

---

# **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

## **SEDE CUENCA**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS**

**CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico**

**“COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DEL  
ALIMENTADOR 124 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C. A.  
CONSIDERANDO LA INCORPORACIÓN DE LA RED SUBTERRÁNEA EN  
EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD”.**

**AUTORES:**

**DÍAZ NAVAS SANTIAGO RODOLFO**

**LUDIZACA GONZÁLEZ JUAN PABLO**

**TUTOR:**

**ING. JAIME SÁNCHEZ.**

**Cuenca, Octubre 2010**

---

## DECLARACIÓN

Nosotros JUAN PABLO LUDIZACA GONZÁLEZ y SANTIAGO RODOLFO DÍAZ NAVAS declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

(f).....

Juan Pablo Ludizaca González

(f).....

Santiago Rodolfo Díaz Navas

---

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el siguiente trabajo fue desarrollado por Juan Pablo Ludizaca González y Santiago Rodolfo Díaz Navas, bajo mi supervisión.

(f).....

ING. JAIME SANCHEZ  
DIRECTOR DEL PROYECTO

---

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios por permitirnos culminar con éxito nuestra carrera universitaria. Un sincero agradecimiento a nuestro Director de Tesis Ing. Jaime Sánchez por su aporte realizado a este Proyecto de Titulación, al Personal de la EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A; de manera especial al Ingeniero Walter Dután por su ayuda desinteresada.

A nuestra universidad por brindarnos un aprendizaje acorde a los niveles profesionales y académicos requeridos hoy en día.

Finalmente gracias a quienes de una o de otra manera contribuyeron en la elaboración del presente Proyecto.

---

## **DEDICATORIA**

Con cariño dedico este trabajo a toda mi familia y de manera especial a mis Padres, a mi esposa Pilar y a mis hijos Mauricio y Micaela quienes ha sido los ejes fundamentales para mi desarrollo personal y académico durante el transcurso de mi carrera universitaria que hoy estoy culminando.

Díaz Navas Santiago.

Con todo amor a mis padres por los sacrificios que han realizado a lo largo de toda su vida, apoyándome con abnegación y esfuerzo para que pueda culminar mis estudios universitarios, a mi esposa María Eugenia a mi hijo Juan Sebastián quienes han sido el baluarte fundamental para finalizar mi carrera profesional y así desde mi campo aportar al desarrollo del país que me ha brindado la oportunidad de formarme.

Ludizaca González Juan

## **ÍNDICE GENERAL**

---

DECLARACIÓN .....	II
CERTIFICACIÓN .....	III
AGRADECIMIENTOS .....	IV
DEDICATORIA .....	V
ÍNDICE GENERAL.....	VI
RESUMEN.....	XIV

## **CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN**

1.1 ANTECEDENTES.....	2
1.2 OBJETIVOS Y ALCANCE.....	3
1.2.1 Objetivos .....	3
1.2.2 Alcance del Trabajo .....	3
1.2.3 Justificación del Proyecto .....	5
1.3 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS.....	6

## **CAPITULO 2: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EXISTENTE**

2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ALIMENTADOR 124.....	8
2.1.1 Ubicación .....	8
2.1.2 Características Técnicas .....	9
2.1.3 Área de servicio.....	9
2.1.4 Información de la Subestación Azogues 1 .....	10
2.1.5 Información de transformadores de Distribución .....	11
2.1.6 Información de las estructuras .....	12
2.1.7 Datos de Luminarias .....	12
2.2 ESTADO OPERATIVO ACTUAL .....	13
2.2.1 Descripción del Sistema Actual .....	13
2.2.1.1 Población servida a través del Alimentador 124.....	14
2.2.1.2 Demanda media, Factor de Demanda y Factor de Utilización.....	15
2.3 SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL.....	16
2.4 ÍNDICES DE CALIDAD.....	17

2.4.1 Índices de Calidad del Servicio Técnico en base a la Regulación CONELEC 004/01.....	19
2.4.2 Índices de Interrupción a nivel del Alimentador 124.....	22

### **CAPITULO 3: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PROYECTADO**

3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PROYECTADO.....	25
3.1.1.Objetivos del Sistema Proyectado.....	25
3.1.2 Características del Sistema de Distribución Subterráneo Etapa1 .....	25
3.1.3 Propuesta de construcción de red Subterránea, Etapa1.....	26
3.1.4 Área de Servicio .....	27
3.2 CIRCUITOS SUBTERRÁNEOS EN MEDIA TENSIÓN.....	28
3.2.1 Circuito Trifásico en red Radial.....	28
3.2.2 Cabinas de Transformación .....	29
3.2.3 Celdas Modulares.....	30
3.2.4 Protección del Transformador en el lado de Media Tensión .....	33
3.2.4.1 Unidad de protección con Microprocesador PR512/P.....	33
3.3 CIRCUITOS SUBTERRÁNEOS EN BAJA TENSIÓN.....	39
3.3.1 Protecciones para la Distribución en Baja Tensión.....	39
3.3.2 Tableros de Distribución en Baja Tensión .....	40
3.3.3 Conductor de Acometidas .....	41

### **CAPITULO 4: MODELACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

4.1 MODELACIÓN DEL ALIMENTADOR 124 PRIMARIO AÉREO EXISTENTE Y SUBTERRÁNEO PROYECTADO.....	43
4.1.1 Modelación aérea existente .....	43
4.1.1.1 Determinación de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero en la Subestación Azogues.....	43
4.1.1.2 Determinación de las corrientes de cortocircuito Trifásica y Monofásica en la Subestación Azogues .....	46
4.1.1.3 Modelación del Conductor: Determinación de impedancias de secuencia ...	46
4.1.1.4 Tipos de corrientes de cortocircuito en el Alimentador 124.....	47

4.1.1.4.1 Componentes Simétricas .....	47
4.1.1.4.2 Corrientes Asimétricas .....	51
4.1.2 Modelación Subterránea Proyectada Etapa 1 .....	52
4.1.2.1 Modelación de Cables: Determinación de las impedancias de secuencia.....	52
4.1.2.2 Tipos de corrientes de cortocircuito en las barras subterráneas .....	54
4.1.2.2.1 Corrientes de cortocircuito Simétricas y Asimétricas .....	54
<b>4.2 SIMULACIÓN DEL ALIMENTADOR PRIMARIO AÉREO Y SUBTERRÁNEO APLICANDO DIGSILENT EN EL CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO .....</b>	<b>55</b>
4.2.1 Programa DigSilent .....	55
4.2.2 Simulación del Alimentador 124 Aéreo Existente .....	59
4.2.2.5 Resultados de DIGSILENT para la norma ANSI .....	60
4.2.3 Simulación del Alimentador 124 Primario Subterráneo proyectado Etapa 1 ..	62
4.2.3.5 Resultados de DIGSILENT para la norma ANSI .....	63
4.2.4 Simulación del Alimentador 124 Primario Aéreo existente considerando la incorporación Subterráneo proyectado Etapa 1 .....	65
4.2.4.1 Resultados de DIGSILENT para la norma ANSI .....	65

## **CAPITULO 5: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES**

<b>5.1 PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....</b>	<b>72</b>
5.1.1 Objetivos .....	72
5.1.2 Preceptos .....	72
5.1.3 Requisitos.....	73
5.1.4 Protección de Líneas .....	73
5.1.4.1 Relé de Sobrecorriente .....	74
5.1.4.2 Cálculo de Ajustes .....	75
<b>5.2 EQUIPOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN EL ALIMENTADOR 124 .....</b>	<b>77</b>
5.2.1 Equipos y Dispositivos de Protección de la Red Aérea .....	77
5.2.2 Equipos de Protección Subterránea.....	77



---

5.3 ZONAS DE PROTECCIÓN .....	78
5.4 SELECTIVIDAD .....	78
5.4.1 Tiempo de Coordinación.....	78
5.4.2 Sistemas Unitarios.....	79
5.5 PROTECCIÓN PRINCIPAL Y DE RESPALDO .....	79
5.6 COORDINACIÓN ENTRE EQUIPOS .....	81
5.6.1 Fusible – Fusible Aéreo .....	81
5.6.2 Relé – Fusible Aéreo.....	82
5.6.3 Cabinas Subterráneas .....	83
5.7 PROCEDIMIENTO PARA COORDINACIÓN .....	85
5.8 COORDINACIÓN DEL SISTEMA .....	85
5.8.1 Coordinación del Sistema Aéreo existente y Subterráneo proyectado .....	85
5.8.2 Coordinación para las cabinas de transformación .....	101
5.8.3 Conclusiones de la Coordinación de Protecciones.....	103
5.9 TRANSFERENCIA DE CARGA HACIA OTRO ALIMENTADOR.....	104

