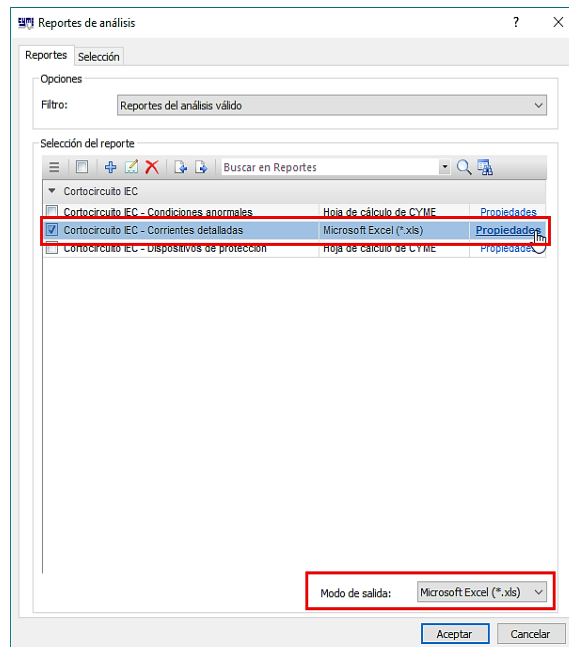


Fig. 2.5. Ventana de Reporte de Análisis. Fuente: (Autor)

- Antes de exportar los datos de análisis a una tabla de Excel, se debe añadir las coordenadas *CoordX* y *CoordY* para mayor ubicación de las corrientes de cortocircuito en la opción *Propiedades*. En la figura 2.6 se observa la ventana *Propiedades del reporte* de la opción *Propiedades*.

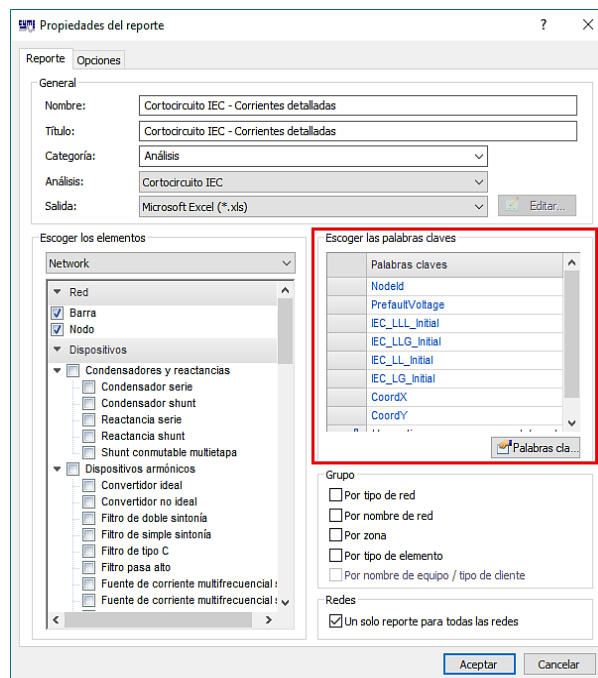



Fig. 2.6. Ventana de Propiedades del reporte. Fuente: (Autor)

- Exportado los datos a la hoja Excel, se aplica un [Filtro; 

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	Nombre nodo	Voltaje (kV)	I _k LLL (kA)	I _k LLT (kA)	I _k LL (kA)	I _k LT (kA)	Coord. X	Coord. Y	Iccmax
2	NODOFUENTE-3857	13,8	4,886097	5,195218	4,231483	5,305468	818950,490	10040609,890	5305,46785
3	MTA_S_385785	13,800	4,833963	5,093923	4,186255	5,206901	818979,990	10040599,700	5206,90077
4	MTA_S_385777	13,800	4,797141	5,025184	4,154313	5,138363	819000,770	10040592,130	5138,36272
5	MTA_S_320564	13,800	4,742296	4,934362	4,106740	5,043605	819039,340	10040585,710	5043,60508


Fig. 2.7. Hoja de Excel con las corrientes de cortocircuito. Fuente: (Autor)

- El cálculo de las corrientes de cortocircuito se debe realizar para cada uno de los alimentadores de la subestación Alpachaca.

2.4 Ajustes y coordinación de los equipos de protección en CymTCC

Para visualizar los componentes del sistema eléctrico de la subestación Alpachaca, se utiliza el software CymTCC que permite graficar y ajustar las curvas tiempo vs. corriente para coordinar los dispositivos de protección contra sobrecorrientes del sistema de distribución.

2.4.1 Configuración del transformador de potencia de la Subestación

Se inicia con el ajuste del transformador de potencia de la subestación, para lo cual se crea un estudio nuevo con la ayuda del ícono [Nuevo; 

Los datos de ajuste para el transformador de potencia son proporcionador por EMELNORTE y se detallan en la tabla 2.4.

TABLA 2.4. Ajustes del transformador de potencia de la S/E Alpachaca. Fuente: (EMELNORTE, 2019)

Tensión primaria	69.000 [kV]
Impedancia	13.2 [%]
Servicio Nominal	20000.0 [kVA]
Enfriada ventilador	25000.0 [kVA]
Conexión	Delta-Y, conexión directa a tierra

2.4.2 Configuración del relé general de la subestación

Los ajustes para la configuración del relé general de protección han sido previamente determinados por el Departamento de Calidad de la Energía y Estudios Eléctricos de EMELNORTE, en base al estudio de coordinación de protecciones de subtransmisión, mismos que se detallan en la tabla 2.5.


- Desde la opción crear equipos se inserta el dispositivo [*Relé electrónico*; ] en la ventana del diagrama unifilar y se ingresa los ajustes de tabla 2.5 en la ventana de configuración del relé de protección, llenando todos los parámetros como se muestra en la figura 2.8.

TABLA 2.5. Ajustes para el relé general de la subestación Alpachaca. **Fuente:** (EMELNORTE, 2019)

Parámetros	Fase	Neutro
Voltaje [kV]	13,8	13,8
RTC	1200 / 5	1200 / 5
Curva	Muy Inversa	Muy Inversa
Tap	3,5	1,75
Tap [A]	840	420
Dial	0,2	0,4

- En la opción *Dispositivo auxiliar*, se coloca un tiempo de 200 ms como margen de reserva de tiempo entre la operación del relé y apertura del disyuntor.
- Para el relé de neutro se realiza el mismo procedimiento, cambiando el tipo de Protección: de fase (51) a tierra (51N).
- La corriente de cortocircuito (botón *CC&CPC*), es aquella corriente del nodo fuente obtenida con el cálculo de corrientes de cortocircuito en CymDist en el apartado 2.3, (5305A).

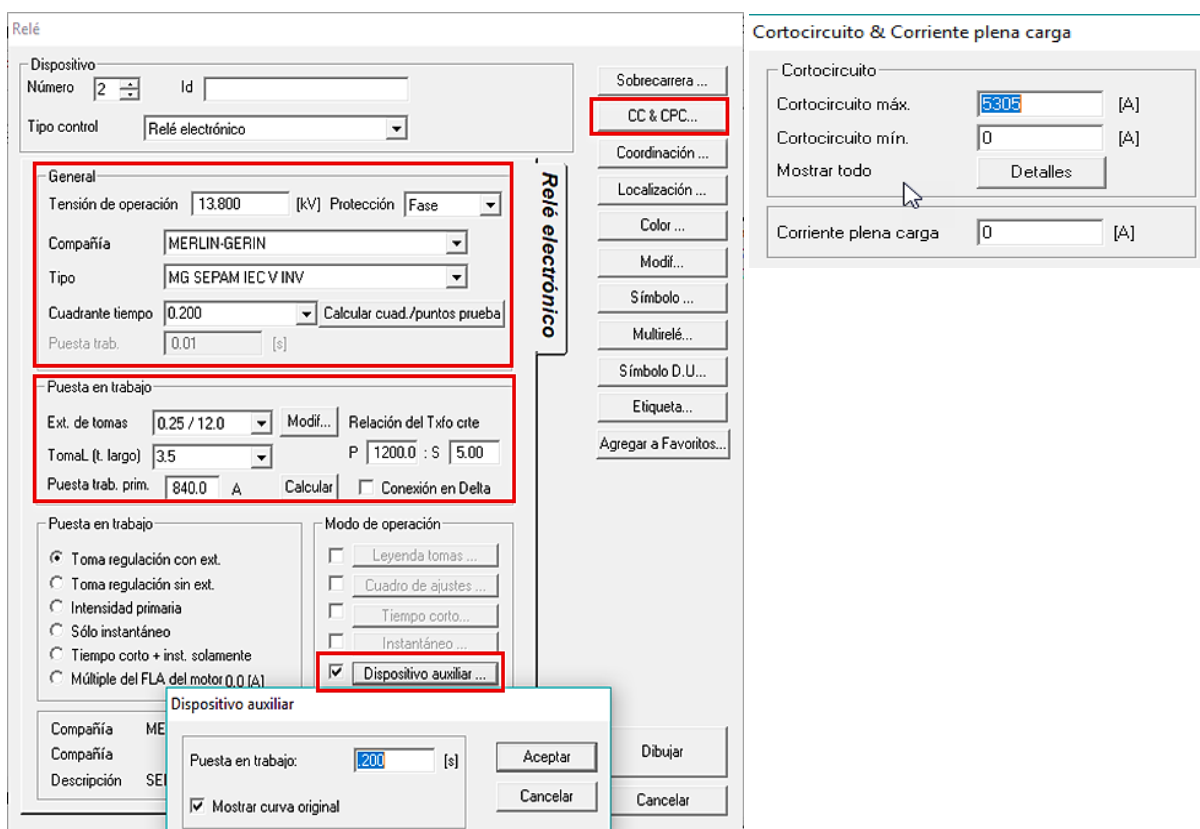


Fig. 2.8. Ejemplo de ingreso de ajustes del relé general de protección de fase. **Fuente:** (Autor)

2.4.3 Configuración de los relés para los alimentadores primarios

Los ajustes para configurar los relés de cabecera de los alimentadores de la S/E Alpachaca, son determinados por el Departamento de Calidad de la Energía y Estudios Eléctricos de EMELNORTE, en base al estudio de coordinación de protecciones de subtransmisión y se detallan en la tabla 2.6.


- Primero, se inserta una [Barra; ] de 13,8 kV y se coloca bajo el relé general de protección del transformador de potencia para la salida de los alimentadores.
- Con el mismo procedimiento de configuración del relé general, se coloca los relés de protección de fase y neutro para la protección de cada alimentador primario, con los ajustes de la tabla 2.6.

TABLA 2.6. Ajustes para los relés de los alimentadores primarios de la S/E Alpachaca. **Fuente:** (EMELNORTE, 2019)


Subestación	Protección	RTC Protección	Línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial
Alpachaca	C1	300/5	fase	Ext. Inv.	3	180	0,3
			neutro	Ext. Inv.	2,3	138	0,3
	C2	300/5	fase	Ext. Inv.	3	180	0,35
			neutro	Ext. Inv.	2,3	138	0,5
	C4	300/5	fase	Ext. Inv.	5	300	0,4
			neutro	Ext. Inv.	3,9	234	0,5
	C5	300/5	fase	Ext. Inv.	3,9	234	0,5
			neutro	Ext. Inv.	3,9	234	0,5
	C6	300/5	fase	Ext. Inv.	3	180	0,3
			neutro	Ext. Inv.	2,3	138	0,3
	C8	300/5	fase	Ext. Inv.	5	300	0,2
			neutro	Ext. Inv.	5	300	0,2

Ext. Inv.: Curva extremadamente inversa.

Tap (A): referencia a la corriente pick-up del dispositivo.

2.4.4 Configuración de fusibles

Aplicando el criterio de coordinación relé – fusible, se procede a seleccionar gráficamente los fusibles donde sus curvas características de protección se ubiquen por debajo de las curvas de operación del relé de protección de cada alimentador primario.

- Se añade el dispositivo [Fusible; ] desde la opción crear equipos, mismo que deber ser colocado abajo del relé del alimentador, en el diagrama unifilar. En la figura 2.9 se muestra la ventana donde se ingresa los ajustes de configuración del dispositivo.
- En el botón *Coordinación* se define un multiplicador de tiempo de 0.75 segundos para compensar los efectos de operación del fusible y se debe activar la curva de despeje mínimo.

- En el botón *CC&CP* se ingresa las corrientes máximas de cortocircuito hasta donde permite la protección en una derivación primaria, secundaria y terciaria.

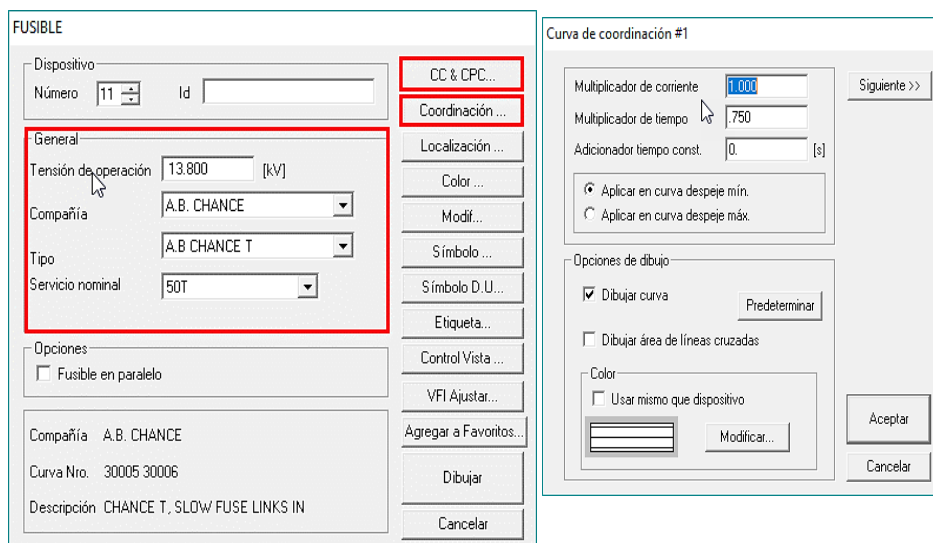



Fig. 2.9. Configuración de los fusibles. Fuente: (Autor)

2.4.5 Configuración de reconectores

En caso de implementar reconectores en la troncal principal de un alimentador, su configuración se lo realiza de la siguiente manera:

- Se inserta desde la opción crear equipo, el dispositivo [*Reconector*, Electrónico Cooper Form 4C y se procede a llenar los ajustes de configuración como se muestra en la figura 2.10.
- Para graficar las curvas rápidas de fase y neutro del reconector se activa la opción [*CTC#1(02p)*] y [*CTC#1(02n)*] definiendo el valor 101, mientras que las curvas lentas del reconector se activan en la opción [*CTC#2(02p)*] y [*CTC#2(02n)*] con curvas extremadamente inversas (EI) de acuerdo a la norma (IEC255).
- Las corrientes de operación de fase y neutro se ingresan en la opción *Nominal* y su valor es el 80% de la corriente pick-up del relé de fase y neutro del relé de protección del alimentador respectivamente.
- En el botón *Regular CTC* se realiza los ajustes de tiempo, configurando la opción *Multiplicador(103)* para las curvas rápidas del reconector y en la opción *Multiplicador(113)* para las curvas lentas del dispositivo.
- En el botón *Coordinación* se define el modo de operación de las curvas del reconector como *Definido/usuario* aumentando un tiempo constante de 0,150 segundos y se inserta la corriente máxima de cortocircuito que se obtiene en el cálculo de corrientes de cortocircuito en CymDist.

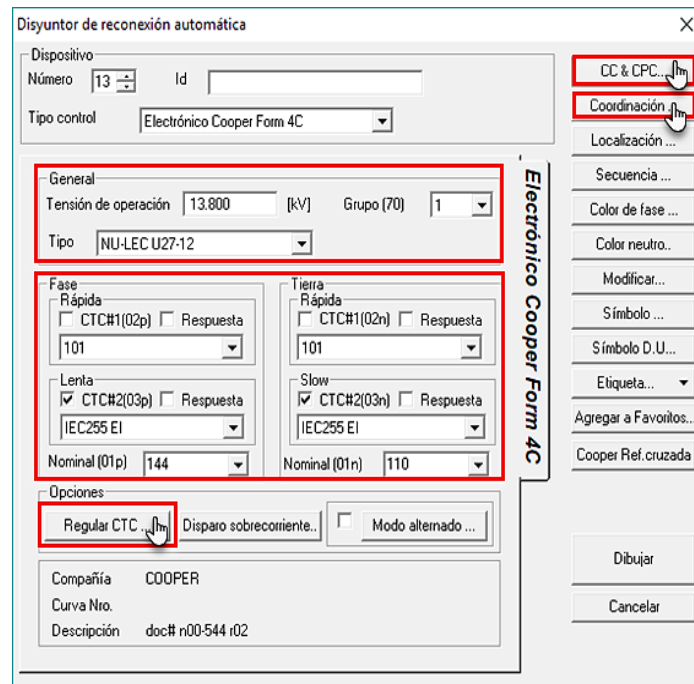


Fig. 2.10. Configuración de un reconectador. Fuente: (Autor)

2.4.6 Configuración de fusibles aguas abajo del reconectador

La selección de fusibles para la protección de las derivaciones aguas abajo del reconectador se lo realiza de la misma forma como se explicó en el numeral 2.4.4, tomando en cuenta las curvas rápidas y curvas lentas de fase y neutro del reconectador.

La figura 2.11 muestra el diagrama unifilar final de la configuración de los dispositivos en el software CymTCC para la coordinación de protecciones en la subestación Alpachaca.

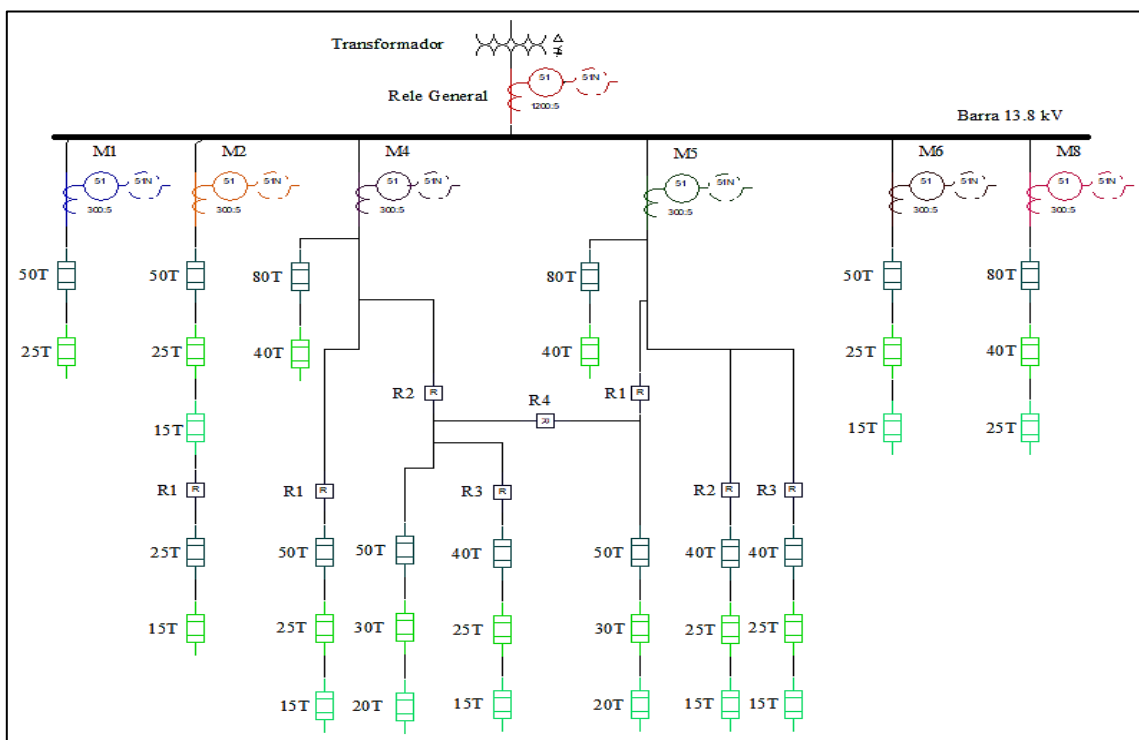


Fig. 2.11. Diagrama unifilar de la configuración de dispositivos de protección de la S/E Alpachaca. Fuente: (Autor)

2.5 Definición de fusibles para la coordinación de protecciones

De acuerdo a la configuración de los dispositivos de protección de la subestación Alpachaca, con los ajustes detallados en la tabla 2.6, se observa que los alimentadores M1, M2 y M6 presentan parámetros similares para fase y neutro, mientras los alimentadores M4, M5 y M8 presentan diferente variación del Tap; por lo que es necesario diferente selección de fusibles que para el resto de los alimentadores.

2.5.1 Selección de fusibles para los alimentadores M1, M2 y M6.

a) Identificación de zonas de protección

Tomando en cuenta los ajustes de los dispositivos para la protección de los alimentadores mencionados, se establece las siguientes zonas de protección:

- **Subestación:** zona protegida por el relé general de protección de sobrecorriente para fase (51) y para tierra (51N).
- **Troncal Principal:** se identifica como el tramo trifásico de mayor longitud y para su protección se emplea únicamente relés de protección de sobrecorriente para fase y tierra (51 y 51N) a la salida de la subestación en cada alimentador primario correspondiente. La troncal principal puede ser seccionada estratégicamente por un reconectador.
- **Derivación primaria:** se utiliza una protección inicial con un fusible 50T para todas las derivaciones que se originen a partir de la troncal principal.
- **Derivación secundaria:** se originan a partir de una derivación primaria y serán protegidas por un fusible 25T.
- **Derivaciones terciarias:** serán protegidas por un fusible 15T para todas las derivaciones que se originen a partir de una derivación secundaria.

b) Coordinación de fusibles de transformadores con fusibles en derivaciones

En la selección de los fusibles para la protección de los transformadores se utiliza la tabla 1.3 de la siguiente manera:

- Se identifica los fusibles tipo T, que se definen para la protección de la derivación primaria, secundaria y terciaria del alimentador en la parte superior de la tabla.
- Dependiendo el valor del fusible, se selecciona la última celda de color rojo como el límite de corriente máxima de cortocircuito; esta corriente determina el valor del fusible SF para la protección del transformador, extrapolando hacia los valores del eje vertical izquierdo de la tabla.
- En la figura 2.12 se muestra las corrientes máximas de coordinación entre los fusibles tipo T y tipo SF de las derivaciones respectivas para cada alimentador. En la tabla 2.7 se

resume la capacidad máxima de los transformadores que se deben instalar de acuerdo al valor del fusible tipo SF seleccionado para cada derivación.

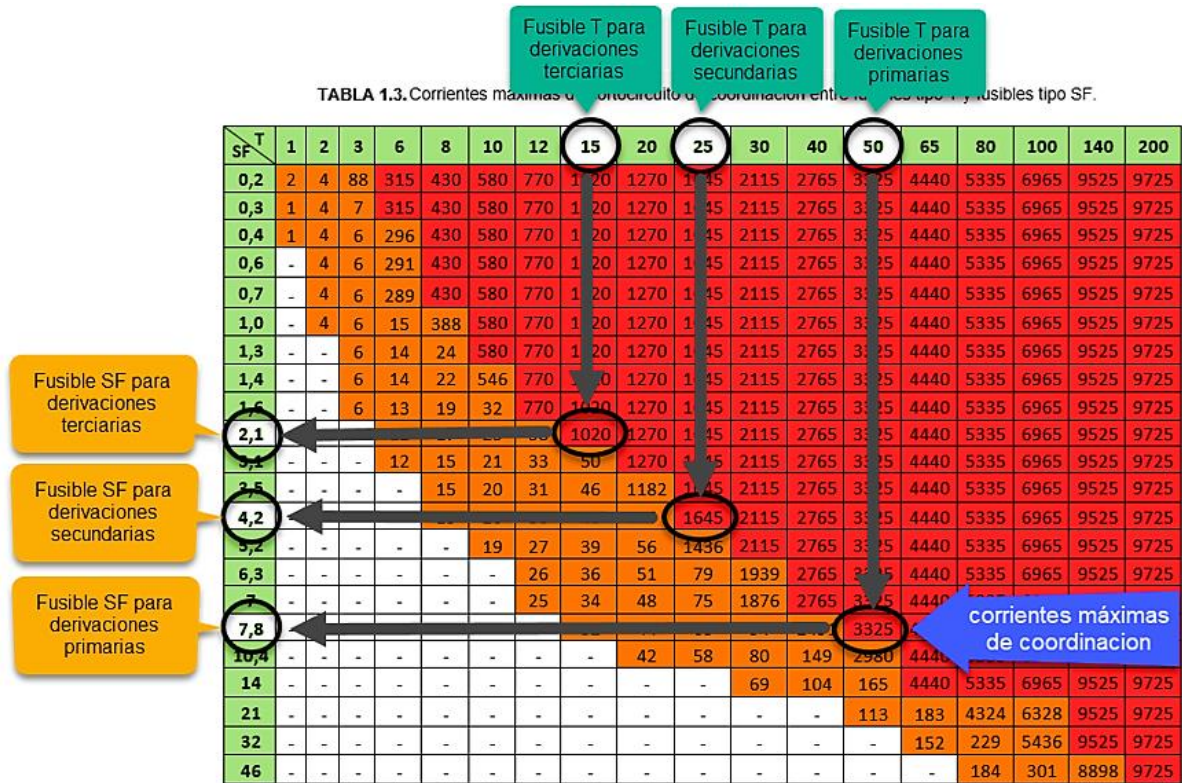


Fig. 2.12. Selección de fusibles para protección de los transformadores. Fuente: (Autor)

TABLA 2.7. Corrientes máximas de coordinación de fusibles (SF y T) y capacidad máxima de los transformadores.

Derivación	Corrientes máximas de coordinación			Capacidad máxima de los transformadores	
	Fusible tipo T	Icc máx.[A]	Fusible tipo SF	Trafos 1φ [kVA]	Trafos 3φ [kVA]
Primaria	50T	3325	7,8	75	300
Secundaria	25T	1645	4,2	50	150
Terciaria	15T	1020	2,1	25	75

c) Delimitación de corrientes máximas de coordinación entre fusibles T y T

Para el análisis de corrientes correspondiente a la coordinación de fusibles tipo T y T para la protección de las derivaciones, se utiliza la tabla 1.4 de la siguiente manera:

- El límite de la corriente máxima de coordinación para las derivaciones primaria–secundaria, es aquella que se encuentra en el casillero de intersección de color naranja entre el fusible protegido de la derivación primaria 50T (aguas arriba) y el fusible protector de la derivación secundaria 25T (aguas abajo).
- Para la protección de las derivaciones secundaria–terciaria, la corriente máxima de coordinación es el valor ubicado en el casillero de intersección de color naranja entre el

fusible protegido de la derivación secundaria 25T (aguas arriba) y el fusible protector de la derivación terciaria 15T (aguas abajo).

- En la figura 2.13 se muestra la delimitación de corrientes máximas de coordinación entre las derivaciones primaria–secundaria, secundaria–terciaria, utilizando fusibles tipo T. Los límites de corrientes analizados se detallan en la tabla 2.8.

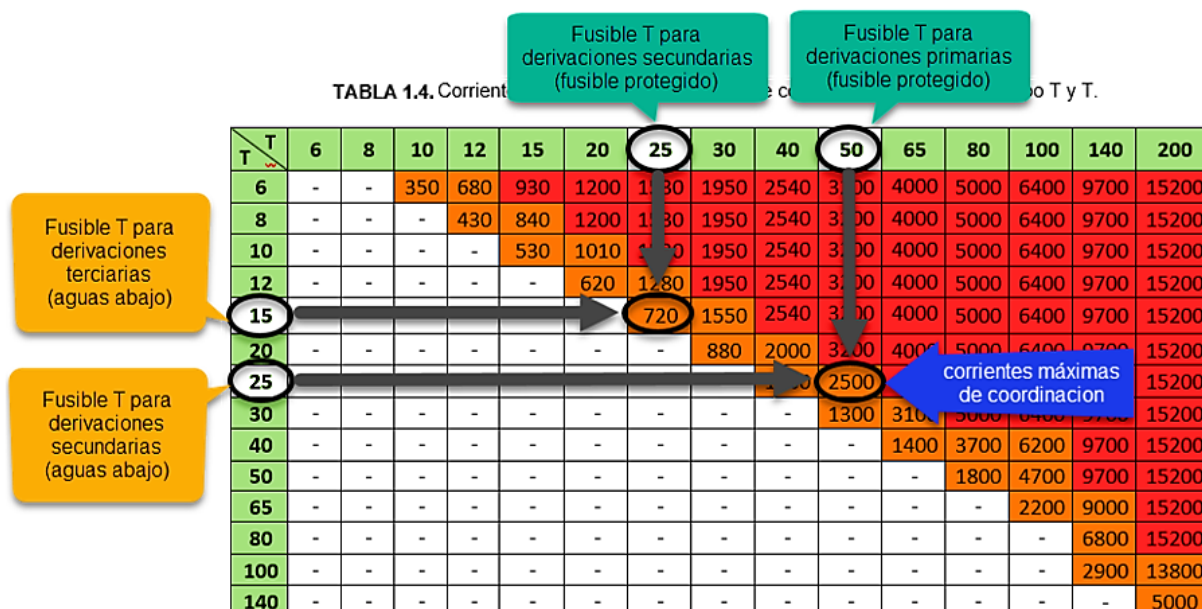


Fig. 2.13. Delimitación de corrientes máximas de coordinación entre fusibles tipo T y T. Fuente: (Autor)

TABLA 2.8. Límites de corrientes máximas de coordinación entre fusibles tipo T y T.

Derivación	Fusible protector (aguas abajo)	Derivación	Fusible protegido (aguas arriba)	Icc máx.
Secundaria	25T	Primaria	50T	2500 [A]
Terciaria	15T	Secundaria	25T	720 [A]

d) Rangos de corrientes de cortocircuito en las derivaciones

Los rangos permiten definir hasta que capacidad de corrientes de cortocircuito se pueden realizar las derivaciones respectivas en cada uno de los alimentadores. Para determinar los valores límites de los rangos en las derivaciones, se realiza lo siguiente:

- Se compara la corriente máxima de coordinación de la protección de transformadores para derivaciones secundarias de la tabla 2.7 con la corriente máxima de coordinación entre fusibles tipo T y T (derivación secundaria–primaria) de la tabla 2.8; se selecciona el valor menor que establece la corriente mínima hasta la cual se pueden realizar derivaciones primarias y la corriente máxima para realizar derivaciones secundarias.
- Luego se compara la corriente máxima de coordinación de la protección de transformadores para derivaciones terciarias de la tabla 2.7 con la corriente máxima de

coordinación entre fusibles tipo T y T (derivación terciaria–secundaria) de la tabla 2.8; se selecciona el valor menor que establece la corriente mínima hasta la cual se pueden realizar derivaciones secundarias y la corriente máxima para realizar derivaciones terciarias.

- En la tabla 2.9 se muestra los resultados de los valores de corrientes obtenidas después de las comparaciones mencionadas.

TABLA 2.9. Comparación de corrientes máximas de coordinación.

	Icc máx. para la protección de transformadores	Icc máx. para de derivaciones	Icc. Mín.
Primera comparación	Der. Secundaria – Trafo	Der. Primaria – Der. Secundaria	1645 [A]
	1645 [A]	2500 [A]	
Segunda comparación	Der. Terciaria – Trafo	Der. Secundaria – Der. Terciaria	720 [A]
	1020 [A]	720 [A]	

Finalmente, los rangos de corrientes de cortocircuito para las derivaciones se establecen de la siguiente manera:

- **Derivación primaria:** el límite máximo de esta derivación va desde la corriente de cortocircuito del nodo fuente de la subestación hasta la corriente mínima que se obtiene en la primera comparación.
- **Derivación secundaria:** el límite superior para esta derivación es el valor obtenido en la primera comparación y como límite inferior se toma el valor de la segunda comparación.
- **Derivación terciaria:** se toman todas las corrientes menores a la corriente obtenida en la segunda comparación.

En la tabla 2.10 se indica los rangos de corrientes de cortocircuito para realizar derivaciones primarias, secundarias y terciarias en los alimentadores M1, M2 y M6 de la subestación Alpachaca.

TABLA 2.10. Rangos de corrientes en las derivaciones.

Derivación	Rangos de corrientes
Primaria	Nodo fuente 5305 [A] hasta 1645 [A]
Secundaria	Entre 720 [A] hasta 1645 [A]
Terciaria	Menores a 720 [A]

Cuando se implementa un reconectador en los alimentadores, los rangos de corrientes de las derivaciones deben ser diferentes, es decir, se realiza el análisis de corrientes siguiendo los pasos de los literales b, c y d para establecer rangos de corrientes en las derivaciones tanto para aguas arriba del reconectador, así como para las corrientes aguas abajo del reconectador.

2.5.2 Selección de fusibles para el alimentador M4, M5 y M8

a) Identificación de zonas de protección

Debido a que los alimentadores M4, M5 y M8 presentan diferentes valores de ajuste en la configuración del relé de protección de la cabecera, las configuraciones de los distintos dispositivos de protección deben ser ajustados a las curvas de coordinación del relé de protección de los alimentadores mencionados, por lo que se determina los siguientes fusibles para la protección de sus derivaciones:

- **Derivación primaria:** fusible 80T.
- **Derivación secundaria:** fusible 40T.
- **Derivaciones terciarias:** fusible 25T.

b) Coordinación de fusibles de transformadores con fusibles en derivaciones

Las corrientes máximas de coordinación de los fusibles tipo SF y T para la protección de los transformadores de distribución de estos alimentadores, se las determina realizando el mismo procedimiento que para los alimentadores anteriores. Los resultados obtenidos se muestran a continuación en la tabla 2.11.

TABLA 2.11. Icc máx. de fusibles tipo (SF y T) y capacidad máxima de los transformadores en el alimentador M4, M5 y M8.

Derivación	Corrientes máximas de coordinación			Capacidad máxima de los transformadores	
	Fusible tipo T	Icc máx.[A]	Fusible tipo SF	Trafos 1φ [kVA]	Trafos 3φ [kVA]
Primaria	80T	5325	14	75	300
Secundaria	40T	2765	7,0	75	200
Terciaria	25T	1645	4,2	50	150

c) Delimitación de corrientes máximas de coordinación entre fusibles T y T

Los resultados de la delimitación de corrientes máximas de coordinación entre las derivaciones primaria–secundaria, secundaria–terciaria, utilizando fusibles tipo T se muestran en la tabla 2.12.

TABLA 2.12. Corrientes máximas de coordinación entre fusibles tipo T y T del alimentador M4, M5 y M8.

Derivación	Fusible protector (aguas abajo)	Derivación	Fusible protegido (aguas arriba)	Icc máx.
Secundaria	40T	Primaria	80T	3700 [A]
Terciaria	25T	Secundaria	40T	1200 [A]

d) Rangos de corrientes de cortocircuito en las derivaciones

En la tabla 2.13 y 2.14 se detallan las comparaciones realizadas entre las corrientes máximas de coordinación de la protección de los transformadores y las corrientes máximas de

coordinación de los fusibles T y T, para la determinación de los rangos de corrientes en las derivaciones del alimentador M4, M5 y M8 respectivamente.

TABLA 2.13. Comparación de corrientes máximas de coordinación en el alimentador M4, M5 y M8.

	lcc máx. para la protección de transformadores	lcc máx. para de derivaciones	lcc. Mín.
Primera comparación	Der. Secundaria – Trafo	Der. Primaria – Der. Secundaria	2765 [A]
	2765 [A]	3700 [A]	
Segunda comparación	Der. Terciaria – Trafo	Der. Secundaria – Der. Terciaria	1200 [A]
	1645 [A]	1200 [A]	

TABLA 2.14. Rangos de corrientes en las derivaciones del alimentador M4, M5 y M8.


Derivación	Rangos de corrientes
Primaria	Nodo fuente 5305 [A] hasta 2765 [A]
Secundaria	Entre 1200 [A] hasta 2765 [A]
Terciaria	Menores a 1200 [A]

2.6 Creación de plantillas de la base de ArcGis

EMELNORTE cuenta con un sistema de información geográfica de todos los elementos del sistema eléctrico de distribución, datos georreferenciados en varias capas con ayuda del software ArcGis; siendo necesaria esta información para el estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores primarios de la subestación Alpachaca.

2.6.1 Exportación de capas del alimentador primario

Los elementos eléctricos de cada alimentador se deben exportar de la base de datos de ArcGis actualizado del sistema de distribución de EMELNORTE, de la siguiente manera:

- Se debe crear una carpeta con cada nombre del alimentador a exportar, por ejemplo: “Alpachaca 1”; carpeta que debe contener lo siguiente:
 - Una subcarpeta de nombre “Capas”.
 - Plantilla del Visor de ArcGis con nombre “M1.mxd”.
 - Hoja de Excel con las corrientes de Cortocircuito exportadas en el literal 2.3.
- Se inicia el visor general de ArcGis y en la ventana *Table of Contents* se debe localizar la capa *Tramo MT Aéreo* y con ayuda de clic derecho, seleccionar la opción *Open Attribute Table* desplegando una tabla de descripción de los elementos seleccionados.
- Se selecciona el ícono [Select by Attributes; , se ejecuta los comandos “ALIMENTADORID” seguido del signo [igual; =] y luego presionar el botón *Get Unique Values* para conseguir en forma individual los alimentadores de cada subestación.
- Se identifica y se aplica el código del alimentador que se necesita exportar, tal como se muestra en la figura 2.14.

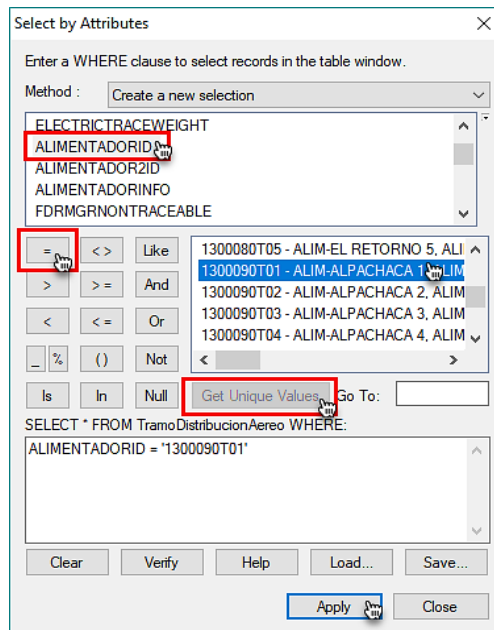









Fig. 2.14. Ventana de Select by Attributes. Fuente: (Autor)

- Identificado el alimentador M1, se exporta la capa *Tramo MT Aéreo* con clic derecho y en la opción *Data*, seleccionando [*Export Data*; ] se despliega una nueva ventana en la cual se debe ingresar en el ícono [*Browse*; ] para guardar la capa seleccionada en la carpeta “Alpachaca 1” con el mismo nombre de la capa y de tipo de archivo *Shapefile*.
- Se selecciona del menú *Selection* la opción [*Selection by Location*; ], que permite seleccionar todas las capas de los elementos eléctricos que conforman el alimentador primario seleccionado. Los elementos por seleccionar son: *Subestación*, *Poste*, *Puesto Protección Dinámico*, *Puesto TransfDistribucion*, *Seccionador Fusible*, *Tramo MT Subterráneo* y *Tramo MT Aéreo*.
- Se debe exportar cada una de las capas de los elementos eléctricos seleccionados de igual manera que se realizó para la capa *Tramo MT Aéreo*.

2.6.2 Reparación de capas

Finalizado la exportación de capas, se añade un archivo tipo Shapefile de nombre “fuseplantilla.shp” a la subcarpeta [*Capas*; ], que es un tipo de capa que contiene los elementos fusibles para ingresarlos posteriormente en las derivaciones del alimentador y se procede a realizar lo siguiente:

- Se abre el visor ArcGis [*M1.mxd*; ] de la carpeta “Alpachaca 1” para la visualización de las capas anteriormente exportadas.
- Puesto que el visor ArcGis “M1.mxd” no contiene ningún dato en las capas de los elementos eléctricos ubicados en la ventana *Table of Contents*, se debe dar clic derecho a la capa *Tramo MT Aéreo* y seleccionar la opción [*Repair Data Source*; ] para buscar

dentro de la subcarpeta “*Capas*” el archivo tipo shapelifes del mismo nombre de la capa [*Tramo MT Aéreo.shp*; ] y se lo adhiere a la plantilla de ArcGis. Se debe realizar el mismo proceso para cada capa que no contenga datos.

- Para identificar los tramos trifásicos, bifásicos y monofásicos del *Tramo MT Aéreo* y del *Tramo MT Subterráneo* de cada alimentador, con doble clic en cada capa se selecciona la pestaña *Simbology*; en la ventana *Shows* se elige la categoría *Unique values, many fields* y en la ventana *Value Fields* se selecciona las opciones *SUBTIPO* y *OBSERVACIÓN*.
- Los tramos mencionados se adhieren a través del botón *Add All Values*, seleccionando los valores 1 (monofásico), 2 (bifásico) y 3 (trifásico). Con doble clic en cada valor se asigna los colores que se detallan en la tabla 2.15.

TABLA 2.15. Formato de identificación para los tramos de los alimentadores.

Tramo	Valor	Color	Nombre del Color	Tamaño
Monofásico	1	Café	Burnt Umber	2
Bifásico	2	Rojo	Mars Red	2
Trifásico	3	Violeta	Ginger Pink	3

En la figura 2.15 se observa un ejemplo del tramo monofásico y trifásico del alimentador M1 de la subestación Alpachaca.

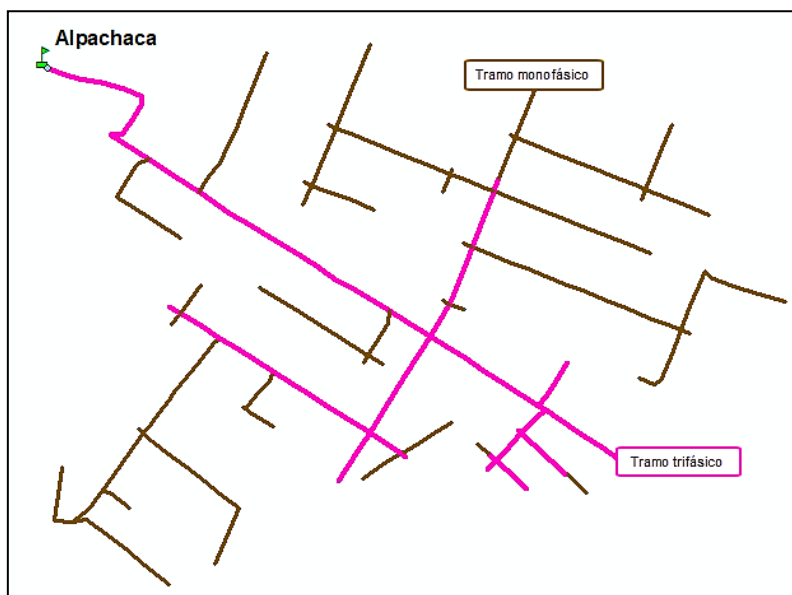


Fig. 2.15. Tramo MT Aéreo del alimentador M1. Fuente: (Autor)

2.6.3 Migración de corrientes de cortocircuito

Para importar las corrientes máximas de cortocircuito exportadas en el literal 2.2 en el visor ArcGis, se realiza el siguiente procedimiento:





- a) Se ingresa a la pestaña *File* de la barra de menú del visor ArcGis, se escoge la opción [Add XY data; ] y se selecciona la hoja Excel [ICC Alpachaca.xls; ]. Luego se activa los campos de coordenadas con los valores *Coord#X* y *Coord#Y* respectivamente.
- b) La importación de datos debe ser exportada a una nueva capa como un archivo tipo *Shapefile* con nombre según el número del alimentador, por ejemplo: "ICC_ALPACHACA_1".
- c) Para mostrar el valor de las corrientes en el alimentador, se debe presionar doble clic en la capa *ICC_ALPACHACA_1*, luego en la opción *Labels* se activa la pestaña *Label features in this layer* y en la ventana *Text String* se selecciona la opción *Iccmax*.
- d) Con ayuda del ícono [*Select by Lasso*; ], se selecciona todas las corrientes de cortocircuito del alimentador, luego se abre la opción *Open Attribute Table* de la capa *ICC_ALPACHACA_1* y se presiona el ícono [*Select by Attributes*; ].
- e) En la ventana de *Select by Attributes*, se establecen los rangos de corriente máxima de cortocircuito determinados en la tabla 2.10, siguiendo el formato de la tabla 2.16.