## **CAPITULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

6.1 CONCLUSIONES .....	106
6.2 RECOMENDACIONES .....	107
BIBLIOGRAFÍA .....	109
ANEXOS .....	112

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Plano de redes subterráneas proyectadas para el centro urbano de Azogues .....	5
Figura 2.1 Ubicación y área de servicio del Alimentador 124.....	8
Figura 2.2 Diagrama unifilar de la Subestación Azogues 1 .....	10
Figura 2.3 Estructuras más comunes utilizadas en el Alimentador 124 .....	12
Figura 2.4 Impacto paisajístico causado por el Alimentador 124 en distribución aérea .....	13
Figura 2.5 Alimentador 124 con sus seccionadores de protección y maniobra.....	13
Figura 2.6 Estadística de carga diaria tomada al 17 de dic. Del 2009 .....	16
Figura 3.1 Área de servicio para el centro urbano de Azogues .....	28
Figura 3.2 Diagrama unifilar del transformador PadMounted.....	29
Figura 3.3 Celda Modular Aislada en SF6 SafePlus 24kV .....	32
Figura 3.4 Modulo suministrables SafePlus 24kV.....	32
Figura 3.5 Unidad PR512/P .....	34
Figura 3.6 Combinación de los Dip-switch para diferentes corrientes nominales ....	36
Figura 3.7 Configuración de la primera barra de los Dip-switch para el ejemplo de programación contra sobrecarga.....	38
Figura 3.8 Configuración de la segunda barra de los Dip-switch para el ejemplo de programación contra cortocircuito .....	39
Figura 3.9 Unidad PR512/P adquirida por la EEA .....	39
Figura 3.10 Unidades de protección en baja tensión.....	40
Figura 3.11 Vista frontal del tablero de distribución en baja tensión .....	40
Figura 3.12 Diagrama Unifilar de los dispositivos de protección en las Cabinas de Transformación .....	41
Figura 4.1 Impedancias de secuencia máximas en la barra del alimentador 124. a) Secuencia Positiva, b) Secuencia Negativa, c) Secuencia Cero	44
Figura 4.2 Impedancias de secuencia mínimas en la barra del alimentador 124. a) Secuencia Positiva, b) Secuencia Negativa, c) Secuencia Cero	45
Figura 4.3 Impedancias de secuencia máximas y mínimas equivalentes en la barra del alimentador 124 referido a la barra de 69kV .....	45
Figura 4.4 Corrientes asimétricas, representada por un arreglo de corrientes simétricas.....	48
Figura 4.5 Componentes Simétricas a) Positiva, b) Negativa, c) Cero.....	48

---

Figura 4.6 Representación de una falla trifásica .....	49
Figura 4.7 Representación de una falla monofásica a) Fase-Neutro, b) Fase-Tierra. 50	50
Figura 4.8 Representación de una falla bifásica.....	50
Figura 4.9 Representación de una falla bifásica a tierra .....	51
Figura 5.1 Protección de sobrecorriente en líneas de Distribución .....	74
Figura 5.2 Características de los tiempos de operación .....	75
Figura 5.3 Protección implementadas en zonas .....	78
Figura 5.4 Coordinación Fusible-Fusible.....	81
Figura 5.5 Coordinación Fusible-Relé-Fusible .....	82
Figura 5.6 Diagrama unifilar de las cabinas de transformación subterráneas.....	84
Figura 5.7 Programación de los dip-switch para protección de transformadores .....	84
Figura 5.8 Coordinación de la Zona 1.....	93
Figura 5.9 Coordinación de la Zona 2.....	94
Figura 5.10 Coordinación de la Zona 3.....	95
Figura 5.11 Coordinación de la Zona 4.....	96
Figura 5.12 Coordinación de la Zona 5.....	97
Figura 5.13 Coordinación de la Zona 6.....	97
Figura 5.14 Coordinación de la Zona 7.....	98
Figura 5.15 Coordinación de la Zona 8.....	98
Figura 5.16 Coordinación de la Zona 9.....	99
Figura 5.17 Coordinación de la Zona 10.....	100
Figura 5.18 Curvas tiempo-corriente de los dispositivos de protección a) tipo K, b) tipo H .....	101
Figura 5.19 Coordinación entre los diferentes dispositivos de protección para la cabina subterránea .....	102
Figura 5.20 Curva del controlador micrológico y calibración de actuación para la protección en el nivel secundario del transformador .....	102
Figura 5.21 Coordinación del dispositivo micrologic con el termomagnético EZC de 400A .....	103
Figura 5.22 Coordinación del dispositivo micrologic con el termomagnético EZC de 100A .....	103

---

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Características del Alimentador 124 .....	9
Tabla 2.2 Características de la Subestación Azogues 1 .....	10
Tabla 2.3 Detalle de Transformadores en el Alimentador 124 .....	11
Tabla 2.4 Detalle de luminarias en el Alimentador 124.....	12
Tabla 2.5 Demanda media en el Alimentador 124.....	15
Tabla 2.6 Cuadro de protecciones y seccionadores de maniobra del Alimentador 124 .....	17
Tabla 2.7 Límites admisibles para las frecuencias y tiempos de interrupción.....	22
Tabla 2.8 Índices de interrupción a nivel del Alimentador 124.....	23
Tabla 3.1 Características de Transformadores PadMounted utilizados en el sistema Subterráneo de la ciudad de Azogues .....	29
Tabla 3.2 Resumen de cabinas de transformación proyectadas en la Etapa 1 de la Red Subterránea.....	30
Tabla 3.3 Tipos de curvas para calibración del equipo PR512/P.....	37
Tabla 4.1 Impedancia de Secuencia para configuración aérea .....	46
Tabla 4.2 Impedancias de secuencia Trifásicas para Red Subterránea.....	53
Tabla 4.3 Impedancias de secuencia Monofásicas para Red Subterránea .....	53
Tabla 4.4 Corrientes de cortocircuito Trifásicas y Monofásicas aérea Según norma ANSI utilizando POWER FACTORY .....	62
Tabla 4.5 Corrientes de cortocircuito en las barras del sistema Subterráneo según norma ANSI utilizando POWER FACTORY .....	64
Tabla 4.6 Diferentes tipos de corrientes de cortocircuito en el sistema completo según norma ANSI utilizando POWER FACTORY .....	70
Tabla 5.1 Corriente continua y capacidad de carga para los Fusibles tipo H y tipo K .....	89
Tabla 5.2 Coordinación entre el fusible tipo K. Según normas EEI - NEMA.....	90
Tabla 5.3 Fusibles escogidos en la coordinación aérea.....	90

## RESUMEN

En la actualidad, el servicio de energía eléctrica para el centro urbano de la ciudad de Azogues se proporciona a través del alimentador primario Nº 124 del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues C. A., el cual es del tipo aéreo y hoy en día representa un peligro debido una gran cantidad de edificaciones de alturas considerables construidas a lo largo de su red principal y ramales secundarios y por la inseguridad que representa para las personas que trabajan o viven en pisos a nivel de la red primaria, a esto se suma la pésima imagen que proporciona el tendido de conductores aéreos de servicio eléctrico, telefónico, servicio de cable y semaforización. La implementación de redes subterráneas ha sido una de las más acertadas alternativas para evitar todos estos inconvenientes sin dejar de servir de la mejor manera a cada uno de los usuarios del servicio eléctrico.

La Empresa Eléctrica Azogues se encuentra ejecutando las obras civiles necesarias para el cambio de redes a sistema subterráneo en la primera etapa y para ello se debe garantizar la continuidad y calidad de servicio mediante el uso adecuado de dispositivos de protección para que en el momento de producirse un cortocircuito, la falla sea despejada de la mejor manera posible.

El presente trabajo tiene por objetivo, la coordinación de los dispositivos de protección a lo largo de la red subterránea y los interfaces aéreos-subterráneos en todo el alimentador 124.

La implementación de los elementos de protección tanto para los ramales principales como para los ramales secundarios ha sido uno de los planeamientos técnicos más importante para llevar a cabo este proyecto por parte de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.

En los cuatro primeros capítulos; para la modelación y criterios de coordinación de protecciones, se prevé un estudio de todo el alimentador en red aérea y de las protecciones actuales, además se realiza una representación de Alimentador 124 en diagrama unifilar de barras para facilitar la modelación. A partir de esto, se describe las características técnicas del sistema subterráneo proyectado, equipos de protección

a utilizarse y las características de las fallas, para finalmente obtener un modelado de todo el sistema tanto existente como proyectado además de la ayuda de las ecuaciones de Carson's para el modelado de conductores. Luego de obtener el diagrama unifilar del alimentador y los diferentes modelados de secuencia se procede a construir una simulación por medio de software para obtener las corrientes de cortocircuito totales y permitir la correcta coordinación.

En el capítulo 5, se propone la jerarquía de los dispositivos de protección basados en los criterios técnicos y normativas establecidas para la coordinación entre distintos tipos de protección como fusibles de tipo K y H, celdas modulares aisladas en vacío y un elemento reconectador instalado en la S/E Azogues 1. Las curvas de actuación planteadas en este trabajo permiten una correcta ubicación de dispositivos en lugares críticos o de mayores derivaciones de ramales tanto aéreos como subterráneos y de igual manera para la protección de las cabinas de transformación.

En el capítulo 6, se establecen las conclusiones obtenidas a lo largo del desarrollo de este trabajo y se proponen algunas recomendaciones necesarias para garantizar un correcto criterio de coordinación. Además se presentan los anexos necesarios para complementar esta investigación.

Con este trabajo se logra un adecuado y correcto manejo de los diferentes dispositivos de protección a lo largo del alimentador 124, garantizando la calidad, continuidad y seguridad de servicio eléctrico.

LOS AUTORES

# CAPITULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 ANTECEDENTES

El servicio de energía eléctrica para el centro urbano de la ciudad de Azogues se proporciona a través del alimentador № 124 del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues C. A., el cual es del tipo aéreo. El cumplimiento de la vida útil de las instalaciones eléctricas, el crecimiento de la demanda, , las nuevas construcciones y ampliación de las edificaciones en el centro histórico de la ciudad, el incremento del riesgo de electrocución debido a la cercanía de las redes eléctricas existentes a las viviendas, el desfavorable impacto paisajístico urbano causado por la disposición de conductores en las estructuras aéreas, entre otros factores, han llevado a que la Empresa Eléctrica Azogues C.A., implemente el proyecto de cambio a redes eléctricas subterráneas en el centro histórico de la ciudad.

Al variar la configuración de redes en esta parte de la ciudad, se debe garantizar la calidad y continuidad del servicio; para lo cual se requiere de un estudio para la correcta coordinación de protecciones, lo que permitirá el aislamiento de las diversas fallas de forma rápida y selectiva para lograr el menor número de usuarios afectados por este fallas.

El área del proyecto corresponde al centro urbano de la ciudad de Azogues, que comprende un área de 0.514 km<sup>2</sup> (51,4 Ha) limitada: al norte por la Av. Juan Bautista Cordero; al sur por la Av. Aurelio Jaramillo; al este por las calles Oriente, 4 de Noviembre, Atahualpa y José Joaquín Olmedo; y, al oeste por la Av. 24 de Mayo. En toda esta área, se concentran edificaciones y actividades comerciales, de servicios, administrativas y la mayor concentración residencial, siendo su demanda eléctrica cerca del 25 % de todo el sistema y con una tasa de crecimiento del 3.5 %, de manera que ha llegado a constituirse en un área de alta densidad de carga, cuya demanda no es posible suplirla con la disposición actual de alimentadores primarios en particular el alimentador 124 y redes secundarias tipo aéreas.

El proyecto total de red subterránea, está estructurado en dos etapas de ejecución secuencial, de las cuales se analizará únicamente la etapa 1, que se encuentra en la construcción de la obra civil. En el presente trabajo se realiza la coordinación de protecciones para la primera etapa considerando el cambio de redes aéreas a subterráneas.

## **1.2 OBJETIVOS Y ALCANCE**

### **1.2.1 OBJETIVOS**

#### **1.2.1.1 Objetivo General**

- Coordinar el sistema de protecciones del alimentador 124 proyectado a fin de garantizar el correcto funcionamiento del sistema de distribución, tanto aéreo como subterráneo.

#### **1.2.1.2 Objetivos Específicos.**

- Describir y analizar la situación actual del alimentador 124.
- Modelar el sistema proyectado a fin de garantizar una correcta disposición de equipos necesarios para distribución y protección.
- Analizar los índices de calidad del servicio técnico de las protecciones existentes, en base a la **Regulación N° CONELEC 004/01**
- Determinar el tipo y localización de las protecciones.
- Aplicar los criterios de coordinación de protecciones eléctricas.
- Presentar los resultados y conclusiones del trabajo.
- Proponer un criterio de transferencia de carga hacia otro alimentador.

#### **1.2.2 Alcance del Trabajo.**

Se describe el sistema actual del alimentador 124.



Se realiza el modelado del sistema de distribución aéreo y subterráneo del alimentador 124 del sistema de distribución de la E.E.A.C.A., y su sistema de protecciones asociado.

Se indican los registros históricos de los índices de calidad del servicio técnico.

Se modela el sistema proyectado en los programas NEPLAN y DIGSILENT, utilizando toda la información que se requiera facilitados por la Empresa Eléctrica Azogues C.A., para llevar a cabo la modelación que refleje la realidad del sistema; dicho sistema incorpora la red subterránea en el Centro Histórico de la ciudad de Azogues, en su Primera etapa, para determinar la ubicación de las protecciones y su correcta coordinación.

La información para llevar a cabo las tareas fue proporcionada por el Departamento Técnico de la Empresa.

**La Etapa I** corresponde al área de influencia delimitada por las calles: Av. 24 de Mayo hasta la calle Simón Bolívar; y calle Azuay hasta la calle Tenemaza.

Esta primera etapa se conformó considerando las calles y sectores que presentan las condiciones operativas más críticas por el permanente peligro de electrocución, además de atentar notoriamente en contra del paisaje urbano, al presentar una pobre estética que deprime la calidad del entorno. La figura 1.1 presenta toda el área que se encuentra sometida a cambio, en la franja de color azul se presenta la calle Simón Bolívar; la cual en el año 2008 fue sometida al primer proyecto subterráneo de distribución secundaria y alumbrado público, pero no se ha tomado un criterio de coordinación de protecciones por lo que también está dentro de nuestra área de estudio.



**Figura 1.1.** Plano del centro urbano de Azogues donde se construirá la red Subterránea.

**Fuente:** Proyecto de construcción de redes de distribución eléctrica subterráneas en el centro urbano de la ciudad de Azogues, Empresa Eléctrica Azogues C.A.

### 1.2.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La misión de la Empresa eléctrica Azogues C.A, es la satisfacción inmediata de la demanda de energía eléctrica dentro de los parámetros establecidos; es decir, en la cantidad, tiempo y lugar requeridos y con la calidad y seguridad apropiadas. A medida que la energía eléctrica satisface más necesidades su disponibilidad cobra gran importancia. A la par está la confiabilidad del sistema de distribución, que depende directamente de la confiabilidad de cada elemento y de una adecuada coordinación de los dispositivos de protección.

El presente trabajo comprende la modelación de las redes aéreas y subterráneas del alimentador 124, para determinar las condiciones de funcionamiento del mismo. Además se modela el sistema propuesto en el plazo inmediato, con el objeto de analizar su desempeño, haciendo énfasis en su sistema de protecciones y coordinación.

### **1.3 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS**

En esta tesis se abordan las protecciones del alimentador 124 Empresa Eléctrica Azogues C. A., y se evalúa su desempeño en base a la nueva configuración que llevará a cabo la Empresa en el plazo inmediato.

El capítulo 2 contiene la descripción del sistema existente en diagrama unifilar de nodos, parámetros técnicos y su estado operativo actual.

El capítulo 3 contiene la descripción del sistema proyectado plasmado en el diagrama unifilar a través de barras, características técnicas y disposición de cabinas de transformación.

En el capítulo 4 se realiza las modelaciones del sistema actual y del sistema proyectado al igual que los respectivos análisis para establecer el funcionamiento actual y determinar el desempeño futuro del sistema.

En el capítulo 5 se presenta la coordinación de los dispositivos de protección del alimentador 124.

Finalmente, en el capítulo 6 se presentan las conclusiones finales y se hacen algunos comentarios y recomendaciones derivadas del trabajo realizado.

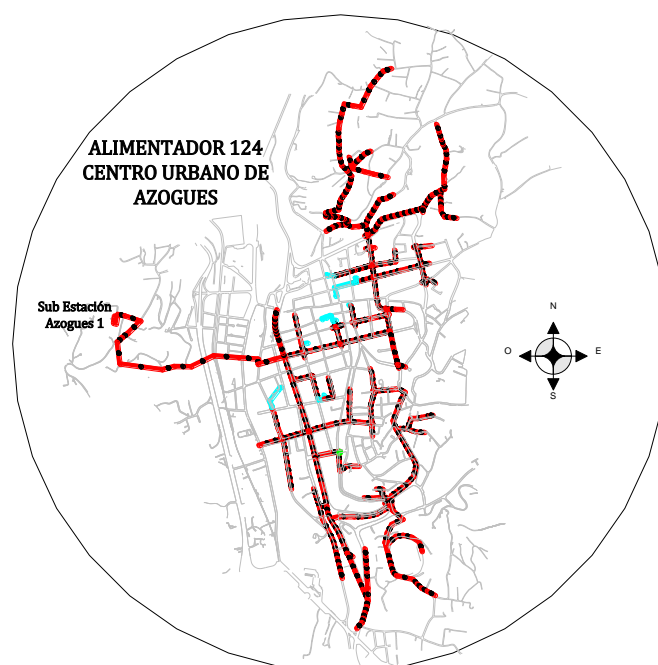
## CAPITULO 2

### DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EXISTENTE

#### 2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ALIMENTADOR 124

##### 2.1.1 Ubicación.

El alimentador 124 es uno de los cuatro alimentadores de la subestación Azogues 1 de la Empresa Eléctrica Azogues; y que sirve principalmente al centro urbano de la ciudad. Parte desde la Subestación Azogues 1 ubicada en el sector de Zhizhiquín y atraviesa la zona periférica oeste de la ciudad, llegando finalmente de manera radial hasta el centro urbano por la calle 3 de noviembre hasta la avenida 24 de mayo. El limite topológico de este alimentador esta dado al norte por la Av. Juan Bautista Cordero; al sur por la Av. Aurelio Jaramillo; al este por las calles Oriente, 4 de Noviembre, Atahualpa y José Joaquín Olmedo; y, al oeste por la Av. 24 de Mayo como se puede apreciar en la figura 2.1.



**Figura. 2.1.** Ubicación y área de servicio del Alimentador 124  
**Fuente:** Autores.

### 2.1.2 Características Técnicas.

El voltaje nominal del Alimentador 124 es de 22 GndY/12.7 kV con una configuración trifásica a cuatro conductores, tres fases más el neutro corrido y puesto a tierra desde la subestación. La potencia total instalada es de 5,292.5 kVA, correspondientes a 39 transformadores monofásicos y 57 transformadores trifásicos, abarcando una longitud de red de aproximadamente 15 km. y su topología de red es de tipo radial.

Los conductores son del tipo ACSR, con calibres 3/0 AWG y 1/0 AWG para las fases, 1/0 AWG y 2 AWG para el neutro. La postería es de hormigón armado de 11 m, 12 m y 13 m de longitud. Las estructuras de soporte son centradas y voladas, con crucetas de madera y perfiles galvanizados. Los conductores para la red secundaria varían para cada transformador dentro de este alimentador en función de las longitudes y densidades de demandas; sin embargo, se puede considerar de manera general conductores 2/0 para las fases y 1/0 para el neutro.

Las acometidas en la red secundaria para los contadores de energía se realizan mediante conductor de cobre concéntrico 2x8 AWG tipos TW, THHN ó XLPE.

En la tabla 2.1 se resumen las principales características del alimentador 124.