TABLA 2.16. Formato para establecer rangos de corrientes de cortocircuito.

Derivación	Formato
Primaria	"Iccmax" >= 1645
Secundaria	"Iccmax" >= 720 AND "Iccmax" < 1645
Terciaria	"Iccmax" < 720

- f) Los valores seleccionados para cada derivación se deben exportar a un archivo tipo *Shapefile* dentro de la subcarpeta "Capas" con el nombre del fusible a implementar dentro del rango de las corrientes máximas de cortocircuito determinadas, por ejemplo: "50T_MAYOR_A_1645A" para derivaciones primarias.
- g) En la tabla 2.17 se detalla el formato de los nombres y colores de las capas para identificar visualmente los rangos de corrientes para las derivaciones primarias, secundarias o terciarias.

TABLA 2.17. Formato de nombres y colores para las corrientes de cortocircuito en las derivaciones del alimentador.

Rango	Nombre de la capa	Nombre del Color	Tamaño
Primaria	50T_MAYOR_A_1645A	Mars Red	12
Secundaria	25T_ENTRE_720A_Y_1645A	Cretan Blue	12
Terciaria	15T_MENOR_A_720A	Leaf Green	12

En caso de que exista un reconector en el *Tramo MT Aéreo* del alimentador, se debe diferenciar las corrientes aguas arriba y aguas abajo del reconector de la siguiente manera:

- Para las corrientes aguas arriba del reconectador, la selección de corrientes debe ser desde la subestación hasta el punto de ubicación del reconectador y se realiza el mismo procedimiento de los literales d, e, f y g.
- Para las corrientes aguas abajo del reconectador, la selección de corrientes va desde el punto de ubicación del reconectador hasta el último punto del alimentador y de igual manera se definen las derivaciones respectivas con los pasos d, e, f y para el literal g se identificarán con los nombres y colores que se muestran en la tabla 2.18.

TABLA 2.18. Formato para las corrientes de cortocircuito aguas abajo del reconectador.

Rango	Nombre de la capa	Color	Tamaño
Primaria	50T_MAYOR_A_1645A_(AGUAS_ABAJO_R1)	Tuscan Red	12
Secundaria	25T_ENTRE_720A_Y_1645A_(AGUAS_ABAJO_R1)	Dark Navy	12
Terciaria	15T_MENOR_A_720A_(AGUAS_ABAJO_R1)	Fir Green	12



El valor del fusible y los rangos de la corriente aguas abajo del reconectador se determinarán según el literal 2.5.

2.6.4 Identificación de troncal y derivaciones en el alimentador

Definidos los rangos de corrientes máximas de cortocircuito dentro del alimentador, se procede a colorear el *Tramo MT Aéreo* siguiendo la topología de un alimentador primario:

- **Troncal principal:** se identifica al tramo trifásico de mayor capacidad de todo el alimentador.
- **Derivación primaria:** son los tramos monofásicos o trifásicos que inician a partir de la troncal principal hasta una derivación secundaria.
- **Derivación secundaria:** inicia luego de una derivación primaria.
- **Derivación terciaria:** se identificarán a partir de una derivación secundaria.

Para identificar la troncal principal de las derivaciones en el alimentador se realiza lo siguiente:

- a) En la barra de herramientas de ArcGis, presionar el botón *Editor* y seleccionar la opción [Start Editing; - b) Con el ícono [Select by Lasso; - c) Para las derivaciones primarias, secundarias y terciarias se realiza el mismo procedimiento del literal b, con la diferencia que se debe seleccionar un tramo monofásico para cada derivación e identificarlo de acuerdo a la derivación respectiva.





- d) Con doble clic en la capa de *Tramo MT Aéreo* en la ventana de *Tables of Contents*, se debe agregar los campos en la pestaña *Symbology* con el formato de la tabla 2.19.

TABLA 2.19. Formato de identificación de la troncal principal y las derivaciones.

Observación	Nombre del Color	Color	Tamaño
Troncal Principal	Quetzal Green	Verde	4
Derivación Primaria	Solar Yellow	Amarillo	3
Derivación Secundaria	Lapis Lazuli	Azul	2
Derivación Terciaria	Electron Gold	Naranja	2

2.6.5 Ingreso de fusibles

Los fusibles se ingresan al inicio de una derivación primaria, secundaria y terciaria de la siguiente manera:

- En el botón *Editor* se debe seleccionar la opción *Snapping Window* y se activan las características *Poste* y *Tramo MT Aéreo*, para colocar los fusibles en estas capas.
- Elegir el ícono [*Create Features*; ] y seleccionar el [*Fusible*; ] correspondiente para cada derivación y arrastrarlo hasta el punto de inicio de la derivación.
- Para guardar los cambios se utiliza desde el botón *Editor*, el ícono [*Save Edits*; ] y se detiene la edición con el ícono [*Stop Editing*; ].

2.7 Protección de los alimentadores primarios

Para la protección de los alimentadores primarios de la subestación Alpachaca se realiza el análisis tomando en cuenta los criterios y procesos de la metodología de coordinación de protección descritos en los literales 2.3, 2.4 y 2.5; y así determinar la ubicación estratégica de los dispositivos de protección a lo largo de cada alimentador.

2.7.1 Alimentador Alpachaca 1

La figura 2.16 muestra el diagrama unifilar del alimentador primario M1, la definición de la troncal principal y los rangos de corrientes máximas de cortocircuito, permitiendo realizar únicamente derivaciones primarias.

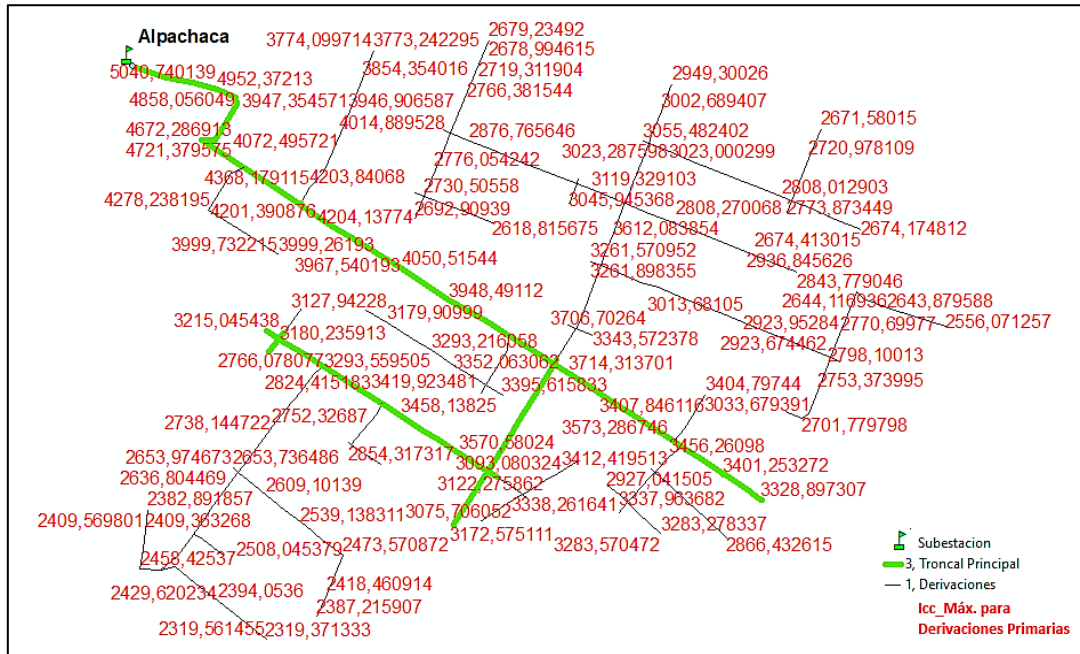


Fig. 2.16. Diagrama unifilar del alimentador M1. Fuente: (Autor)

En la figura 2.17 se indica la topología del alimentador primario M1 identificadas las derivaciones primarias a partir de la troncal principal, además se observa el valor del fusible utilizado para la protección de las derivaciones primarias.

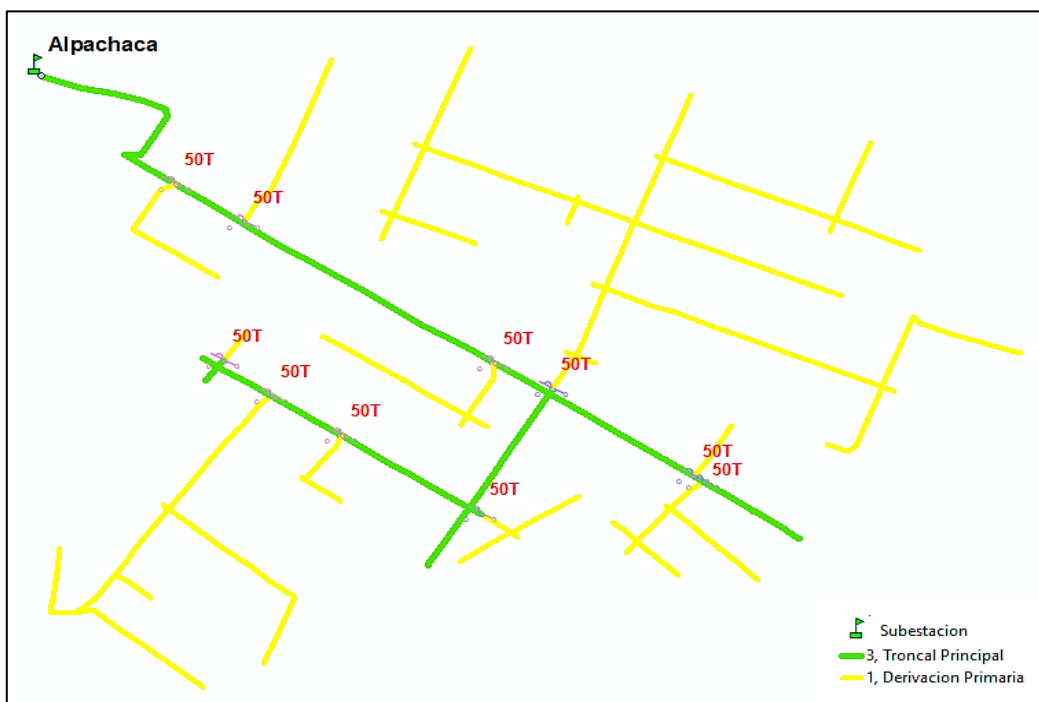


Fig. 2.17. Topología del alimentador M1. Fuente: (Autor)

2.7.2 Alimentador Alpachaca 2

La figura 2.18 muestra el diagrama unifilar del alimentador primario M2, la definición de la troncal principal y los rangos de corrientes máximas de cortocircuito en base a la ubicación del reconectador R1, permitiendo realizar derivaciones primarias, secundarias y terciarias para la protección aguas arriba del reconectador; así como derivaciones primarias y secundarias para la protección aguas abajo del reconectador.

En la figura 2.19 se indica la topología del alimentador primario M2 identificadas las derivaciones primarias, secundarias y terciarias a partir de la troncal principal, además se observa el valor de los fusibles utilizados para la protección de las derivaciones mencionadas.

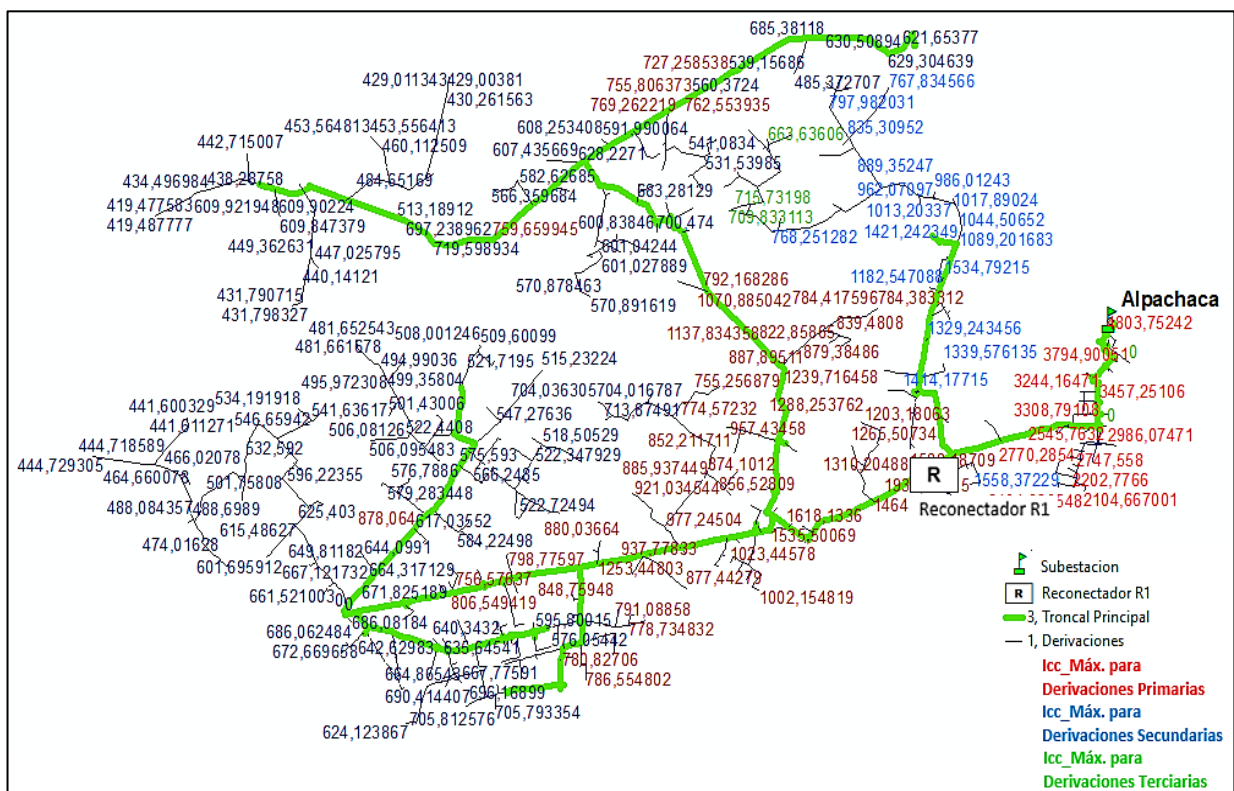


Fig. 2.18. Diagrama unifilar del alimentador M2. Fuente: (Autor)

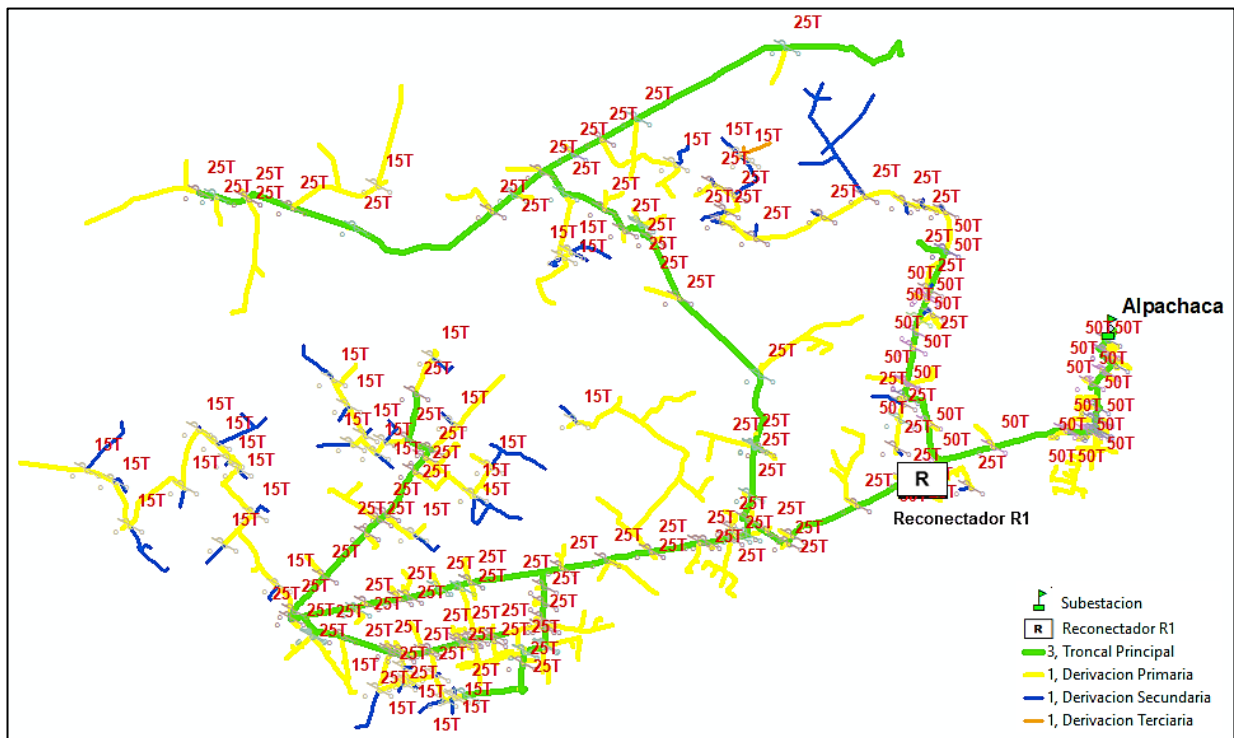


Fig. 2.19. Topología del alimentador M2. Fuente: (Autor)

2.7.3 Alimentador Alpachaca 4

EMELNORTE con la intención de mejorar la calidad de servicio eléctrico en las zonas de Urcuquí, Yachay, Salinas, La Victoria, Tumbabiro, Pablo Arenas, Cahuasquí, entre otras, se determina la coordinación de protecciones de los alimentadores M4 y M5 de la subestación Alpachaca mediante transferencias automáticas, a través de un reconector de enlace (R4) en el poste M5P334 con coordenadas en X: 815154,707 y coordenadas en Y: 10044581,288; punto de conexión entre los mencionados alimentadores.

La figura 2.20 muestra el diagrama unifilar del alimentador primario M4, la definición de la troncal principal y los rangos de corrientes máximas de cortocircuito en base a la ubicación de los re conectadores implementados, permitiendo realizar derivaciones primarias, secundarias y terciarias para la protección aguas arriba y aguas abajo en cada re conector.

En la figura 2.21 se indica la topología del alimentador primario M4 identificadas las derivaciones primarias, secundarias y terciarias a partir de la troncal principal, además se observa el valor de los fusibles utilizados para la protección de las derivaciones mencionadas.

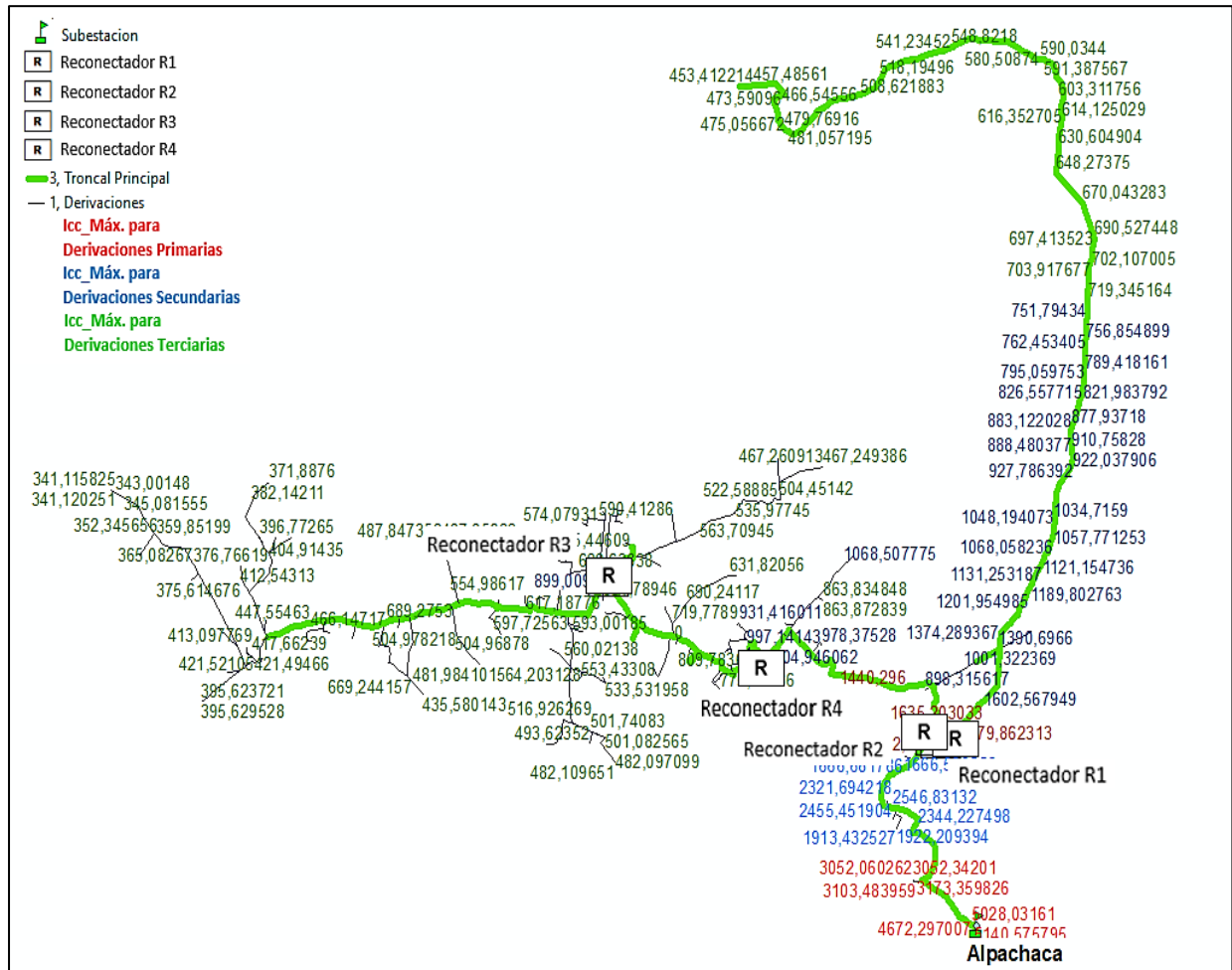


Fig. 2.20. Diagrama unifilar del alimentador M4. Fuente: (Autor)