ALIMENTADOR	NIVEL DE VOLTAJE	UBICACIÓN	POTENCIA INSTALADA KVA	LONGITUD km	TOPOLOGIA	# TRANSFORMADORES	
						trifásicos	monofásicos
124	22GndY/12,7	Centro urbano	5292,5	15	Radial	57	39

**Tabla 2.1.** Características del alimentador 124

**Fuente:** EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES, Departamento Técnico.

### 2.1.3 Área de Servicio.

El área servida actualmente por el alimentador 124, abarca el centro urbano de la Ciudad de Azogues que comprende unos 0.514 km<sup>2</sup> (51,4 Ha) limitado: al norte por la Av. Juan Bautista Cordero; al sur por la Av. Aurelio Jaramillo; al este por las

calles Oriente, 4 de Noviembre, Atahualpa y José Joaquín Olmedo; y, al oeste por la Av. 24 de Mayo<sup>1</sup>.

#### 2.1.4 Información de la Subestación Azogues 1.

En el caso de estudio se realiza una breve descripción de la subestación Azogues 1 de donde se deriva el alimentador 124.

La subestación Azogues 1, se encuentra ubicada en el sector de Zhizhiquín, perteneciente al cantón Azogues, entró en funcionamiento en el año 2004. El transformador de dicha subestación es de 10-12.5 MVA ONAN-ONAF, como se muestra en la tabla 2.2.

La carga total instalada es de 25,649.5 MVA.

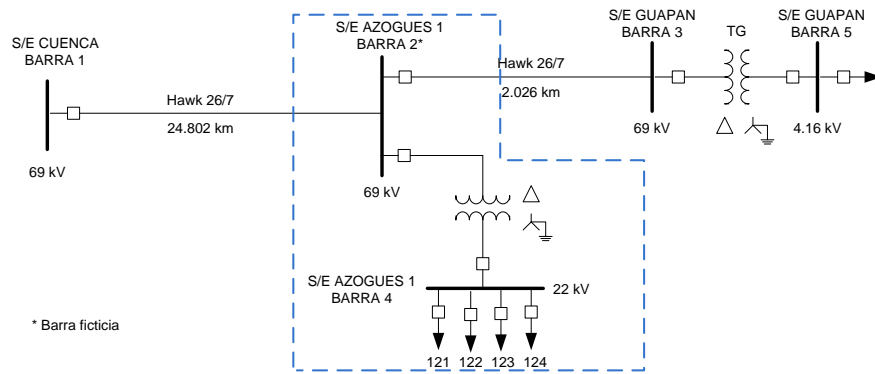
Su alimentación se realiza desde la subestación Cuenca, a un nivel de voltaje de 69 kV y dentro de ésta se reduce el nivel de voltaje al nivel de distribución de 22 kV. Esta subestación dispone de cinco salidas para alimentadores primarios codificados desde el 121 hasta el 125, de los cuales se encuentran operativos los cuatro primeros y el 125 constituye una reserva. Dichos alimentadores sirven tanto a las zonas periféricas y parroquias rurales de los cantones Azogues y Déleg, como al centro urbano de Azogues en el caso del alimentador 124. El diagrama unifilar de esta disposición se encuentra en la figura 2.2.

Nombre Subestacion	Ubicación			Voltaje (kV)		Aceite y Aire (MVA)	Aire Forzado (MVA)	Aceite y Aire Forzado (MVA)
	Provincia	Canton	Parroquia	Voltaje 1	Voltaje 2			
Azogues 1	Cañar	Azogues	Azogues	22	69	10	10	12,5
<b>Total General</b>						<b>10,00</b>	<b>10,00</b>	<b>12,50</b>

**Tabla 2.2.** Características de la Subestación Azogues 1.

**Fuente:** CONELEC, Resumen 2009.

<sup>1</sup> Ver figura 2.1. Se muestra la ubicación y el área de servicio que abarca el alimentador 124



**Figura 2.2.** Diagrama unifilar de la Subestación Azogues 1.  
**Fuente:** EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES, Departamento Técnico.

### 2.1.5 Información de transformadores de Distribución.

Los centros de transformación en el alimentador 124 están constituidos casi en su totalidad por estaciones trifásicas y monofásicas aéreas y algunos transformadores (particulares en su mayoría) tipo padmounted o convencionales en cámara, las cuales cubren toda el área de servicio urbano en el centro histórico de la ciudad.

La red secundaria casi en su totalidad es trifásica con un topología 3F4C, con un nivel de voltaje de 220 GndY/127 V, los conductores son del tipo ACSR, con calibres 2/0 (1/0) AWG para las fases y 1/0 (2) AWG para el neutro. En el caso de los transformadores monofásicos el nivel de voltaje secundario es 240-120 V.

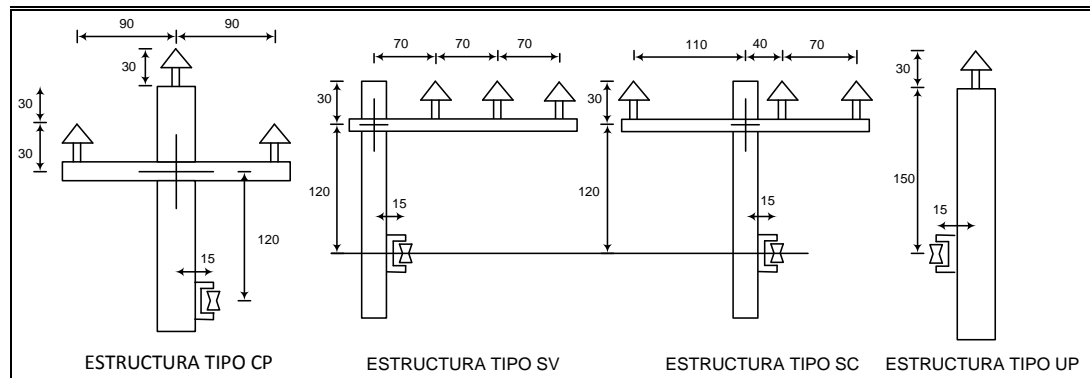
La carga total instalada en el alimentador 124 es de 5.292,5 kVA correspondiente a 96 transformadores, la cual representa el 21% del total de carga instalada en el sistema de distribución. El detalle de los transformadores del alimentador 124 se presenta en la tabla 2.3.

DETALLE DE TRANSFORMADORES EN EL ALIMENTADOR 124		
TRANSFORMADORES	CANTIDAD	CARGA INSTALADA (KVA)
MONOFASICOS	39	1147
TRIFASICOS	57	4145,5
<b>TOTAL</b>	<b>96</b>	<b>5292,5</b>

**Tabla 2.3.** Detalle de Transformadores en el Alimentador 124.  
**Fuente:** EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES, Departamento Técnico.

### 2.1.6 Información de las estructuras.

Existen varias estructuras presentes en el sistema de distribución en media tensión de la E.E.A.C.A., sin embargo se han considerando únicamente las estructuras principales que se muestran en la figura 2.3, las cuales permiten modelar las secciones a través de la distancia media geométrica, para la obtención de las impedancias de secuencia positiva y cero. Las estructuras están compuestas por perfiles galvanizados o crucetas de madera tratada, montadas en postes de hormigón armado de 11, 12 y 13m; y algunas en postería auto soportantes de 14m. Para el modelado, se han considerado las estructuras más representativas en todo el alimentador y siendo la predominante la estructura de tipo SC.



**Figura 2.3.** Estructuras más comunes utilizadas en el alimentador 124.  
**Fuente:** EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES, Departamento Técnico.

### 2.1.7 Datos de Luminarias.

El alumbrado público se realiza con luminarias de vapor de sodio de 150 W y 250 W con mando individual mediante fotocélula como se indica en la tabla 2.4, y 366 luminarias de 250 W del tipo doble potencia funcionan a máximo valor de 18h30 a 22h30 y de 22h30 a 06h00 baja el 30%.

TIPO LUMIN.	POTENCIA (w)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL
SODIO	150	3142	471,30
	250	1780	445,00
<b>TOTAL</b>		<b>4922</b>	<b>916,30</b>

**Tabla 2.4.** Detalle de luminarias en el Alimentador 124.  
**Fuente:** CONELEC, Resumen 2009.



## 2.2 ESTADO OPERATIVO ACTUAL.

La situación actual del alimentador 124 se caracteriza por:

- Una red eléctrica aérea con muchos años de explotación (35 años aproximadamente).
- Imagen urbana muy deteriorada debido al cruzamiento de las redes eléctricas aéreas primarias y secundarias, redes aéreas telefónicas y de TV cable.
- Cercanía extrema de las redes a las edificaciones.
- Alto riesgo de electrocución, debido a la cercanía del alimentador primario y redes secundarias con las edificaciones, que atenta contra la salud e integridad de las personas y crea un fuerte impacto ambiental.
- Incremento progresivo de la demanda, debido, principalmente al crecimiento comercial en el área.
- Imposibilidad de construcción de nuevas redes aéreas primarias y secundarias (nuevos circuitos) por razones de espacio y seguridad.



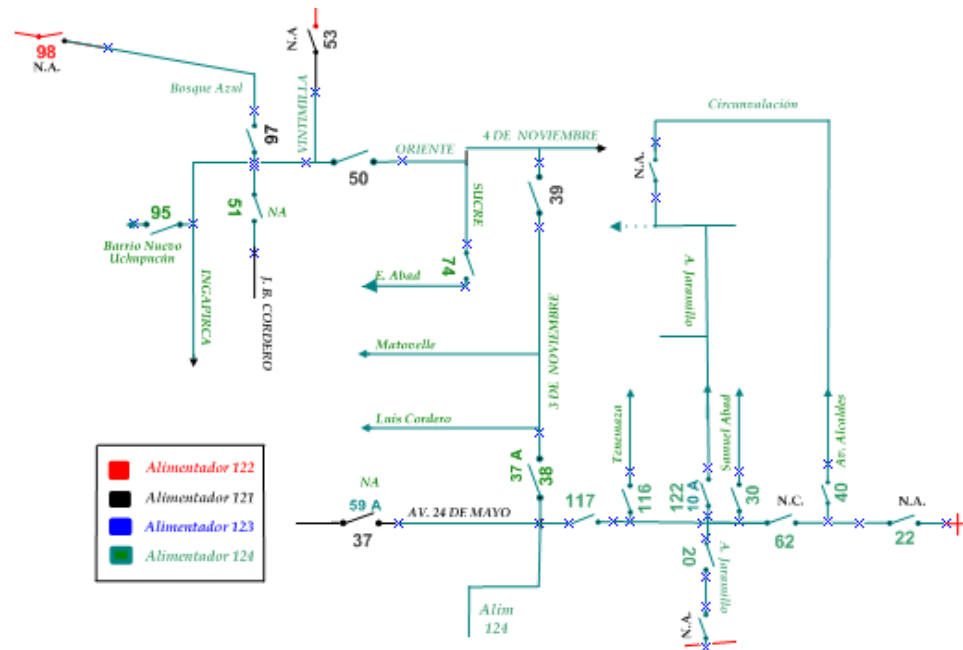
**Figura 2.4.** Impacto Paisajístico causado por el alimentador 124 en distribución aérea.

**Fuente:** Autores.

### 2.2.1 Descripción del Sistema Actual.

El alimentador 124 tiene puntos de enlace con otros alimentadores del sistema, pero opera en forma radial, permitiendo la transferencia de carga en el momento de contingencias o tareas de mantenimiento a través de seccionadores de maniobra N.A.

(normalmente abiertos). En la figura 2.4 se muestra una apreciación del alimentador 124 con sus respectivos seccionadores de maniobra y algunos de protección en los ramales principales. En el ANEXO 1, se muestra la representación por medio de nodos de todo el alimentador 124 existente completo con sus respectivas distancias y cargas, las cuales fueron necesarias implementar para la posterior simulación en los diferentes programas computacionales. La vista general del área de servicio que cubre dicho alimentador se aprecia en la figura 2.1



**Figura 2.5.** Alimentador 124 con sus seccionadores de protección y maniobra.  
**Fuente:** EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES, Departamento Técnico.

Como se indicó en el Capítulo anterior, el alimentador 124 es de tipo aéreo tanto para media y baja tensión, En la figura 2.6 se pueden apreciar las imágenes del sistema actual.

### 2.2.1.1 Población servida a través del Alimentador 124.

El Alimentador 124 en la actualidad sirve en su mayor parte al centro urbano de la ciudad con una población de 25000,00 concentrado en edificaciones, locales comerciales, administrativos y residenciales.

### 2.2.1.2 Demanda media, Factor de Demanda y Factor de Utilización.

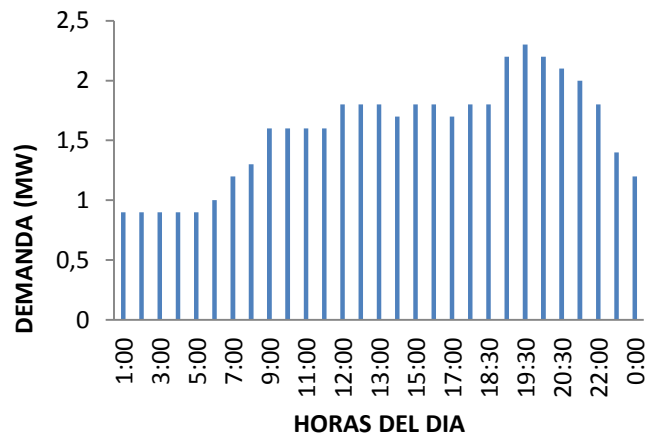
Las mediciones que realizadas en la Subestación Azogues 1, para el presente estudio corresponden al día jueves 17 de diciembre del año 2009, las cuales permiten obtener los valores de demandas del alimentador 124, así como factores característicos de la carga. En la tabla 2.4 se resumen los valores recabados de la medición.

<b>DEMANDA MEDIA ALIM.- 124 AZOGUES</b>						
	<b>CORRIENTES</b>			<b>POTENCIAS</b>		<b>F.P.</b>
<b>HORA</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	
1:00	18	18	25	0,9	0,4	0,91
2:00	20	18	25	0,9	0,4	0,91
3:00	18	18	25	0,9	0,4	0,91
4:00	18	18	25	0,9	0,4	0,91
5:00	18	18	25	0,9	0,3	0,95
6:00	20	20	25	1	0,3	0,96
7:00	25	25	40	1,2	0,3	0,97
8:00	40	40	50	1,3	0,4	0,96
9:00	50	50	56	1,6	0,5	0,95
10:00	50	50	56	1,6	0,5	0,95
11:00	50	50	56	1,6	0,5	0,95
11:30	50	50	56	1,6	0,5	0,95
12:00	56	56	62	1,8	0,5	0,96
12:30	56	56	62	1,8	0,5	0,96
13:00	56	56	62	1,8	0,5	0,96
14:00	53	53	57	1,7	0,5	0,96
15:00	53	54	60	1,8	0,5	0,96
16:00	56	56	62	1,8	0,5	0,96
17:00	56	53	57	1,7	0,5	0,96
18:00	56	53	60	1,8	0,5	0,96
18:30	55	52	60	1,8	0,5	0,96
19:00	62	62	70	2,2	0,5	0,98
19:30	64	64	72	2,3	0,5	0,98
20:00	62	62	70	2,2	0,5	0,98
20:30	60	60	68	2,1	0,5	0,97
21:00	59	59	66	2	0,5	0,97
22:00	50	50	60	1,8	0,5	0,96
23:00	40	40	50	1,4	0,5	0,94
0:00	28	28	30	1,2	0,5	0,92
<b>PROMEDIO</b>				<b>1,572</b>	<b>0,4621</b>	<b>0,95</b>
FECHA: JUEVES 17 DIC. 2009						

**Tabla 2.5.** Demanda media en el Alimentador 124

**Fuente:** EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES, Departamento de Subtransmisión y Subestaciones.

El cuadro de la figura 2.5 representa la demanda diaria de la tabla 2.4, para la fecha indicada con lo cual se puede determinar el factor de carga, que para este caso es de 0,65.



**Figura 2.6.** Estadística de carga diaria tomada al 17 de dic. Del 2009.  
**Fuente:** Autores.

Mediante la obtención de los datos anteriores se puede determinar un factor de utilización de los transformadores de acuerdo a la demanda máxima obtenida de la figura 2.5, correspondiente a 2,421 kVA, obtenida en hora pico. La relación entre la demanda máxima y la potencia instalada de 5,292 kVA en el alimentador 124, determina un Factor de Utilización de Transformadores de 0,457.

Con este dato obtenido, es posible realizar una distribución de carga (Load Allocate) aproximada para cada transformador.

### **2.3 SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL.**

El sistema de protección actual está constituido en su totalidad por fusibles tipo seccionador (cut-out) para la acción tanto de maniobra como de protección. Estos dispositivos se encuentran ubicados específicamente en lugares donde existe derivación de sub-ramales monofásicos o trifásicos e interconexiones con otros alimentadores, en este caso normalmente abiertos; todos estos corresponden a la protección y maniobra del sistema en sí, mientras que para las cargas se han ubicado seccionadores fusible para la protección de cada estación de transformación. En la

Figura 2.4 se mostró el Alimentador 124 con sus principales seccionadores de protección y maniobra. A continuación se muestra un listado de los principales seccionadores con sus respectivas ubicaciones y especificaciones.

<b>CUADRO DE PROTECCIONES Y SECCIONADORES DE MANIOBRA DEL ALIMENTADOR 124</b>					
Ubicación	Tendencia			Corriente Nom. (A)	Topología
	Actuacion	Maniobra	Proteccion		
Baratón	NC	x			trifasico
3 de Nov.	NC		x	50	trifasico
24 de Mayo	NA	x		59	trifasico
Coliseo	NC		x	80	trifasico
Tenemaza	NC		x	12	trifasico
A. Jaramillo	NC		x	40	trifasico
24 de Mayo	NC		x	60	trifasico
A. Jaramillo	NC		x	10	trifasico
S. Abad	NC		x	30	trifasico
Cdla. Chofer	NA	x		100	trifasico
Av. Alcaldes	NC		x	40	trifasico
Emilio Abad	NC		x	10	trifasico
Atahualpa	NA	x			trifasico
J.J. Olmedo	NC		x	5	monofasico
G. Enriquez	NC		x	40	trifasico
Tecnico	NC		x	8	trifasico
Rivera	NC		x	5	monofasico
4 de Nov.	NC		x	40	trifasico
Oriente	NC		x	40	trifasico
Vintimilla	NA	x			trifasico
J.B. Cordero	NA	x		80	trifasico
J.B. Cordero	NC		x	10	trifasico
Bosque Azul	NA	x			trifasico
Uchupucun	NC		x	15	trifasico
Ingapirca	NC		x	10	trifasico

**Tabla 2.6.** Cuadro de protecciones y seccionadores de maniobra del Alimentador 124.  
**Fuente:** Autores.

## 2.4 ÍNDICES DE CALIDAD

La Regulación N° CONELEC 004/01, establece en su párrafo tercero:

Que, para garantizar a los Consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario dictar las Regulaciones relacionadas con los estándares

mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico<sup>2</sup>.