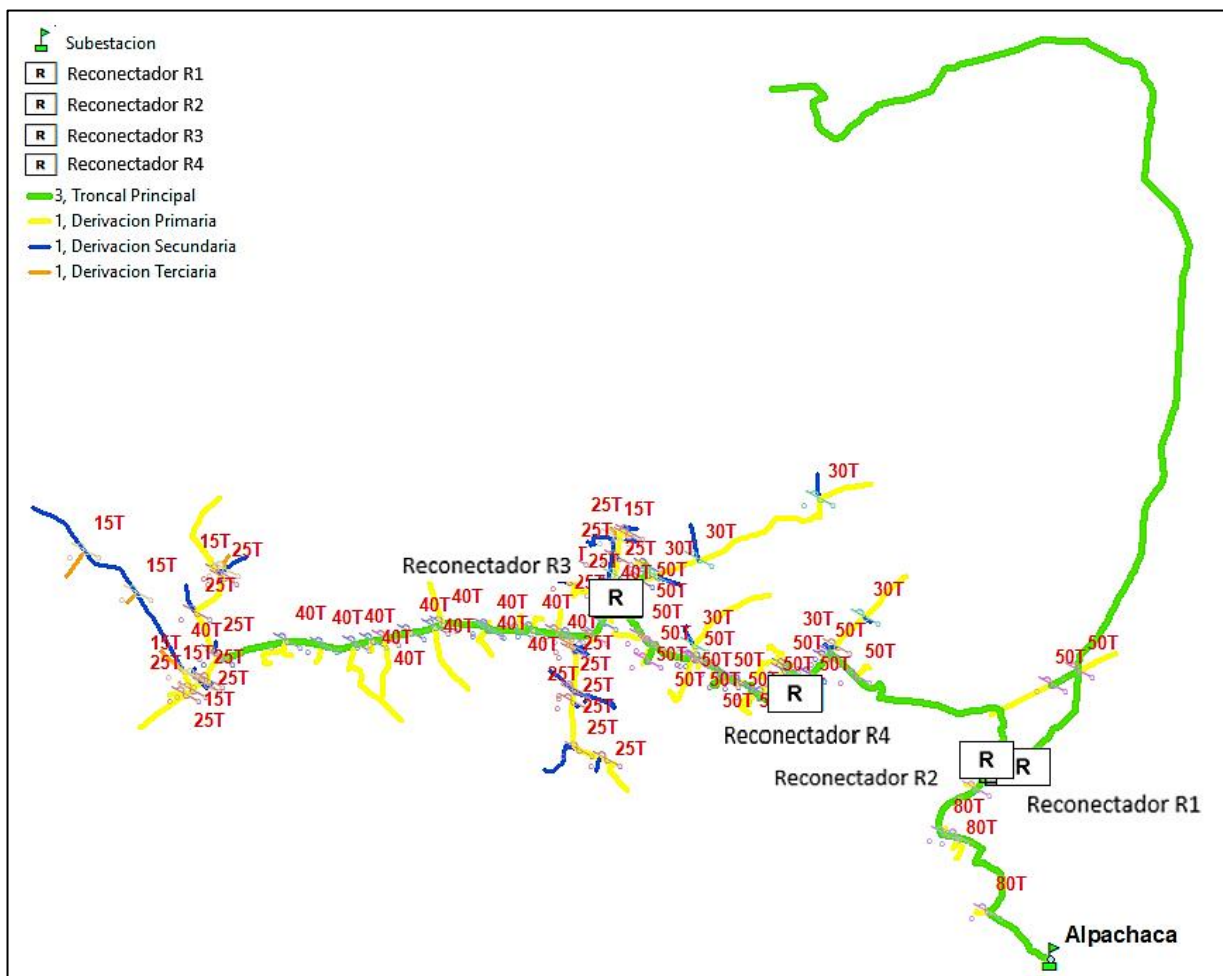


Fig. 2.21. Topología del alimentador M4. Fuente: (Autor)

2.7.4 Alimentador Alpachaca 5

EMELNORTE con la intención de mejorar la calidad de servicio eléctrico en las zonas de Urcuquí, Yachay, Salinas, La Victoria, Tumbabiro, Pablo Arenas, Cahuasquí, entre otras, se determina la coordinación de protecciones de los alimentadores M4 y M5 de la subestación Alpachaca mediante transferencias automáticas, a través de un reconector de enlace (R4) en el poste M5P334 con coordenadas en X: 815154,707 y coordenadas en Y: 10044581,288; punto de conexión entre los mencionados alimentadores.

La figura 2.22 muestra el diagrama unifilar del alimentador primario M5, la definición de la troncal principal y los rangos de corrientes máximas de cortocircuito en base a la ubicación de los reconectores implementados, permitiendo realizar derivaciones primarias, secundarias y terciarias para la protección aguas arriba y aguas abajo en cada reconector.

En la figura 2.23 se indica la topología del alimentador primario M5 identificadas las derivaciones primarias, secundarias y terciarias a partir de la troncal principal, además se observa el valor de los fusibles utilizados para la protección de las derivaciones mencionadas.

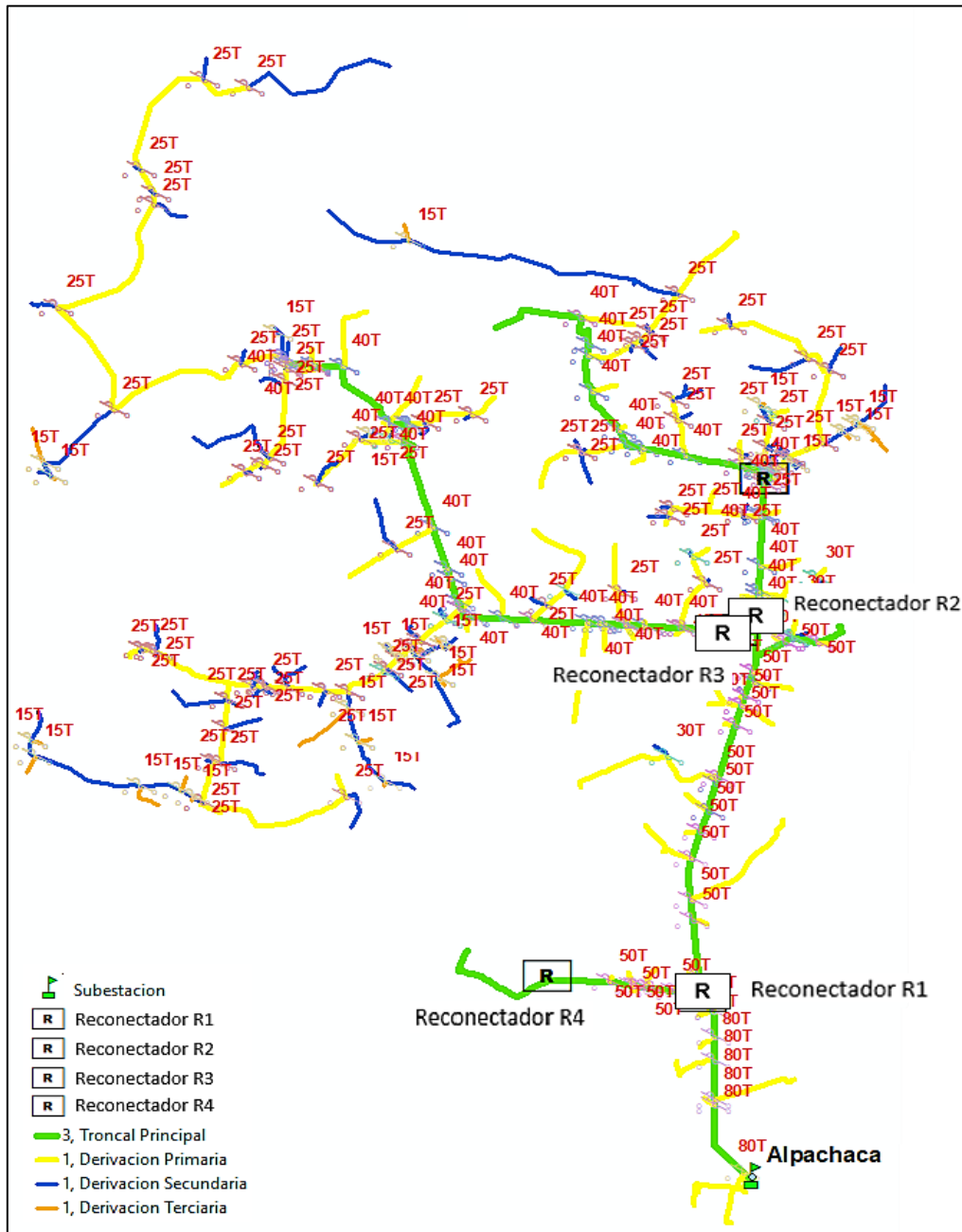


Fig. 2.22. Diagrama unifilar del alimentador M5. Fuente: (Autor)

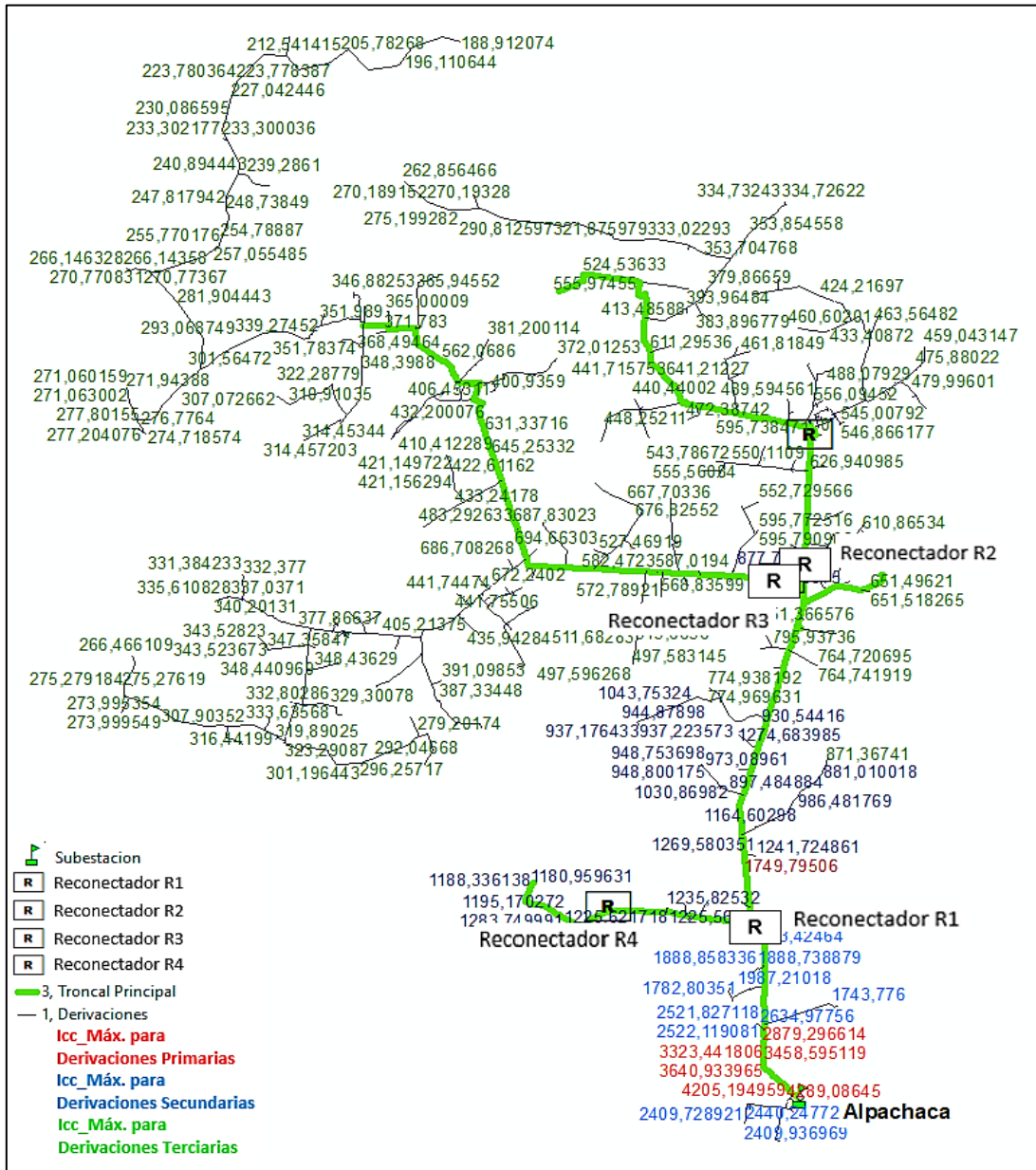


Fig. 2.23. Topología del alimentador M5. Fuente: (Autor)

2.7.5 Alimentador Alpachaca 6

La figura 2.24 muestra el diagrama unifilar del alimentador primario M6, la definición de la troncal principal y los rangos de corrientes máximas de cortocircuito, permitiendo realizar derivaciones primarias, secundarias y terciarias.

En la figura 2.25 se indica la topología del alimentador primario M6, la identificación de derivaciones primarias, secundarias y terciarias a partir de la troncal principal, además se observa el valor del fusible utilizado para la protección de las derivaciones mencionadas.

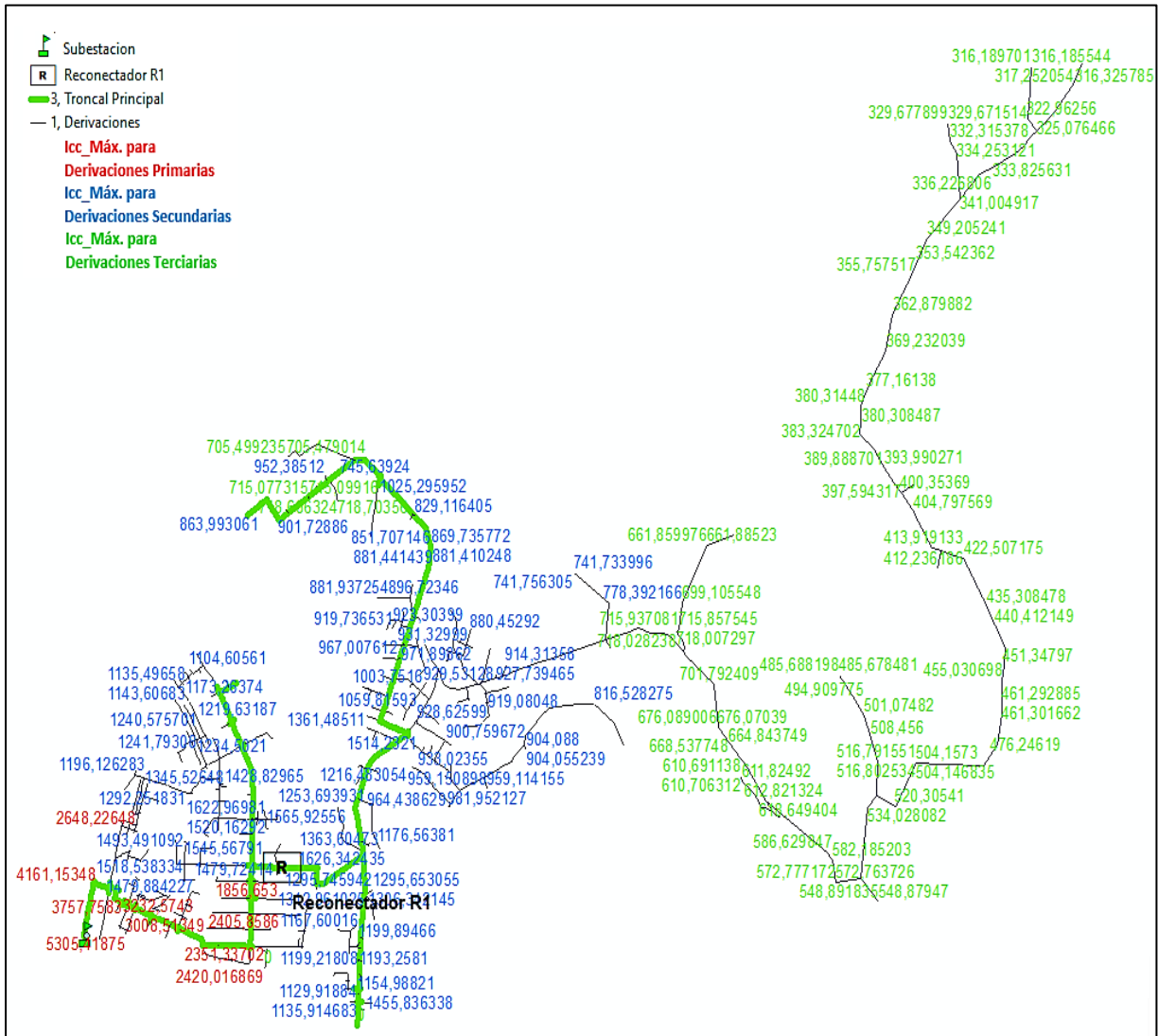


Fig. 2.24. Diagrama unifilar del alimentador M6. Fuente: (Autor)

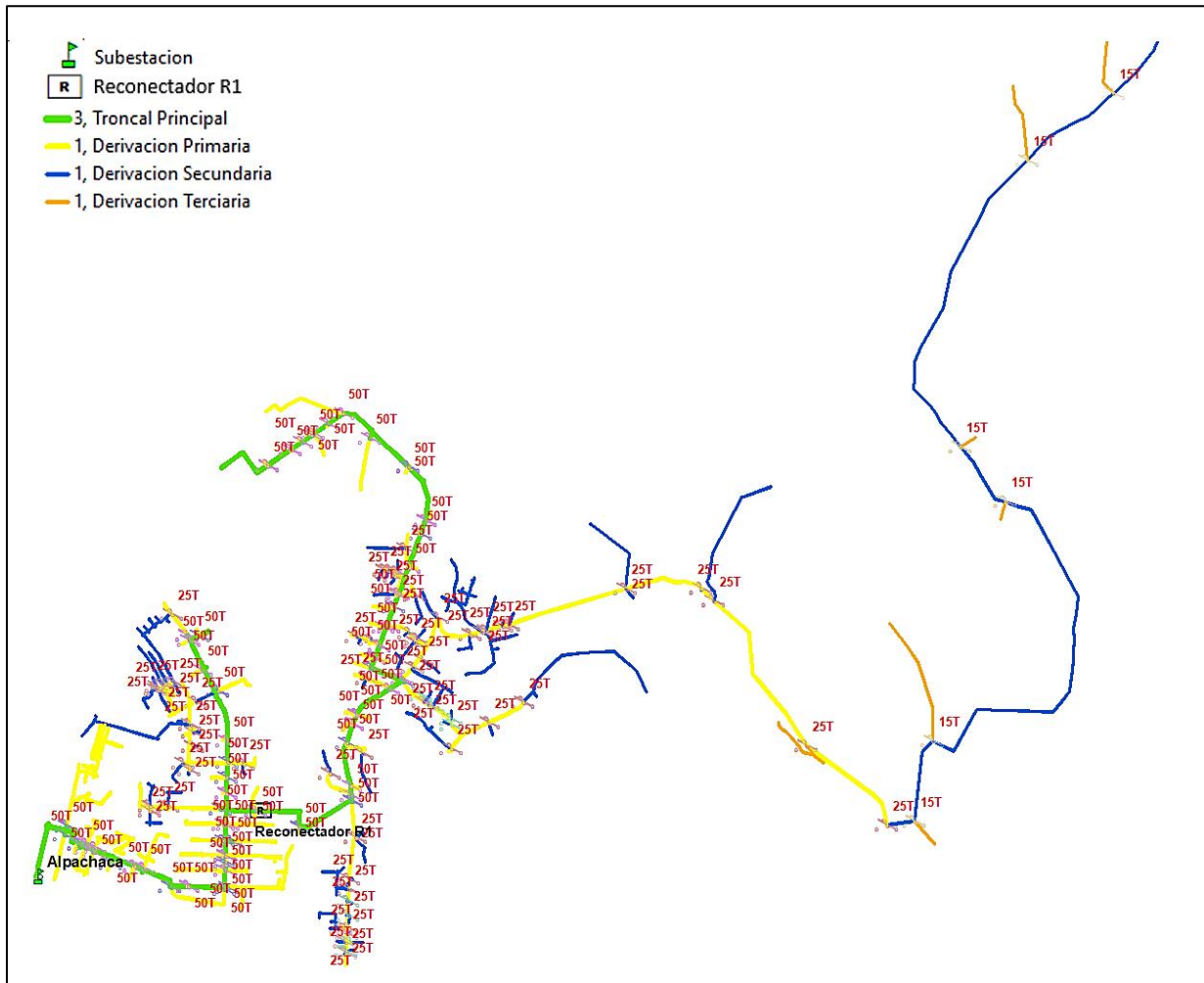


Fig. 2.25. Topología del alimentador M6. Fuente: (Autor)

2.7.6 Alimentador Alpachaca 8

La figura 2.26 muestra el diagrama unifilar del alimentador primario M8, la definición de la troncal principal y los rangos de corrientes máximas de cortocircuito, permitiendo realizar derivaciones primarias y secundarias.

En la figura 2.27 se indica la topología del alimentador primario M8, la identificación de derivaciones primarias y secundarias a partir de la troncal principal, además se observa el valor del fusible utilizado para la protección de las derivaciones mencionadas.

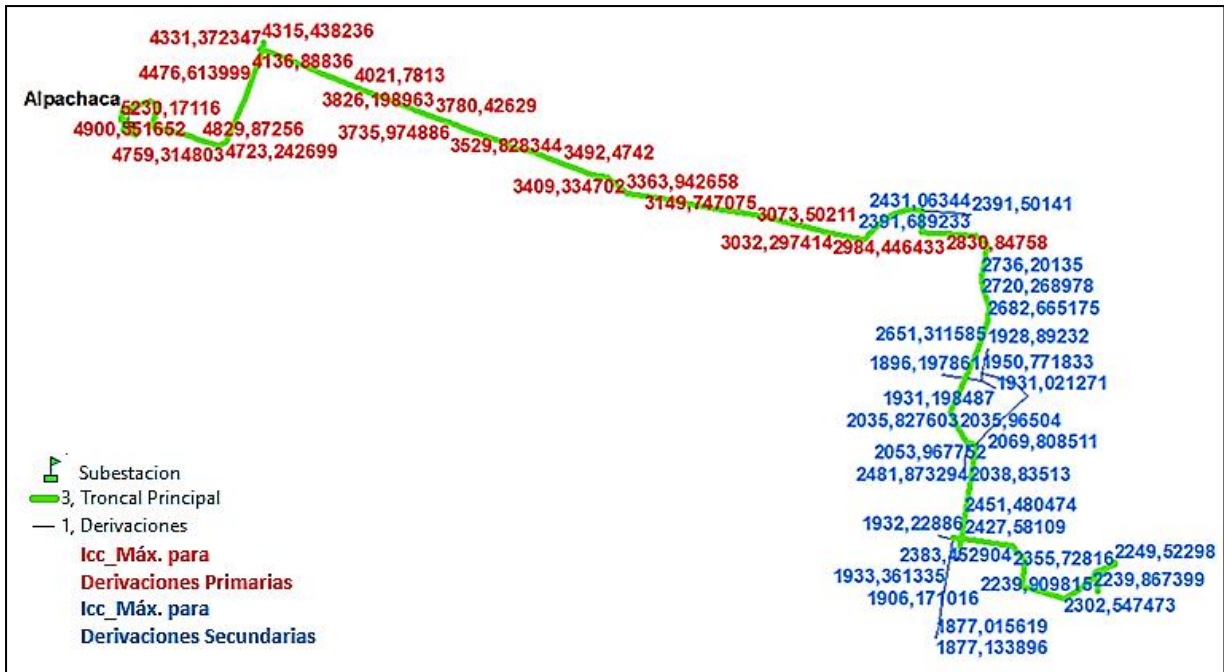


Fig. 2.26. Diagrama unifilar del alimentador M8. Fuente: (Autor)

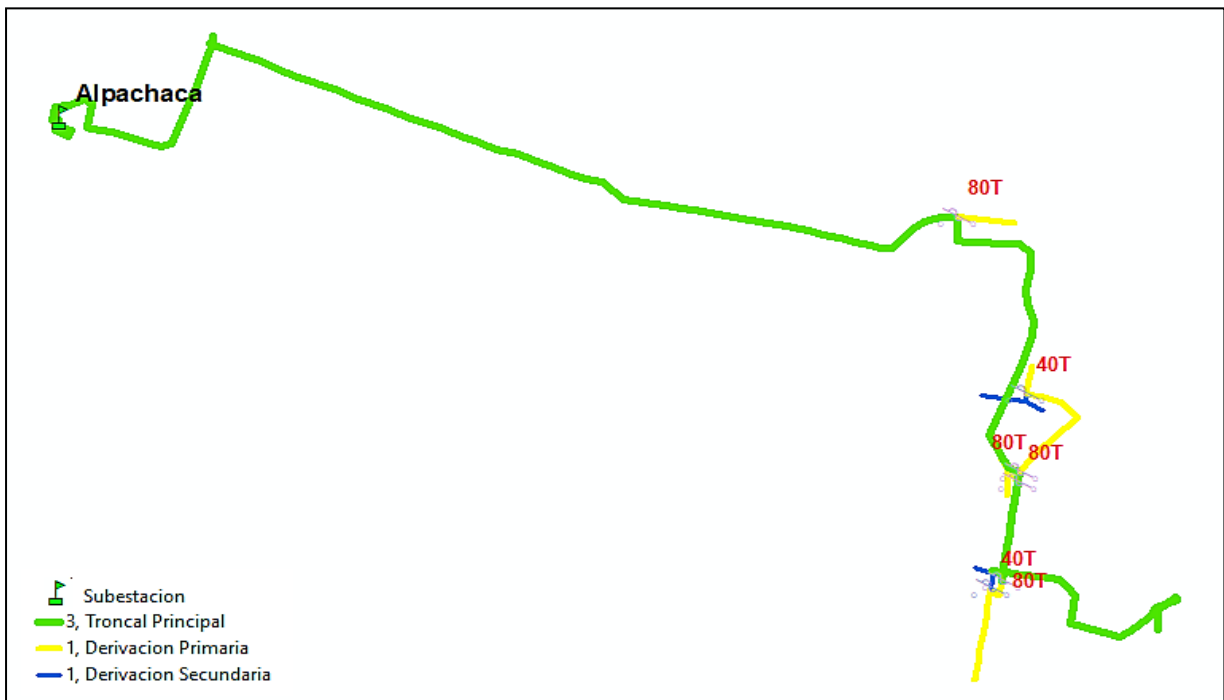


Fig. 2.27. Diagrama unifilar del alimentador M8. Fuente: (Autor)

CAPITULO 3

Resultados

3.1 Estudio del alimentador Alpachaca M1

El alimentador primario M1 tiene una extensión de 7,56 km de longitud, que comprende: 4,87 km de tramos monofásicos aéreos y 2,69 km de tramos trifásicos aéreos. Suministra energía eléctrica a un total de 65 transformadores de distribución: 55 monofásicos y 9 trifásicos, con una capacidad total de 2190 kVA.

3.1.1 Coordinación de protecciones

De acuerdo al estudio de coordinación de protecciones eléctricas en el alimentador M1, se determina la implementación de los equipos de protección detallados en la tabla 3.1.

TABLA 3.1. Protecciones para el alimentador primario M1.

Fusibles posteriores a los relés de cabecera	
Derivación primaria	50T
Derivación secundaria	-
Derivación terciaria	-

Formato de tabla utilizado por EMELNORTE.

En la tabla 3.2 se detalla el límite de la capacidad máxima de los transformadores que se deben instalar de acuerdo al valor del fusible tipo T de cada derivación, para las extensiones del sistema de distribución.

TABLA 3.2. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs. SF	Monofásico [kVA]	Trifásico [kVA]
50T	hasta 75	hasta 300
25T	hasta 50	hasta 150
15T	hasta 25	hasta 75

En la tabla 3.3 se detalla los rangos de corrientes máximas de cortocircuito para la identificación del tipo de derivaciones que se pueden realizar en el alimentador M1.

TABLA 3.3. Rangos de corrientes de cortocircuito para derivaciones del alimentador M1.

Rango de corrientes [A]	Color	Derivación
Cabecera del alimentador		
Entre 5305 y 1645	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 720 y 1645	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 720	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.

En la tabla 3.4 se resume la cantidad de fusibles utilizados al inicio de las derivaciones primarias realizadas a partir de la troncal principal en el alimentador M1, debido a su pequeña longitud.

TABLA 3.4. Cantidad de fusibles a implementar en el alimentador M1.

Fusible	Cantidad
50T	18
Total	18

En el anexo A se indica la ubicación georreferenciada de cada fusible.

3.1.2 Sensibilidad de los fusibles

Se verifica la sensibilidad de protección de los fusibles para los conductores eléctricos de las derivaciones realizadas en el alimentador primarios, al igual que la sensibilidad de operación ante la presencia de cargas frías. Este análisis se resume en las tablas 3.5 y 3.6 respectivamente.

TABLA 3.5. Relación de corrientes de fusibles y conductores eléctricos para M1.

Derivación	Fusible tipo T	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores ACSR					
			3/0 [AWG]		1/0 [AWG]		2 [AWG]	
Primaria	50T	98,9 [A]	315 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege

TABLA 3.6. Sensibilidad de los fusibles ante la presencia de cargas frías en M1.

Derivación	Fusible tipo T	Corriente de fusión [A]	Corriente de cargas frías [A]				Código Poste	CoordX	CoordY
			I_{MCD}	R I_{CF}	I_{CF}				
Cabecera del Alimentador									
Primaria	50T	98,9	26,6	3	79,8	Protege	M1P332	819588,218	10040170,729

I_{MCD} : Es la mayor corriente que soporta la derivación.

R I_{CF} : Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF} : Es la corriente de carga fría resultante del producto de $I_{MCD} * R_{ICF}$.

3.1.3 Equipos de protección adicionales

Se requiere la utilización de 6 *indicadores de falla* en la troncal principal para indicar la dirección de las corrientes de falla, debido a la división del tramo MT aéreo trifásico del alimentador M1. La corriente de pick-up de estos dispositivos es igual a la corriente pick-up del relé instalado en la cabecera (180A).

Los indicadores de falla se deben instalar en los siguientes puntos:

- Tres indicadores de falla hacia el poste M1P494.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M1P497.

3.2 Estudio del alimentador Alpachaca M2

El alimentador primario M2 se compone de un total de 115,17 km de longitud de redes de distribución, constituida por 114,48 km de tramos Aéreos (monofásicos: 72,14 km; bifásicos: 0,31 km y trifásicos: 42,02 km) y por 0,69 km de tramos Subterráneos. Alimenta a 498 transformadores de distribución: 435 monofásicos y 63 trifásicos; con una capacidad total instalada de 12982,5 kVA.

3.2.1 Coordinación de protecciones

De acuerdo al estudio de coordinación de protecciones eléctricas en el alimentador M2, se determina la implementación de los equipos de protección detallados en la tabla 3.7.

TABLA 3.7. Protecciones para el alimentador primario M2.

Fusibles posteriores a los relés de cabecera			
Derivación primaria		50T	
Derivación secundaria		25T	
Derivación terciaria		15T	
Reconector R1			
Código Poste	M2P4024	CoordX	817067,368
		CoordY	10039073,857
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	-	-	-
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	144A	0,09
Neutro	IEC 255 EI	110A	0,11
Fusibles posteriores al Reconector R1			
Derivación primaria		25T	
Derivación secundaria		15T	
Derivación terciaria		-	

Formato de tabla utilizado por EMELNORTE.

En la tabla 3.8 se detalla el límite de la capacidad máxima de los transformadores que se deben instalar de acuerdo al valor del fusible tipo T de cada derivación, para las extensiones del sistema de distribución.

TABLA 3.8. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs. SF	Monofásico [kVA]	Trifásico [kVA]
50T	hasta 75	hasta 300
25T	hasta 50	hasta 150
15T	hasta 25	hasta 75

En la tabla 3.9 se detalla los rangos de corrientes máximas de cortocircuito para la identificación del tipo de derivaciones que se pueden realizar en el alimentador M2.

TABLA 3.9. Rangos de corrientes de cortocircuito para derivaciones del alimentador M2.

Rango de corrientes [A]	Color	Derivación
Cabecera del alimentador		
Entre 5305 y 1645	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 720 y 1645	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 720	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.
Posterior al Reconector R1 (M2P4024) (Icc rec= 2170A)		
Entre 2170 y 720	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Menores a 720	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.

En la tabla 3.10 se resume la cantidad de fusibles utilizados al inicio de las derivaciones primarias, secundarias y terciarias realizadas a partir de la troncal principal en el alimentador M2.

TABLA 3.10. Cantidad de fusibles a implementar en el alimentador M2.

Fusible	Cantidad
50T	65
25T	160
15	39
Total	264

En el anexo B se indica la ubicación georreferenciada de cada fusible.

3.2.2 Sensibilidad de los fusibles

Se verifica la sensibilidad de protección de los fusibles para los conductores eléctricos de las derivaciones realizadas en el alimentador primarios, al igual que la sensibilidad de operación ante la presencia de cargas frías. Este análisis se resume en las tablas 3.11 y 3.12 respectivamente.

TABLA 3.11. Relación de corrientes de fusibles y conductores eléctricos para M2.

Derivación	Fusible tipo T	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores ACSR					
			3/0 [AWG]		1/0 [AWG]		2 [AWG]	
Primaria	50T	98,9 [A]	315 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Secundaria	25T	49,7 [A]	315 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Terciaria	15T	30,48 [A]	315 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege

TABLA 3.12. Sensibilidad de los fusibles ante la presencia de cargas frías en M2.

Derivación	Fusible tipo T	Corriente de fusión [A]	Corriente de cargas frías [A]				Código Poste	CoordX	CoordY
			I _{MCD}	R I _{CF}	I _{CF}				
Cabecera del Alimentador									
Primaria	50T	98,9	58,82	3	176,46	No Protege	M2P181	818803,652	10039554,242
Secundaria	25T	49,7	17,06	3	51,18	No Protege	M2P1366	816463,576	10041948,427
Terciaria	15T	30,48	3,28	3	9,84	Protege	M2P1411	815265,027	10042314,449
Aguas abajo del Reconectador R1									
Primaria	25T	49,7	22,8	3	68,4	No Protege	M2P2510	810686,680	10037756,251
			20,34	3	61,02	No Protege	M2P2059	814306,856	10038354,325
Secundaria	15T	30,48	8,53	3	25,59	Protege	M2P2427	812519,587	10038925,364

I_{MCD}: Es la mayor corriente que soporta la derivación.

R I_{CF}: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF}: Es la corriente de carga fría resultante del producto de I_{MCD} * R_{ICF}.

3.2.3 Equipos de protección adicionales

El alimentador M2 cuenta con un reconectador instalado en la Av. El Capulí junto al conjunto habitacional “El balcón del Milagro” del barrio El Milagro; su ubicación en el poste M2P4024 no es la adecuada ya que se encuentra cerca a la subestación y en caso de fallas permanentes saldría de servicio una gran cantidad de carga, por lo que se configura como relé.

Se requiere la utilización de *30 indicadores de falla* en la troncal principal para indicar la dirección de las corrientes de falla, debido a la división del tramo MT aéreo trifásico del alimentador M2. La corriente de pick-up de estos dispositivos es igual a la corriente pick-up del relé instalado en la cabecera (180A).

Los indicadores de falla se deben instalar en los siguientes puntos:

- Tres indicadores de falla hacia el poste M2P1089.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M2P1032.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M2P1484.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M2P1496.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M2P1648.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M2P1766.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M2P2356.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M2P3647.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M2P3231.
- Tres indicadores de falla hacia el poste A1P394.

3.3 Estudio del alimentador Alpachaca M4

El alimentador primario M4 tiene una extensión de 90,14 km de longitud, que comprende: 89,56 km de tramos Aéreos (monofásicos: 42,96 km; bifásicos: 0,13 km y trifásicos: 46,47 km) y por 0,58 km de tramos Subterráneos. Suministra energía eléctrica a un total de 211 transformadores de distribución: 176 monofásicos y 35 trifásicos, con una capacidad total de 9282,5 kVA.

3.3.1 Coordinación de protecciones

De acuerdo al estudio de coordinación de protecciones eléctricas en el alimentador M4, se determina la implementación de los equipos de protección detallados en la tabla 3.13.

TABLA 3.13. Protecciones para el alimentador primario M4.

Fusibles posteriores al Reconector R1			
Derivación primaria		80T	
Derivación secundaria		40T	
Derivación terciaria		25T	
Reconector R1, hacia generadora fotovoltaica Gran Solar			
Código Poste	M4P307	CoordX	818303,7749
		CoordY	10043462,62
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	-	-	-
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	240A	0,15
Neutro	IEC 255 EI	187A	0,18
Fusibles posteriores al Reconector R1			
Derivación primaria		50T	
Derivación secundaria		25T	
Derivación terciaria		15T	
Reconector R2, hacia Yachay			
Código Poste	M4P5008	CoordX	818219,961
		CoordY	10043495,1
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	-	-	-
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	190A	0,35
Neutro	IEC 255 EI	180A	0,35
Fusibles posteriores al Reconector R2			
Derivación primaria		50T	
Derivación secundaria		30T	
Derivación terciaria		20T	

Reconectador R3, hacia Urcuquí			
Código Poste	M4P645	CoordX	812442,0384
		CoordY	10045968,31
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	-	-	-
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	120A	0,25
Neutro	IEC 255 EI	110A	0,25
Fusibles posteriores al Reconectador R3			
Derivación primaria		40T	
Derivación secundaria		25T	
Derivación terciaria		15T	
Reconectador R4 de enlace			
Código Poste	M5P334	CoordX	815154,707125
		CoordY	10044581,2885
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	-	-	-
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	150A	0,3
Neutro	IEC 255 EI	140A	0,3

Formato de tabla utilizado por EMELNORTE.

En la tabla 3.14 se detalla el límite de la capacidad máxima de los transformadores que se deben instalar de acuerdo al valor del fusible tipo T de cada derivación, para las extensiones del sistema de distribución.

TABLA 3.14. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs. SF	Monofásico [kVA]	Trifásico [kVA]
80T	hasta 75	hasta 300
50T	hasta 75	hasta 300
40T	hasta 75	hasta 200
30T	hasta 50	hasta 200
25T	hasta 50	hasta 150
20T	hasta 37,5	hasta 125
15T	hasta 25	hasta 75

En la tabla 3.15 se detalla los rangos de corrientes máximas de cortocircuito para la identificación del tipo de derivaciones que se pueden realizar en el alimentador M4.

TABLA 3.15. Rangos de corrientes de cortocircuito para derivaciones del alimentador M4.

Rango de corrientes [A]	Color	Derivación
Cabecera del alimentador		
Entre 5305 y 2765	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 1200 y 2765	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 1200	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.
Posterior al Reconector R1 (M4P307) hacia Gran Solar (Icc rec= 1921A)		
Entre 1921 y 1645	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 720 y 1645	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 720	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.
Posterior al Reconector R2 (M4P5008) hacia Yachay (Icc rec= 1948A)		
Entre 1948 y 1300	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 880 y 1300	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 880	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.
Posterior al Reconector R3 (M5P645) hacia Urcuquí (Icc rec= 906A)		
Mayor a 1200	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 720 y 1200	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 720	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.

En la tabla 3.16 se resume la cantidad de fusibles utilizados al inicio de las derivaciones primarias, secundarias y terciarias realizadas a partir de la troncal principal en el alimentador M4.

TABLA 3.16. Cantidad de fusibles a implementar en el alimentador M4.

Fusible	Cantidad
80T	4
50T	58
40T	31
30T	8
25T	28
15T	7
Total	136

En el anexo C se indica la ubicación georreferenciada de cada fusible.

3.3.2 Sensibilidad de los fusibles

Se verifica la sensibilidad de protección de los fusibles para los conductores eléctricos de las derivaciones realizadas en el alimentador primarios, al igual que la sensibilidad de operación ante la presencia de cargas frías. Este análisis se resume en las tablas 3.17 y 3.18 respectivamente.

TABLA 3.17. Relación de corrientes de fusibles y conductores eléctricos para M4.

Derivación	Fusible tipo T	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores ACSR					
			2/0 [AWG]		1/0 [AWG]		2 [AWG]	
Primaria	80T	158,2 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Primaria	50T	98,9 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Secundaria	40T	78,2 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Secundaria	30T	61,94 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Secundaria	25T	49,7 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Terciaria	15T	30,48[A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege

TABLA 3.18. Sensibilidad de los fusibles ante la presencia de cargas frías en M4.

Derivación	Fusible tipo T	Corriente de fusión [A]	Corriente de cargas frías [A]				Código Poste	CoordX	CoordY
			I _{MCD}	R I _{CF}	I _{CF}				
Cabecera del Alimentador									
Primaria	80T	158,2	5,9	3	17,7	Protege	M4P47	817527,961	10042436,093
Agua abajo del Reconectador R1									
Primaria	50T	98,9	5,25	3	15,75	Protege	M4270	819349,751	10044927,996
Agua abajo del Reconectador R2									
Primaria	50T	98,9	26,24	3	78,72	Protege	M4P765	814953,099	10044997,025
Secundaria	30T	61,94	5,59	3	16,77	Protege	M4P677	815719,073	10045302,374
Agua abajo del Reconectador R3									
Primaria	40T	78,2	53,8	3	161,4	No Protege	M5P648	812378,256	10046030,234
Secundaria	25T	49,7	29,19	3	87,57	No Protege	M5P793	812287,692	10046167,135
Terciaria	15T	30,48	1,97	3	5,91	Protege	M5P815	812380,958	10046936,092

I_{MCD}: Es la mayor corriente que soporta la derivación.

R I_{CF}: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF}: Es la corriente de carga fría resultante del producto de I_{MCD} * R I_{CF}.

3.3.3 Equipos de protección adicionales

Para la coordinación de protecciones del alimentador M4 mediante transferencias automáticas con el alimentador M5 en la subestación Alpachaca, se utiliza un reconectador como enlace (R4) en el poste M5P334 con coordenadas en X: 815154,707 y coordenadas en Y: 10044581,288; punto de conexión entre los dos alimentadores.

Además, se implementa los siguientes reconectores:

- El reconectador R1, con ubicación en el poste M4P307 a la altura de la parroquia de Imbaya (San Luis de Cobuendo), que se utiliza para la protección de la Generadora fotovoltaica Gran Solar que está conectada al alimentador M4 de la subestación Alpachaca y se configura como relé.
- El reconectador R2, con ubicación en el poste M4P5008 a la misma altura del reconectador R1 con dirección a la ciudad del conocimiento Yachay, el mismo que se configura como relé debido a la existencia de reconectores aguas abajo de su ubicación.

El alimentador M4 cuenta con un reconectador R3, instalado en la Vía Santa Rosa de la parroquia Urcuquí Cabecera Cantonal, por su ubicación en el poste M4P645 se configura como relé por el valor de las corrientes de cortocircuito generadas a partir de este punto, a fin de no reducir la capacidad de protección de los fusibles que se ubican aguas abajo del reconectador.

De igual forma, se requiere la utilización de *30 indicadores de falla* en la troncal principal para indicar la dirección de las corrientes de falla, debido a la división del tramo MT aéreo trifásico del alimentador M5. La corriente de pick-up de estos dispositivos es igual a la corriente pick-up del relé instalado en la cabecera (300A).

Los indicadores de falla se deben instalar en los siguientes puntos:

- Tres indicadores de falla hacia el poste M4P5006.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M4P306.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M4P786.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M4P662.
- Tres indicadores de falla hacia el reconectador R4.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M4P736.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M4P813.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M4P726.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M4P645.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M4P555.

3.4 Estudio del alimentador Alpachaca M5

El alimentador primario M5 tiene una extensión de 194 km de longitud, que comprende: 133,55 km de tramos monofásicos, 0,33 km de tramos bifásicos y 60,13 km de tramos trifásicos. Alimenta a un total de 383 transformadores de distribución: 356 monofásicos y 27 trifásicos, con una capacidad total de 9142,5 kVA.

3.4.1 Coordinación de protecciones

De acuerdo al estudio de coordinación de protecciones eléctricas en el alimentador M5, se determina la implementación de los equipos de protección detallados en la tabla 3.19.