En base a este, entre otros párrafos se resuelve expedir una Regulación sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

Dentro de esta regulación, en las disposiciones generales, numeral 1.5 referido a los aspectos de calidad; se determina que estos serán medidos considerando los siguientes aspectos:

**Calidad del Producto:**

- a) Nivel de voltaje
- b) Perturbaciones de voltaje
- c) Factor de Potencia

**Calidad del Servicio Técnico:**

- a) Frecuencia de Interrupciones
- b) Duración de Interrupciones

**Calidad del Servicio Comercial:**

- a) Atención de Solicitudes
- b) Atención de Reclamos
- c) Errores en Medición y Facturación

La Empresa Eléctrica Azogues C.A. maneja de la mejor manera posible estos índices de calidad brindando garantía y seguridad a todos sus consumidores al mantenerse dentro de las normativas que esta regulación establece.

---

<sup>2</sup> REGULACION No. CONELEC – 004/01, párrafo tercero.

Para corroborar lo expuesto anteriormente, se incluye a continuación un detalle de los índices de calidad en el servicio técnico ya que para nuestro análisis es necesario establecer los parámetros dentro de este criterio.

#### **2.4.1 Índices de calidad del servicio técnico en base a la regulación CONELEC 004/01**

Los aspectos generales de la calidad del servicio técnico prestado estarán evaluados sobre la base de la frecuencia y la duración total de Interrupción.

La Identificación de las Interrupciones exige que la información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica se identifique de la siguiente manera:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas.
- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (MV/BV), circuito de medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).
- Identificación de la causa de cada interrupción.
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de Consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de Consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Energía no suministrada.
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

Esta información debe tener interrelación con las bases de datos, de tal manera que se permitirá identificar claramente a todos los Consumidores afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> CONELEC, REGULACION No. 004/01, Calidad de Servicio Técnico, Identificación de las Interrupciones

Se establece un Registro y Clasificación de las Interrupciones de acuerdo a los parámetros que se indican a continuación, los que deberán tener un código para efectos de agrupamiento y de cálculos<sup>4</sup>:

- a) Por su duración
  - Breves, las de duración igual o menor a tres minutos.
  - Largas, las de duración mayor a tres minutos.
- b) Por su origen
  - Externas al sistema de distribución.
    - Otro Distribuidor
    - Transmisor
    - Generador
    - Restricción de carga
    - Baja frecuencia
    - Otras
  - Internas al sistema de distribución.
    - Programadas
    - No Programadas
- c) Por su causa
  - Programadas.
    - Mantenimiento
    - Ampliaciones
    - Maniobras
    - Otras
  - No programadas (intempestivas, aleatorias o forzadas).
    - Climáticas
    - Ambientales
    - Terceros
    - Red de alto voltaje (AV)
    - Red de medio voltaje (MV)
    - Red de bajo voltaje (BV)
    - Otras

---

<sup>4</sup> Idem, Registro y Clasificación de las Interrupciones.



d) Por el voltaje nominal

- Bajo voltaje
- Medio voltaje
- Alto voltaje

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución ( $R_d$ ) y para cada alimentador primario de medio voltaje ( $A_j$ ), de acuerdo a las siguientes expresiones:

**Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK):** En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i}{kVA_{inst}}$$

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{iAj}}{kVA_{instAj}}$$

**Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK):** En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{inst}}$$

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i^{Aj} kVAfs_{iAj} * Tfs_{iAj}}{kVA_{instAj}}$$

Donde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

$\sum_i$  : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

$\sum_i^{A_j}$  : Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "A<sub>j</sub>" en el período en análisis.

kVAfs<sub>i</sub>: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

KVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs<sub>i</sub> : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

R<sub>d</sub> : Red de distribución global

A<sub>j</sub> : Alimentador primario de medio voltaje "j"

En la Tabla 2.7, se establecen los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico:

Indices	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

**Tabla 2.7.** Límites admisibles para las frecuencias y tiempos de interrupción.  
**Fuente:** CONELEC, Regulación N° 004/01.

#### 2.4.2 Índices de Interrupción a nivel del Alimentador 124.

Los índices de interrupción en el alimentador 124 del centro urbano de la ciudad de Azogues, se presentan en la tabla 2.8. Los datos emitidos están determinados en un

periodo anual, en este caso desde el día jueves 01 de enero del 2009 hasta el miércoles 30 de diciembre del 2009, manteniendo los parámetros de límites admisibles en un alimentador urbano.

<b>INDICES DE INTERRUPCION A NIVEL DEL ALIMENTADOR 124</b>				
<b>TIPO</b>	<b>Frecuencia Media de Interrupcion [FMIK]</b>		<b>Tiempo Total de Interrupcion [TTIK]</b>	
	<b>Programada</b>	<b>Forzada</b>	<b>Programada</b>	<b>Forzada</b>
Interno	1,205	2,841	1,9536	1,8149
Externo	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Total</b>	<b>4,046</b>		<b>3,7685</b>	

**Tabla 2.8.** Índices de interrupción a nivel del Alimentador 124.  
**Fuente:** EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES, Departamento Técnico.

## **CAPITULO 3**

### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PROYECTADO**

#### **3.1.DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PROYECTADO**

##### **3.1.1. Objetivos del sistema proyectado.**

La ejecución de la red de distribución subterránea en el centro urbano de la Ciudad de Azogues, proporcionará beneficios de orden económico, técnico y social, pues se trata de un proyecto integrador que permitirá la realización de las siguientes aspiraciones colectivas:

- Vivir en una ambiente de seguridad, utilizando adecuadamente sus bienes, sin peligro inminente de muerte o invalidez por el peligro de electrocución.
- Mejorar la calidad de vida, resultado de la seguridad, mejoramiento de los factores ambientales y fortalecimiento de la autoestima por sentirse reconocido por las Autoridades Nacionales así como por el afianzamiento del sentido de identidad.
- Contar con un servicio eléctrico con mayor calidad y continuidad.
- Disponer de un sistema eléctrico con un nivel de pérdidas técnicas óptimo y minimizar las pérdidas comerciales por la sustitución de equipos de medición electromecánicos por electrónicos digitales de mayor confiabilidad y mejores prestaciones para el desarrollo de sistemas de tele medición.
- Oportunidades de trabajo por la incorporación de actividades turísticas que dinamizarán la economía local, toda vez que la incorporación de infraestructura básica con mayor componente tecnológico convierte a las ciudades en lugares más atractivos para el turismo nacional y extranjero.

##### **3.1.2. Características del sistema de distribución subterráneo Etapa 1.**

El sistema primario propuesto está conformado por circuitos trifásicos en ducto subterráneo, pozos de revisión y cámaras de transformación y seccionamiento

subterráneas. Los cables se instalan dentro de ductos de PVC dispuestos en canalizaciones para contener el número necesario de cables. Los pozos están situados a intervalos regulares y en las esquinas de las calles, los mismos facilitan el acceso a los cables para su tendido y los empalmes y derivaciones requeridas.

Los transformadores de distribución que alimentan la red secundaria subterránea, están situados en cámaras. Cada cámara contiene un transformador trifásico tipo Pad Mounted que se alimenta desde Celdas Modulares aisladas en gas SF<sub>6</sub>, de última tecnología para la protección y maniobra de los circuitos del alimentador y hacia ramales. También alojará los tableros de distribución con el equipo de protección y maniobra de los circuitos secundarios. Estas cámaras deben proveer un alojamiento impermeable para los equipos, además, es necesario dotarlas de ventilación y drenaje adecuados.

Las redes de distribución secundarias subterráneas se extienden desde los tableros de distribución, pasando por los pozos de revisión, de donde se derivan hacia las cajas de distribución para las acometidas de los usuarios.

Todos los accesorios para conexión y derivación tanto de los circuitos primarios como de los secundarios cumplen los requerimientos de las normas y estándares al respecto. Si bien estas características tecnológicas incrementan el costo de la obra, no obstante, por su confiabilidad y durabilidad, hace que el concepto de la obra sea óptimo y los resultados más convenientes para la futura operación y mantenimiento.

### **3.1.3. Propuesta de construcción de red subterránea, Etapa 1**

En síntesis de lo dicho, se propone la construcción de la red eléctrica subterránea, en base a los estudios y diseños realizados, como una forma de reducir las pérdidas técnicas y comerciales de energía; disminuir las interrupciones del servicio; eliminar los peligros asociados a las redes aéreas, mejorar su imagen urbana, incrementar la capacidad de la red eléctrica en esta zona, y satisfacer la demanda de energía.

El esquema planteado es trifásico radial, con la opción de transferencias de carga entre alimentadores.

Para esta primera etapa se prevé instalar 8 cámaras de transformación distribuidas en el área de influencia de esta etapa. Las cámaras incluyen los elementos de protección y maniobra necesarios.

Se usan conductores de cobre de tipo XLPE para los alimentadores primarios y conductores de cobre tipo THHN para los circuitos de baja tensión, alumbrado y semaforización. Para las conexiones y derivaciones en baja tensión se utilizan conectores sumergibles. Los cables de media tensión sólo se conectan o derivan en las celdas ubicadas en las cabinas.

Las acometidas se derivarán desde cajas de distribución trifásicas adosadas y serán de conductor de cobre tipo THHN.

Para alumbrado público se usarán luminarias de 250 W de doble potencia, empotradas en las edificaciones, o montadas sobre postes ornamentales, cuando el caso amerite. La disposición se la realizará de tal manera de cumplir con los niveles de iluminación requeridos.

#### **3.1.4 Área de Servicio**

El Área de trabajo se encuentra circunscrita dentro del casco comercial de la ciudad de Azogues, se delimita por la calle Juan Bautista Cordero y la intersección de las avenidas 24 de Mayo y Aurelio Jaramillo; en la figura 3.1 se puede apreciar claramente la extensión del servicio, las manzanas que la integran y las avenidas que la delimitan.