TABLA 3.19. Protecciones para el alimentador primario M5.

Fusibles posteriores a los relés de cabecera			
Derivación primaria		80T	
Derivación secundaria		40T	
Derivación terciaria		25T	
Reconector R1			
Código Poste	M5P256	CoordX	818016,0805
		CoordY	10044176,3204
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	-	-	-
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	190A	0,35
Neutro	IEC 255 EI	180A	0,35
Fusibles posteriores al Reconector R1			
Derivación primaria		50T	
Derivación secundaria		30T	
Derivación terciaria		20T	
Reconector R2, hacia Salinas			
Código Poste	M5P3699	CoordX	819026,07625
		CoordY	10051663,2924
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	-	-	-
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	120A	0,25
Neutro	IEC 255 EI	110A	0,25
Fusibles posteriores al Reconector R2			
Derivación primaria		40T	
Derivación secundaria		25T	
Derivación terciaria		15T	

Reconector R3, hacia Cahuasquí			
Código Poste	M5P3773	CoordX	818590,781375
		CoordY	10051400,9448
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	-	-	-
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	120A	0,25
Neutro	IEC 255 EI	110A	0,25
Fusibles posteriores al Reconector R3			
Derivación primaria		40T	
Derivación secundaria		25T	
Derivación terciaria		15T	
Reconector R4 de enlace			
Código Poste	M5P334	CoordX	815154,707125
		CoordY	10044581,2885
Curva rápida			
	Curva	Tap	Dial
Neutro	-	-	-
Curva lenta			
	Curva	Tap	Dial
Fase	IEC 255 EI	150A	0,3
Neutro	IEC 255 EI	140A	0,3

Formato de tabla utilizado por EMELNORTE.

En la tabla 3.20 se detalla el límite de la capacidad máxima de los transformadores que se deben instalar de acuerdo al valor del fusible tipo T de cada derivación, para las extensiones del sistema de distribución.

TABLA 3.20. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs. SF	Monofásico [kVA]	Trifásico [kVA]
80T	hasta 75	hasta 300
50T	hasta 75	hasta 300
40T	hasta 75	hasta 200
30T	hasta 50	hasta 200
25T	hasta 50	hasta 150
20T	hasta 37,5	hasta 125
15T	hasta 25	hasta 75

En la tabla 3.21 se detalla los rangos de corrientes máximas de cortocircuito para la identificación del tipo de derivaciones que se pueden realizar en el alimentador M5.

TABLA 3.21. Rangos de corrientes de cortocircuito para derivaciones del alimentador M5.

Rango de corrientes [A]	Color	Derivación
Cabecera del alimentador		
Entre 5305 y 2765	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 1200 y 2765	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 1200	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.
Posterior al Reconectador R1 (M5P256) (Icc rec= 2107A)		
Entre 2107 y 1300	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 880 y 1300	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 880	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.
Posterior al Reconectador R2 (M4P5008) hacia Salinas (Icc rec= 996A)		
Mayor a 1200	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 720 y 1200	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 720	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.
Posterior al Reconectador R3 (M5P3731) hacia Cahuasquí (Icc rec= 984A)		
Mayor a 1200	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 720 y 1200	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 720	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.

En la tabla 3.22 se resume la cantidad de fusibles utilizados al inicio de las derivaciones primarias, secundarias y terciarias realizadas a partir de la troncal principal en el alimentador M2.

TABLA 3.22. Cantidad de fusibles a implementar en el alimentador M5.

Fusible	Cantidad
80T	9
50T	32
40T	76
30T	4
25T	99
15T	26
Total	246

En el anexo D se indica la ubicación georreferenciada de cada fusible.

3.4.2 Sensibilidad de los fusibles

Se verifica la sensibilidad de protección de los fusibles para los conductores eléctricos de las derivaciones realizadas en el alimentador primarios, al igual que la sensibilidad de operación ante la presencia de cargas frías. Este análisis se resume en las tablas 3.23 y 3.24 respectivamente.

TABLA 3.23. Relación de corrientes de fusibles y conductores eléctricos para M5.

Derivación	Fusible tipo T	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores ACSR					
			2/0 [AWG]		1/0 [AWG]		2 [AWG]	
Primaria	80T	158,2 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Primaria	50T	98,9 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Secundaria	40T	78,2 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Secundaria	30T	61,94 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Secundaria	25T	49,7 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Terciaria	15T	30,48[A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege

TABLA 3.24. Sensibilidad de los fusibles ante la presencia de cargas frías en M5.

Derivación	Fusible tipo T	Corriente de fusión [A]	Corriente de cargas frías [A]				Código Poste	CoordX	CoordY
			I _{MCD}	R I _{CF}	I _{CF}				
Cabecera del Alimentador									
Primaria	80T	158,2	61,34	3	184,02	No Protege	M5P17	818766,484	10040721,376
Aguas abajo del Reconector R1									
Primaria	50T	98,9	9,84	3	29,52	Protege	M5P4325	818260,906	10048389,346
Secundaria	30T	61,94	6,56	3	19,68	Protege	M5P4246	819762,276	10051849,385
Aguas abajo del Reconector R2									
Primaria	40T	78,2	32,48	3	97,44	No Protege	M5P2520	819762,276	10051849,385
Secundaria	25T	49,7	20,01	3	60,03	No Protege	M5P3115	819283,548	10054590,919
Terciaria	15T	30,48	3,28	3	9,84	Protege	M5P2791	820903,793	10055511,433
Aguas abajo del Reconector R3									
Primaria	40T	78,2	57,6	3	172,8	No Protege	M5P1815	813538,122	10051839,353
Secundaria	25T	49,7	21,6	3	64,8	No Protege	M5P1864	812599,713	10051050,333
Terciaria	15T	30,48	6,56	3	19,68	Protege	M5P1888	813136,229	10050460,824

I_{MCD}: Es la mayor corriente que soporta la derivación.

R I_{CF}: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF}: Es la corriente de carga fría resultante del producto de I_{MCD} * R_{ICF}.

3.4.3 Equipos de protección adicionales

Para la coordinación de protecciones del alimentador M5 mediante transferencias automáticas con el alimentador M4 en la subestación Alpachaca, se utiliza un reconector

como enlace (R4) en el poste M5P334 con coordenadas en X: 815154,707 y coordenadas en Y: 10044581,288; punto de conexión entre los dos alimentadores.

Además, se implementa los siguientes reconectores:

- El reconector R1, con instalación proyectada en el poste M5P256 a la altura de la parroquia de Urcuquí Cabecera Cantonal; por su ubicación se configura como relé por la presencia de reconectores aguas abajo de su ubicación.
- El reconector R3, con instalación proyectada en el poste M5P3731 en la Vía Tumbabiro–Salinas , por su ubicación se configura como relé por el valor de las corrientes de cortocircuito generadas a partir de este punto, a fin de no reducir los rangos de coordinación para derivaciones aguas abajo del reconector.

El alimentador M5 cuenta con un reconector R2, ubicado en el poste M5P3434 en la parroquia de Salinas. El reconector se reubica al poste M5P3699 y se configura como relé, para aumentar los rangos de protección y selectividad ante condiciones de falla en la zona mencionada.

De igual forma, se requiere la utilización de *18 indicadores de falla* en la troncal principal para indicar la dirección de las corrientes de falla, debido a la división del tramo MT aéreo trifásico del alimentador M5. La corriente de pick–up de estos dispositivos es igual a la corriente pick–up del relé instalado en la cabecera (180A).

Los indicadores de falla se deben instalar en los siguientes puntos:

- Tres indicadores de falla hacia el poste M5P281.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M5P1812.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M5P4269.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M5P4271.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M5P3715.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M5P3701.

3.5 Estudio del alimentador Alpachaca M6

El alimentador primario M6 se compone de un total de 71,27 km de longitud de redes de distribución aérea, constituida por: 49,58 km de tramos monofásicos y 21,69 km de tramos trifásicos. Suministra energía eléctrica a un total de 398 transformadores de distribución: 347 monofásicos y 51 trifásicos, con una capacidad total de 11735 kVA.

3.5.1 Coordinación de protecciones

De acuerdo al estudio de coordinación de protecciones eléctricas en el alimentador M6, se determina la implementación de los equipos de protección detallados en la tabla 3.25.

TABLA 3.25. Protecciones para el alimentador primario M6.

Fusibles posteriores a los relés de cabecera			
Derivación primaria		50T	
Derivación secundaria		25T	
Derivación terciaria		15T	
Reconectador R1 (M6P3085)			
Código Poste	M6P3085	CoordX	820774,8785
		CoordY	10041167,6648

Formato de tabla utilizado por EMELNORTE.

En la tabla 3.26 se detalla el límite de la capacidad máxima de los transformadores que se deben instalar de acuerdo al valor del fusible tipo T de cada derivación, para las extensiones del sistema de distribución.

TABLA 3.26. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs. SF	Monofásico [kVA]	Trifásico [kVA]
50T	hasta 75	hasta 300
25T	hasta 50	hasta 150
15T	hasta 25	hasta 75

En la tabla 3.27 se detalla los rangos de corrientes máximas de cortocircuito para la identificación del tipo de derivaciones que se pueden realizar en el alimentador M6.

TABLA 3.27. Rangos de corrientes de cortocircuito para derivaciones del alimentador M6.

Rango de corrientes [A]	Color	Derivación
Cabecera del alimentador		
Entre 5305 y 1645	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 720 y 1645	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 720	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.

En la tabla 3.28 se resume la cantidad de fusibles utilizados al inicio de las derivaciones primarias, secundarias y terciarias realizadas a partir de la troncal principal en el alimentador M6.

TABLA 3.28. Cantidad de fusibles a implementar en el alimentador M6.

Fusible	Cantidad
50T	65
25T	160
15	39
Total	264

En el anexo E se indica la ubicación georreferenciada de cada fusible.

3.5.2 Sensibilidad de los fusibles

Se verifica la sensibilidad de protección de los fusibles para los conductores eléctricos de las derivaciones realizadas en el alimentador primarios, al igual que la sensibilidad de operación ante la presencia de cargas frías. Este análisis se resume en las tablas 3.29 y 3.30 respectivamente.

TABLA 3.29. Relación de corrientes de fusibles y conductores eléctricos para M6.

Derivación	Fusible tipo T	Corriente de fusión	Corrientes de fusión de conductores ACSR					
			2/0 [AWG]		1/0 [AWG]		2 [AWG]	
Primaria	50T	98,9 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Secundaria	25T	49,7 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege
Terciaria	15T	30,48 [A]	276 [A]	Protege	242 [A]	Protege	184 [A]	Protege

TABLA 3.30. Sensibilidad de los fusibles ante la presencia de cargas frías en M6.

Derivación	Fusible tipo T	Corriente de fusión [A]	Corriente de cargas frías [A]				Código Poste	CoordX	CoordY
			I _{MCD}	R I _{CF}	I _{CF}				
Cabecera del Alimentador									
Primaria	50T	98,9	60,2	3	180,6	No Protege	M6P2113	821953,797	10042260,820
Secundaria	25T	49,7	18,04	3	54,12	No Protege	M6P2694	826351,139	10041741,372
Terciaria	15T	30,48	4,6	3	13,8	Protege	M6P2796	827854,222	10047115,160

I_{MCD}: Es la mayor corriente que soporta la derivación.

R I_{CF}: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF}: Es la corriente de carga fría resultante del producto de I_{MCD} * R_{ICF}.

3.5.3 Equipos de protección adicionales

El alimentador M6 cuenta con un reconector instalado en la Av. El Oro y 13 de Abril del sector "Huertos Familiares" del barrio Azaya; su ubicación en el poste M6P3085 no es la adecuada ya que se encuentra cerca a la subestación y en caso de fallas permanentes saldría de servicio una gran cantidad de carga, por lo que se lo configura únicamente como interruptor.

Se requiere la utilización de 12 indicadores de falla en la troncal principal para indicar la dirección de las corrientes de falla, debido a la división del tramo MT aéreo trifásico del alimentador M6. La corriente de pick-up de estos dispositivos es igual a la corriente pick-up del relé instalado en la cabecera (180A).

Los indicadores de falla se deben instalar en los siguientes puntos:

- Tres indicadores de falla hacia el poste M6P1110.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M6P1111.

- Tres indicadores de falla hacia el poste M6P1641.
- Tres indicadores de falla hacia el poste M6P1715.

3.6 Estudio del alimentador Alpachaca M8

El alimentador primario M8 tiene una extensión de 5,07 km de longitud, que comprende: 4,70 km de tramos Aéreos (monofásicos: 1,10 km y trifásicos: 3,60 km) y por 0,38 km de tramos Subterráneos. Alimenta a un total de 16 transformadores de distribución: 14 monofásicos y 2 trifásicos, con una capacidad total de 3607,5 kVA.

3.6.1 Coordinación de protecciones

De acuerdo al estudio de coordinación de protecciones eléctricas en el alimentador M8, se determina la implementación de los equipos de protección detallados en la tabla 3.31.

TABLA 3.31. Protecciones para el alimentador primario M8.

Fusibles posteriores a los relés de cabecera	
Derivación primaria	80T
Derivación secundaria	40T
Derivación terciaria	25T

Formato de tabla utilizado por EMELNORTE.

En la tabla 3.32 se detalla el límite de la capacidad máxima de los transformadores que se deben instalar de acuerdo al valor del fusible tipo T de cada derivación, para las extensiones del sistema de distribución.

TABLA 3.32. Límite de transformadores para mantener la coordinación de protecciones.

Fusible T vs. SF	Monofásico [kVA]	Trifásico [kVA]
80T	hasta 75	hasta 300
40T	hasta 75	hasta 200
25T	hasta 50	hasta 150

En la tabla 3.33 se detalla los rangos de corrientes máximas de cortocircuito para la identificación del tipo de derivaciones que se pueden realizar en el alimentador M8.

TABLA 3.33. Rangos de corrientes de cortocircuito para derivaciones del alimentador M8.

Rango de corrientes [A]	Color	Derivación
Cabecera del alimentador		
Entre 5305 y 2765	Rojo	Solo se pueden hacer derivaciones primarias.
Entre 1200 y 2765	Azul	Se pueden hacer hasta derivaciones secundarias.
Menores a 1200	Verde	Se pueden hacer hasta derivaciones terciarias.

En la tabla 3.34 se resume la cantidad de fusibles utilizados al inicio de las derivaciones primarias, secundarias y terciarias realizadas a partir de la troncal principal en el alimentador M8.

TABLA 3.34. Cantidad de fusibles a implementar en el alimentador M8.

Fusible	Cantidad
80T	4
40T	2
Total	6

En el anexo F se indica la ubicación georreferenciada de cada fusible.

3.6.2 Sensibilidad de los fusibles

Se verifica la sensibilidad de protección de los fusibles para los conductores eléctricos de las derivaciones realizadas en el alimentador primarios, al igual que la sensibilidad de operación ante la presencia de cargas frías. Este análisis se resume en las tablas 3.35 y 3.36 respectivamente.

TABLA 3.35. Relación de corrientes de fusibles y conductores eléctricos para M8.

Derivación	Fusible tipo T	Corriente de fusión [A]	Corrientes de fusión de conductores ACSR [A]				IF de conductores DES. CU. [A]		Código Poste	CoordX	CoordY
			3/0 [AWG]	2 [AWG]	6 [AWG]						
Primaria	80T	158,2	315	Protege	184	Protege	132	No Protege	M8P140	820871,788	10039566,7
							132	No Protege	M8P117	820941,612	10040004,2
							132	No Protege	M8P128	820910,877	10039837,2
Secundaria	40T	78,2	315	Protege	184	Protege	132	Protege	M8P140	820871,788	10039566,7

IF: Corriente de fusión.

TABLA 3.36. Sensibilidad de los fusibles ante la presencia de cargas frías en M8.

Derivación	Fusible tipo T	Corriente de fusión [A]	Corriente de cargas frías [A]				Código Poste	CoordX	CoordY
			I _{MCD}	R I _{CF}	I _{CF}				
Cabecera del Alimentador									
Primaria	80T	158,2	21	3	63	Protege	M8P84	820895,789	10039584,834
Secundaria	40T	78,2	11,6	3	34,8	Protege	M8P140	820871,788	10039566,731

I_{MCD}: Es la mayor corriente que soporta la derivación.

R I_{CF}: Es la relación de corrientes de entrada y salida, definida por EMELNORTE.

I_{CF}: Es la corriente de carga fría resultante del producto de I_{MCD} * R I_{CF}.

CONCLUSIONES

- La metodología de coordinación de protecciones de EMELNORTE se realiza de forma selectiva, permitiendo proteger al sistema de distribución ante una falla eléctrica con dispositivos de protección ubicados estratégicamente en el sistema eléctrico y así evitar la desconexión total del sistema eléctrico de distribución.
- Los límites de coordinación para determinar derivaciones primarias, secundarias y terciarias, se realiza en base a las tablas de corrientes máximas de coordinación entre fusibles tipo SF vs. T para la protección de transformadores y conductores eléctricos y también entre fusibles tipo T vs. T para la protección de derivaciones de un alimentador, en donde se determina la capacidad máxima de coordinación de cada uno de los dispositivos de protección mencionados.
- El estudio de coordinación de los alimentadores de la subestación Alpachaca se lo realizó tomando en cuenta los ajustes de las curvas de coordinación de los dispositivos instalados en la cabecera de la subestación, estudio previamente realizado por el Departamento de Calidad de la Energía y Estudios Eléctricos de EMELNORTE.
- Los fusibles tipo Slow–Fast (SF) presentan curvas de operación lenta y operación rápida, las mismas que se adaptan de mejor manera a las curvas de protección de los transformadores: sobre la curva de magnetización y por debajo de la curva de daño del transformador de distribución.
- La definición de fusibles tipo T para la protección de las derivaciones primarias, secundarias y terciarias se debe a que presentan mayor capacidad de resistencia ante corrientes de cortocircuito y gracias a su curva característica de operación lenta que se ajusta adecuadamente a la curva extremadamente inversa de los relés de protección de la cabecera de los alimentadores, se lo utiliza con la finalidad de despejar únicamente condiciones de fallas permanentes.
- En el ajuste y configuración de los dispositivos de protección se implementó un margen de reserva de tiempo para compensación de los efectos de operación del funcionamiento de los dispositivos de protección (fusibles: 0.75s; reconectores y relés de protección: 0.150 y/o 0.200s) ante una condición de falla.
- Como resultado de este estudio, se estableció una transferencia de cargas entre los alimentadores M4 y M5 a través de un reconector de enlace R4, para disminuir las interrupciones del servicio eléctrico en las zonas abastecidas por los alimentadores mencionados.

- Los fusibles seleccionados para la protección aguas abajo de los reconectores nuevos y existentes en los alimentadores M4 y M5, se determinaron según la metodología de selección de fusibles para la protección de derivaciones; con la diferencia de que a partir de las derivaciones secundarias, se tomó el valor próximo de la mitad de la capacidad del fusible seleccionado en la derivación primaria con el propósito de aumentar los rangos de coordinación y establecer derivaciones terciarias en estas zonas de protección.

RECOMENDACIONES

- Implementar el estudio de coordinación de protecciones eléctricas realizado en los alimentadores de la subestación Alpachaca, debido a que existen dispositivos de protección instalados sin un estudio previo y de forma sobredimensionada.
- Se recomienda utilizar el estudio de coordinaciones como base de lineamientos para la incorporación de futuros proyectos de expansión de la red de distribución, incorporación y/o cambios de equipos, permitiendo mantener la coordinación con los demás dispositivos de protección.
- En caso de instalar transformadores de distribución que superen la capacidad de protección de los fusibles instalados al inicio de una derivación, se debe hacer una reconfiguración del alimentador primario, estableciendo derivaciones que protejan de forma efectiva al transformador que se desea incorporar al sistema.
- Retirar los fusibles existentes de las derivaciones y troncal principal de los alimentadores o reemplazarlos con barras de seccionamientos para utilizarlos en caso de mantenimiento del sistema, con el objetivo de evitar accionamientos de operaciones indebidas.
- Realizar un cambio de conductores eléctricos a conductores de tipo ACSR con calibre 3/0 AWG para la troncal principal y 2/0 AWG para derivaciones en la distribución de la energía eléctrica de los alimentadores primarios de la subestación, puesto que existen derivaciones con conductores de tipo cobre desnudo de calibre 2, 4 y 6 AWG donde la capacidad de corriente es inferior al valor de las corrientes de cortocircuito y corrientes de carga fría de los alimentadores, lo cual provocaría la desconexión errónea del servicio eléctrico.
- El reconectador existente en el alimentador M6 se encuentra instalado cerca a la subestación, lo que impide establecer rangos de coordinación aguas arriba y aguas abajo de su ubicación y con ello se reduce la selectividad del sistema ante condiciones de falla, por lo tanto, es aconsejable configurarlo como interruptor de maniobra.