**Figura 3.1.** Área de servicio para el centro urbano de Azogues.

**Fuente:** EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES, Proyecto de construcción de redes de distribución eléctrica subterráneas en el centro urbano de la ciudad de Azogues, 2008.

En el Área de servicio se puede encontrar todo tipo de clientes, predominando los de carácter comercial; existen entidades públicas, como el municipio y el registro civil, clientes privados, como bancos y hoteles, los cuales tienen su propia cámara de transformación.

### 3.2 CIRCUITOS SUBTERRÁNEOS EN MEDIA TENSIÓN.

En los sistemas subterráneos la distribución de la energía eléctrica es tan compleja que presentan problemas de instalación, conexión y de protección de los conductores y de equipo, con respecto al sistema aéreo de distribución. El sistema escogido corresponde al sistema en anillo, pero de operación radial; es decir, se prevén alimentaciones alternativas.

#### 3.2.1 Circuito Trifásico en Red Radial

El circuito trifásico mostrado en el ANEXO 3. Representa el diagrama unifilar de la distribución radial subterránea de la Etapa I, las partes sombreadas representan las cabinas de transformación con sus respectivos componentes.

### 3.2.2 Cabinas de Transformación.

La Empresa Eléctrica Azogues C.A, tiene previsto utilizar transformadores de distribución Pad Mounted tipo Radial 22GrdY/12.7 kV, los cuales toman su alimentación desde Celdas Modulares aisladas en gas SF<sub>6</sub> y su distribución se la hace por medio de tableros con sus respectivas protecciones.

Por estandarización, en base a la demanda actual y al crecimiento proyectado, se ha establecido que todos los transformadores sean de una potencia de 300 kVA.

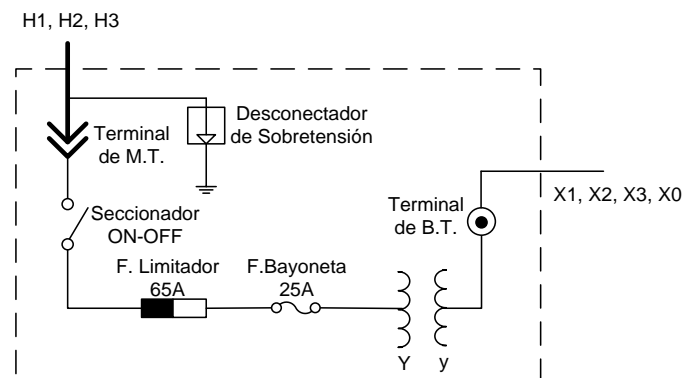
Las principales características de los transformadores a utilizarse se aprecian en la Tabla 3.1.

CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR TIPO PAD MOUNTED			
POTENCIA (KVA)	300	X''	3,91%
FRECUENCIA (Hz)	60	Ik (kA)	20,1
TENSION PRIMARIA (kV)	22GrdY/12,7	tk (s)	0,25
TENSION SECUNDARIA (V)	220/127	GRUPO CONX.	Yyn0
CORRIENTE PRIM. (A)	7,9	FUS. LIMIT.	65
CORRIENTE SEC. (A)	787	FUS.BAYON.	25

**Tabla 3.1.** Características de Transformadores Pad Mounted utilizados en el sistema Subterráneo de la ciudad de Azogues.

**Fuente:** EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES, Departamento Técnico.

A continuación se presenta el diagrama unifilar del circuito interno del transformador encapsulado:



**Figura 3.2.** Diagrama Unifilar del transformador Pad Mounted.

**Fuente:** Autores.



Las cabinas proyectadas para la primera etapa de la red subterránea, se muestran en resumen en la tabla 3.2

Resumen de las cabinas de transformación instaladas en le Red Subterranea de la ciudad de Azogues Etapa I					
# de cabina	Tranasformador			Ubicación	e= existente p= proyectado
	Nº	Tipo	Potencia (KVA)		
C1	PM-11	Pad Mounted	300	3 de Nov. y Luis Coredero	p
C1	T-939	Convencional	50	Rayos X	e
C2	PM-8	Pad Mounted	300	Luis Cordero y Tenemaza	p
C2	T-32	Convencional	100	I. T. Luis R. Gonzalez	e
C3	PM-9	Pad Mounted	300	Banco del Pacifico	p
C3	PM-12	Pad Mounted	300	3 de Nov. y Rivera	p
C4	PM-CCBS	Pad Mounted	150	C. C. Bartolome Serrano	e
C4	PM-Plaza	Pad Mounted	100	Plaza de la Juventud	e
C5	T-e	Convencional	75	Municipio	e
C5	PM-15	Pad Mounted	300	Solano y Matovelle	p
C5	T-975	Convencional	30	Registro Civil	e
C5	T-940	Convencional	37,5	Banco de Guayaquil	e
C6	PM-16	Pad Mounted	300	Solano y Luis Cordero	p
C7	PM-17	Pad Mounted	300	Vintimilla y Luis Cordero	p
C7	T-898	Convencional	75	S.R.I	e
C7	T-e	Convencional	75	Clinica Santa Marianita	e
C8	PM-18	Pad Mounted	300	Vintimilla y Matovelle	e

**Tabla 3.2** Resumen de cabinas de transformación proyectadas en la Etapa I de la Red Subterránea.  
**Fuente:** Autores.

### 3.2.3 Celdas Modulares.

La derivación desde la red subterránea de 22 kV, hacia el terminal primario del transformador se realiza por medio de Celdas Modulares aisladas en SF<sub>6</sub> ABB SafePlus 24 kV. (Figura 3.3.).

Las Celdas Modulares SafePlus poseen un sistema completamente sellado de interrupción en media tensión, ya que consta de un tanque de acero inoxidable en el cual se alojan todas las partes activas y los elementos interruptores. El tanque de acero a condiciones de presión constante, garantiza la seguridad y confiabilidad del sistema, además de no requerir mantenimiento. Como opción, se dispone de un kit de conexión exterior de barras que mediante la unión de celdas facilita la modularidad completa. Este kit de conexión exterior de barras es enchufable, apantallado y

completamente aislado para asegurar la fiabilidad y la máxima independencia climática.

Las Celdas Modulares SafePlus ofrecen la posibilidad de elegir entre la combinación de interruptor con fusibles, o bien, la combinación interruptor automático con relé, para la protección de transformador de potencia. Además, permite la adaptación de una amplia selección de relés de protección para la mayoría de aplicaciones<sup>5</sup>.

Las Celdas Modulares están equipadas con los siguientes elementos:

- Seccionadores de tierra.
- Mecanismos de accionamiento con interbloques mecánicos integrados.
- Palanca de accionamiento.
- Elementos para bloqueos por candado sobre todos los elementos interruptivos.
- Pasatapas frontales para la conexión de los cables, con tapas o cubiertas de cables.
- Manómetro para el control de la presión del gas SF<sub>6</sub>.
- Ganchos de elevación para su fácil manejo.
- Todas las unidades están diseñadas para una posterior adición de una unidad monitorizada y control remoto integral.

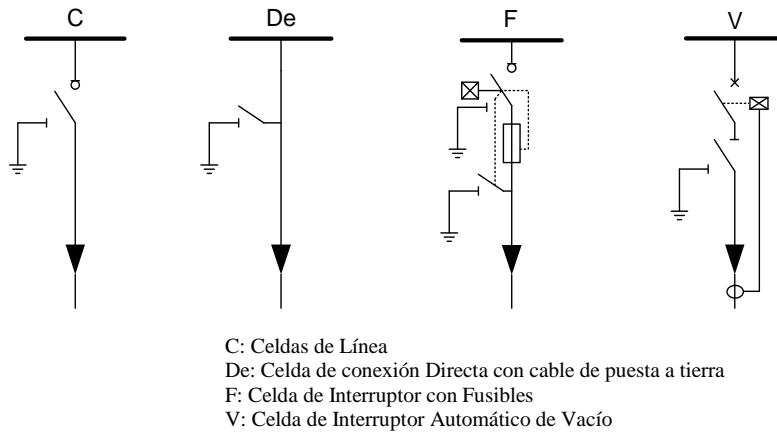
---

<sup>5</sup> ABB Power Distribution, *Celdas Modulares aisladas en gas SF<sub>6</sub> SafePlus 12/24kV*, Catalogo.



**Figura 3.3** Celda Modular Aislada en SF<sub>6</sub> SafePlus 24kV.  
**Fuente:** Autores

Los modulos suministrables en la serie SafePlus se muestran en la figura 3.4.



**Figura 3.4** Módulo Suministrables SafePlus 24kV.  
**Fuente:** ABB Power Distribution, Celdas Modulares aisladas en gas SF<sub>6</sub> SafePlus  
 12/24kV, Catalogo.

Las celdas a utilizarse en la red subterránea Etapa I de la ciudad de Azogues son de tipo C para la derivación entre barras y de tipo V para la derivación de estaciones de transformación.

### **3.2.4 Protecciones del Transformador en el lado de Media Tensión.**

El tipo de transformador utilizado, consta con un propio equipo de protección que consiste en un fusible limitador de 65 A y un fusible tipo bayoneta de 25 A, conectados en serie con el seccionador ON-OFF encapsulado en su interior. Además consta de un desconectador de sobretensión en el lado de 22 kV. Sin embargo, al estar derivado el conector de media tensión, de un sistema con celdas modulares aisladas en SF<sub>6</sub> (figura 3.3), las protecciones existentes en cada celda permiten ser coordinadas con las propias de los transformadores encapsulados. En este caso, las celdas modulares que derivan hacia transformadores constan de un dispositivo seccionador de línea y un dispositivo de protección auto alimentado PR512/P, que es un relé con funciones avanzadas de protección.