Referencias

- Alcalá, D. (2016). *Coordinación de protecciones en redes eléctricas con generación distribuida*. Universidad Carlos III de Madrid. Obtenido de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/dctes?codigo=75222>
- Alvarez Jimenez, J. A. (2013). *ESTUDIO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN LA CAROLINA DE EMELNORTE S.A.* ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5922/1/CD-4738.pdf>
- Asrari, A., & Ramos, B. (2018). Power system protection upgrade at anclote plant a case study in Florida state. In *2018 IEEE Texas Power and Energy Conference, TPEC 2018* (pp. 1–6). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/TPEC.2018.8312091>
- Blanco, A. (2014). Elt 3831 Protecciones De Sistemas De Potencia. Obtenido de <http://docentes.uto.edu.bo/ablancob/wp-content/uploads/protection.pdf>
- Carrillo Caicedo, G. (2007). Protecciones eléctricas. Obtenido de <https://docplayer.es/10559889-Protecciones-electricas.html>
- Chacón Herrera, O. D. (2014). *Coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE*. Quito : EPN, 2014. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/8615>
- Chanatasig Guanoluisa, L. E. (2016). *Coordinación de protecciones de los alimentadores primarios a 13,8kV de la nueva S/E Pujilí para la empresa eléctrica provincial Cotopaxi*. Quito, 2016. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/16315>
- Consejo Nacional de Electricidad. Regulacion No. CONELEC-003/08 (2008). Obtenido de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- Cruz Tenempaguay, C. J. (2015). *DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN LOS ALIMENTADORES INTERCONECTADOS URBANOS DE LA EERSA*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA. Quito, 2015. <https://doi.org/10.1103/PhysRevX.7.041008>
- Doñez Gutiérrez, C. M. (2015). *Selección y análisis de equipo de protección en los sistemas de distribución (23 kv) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas*. Universidad Nacional Autónoma de México. Obtenido de <https://repositorio.unam.mx/contenidos/321693>

- EDALTEC. (2019). SMART NAVIGATOR y SMART NAVIGATOR HV Indicador de cortocircuito para líneas aéreas. Retrieved April 29, 2019, from www.edaltec.cl
- Elías Castells, X. (2012). *Energía, Agua, Medioambiente, territorialidad y Sostenibilidad* (1st ed., Vol. 1). Madrid (España): Ediciones Diaz de Santos.
- Figueroa, J. (n.d.). *PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS*. Obtenido de [http://files.informacionclasesiupsm.webnode.com.ve/200000065-6abaa6cb04/MANUAL DE SISTEMAS DE PROTECCIONES.pdf](http://files.informacionclasesiupsm.webnode.com.ve/200000065-6abaa6cb04/MANUAL_DE_SISTEMAS_DE_PROTECCIONES.pdf)
- Galicia Moreno, L. E., Garcia Ria, E. A., & Reyes Chavarría, R. (2013). *COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL. Tesis para obtener el Título de Ingeniero Electricista*. INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL. Obtenido de http://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/21515/Tesis_Protecciones_Sistelec.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Gallardo, M. G., & Herrera, L. E. (2011). *SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR TRIFÁSICO Y SUS DERIVACIONES MONOFÁSICAS DE LA SUBESTACIÓN EL CALVARIO 52C8-L1 (ORIENTAL) DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI*. Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga. Obtenido de <https://studylib.es/doc/7326927/universidad-técnica-de-cotopaxi-tesis-de-grado>
- Gönen, T. (2014). *Electric Power Distribution Engineering* (Third Edit). Boca Raton: Taylor and Francis.
- Grupo Tei México. (2018). Restaurador. Retrieved January 5, 2019, from https://grupoteimexico.com.mx/restauradores_en_sf6.php
- Guzmán Mora, G. A. (2012). *Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión*. Costa Rica. Obtenido de https://www.academia.edu/9841064/Manual_para_coordinación_de_fusibles_en_la_red_de_media_tensión
- Hernández Areu, O. N., Ramos Guardarrama, J., & Perera Escobar, R. (2017). Medición de la corriente de inrush en transformadores de distribución/ Measurement of inrush current in distribution transformers. *Mayo/Agosto, 38(2), 132–142*. Obtenido de <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/viewFile/507/pdf>
- Hernandez, R., Rosas, F. J., & Santana, J. (2009). *Coordinación de protecciones para un sistema eléctrico industrial*. INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL ESCUELA. Obtenido de <https://tesis.ipn.mx/xmlui/handle/123456789/6507>

- INCABLE. (2017). CABLES DE ALUMINIO DESNUDO ACSR. Retrieved June 19, 2019, from <http://incable.com/producto?id=2>
- Lara Sánchez, J. A. (2014). *Diseño e Implementación de una hoja de cálculo para efectuar La Coordinación de Protecciones Eléctricas en Medio Voltaje*. Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE Extensión Latacunga. Carrera de Ingeniería Electromecánica. Obtenido de <http://repositorio.espe.edu.ec/xmlui/handle/21000/8767>
- Latorre Valladares, C. A. (2010). *COORDINACION DE DISPOSITIVOS DE PROTECCION EN RED RADIAL*. Obtenido de <https://www.academia.edu/23878570/Prote>
- Lawhead, L., & Horak, J. (2005). A Survey of Cold Load Pickup Practices. In *Western Protective Relay Conference* (p. 26). Spokane WA: October 25-27, 2005. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/45671031/A-Survey-of-Cold-Load-Pickup-Practices>
- Lee, K., Kim, J., & Shin, B. (2017). New protection coordination system according to ESS and renewable energy expansion. *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, 2017(1), 1322–1325. <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0309>
- Manchado, M. Á. (2013). *Análisis del comportamiento de líneas aéreas de distribución frente al rayo*. Obtenido de <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/1669pub.pdf>
- Momoh, J. A. (2008). *Electric power distribution, automation, protection, and control*. (T. & F. Group, Ed.). Boca Raton: CRC Press.
- MYEEL. (2019). Seccionalizador Automático Electrónico Seteable Manual. Retrieved May 15, 2019, from https://www.myeel.com.ar/producto/Seccionalizador_Autolink_Monofasico
- Navas Lechón, R. D. (2017). *Estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores primarios de la subestación San Agustín y creación de un manual de procedimientos empleando la metodología aplicada en EMELNORTE*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18978>
- Oliveira, M. O., Bretas, A. S., Perrone, O. E., Reversat, J. H., Muñoz, H. E., & Paucar, R. S. O. (2017). Principales Características de la Corriente Inrush en Transformadores. *Ceed.Org.Ar*, 1–7. Obtenido de http://www.ceed.org.ar/wp-content/uploads/2012/12/Oliveira_et_al_Paper_1.pdf
- Pino Moreno, I. (2016). *Análisis de un flujo de cargas en una red de baja tensión a cuatro hilos*. UNIVERSIDAD DE SEVILLA. Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5714/direccion/Analisis+del+flujo+de+cargas+en+redes+de+BT+a+4+hilos%252F>
- Ramirez Castaño, S. (2004). *Redes de Distribución de Energía* (Tercera Ed). Manizales: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA SEDE MANIZALES.

- RELSAMEX ELECTRIC. (2016). INDICADOR DE FALLA. Retrieved April 29, 2019, from <https://www.relsamex.com/shop/elastimold/indicador-de-falla-monofasico/>
- Romero, J. (n.d.). A4 SISTEMAS DE DISTRIBUCION. Obtenido de https://www.academia.edu/23493586/A4_SISTEMAS_DE_DISTRIBUCION
- Saad, S. M., Naily, N. El, Wafi, J., Hussein, T., & Mohamed, F. A. (2018). An optimized proactive over-current protection scheme for modern distribution grids integrated with distributed generation units. In *2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC)* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IREC.2018.8362557>
- Schneider Electric. (2018). ECOFIT 50/51. Retrieved January 8, 2019, from <https://www.schneider-electric.us/en/product-range-presentation/65370-ecofit-50-51/?parent-category-id=86158&parent-subcategory-id=88610>
- Sector Electricidad. (2019). Reconectores | Sector Electricidad | Profesionales en Ingeniería Eléctrica. Retrieved July 11, 2019, from <http://www.sectorelectricidad.com/19183/reconectores/>
- Short, T. A. (2004). *Electrical distribution handbook*. Boca Raton: CRC Press LLC. <https://doi.org/10.1201/9780203486504>
- Toapanta, D., & Jaramillo, Á. (2009). Construcción de una fuente digital variable regulada entre 2V a 20VDC. Quito: QUITO/ EPN/ 2009. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1604>
- Torres, O. E. (n.d.). Protecciones Eléctricas de las Redes de Distribución. *Conferencia 3. Regímenes Anormales En Los Sistemas Eléctricos de Distribución*, 20. Obtenido de <http://blog.espol.edu.ec/econde/files/2012/08/Conferencia-3.-Regímenes-Anormales-en-las-Redes-de-Distribución.pdf>
- Tuta, Ó. F., & Hincapié, R. (2011). Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida. *Scientia et Technica*, 3(49), 14–19. <https://doi.org/10.22517/23447214.1457>
- Valarezo Eras, D. J. (2015). *Análisis y descripción de los dispositivos electrónicos empleados en la protección de los sistemas eléctricos de potencia*. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/7807>
- Villaruel Moreno, M. (2003). Protecciones De Sistemas Eléctricos, 1–148. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/325310302/Protecciones-Electricas-Teoria-y-Problemas-pdf>

von Meier, A., & Arghandeh, R. (2017). Every Moment Counts: Synchrophasors for Distribution Networks with Variable Resources. In Lawrence E. Jones (Ed.), *Renewable Energy Integration* (Second Ed., pp. 435–444). Berkeley: Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809592-8.00032-9>

Yebra Morón, J. A. (2009). *Sistemas Eléctricos de Distribución. Sistemas Eléctricos de Distribución* (Primera Ed). Mexico, D.F.: Editorial REVERTÉ.

Zapata Castro, J., & López Lezama, J. M. (2014, June 30). OPTIMIZATION METHODOLOGIES APPLIED TO THE OPTIMAL COORDINATION OF OVERCURRENT RELAYS. Retrieved July 17, 2019, from <http://revistas.elpoli.edu.co/index.php/pol/article/view/385/550>

Anexos

Anexo A: Fusibles propuestos para el alimentador M1

Fusible	Derivación	Nro. Fases	Coordenada X	Coordenada Y
50T	Primaria	1	819117,50225	10040458,788
50T	Primaria	1	819202,552125	10040405,7914
50T	Primaria	1	819516,325375	10040207,3109
50T	Primaria	1	819325,046375	10040105,3912
50T	Primaria	1	819236,349625	10040161,018
50T	Primaria	1	819176,407375	10040211,1234
50T	Primaria	3	819498,7945	10039995,486
50T	Primaria	3	819777,46975	10040041,3251
50T	Primaria	3	819765,617	10040049,1366
50T	Primaria	3	819588,218375	10040170,7294

Anexo B: Fusibles propuestos para el alimentador M2

Fusible	Derivación	Nro. Fases	Coordenada X	Coordenada Y
50T	Primaria	1	818906,974875	10040385,0644
50T	Primaria	1	818881,6785	10040180,8212
50T	Primaria	1	818903,76075	10040163,9914
50T	Primaria	1	818745,122875	10040064,7263
50T	Primaria	1	818718,08425	10039574,3714
50T	Primaria	1	818490,8665	10039579,9223
50T	Primaria	1	817760,29825	10039425,2005
50T	Primaria	1	817170,904625	10039242,3287
50T	Primaria	1	817102,4875	10039101,9554
50T	Primaria	1	817100,953875	10039657,2685
50T	Primaria	1	816887,16475	10040062,0781
50T	Primaria	1	816888,9055	10040077,1844
50T	Primaria	1	816956,7065	10040419,3704
50T	Primaria	1	816980,452625	10040575,7025
50T	Primaria	1	817085,892875	10040925,5031
50T	Primaria	1	817085,892875	10040925,5031
50T	Primaria	1	817101,722625	10040952,7904
50T	Primaria	1	817280,02475	10041395,5091
50T	Primaria	2	817006,480125	10040705,5716
50T	Primaria	3	818912,387625	10040491,7976
50T	Primaria	3	818905,969125	10040370,9079
50T	Primaria	3	818991,187625	10040242,273
50T	Primaria	3	818795,121	10039816,1884
50T	Primaria	3	818842,766375	10039693,9258
50T	Primaria	3	818788,048625	10039692,3734
50T	Primaria	3	818539,194	10039576,2519
50T	Primaria	3	818838,419375	10039572,9535
50T	Primaria	3	818828,9515	10039589,2764
50T	Primaria	3	818803,651875	10039554,2416
50T	Primaria	3	818828,0735	10039550,7541
50T	Primaria	3	817084,67325	10039171,8397
50T	Primaria	3	816887,16475	10040062,0781
50T	Primaria	3	816870,166875	10039919,5644
50T	Primaria	3	817280,02475	10041395,5091
25T	Primaria	1	816995,157	10039080,7459
25T	Primaria	1	816874,763625	10039089,162
25T	Primaria	1	816386,45775	10038822,9415
25T	Primaria	1	815732,9075	10038519,6959
25T	Primaria	1	815685,799875	10038439,235
25T	Primaria	1	815497,473125	10038545,6843
25T	Primaria	1	815283,74975	10038681,038
25T	Primaria	1	815107,483375	10038497,2575
25T	Primaria	1	814875,91325	10038459,6106
25T	Primaria	1	814790,87275	10038451,7379
25T	Primaria	1	815110,379375	10038592,5294

25T	Primaria	1	814585,2915	10040918,4269
25T	Primaria	1	814317,015875	10041518,2788
25T	Primaria	1	814039,33	10041601,7199
25T	Primaria	1	813834,547125	10041822,1134
25T	Primaria	1	813412,4585	10041338,8351
25T	Primaria	1	813197,34875	10042193,1619
25T	Primaria	1	813798,131875	10042526,7497
25T	Primaria	1	814548,779875	10042271,7131
25T	Primaria	1	812700,998625	10041792,8135
25T	Primaria	1	810687,698375	10041839,6886
25T	Primaria	1	810227,165875	10041925,6783
25T	Primaria	1	810227,165875	10041925,6783
25T	Primaria	1	809744,6635	10041992,6885
25T	Primaria	1	814300,365	10038362,4979
25T	Primaria	1	814300,365	10038362,4979
25T	Primaria	1	813550,34325	10039675,7367
25T	Primaria	1	813849,17575	10038280,2443
25T	Primaria	1	813401,357625	10038192,8979
25T	Primaria	1	811816,82625	10037179,2356
25T	Primaria	1	811794,38875	10037034,3856
25T	Primaria	1	812133,34175	10037119,5253
25T	Primaria	1	812209,852375	10036864,022
25T	Primaria	1	812316,76275	10036891,1013
25T	Primaria	1	810672,461375	10037687,0919
25T	Primaria	1	810688,832875	10037756,8727
25T	Primaria	1	810544,891625	10038014,6858
25T	Primaria	1	809986,463875	10038423,6254
25T	Primaria	1	810291,659625	10038742,6095
25T	Primaria	1	810143,457625	10039182,1115
25T	Primaria	1	810051,0295	10039283,7645
25T	Primaria	1	809926,22575	10039452,1034
25T	Primaria	1	809732,12725	10039602,37
25T	Primaria	1	809590,548375	10039004,1546
25T	Primaria	1	809042,3645	10038620,8124
25T	Primaria	1	808879,216625	10039078,0016
25T	Primaria	1	808605,351625	10039190,2255
25T	Primaria	1	812482,87725	10038051,7235
25T	Primaria	1	811860,84525	10037908,1749
25T	Primaria	1	811756,299375	10037889,9345
25T	Primaria	1	811433,06275	10037836,6926
25T	Primaria	1	811005,547375	10038103,1613
25T	Primaria	1	811421,288125	10038544,9386
25T	Primaria	1	811560,603375	10038691,3261
25T	Primaria	1	811631,71675	10038742,0787
25T	Primaria	1	811916,6555	10038533,6638
25T	Primaria	1	811909,73125	10039179,7784
25T	Primaria	1	812519,58675	10038925,3639
25T	Primaria	1	812688,117875	10039212,7569

25T	Primaria	1	812012,857875	10039315,5364
25T	Primaria	1	812079,499	10039399,6893
25T	Primaria	1	812295,556	10039667,3283
25T	Primaria	1	811852,588	10039490,5248
25T	Primaria	1	811622,82575	10039476,7816
25T	Primaria	1	811536,248375	10039355,9578
25T	Primaria	1	811286,667375	10039450,4763
25T	Primaria	1	811416,56275	10039531,52
25T	Primaria	1	811249,016125	10039830,2695
25T	Primaria	1	811090,595875	10040104,6878
25T	Primaria	1	811925,6005	10039953,2454
25T	Primaria	1	812105,69175	10040316,317
25T	Primaria	2	813526,52275	10042378,7549
25T	Primaria	3	817027,965375	10039041,4284
25T	Primaria	3	815280,72975	10038537,6029
25T	Primaria	3	815172,941625	10038518,2863
25T	Primaria	3	815306,745875	10038929,3106
25T	Primaria	3	815414,91375	10040139,8035
25T	Primaria	3	814207,907625	10041651,7988
25T	Primaria	3	814187,971875	10041675,4905
25T	Primaria	3	813430,61025	10041978,3122
25T	Primaria	3	814166,252	10042731,8939
25T	Primaria	3	815667,535375	10043456,1323
25T	Primaria	3	812916,7115	10041967,4075
25T	Primaria	3	811327,08525	10041628,7675
25T	Primaria	3	809911,716625	10041946,7784
25T	Primaria	3	812391,22325	10037997,2151
25T	Primaria	3	812482,87725	10038051,7235
25T	Primaria	3	812162,496875	10037995,7204
25T	Primaria	3	811335,8375	10037777,4999
25T	Secundaria	1	817523,531625	10039006,3451
25T	Secundaria	1	816783,074	10039404,7124
25T	Secundaria	1	817142,08675	10040755,0075
25T	Secundaria	1	817116,513625	10041000,0293
25T	Secundaria	1	817267,22775	10041795,1843
25T	Secundaria	1	817067,30825	10041847,1007
25T	Secundaria	1	816872,561	10041881,0484
25T	Secundaria	1	816463,576375	10041948,4265
25T	Secundaria	1	816043,003125	10041744,544
25T	Secundaria	1	815359,846875	10041529,602
25T	Secundaria	1	815014,717625	10041691,8102
25T	Secundaria	1	815061,26525	10041789,4165
25T	Secundaria	1	815135,056375	10041963,8684
25T	Secundaria	1	816847,1105	10039858,1724
25T	Secundaria	1	814937,017625	10042073,5949
25T	Secundaria	3	816818,847	10039687,6275
15T	Secundaria	1	813492,17225	10041388,3695
15T	Secundaria	1	813492,17225	10041388,3695

15T	Secundaria	1	811537,925625	10042048,6778
15T	Secundaria	1	812338,2085	10036897,1094
15T	Secundaria	1	811869,904125	10037054,7518
15T	Secundaria	1	811552,66	10036970,5738
15T	Secundaria	1	813246,854875	10037611,2523
15T	Secundaria	1	813222,656875	10037999,6046
15T	Secundaria	1	813220,978625	10037841,6444
15T	Secundaria	1	813212,89975	10037681,1388
15T	Secundaria	1	813200,085125	10037608,7638
15T	Secundaria	1	813200,085125	10037608,7638
15T	Secundaria	1	813002,034	10037237,5761
15T	Secundaria	1	811192,4455	10037503,3274
15T	Secundaria	1	811665,738875	10037331,9104
15T	Secundaria	1	811786,181125	10037348,2013
15T	Secundaria	1	811681,988625	10037365,879
15T	Secundaria	1	811785,627875	10037314,8627
15T	Secundaria	1	812029,926125	10037351,0786
15T	Secundaria	1	812080,39425	10037369,0848
15T	Secundaria	1	812388,03625	10037427,0401
15T	Secundaria	1	812376,018125	10037467,8753
15T	Secundaria	1	812472,785875	10037460,9529
15T	Secundaria	1	812529,399875	10037486,7245
15T	Secundaria	1	812716,588375	10037462,699
15T	Secundaria	1	812713,794375	10037521,4233
15T	Secundaria	1	812519,58675	10038925,3639
15T	Secundaria	1	815428,16875	10039397,4891
15T	Secundaria	3	813241,397	10037413,5773
15T	Secundaria	3	813220,435125	10037406,9934
15T	Secundaria	3	813033,5035	10037349,6791
15T	Secundaria	3	813021,967625	10037352,4771
15T	Secundaria	3	810876,1545	10037502,3659
15T	Secundaria	3	810890,8185	10037514,6871
15T	Secundaria	3	815351,199375	10039424,5221
15T	Secundaria	3	815341,197625	10039426,2945
15T	Secundaria	3	812422,892375	10036917,8193
15T	Terciaria	1	815203,24675	10042372,2759
15T	Terciaria	1	815265,0265	10042314,4493

Anexo C: Fusibles propuestos para el alimentador M4

Fusible	Derivación	Nro. Fases	Coordenada X	Coordenada Y
80T	Primaria	1	817984,38675	10041323,7053
80T	Primaria	1	817527,960625	10042436,0931
80T	Primaria	1	817350,619625	10042469,0711
80T	Primaria	1	817814,533875	10043161,1504
50T	Primaria	1	818950,798	10044729,0732
50T	Primaria	1	819349,75075	10044927,9964
50T	Primaria	1	816004,941875	10044852,5131
50T	Primaria	1	813600,538	10045113,1064
50T	Primaria	1	812878,65625	10045090,3448
50T	Primaria	1	812946,383125	10045341,6243
50T	Primaria	1	812816,1765	10045451,9553
50T	Primaria	3	815618,237	10045210,4264
50T	Primaria	3	815558,97025	10045124,7991
50T	Primaria	3	815325,42825	10044879,4731
50T	Primaria	3	815328,353875	10044871,249
50T	Primaria	3	814953,09925	10044997,0245
50T	Primaria	3	814925,38125	10044931,1649
50T	Primaria	3	814784,5695	10044609,7888
50T	Primaria	3	814633,863625	10044569,2926
50T	Primaria	3	814429,7175	10044631,9221
50T	Primaria	3	814260,397	10044770,5784
50T	Primaria	3	814054,9695	10044856,9155
50T	Primaria	3	813911,955625	10044980,9719
50T	Primaria	3	813671,13575	10045092,9213
50T	Primaria	3	813542,203125	10045125,2269
50T	Primaria	3	812740,39375	10046282,5732
50T	Primaria	3	812865,72375	10046380,0101
50T	Primaria	3	812872,17125	10046500,663
40T	Primaria	1	812371,849625	10045979,9226
40T	Primaria	1	812186,023	10045657,9599
40T	Primaria	1	811713,175375	10045459,4481
40T	Primaria	1	811152,054	10045557,7536
40T	Primaria	1	810942,156625	10045530,8403
40T	Primaria	1	810486,2935	10045597,2624
40T	Primaria	1	810482,20975	10045548,0594
40T	Primaria	1	809794,940625	10045624,7634
40T	Primaria	1	809681,334875	10045582,6231
40T	Primaria	1	809309,001875	10045496,9086
40T	Primaria	1	808756,29975	10045383,6503
40T	Primaria	1	808487,642375	10045326,3229
40T	Primaria	1	808001,03125	10045314,4385
40T	Primaria	1	807454,350875	10045369,3315
40T	Primaria	1	806445,2555	10045115,1586
40T	Primaria	1	806445,2555	10045115,1586
40T	Primaria	3	812378,255875	10046030,234

40T	Primaria	3	812345,271875	10045999,3064
40T	Primaria	3	812068,356125	10045452,4504
40T	Primaria	3	811542,130875	10045499,1201
40T	Primaria	3	808936,869125	10045413,0249
30T	Secundaria	1	816130,207625	10045733,0255
30T	Secundaria	1	813579,962	10045320,8624
30T	Secundaria	1	815454,422	10047511,83
30T	Secundaria	1	813625,32775	10046599,9276
30T	Secundaria	1	813010,262125	10046361,1119
30T	Secundaria	3	815719,072875	10045302,3744
25T	Secundaria	1	812587,821875	10046974,5194
25T	Secundaria	1	812591,9025	10047018,0557
25T	Secundaria	1	812434,54175	10046632,8884
25T	Secundaria	1	812398,891375	10046217,721
25T	Secundaria	1	812415,81475	10046120,4856
25T	Secundaria	1	811698,442125	10046272,8949
25T	Secundaria	1	811748,6365	10046624,0044
25T	Secundaria	1	812283,777125	10046123,6693
25T	Secundaria	1	812287,691875	10046167,1351
25T	Secundaria	1	812195,681625	10046155,1227
25T	Secundaria	1	812257,716125	10043590,551
25T	Secundaria	1	811827,981375	10043755,0816
25T	Secundaria	1	811744,09975	10044470,575
25T	Secundaria	1	811763,23575	10044622,2736
25T	Secundaria	1	811769,178	10044654,8496
25T	Secundaria	1	811733,310125	10045312,995
25T	Secundaria	1	811778,063375	10045238,6213
25T	Secundaria	1	806436,990625	10046418,1903
25T	Secundaria	1	806509,50425	10046324,0396
25T	Secundaria	1	806090,227125	10045802,5835
25T	Secundaria	1	806376,099625	10045201,5786
25T	Secundaria	1	805931,785	10044577,8523
25T	Secundaria	1	806027,03925	10044641,2186
25T	Secundaria	1	806287,863125	10044789,8455
25T	Secundaria	1	806238,267875	10044721,1281
25T	Secundaria	3	812404,3375	10046342,871
15T	Terciaria	1	812380,957625	10046936,0918
15T	Terciaria	1	806516,780125	10046455,1225
15T	Terciaria	1	804432,21775	10046723,6525
15T	Terciaria	1	805212,015125	10046092,2147
15T	Terciaria	1	805917,503	10044943,3476
15T	Terciaria	1	806086,92375	10044843,7639
15T	Terciaria	1	806147,87425	10044792,428

Anexo D: Fusibles propuestos para el alimentador M5

Fusible	Derivación	Nro. Fases	Coordenada X	Coordenada Y
80T	Primaria	1	818221,529125	10042033,2511
80T	Primaria	1	818224,449875	10042151,7899
80T	Primaria	1	818227,855875	10042914,7786
80T	Primaria	1	818230,578875	10043376,2143
80T	Primaria	1	818208,785625	10043894,1062
80T	Primaria	1	818208,785625	10043894,1062
80T	Primaria	3	818766,484	10040721,3758
50T	Primaria	1	817969,776625	10044241,0434
50T	Primaria	1	817937,421125	10044569,3611
50T	Primaria	1	817472,974625	10044293,1269
50T	Primaria	1	817113,65325	10044331,6402
50T	Primaria	1	816956,051375	10044360,835
50T	Primaria	1	816791,054375	10044390,69
50T	Primaria	1	816719,363875	10044403,0999
50T	Primaria	1	816296,645125	10044479,6426
50T	Primaria	1	817833,976625	10045679,7013
50T	Primaria	1	817797,966625	10046078,575
50T	Primaria	1	817811,7575	10046902,7324
50T	Primaria	1	817970,68425	10047429,4951
50T	Primaria	1	818294,98175	10048502,5776
50T	Primaria	1	818611,657875	10049539,8795
50T	Primaria	1	818720,847875	10049915,7024
50T	Primaria	1	818720,847875	10049915,7024
50T	Primaria	1	818782,82225	10050099,611
50T	Primaria	1	818927,513	10050582,81
50T	Primaria	1	819517,454125	10051177,3193
50T	Primaria	1	820135,21925	10051168,0469
50T	Primaria	3	818107,35225	10047845,9351
50T	Primaria	3	818260,905875	10048389,346
50T	Primaria	3	819645,885125	10051254,387
50T	Primaria	3	818952,955	10050360,8535
40T	Primaria	1	819041,749375	10052066,0815
40T	Primaria	1	819052,205875	10052174,9545
40T	Primaria	1	819067,46375	10052671,1326
40T	Primaria	1	819068,628	10053647,2913
40T	Primaria	1	819113,34725	10053691,9744
40T	Primaria	1	819145,477625	10054546,2175
40T	Primaria	1	817684,272625	10054847,5486
40T	Primaria	1	816894,408125	10055006,0123
40T	Primaria	1	816613,724375	10055066,0203
40T	Primaria	1	816491,62625	10055340,652
40T	Primaria	1	815980,856375	10056125,7619
40T	Primaria	1	815888,447125	10056835,0547
40T	Primaria	1	816960,843375	10051494,2191
40T	Primaria	1	816656,69775	10051510,5281
40T	Primaria	1	816582,718125	10051514,1127

40T	Primaria	1	815894,71075	10051551,4711
40T	Primaria	1	816222,033875	10051531,2509
40T	Primaria	1	814298,829	10051640,2383
40T	Primaria	1	813726,77075	10051670,8651
40T	Primaria	1	813543,715125	10051822,0624
40T	Primaria	1	813504,916375	10051963,5566
40T	Primaria	1	813357,591375	10052433,9705
40T	Primaria	1	813298,90525	10052631,3096
40T	Primaria	1	813041,41175	10053448,8711
40T	Primaria	1	812264,717125	10055469,6826
40T	Primaria	1	812240,64975	10055489,7587
40T	Primaria	1	812240,64975	10055489,7587
40T	Primaria	1	812563,0285	10055472,1785
40T	Primaria	1	812624,066625	10055471,5609
40T	Primaria	1	811364,847	10056625,4104
40T	Primaria	1	810830,105875	10056647,349
40T	Primaria	1	810334,941625	10056657,5805
40T	Primaria	1	819102,932375	10054581,206
40T	Primaria	1	815927,98075	10057043,1752
40T	Primaria	1	816105,548	10051541,2532
40T	Primaria	2	810334,941625	10056657,5805
40T	Primaria	3	819139,8385	10054290,8034
40T	Primaria	3	819231,761875	10054402,0385
40T	Primaria	3	819132,00975	10054599,3636
40T	Primaria	3	818734,451375	10054632,877
40T	Primaria	3	815776,637625	10057578,6341
40T	Primaria	3	817686,46125	10051454,045
40T	Primaria	3	817589,48325	10051456,2386
40T	Primaria	3	816582,718125	10051514,1127
40T	Primaria	3	814873,20675	10051608,6625
40T	Primaria	3	813543,715125	10051822,0624
40T	Primaria	3	812483,34425	10055137,7029
40T	Primaria	3	810833,8135	10056593,6488
40T	Primaria	3	810398,172875	10056659,624
30T	Secundaria	1	817356,337	10048923,7913
30T	Secundaria	1	820116,293125	10052442,8871
30T	Secundaria	1	819762,276375	10051849,3854
30T	Secundaria	1	819685,7615	10051265,8747
25T	Secundaria	1	818765,040375	10053678,3387
25T	Secundaria	1	818765,040375	10053678,3387
25T	Secundaria	1	817455,327	10053816,1089
25T	Secundaria	1	817382,787	10053645,9191
25T	Secundaria	1	819296,28725	10054588,1006
25T	Secundaria	1	819296,28725	10054588,1006
25T	Secundaria	1	819393,57475	10054621,9683
25T	Secundaria	1	819611,560125	10054766,6443
25T	Secundaria	1	819589,613375	10054822,7865
25T	Secundaria	1	819589,613375	10054822,7865
25T	Secundaria	1	819393,57475	10054621,9683
25T	Secundaria	1	820215,62225	10055106,169

25T	Secundaria	1	820338,174375	10056545,1441
25T	Secundaria	1	819945,349125	10056783,9058
25T	Secundaria	1	818505,7035	10057404,0134
25T	Secundaria	1	819253,007625	10055499,5974
25T	Secundaria	1	819186,508375	10054994,6381
25T	Secundaria	1	818717,816875	10054848,0196
25T	Secundaria	1	817533,19875	10055571,2665
25T	Secundaria	1	817460,495	10055965,5884
25T	Secundaria	1	815772,26225	10054917,3313
25T	Secundaria	1	815772,26225	10054917,3313
25T	Secundaria	1	815772,26225	10054917,3313
25T	Secundaria	1	816707,378375	10057043,1076
25T	Secundaria	1	816864,51725	10057157,7118
25T	Secundaria	1	817039,415	10057289,1836
25T	Secundaria	1	817039,415	10057289,1836
25T	Secundaria	1	817561,80775	10058059,1029
25T	Secundaria	1	818056,958375	10052325,6182
25T	Secundaria	1	816497,620625	10052149,3847
25T	Secundaria	1	815139,410625	10051896,0003
25T	Secundaria	1	811435,81625	10048115,697
25T	Secundaria	1	812794,753375	10051198,6945
25T	Secundaria	1	812794,753375	10051198,6945
25T	Secundaria	1	812660,801625	10051098,7642
25T	Secundaria	1	812600,1625	10051051,4445
25T	Secundaria	1	812600,1625	10051051,4445
25T	Secundaria	1	812415,943	10050852,3521
25T	Secundaria	1	812188,187375	10050644,8084
25T	Secundaria	1	811471,513	10050194,3525
25T	Secundaria	1	811049,117625	10050220,574
25T	Secundaria	1	810368,143875	10050261,3254
25T	Secundaria	1	809940,07975	10050285,2266
25T	Secundaria	1	809940,07975	10050285,2266
25T	Secundaria	1	809916,905	10050311,2759
25T	Secundaria	1	809714,5145	10050305,7108
25T	Secundaria	1	809249,942625	10050032,2181
25T	Secundaria	1	809249,942625	10050032,2181
25T	Secundaria	1	809201,565375	10049462,2223
25T	Secundaria	1	807667,266625	10051023,1219
25T	Secundaria	1	807935,25925	10050979,4795
25T	Secundaria	1	807935,25925	10050979,4795
25T	Secundaria	1	807840,579875	10050996,8348
25T	Secundaria	1	808997,723	10048804,9728
25T	Secundaria	1	809124,325125	10048785,8385
25T	Secundaria	1	808780,088125	10048030,1269
25T	Secundaria	1	808780,088125	10048030,1269
25T	Secundaria	1	812342,690125	10053020,4283
25T	Secundaria	1	810902,9645	10054329,3283
25T	Secundaria	1	811688,848	10055176,9335
25T	Secundaria	1	813741,28875	10055664,8784
25T	Secundaria	1	812884,71175	10055501,6613

25T	Secundaria	1	809583,111125	10054535,5219
25T	Secundaria	1	809908,90175	10054671,938
25T	Secundaria	1	810012,913375	10054812,9475
25T	Secundaria	1	810322,454625	10056322,2278
25T	Secundaria	1	810331,7665	10056573,619
25T	Secundaria	1	809630,299	10062127,5767
25T	Secundaria	1	808808,64325	10062289,0158
25T	Secundaria	1	807874,061875	10059818,5671
25T	Secundaria	1	807902,021875	10060043,9673
25T	Secundaria	1	807641,698625	10060514,3403
25T	Secundaria	1	806109,17175	10057785,4804
25T	Secundaria	1	807135,2295	10055760,815
25T	Secundaria	1	809491,733125	10056665,6136
25T	Secundaria	1	810345,92375	10056750,3393
25T	Secundaria	2	810265,548625	10056805,606
25T	Secundaria	3	819122,109	10054631,2963
25T	Secundaria	3	819277,8195	10055659,8935
25T	Secundaria	3	817815,327125	10052849,8424
25T	Secundaria	3	815465,259625	10052206,4386
25T	Secundaria	3	813281,401375	10051607,0983
25T	Secundaria	3	812116,28325	10050580,7674
25T	Secundaria	3	812258,4775	10055165,944
15T	Terciaria	1	819240,55575	10054753,916
15T	Terciaria	1	820613,398	10055312,4039
15T	Terciaria	1	820828,42725	10055462,2505
15T	Terciaria	1	820903,7925	10055511,4328
15T	Terciaria	1	819691,21825	10054691,949
15T	Terciaria	1	819078,21025	10055853,8244
15T	Terciaria	1	812593,097125	10059107,1888
15T	Terciaria	1	813305,8105	10051134,6364
15T	Terciaria	1	813225,892125	10051097,8251
15T	Terciaria	1	812706,972375	10050928,3193
15T	Terciaria	1	813136,112625	10050455,257
15T	Terciaria	1	812342,49225	10050929,7758
15T	Terciaria	1	812278,6505	10051018,2021
15T	Terciaria	1	811483,95925	10049868,7171
15T	Terciaria	1	811664,405875	10049202,679
15T	Terciaria	1	812153,524625	10048411,1255
15T	Terciaria	1	813136,112625	10050455,257
15T	Terciaria	1	805618,608625	10049238,195
15T	Terciaria	1	805718,61425	10048928,1874
15T	Terciaria	1	807649,78675	10048347,5853
15T	Terciaria	1	808376,073375	10048245,4639
15T	Terciaria	1	808624,49975	10048112,26
15T	Terciaria	1	811874,225375	10055258,7874
15T	Terciaria	1	805859,966375	10054716,2144
15T	Terciaria	1	805997,26	10054457,0145
15T	Terciaria	1	810147,20025	10057286,9183

Anexo E: Fusibles propuestos para el alimentador M6

Fusible	Derivación	Nro. Fases	Coordenada X	Coordenada Y
50T	Primaria	1	819322,944625	10040857,1638
50T	Primaria	1	819391,61325	10040829,457
50T	Primaria	1	819405,814375	10040865,5461
50T	Primaria	1	819337,06575	10040892,724
50T	Primaria	1	819728,486	10040709,5524
50T	Primaria	1	819806,68375	10040692,6791
50T	Primaria	1	820480,41125	10040672,903
50T	Primaria	1	820480,41125	10040672,903
50T	Primaria	1	820482,088125	10040798,8309
50T	Primaria	1	820466,826875	10041054,5265
50T	Primaria	1	820505,73725	10041054,1848
50T	Primaria	1	820739,6635	10041168,3321
50T	Primaria	1	820492,909625	10041312,6823
50T	Primaria	1	820169,42725	10042623,0821
50T	Primaria	1	820285,712375	10042331,0379
50T	Primaria	1	820179,979875	10042577,6484
50T	Primaria	1	820502,19225	10041745,96
50T	Primaria	1	820171,6905	10040540,7761
50T	Primaria	1	821530,523375	10041291,6671
50T	Primaria	1	821525,673875	10041372,3129
50T	Primaria	1	821542,900375	10041885,8051
50T	Primaria	1	821571,115125	10041964,8814
50T	Primaria	1	821838,7765	10042177,0556
50T	Primaria	1	821721,7925	10042427,2041
50T	Primaria	1	821763,881375	10042536,8036
50T	Primaria	1	821880,417625	10042856,0777
50T	Primaria	1	821923,688	10042967,0335
50T	Primaria	1	821923,688	10042967,0335
50T	Primaria	1	822004,875125	10043187,1961
50T	Primaria	1	822144,74925	10043573,644
50T	Primaria	1	822000,106125	10044020,9971
50T	Primaria	1	821681,72625	10044257,8775
50T	Primaria	1	821456,604375	10044459,5918
50T	Primaria	1	821332,90975	10044376,2108
50T	Primaria	1	821212,177125	10044292,0836
50T	Primaria	1	821117,57775	10044222,6467
50T	Primaria	1	821020,444	10044161,0595
50T	Primaria	1	820831,933625	10044028,7051
50T	Primaria	1	821953,79725	10042260,82
50T	Primaria	1	821556,516125	10040965,031
50T	Primaria	1	821511,34275	10040602,767
50T	Primaria	1	821508,2365	10040521,082
50T	Primaria	1	821500,111625	10040419,0032
50T	Primaria	1	821509,826125	10040194,5236
50T	Primaria	1	821447,830625	10040194,9934
50T	Primaria	1	821493,988	10040148,4108
50T	Primaria	1	821475,2035	10040082,6246

50T	Primaria	1	821486,968375	10040008,6765
50T	Primaria	1	821486,148375	10039991,5004
50T	Primaria	3	819147,830125	10040967,0316
50T	Primaria	3	819165,135625	10041044,7869
50T	Primaria	3	819269,288	10040892,1496
50T	Primaria	3	819529,50575	10040734,5639
50T	Primaria	3	820025,138625	10040541,5638
50T	Primaria	3	820475,98225	10040515,1706
50T	Primaria	3	820498,105625	10040533,692
50T	Primaria	3	820481,105	10040721,5604
50T	Primaria	3	820481,53	10040746,3556
50T	Primaria	3	820482,088125	10040798,8309
50T	Primaria	3	820465,059	10040918,9529
50T	Primaria	3	820530,612375	10040917,1296
50T	Primaria	3	820447,014	10041183,5818
50T	Primaria	3	820739,6635	10041168,3321
50T	Primaria	3	820495,068375	10041443,4214
50T	Primaria	3	820498,06475	10041570,1489
50T	Primaria	3	820424,3235	10042163,0646
50T	Primaria	3	820262,054375	10042617,5345
50T	Primaria	3	821094,700125	10041033,8366
50T	Primaria	3	821094,700125	10041033,8366
50T	Primaria	3	821489,264375	10041728,5999
50T	Primaria	3	821571,115125	10041964,8814
50T	Primaria	3	821959,865625	10042237,2689
50T	Primaria	3	821693,070375	10042346,8844
50T	Primaria	3	821727,032875	10042434,8093
50T	Primaria	3	821880,417625	10042856,0777
50T	Primaria	3	822103,645625	10043458,4326
50T	Primaria	3	822000,106125	10044020,9971
50T	Primaria	3	821195,634625	10044278,3208
50T	Primaria	3	821500,111625	10040419,0032
50T	Primaria	3	821497,013875	10040302,6893
50T	Primaria	3	821497,013875	10040302,6893
50T	Primaria	3	821523,17975	10040081,0048
50T	Primaria	3	821486,968375	10040008,6765
50T	Primaria	3	821486,968375	10040008,6765
25T	Secundaria	1	819858,211125	10041210,5849
25T	Secundaria	1	819858,26175	10041168,8286
25T	Secundaria	1	820011,337125	10041207,7725
25T	Secundaria	1	820631,901375	10041555,1201
25T	Secundaria	1	820179,781875	10041505,7235
25T	Secundaria	1	820132,2895	10041562,491
25T	Secundaria	1	820211,10175	10041703,0268
25T	Secundaria	1	820210,479875	10041820,9889
25T	Secundaria	1	820187,229	10041884,256
25T	Secundaria	1	820241,408125	10042070,1058
25T	Secundaria	1	819908,538	10042175,0179
25T	Secundaria	1	819929,6025	10042170,537
25T	Secundaria	1	819913,961875	10042198,4793
25T	Secundaria	1	819957,042875	10042218,2479

25T	Secundaria	1	820008,054375	10042212,777
25T	Secundaria	1	820055,1985	10042231,2124
25T	Secundaria	1	820055,1985	10042231,2124
25T	Secundaria	1	820036,628625	10042795,82
25T	Secundaria	1	821657,66125	10042262,8005
25T	Secundaria	1	822130,949	10042075,7316
25T	Secundaria	1	822170,534625	10042051,0625
25T	Secundaria	1	822664,155375	10041898,8804
25T	Secundaria	1	821687,57175	10042585,2408
25T	Secundaria	1	821574,009	10042611,9791
25T	Secundaria	1	822052,005	10042953,748
25T	Secundaria	1	821902,140125	10042960,1956
25T	Secundaria	1	821889,89675	10043112,6901
25T	Secundaria	1	821904,723	10043147,3384
25T	Secundaria	1	821846,204	10043160,0469
25T	Secundaria	1	821805,467625	10043162,7118
25T	Secundaria	1	821980,147875	10043339,5249
25T	Secundaria	1	822037,097875	10042357,7566
25T	Secundaria	1	822117,63175	10042415,9944
25T	Secundaria	1	822244,08	10042767,7641
25T	Secundaria	1	822515,486	10042629,0636
25T	Secundaria	1	822614,17525	10042649,7746
25T	Secundaria	1	822614,17525	10042649,7746
25T	Secundaria	1	822639,371125	10042661,8691
25T	Secundaria	1	822779,99975	10042696,1878
25T	Secundaria	1	822835,287875	10042707,9517
25T	Secundaria	1	823803,17075	10043006,4798
25T	Secundaria	1	823803,17075	10043006,4798
25T	Secundaria	1	824431,52875	10043011,8283
25T	Secundaria	1	824534,079	10042908,4309
25T	Secundaria	1	825306,16975	10041708,0184
25T	Secundaria	1	820587,218625	10041557,7049
25T	Secundaria	1	826202,22	10041080,7439
25T	Secundaria	1	821405,903	10040506,2004
25T	Secundaria	1	821419,416125	10040658,5732
25T	Secundaria	1	820188,92775	10041799,2914
25T	Secundaria	1	820187,515875	10041838,9569
25T	Secundaria	1	820008,054375	10042212,777
25T	Secundaria	1	822152,9971	10042525,3731
25T	Secundaria	3	822100,377125	10042128,4551
25T	Secundaria	3	822209,83025	10042026,7023
25T	Secundaria	3	822359,134875	10041929,0136
25T	Secundaria	3	822354,78675	10041878,7045
25T	Secundaria	3	822442,170375	10041792,8904
25T	Secundaria	3	820191,466125	10042057,2684
25T	Secundaria	3	820051,1315	10041980,0489
15T	Terciaria	1	826346,941125	10041743,69
15T	Terciaria	1	826577,529625	10044188,1631
15T	Terciaria	1	827132,502625	10046558,82
15T	Terciaria	1	827851,833625	10047112,4491
15T	Terciaria	1	826346,941125	10041743,69

Anexo F: Fusibles propuestos para el alimentador M8

Fusible	Derivación	Nro. Fases	Coordenada X	Coordenada Y
80T	Primaria	1	820804,79875	10040401,11
80T	Primaria	1	820932,95125	10039830,387
80T	Primaria	1	820929,15325	10039805,7761
80T	Primaria	1	820895,789	10039584,8344
40T	Secundaria	1	820873,79875	10039568,0801
40T	Secundaria	1	820947,247625	10040004,7593