#### **3.2.4.1. Unidad de Protección con Microprocesador PR512/P.**

La unidad de protección PR512/P cubre las siguientes funciones:

- (51) Protección contra sobrecarga
- (50) Protección contra cortocircuito retardado o instantáneo.
- (51N) Protección homopolar de primer umbral\*.
- (50N) Protección homopolar de segundo umbral\*.

\*Las protecciones homopolares 50N y 51N no se van a considerar para la coordinación para esta primera etapa de red subterránea.

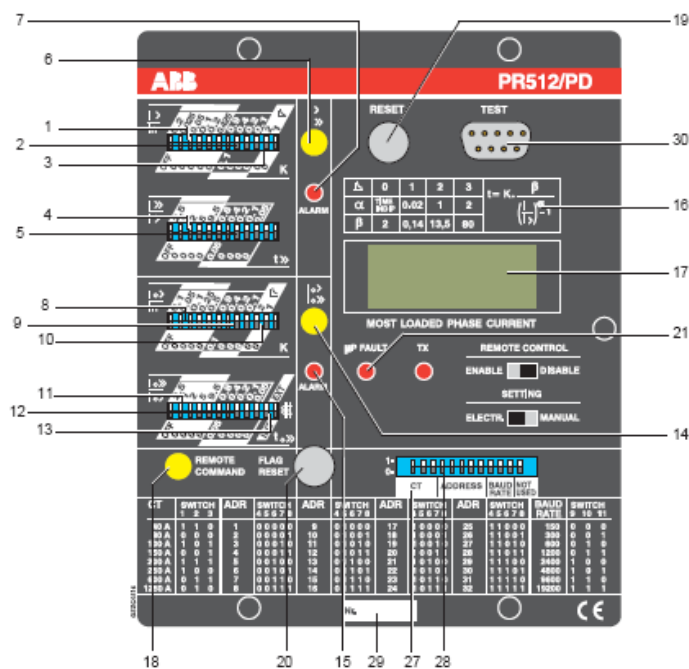
Las protecciones pueden ser bifásicas o trifásicas, depende si se conectan con dos o tres Transformadores de Corriente (TC). Se visualiza además la corriente (en valor absoluto) que circula en la fase con más carga.

El PR512/P, si bien cuenta con la posibilidad de recibir una alimentación auxiliar, es de tipo autoalimentado y garantiza el correcto funcionamiento de las funciones de protección en presencia de una corriente mayor o igual al 20% del valor del TC, en al menos una fase.

Cuando el PR512 está autoalimentado, el encendido del visualizador está garantizado por una corriente primaria de  $0,18 \times I_n$  o bien, en caso de alimentación auxiliar, el visualizador se enciende también con interruptor abierto, mientras que la lectura mínima garantizada de corriente, es al 5% de  $I_n$ . Bajo dicho valor, en presencia de alimentación auxiliar, se visualiza “-LL-” (Low Load). La precisión de lectura es equivalente al 5% + LSD (Last Significant Digit) para valores de corriente de 0,5 a  $1,5 \times I_n$ .

La unidad PR512/P realiza la apertura del interruptor en el cual está integrado, mediante un relé único de apertura de desmagnetización que opera directamente sobre el mando del aparato<sup>6</sup>.

En la figura 3.5 se muestra el esquema de la disposición de los diferentes dip-switch para la programación de la unidad.



**Figura 3.5** Unidad PR512/P.

**Fuente:** ABB Power Products Division, Manual Operativo para unidades de protección de Microprocesador, catalogo.

La descripción de las etiquetas se determina a continuación:

<sup>6</sup> ABB, PR512, *Manual Operativo para unidades de protección con microprocesador*, Pág. 4.

- 1: Dip-switch para la predisposición del umbral de intervención de la protección I>
- 2: Dip-switch para la predisposición de la temporización K de la protección I>
- 3: Dip-switch para la predisposición del tipo de curva (DT, NI, VI, EI) de la protección I>
- 4: Dip-switch para la predisposición del umbral de intervención de la protección I>
- 5: Dip-switch para la predisposición del tiempo de intervención t>> de la protección I>>
- 6: Marca magnética biestable de señalización intervención protección I> o I>>
- 7: Led de señalización temporización en curso protecciones I> o I>>
- 8: Dip-switch para la predisposición del umbral de intervención de la protección Io>
- 9: Dip-switch para la predisposición de la temporización K de la protección Io>
- 10: Dip-switch para la predisposición del tipo de curva (DT, NI, VI, EI) de la protección Io>
- 11: Dip-switch para la predisposición del umbral de intervención de la protección Io>>
- 12: Dip-switch para la predisposición del tiempo de intervención to>> de la protección Io>>
- 13: Dip-switch para la predisposición del tipo de toroide homopolar (interno/externo)
- 14: Marca magnética biestable de señalización intervención protección Io> o Io>>
- 15: Led de señalización temporización en curso protecciones Io> o Io>>
- 16: Relación tiempo-corriente según IEC 255-4
- 17: Visualizador corriente de la fase con más carga
- 18: Marca magnética biestable señalización apertura a distancia del interruptor
- 19: Botón de RESET del microprocesador y de los relés biestables de señalización SRE y uP FAULT
- 20: Botón de reset de las marcas magnéticas biestables (ref. 6, 14, 18)
- 21: Led de señalización microprocesador averiado (uP FAULT)
- 27: Dip-switch predisposición calibración transformadores amperométricos
- 28: Tapón de cobertura dip-switch y placa "In" calibración TC
- 29: N° de matrícula unidad
- 30: Conector para TEST.

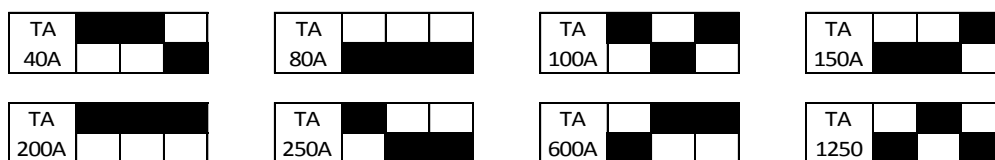
Los transformadores de corriente de fase conectados a la unidad cumplen dos funciones:

- Suministrar la energía necesaria para el correcto funcionamiento;
- Suministrar la señal necesaria para la detección de la corriente.

El PR512/P puede ser empleado con ocho diversos TC, caracterizados por los siguientes valores:

- Corriente nominal secundaria 1 A
- Potencia 2,5 VA
- Precisión 5 P 10
- Factor de seguridad 15
- Prestación térmica  $I_{th} = 25 \text{ kA} \times 1 \text{ s}$  a 50 Hz
- Frecuencia de trabajo 50-60 Hz
- Para la correcta lectura del amperímetro es necesario coordinar el TC con las siguientes corrientes nominales primarias: 40 A, 80 A, 100 A, 150 A, 200 A, 250 A, 600 A, 1250 A.

En la figura 3.6 se puede ver las combinaciones de los dip-switch para las diferentes corrientes nominales de entrada.



**Figura 3.6** Combinación de los Dip-switch para diferentes corrientes nominales.

**Fuente:** ABB Power Products Division, .Manual Operativo para unidades de protección de microprocesador, catalogo.

La protección contra sobrecarga (51) proporcionada por esta unidad, elabora el verdadero valor eficaz (RMS) para valores de corriente entre 0.2 y 2 x  $I_n$ ; y para valores superiores, la protección trabaja sobre el valor pico. El valor de umbral de esta protección se indica con  $I>$  y su tiempo de intervención con  $t>$ .

La protección contra cortocircuito (50) trabaja sobre el valor pico y hace posible la reagrupación de las curvas de tiempo independiente regulable. Está indicada con el símbolo  $I>>$  y su respectivo tiempo de intervención  $t>>$ .

La unidad ofrece 4 diversas familias de curvas de protección:

- Tiempo independiente regulable (DT = Definite Time/tiempo independiente), el tiempo de intervención está definido por  $t = K \times \beta$  donde  $\beta=2$ .
- Tiempo inverso (NI = Normally Inverse/tiempo inverso)  $\alpha = 0.02$ ,  $\beta = 0.14$ .
- Tiempo muy inverso (VI = Very Inverse/tiempo muy inverso)  $\alpha = 1$ ,  $\beta = 13,5$ .
- Tiempo extremadamente inverso (EI = Extremaly Inverse/ tiempo extremadamente inverso)  $\alpha = 2$ ,  $\beta = 80$ .

	0	1	2	3	$t = K \cdot \frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_{>}}\right)^{\alpha} - 1}$
Curva	DT	NI	VI	EI	
$\alpha$	-	0,02	1	2	
$\beta$	2	0,14	13,5	80	

**Tabla 3.3.** Tipos de curvas para calibración del equipo PR512/P.

**Fuente:** Manual Operativo para unidades de protección de microprocesador/ABB Power Products División.

### Ejemplo de Programación.

Se desea lograr una protección contra sobrecarga (51) y una protección contra cortocircuito (50) con las siguientes características:

Corriente primaria del TC=80A

$I_{>} = 40A$

Tipo de curva EI

$t_{>} > 10s$  para 80A

$I_{>>} = 420A$

$t_{>>} \geq 0,2 s$

### Procedimiento.

#### Para la protección contra sobrecarga (51)<sup>7</sup>.

- Se selecciona con los respectivos dip-switch el tipo de TC.

<sup>7</sup> Manual Operativo para unidades de protección de microprocesador/ABB Power Products Division. Pag. 9



- b) Se selecciona el valor de  $I_{>} = 40$  A poniendo los respectivos dip-switch en modo tal de obtener una suma de 0,5.
- c) Se seleccionan los dip-switch del tiempo de curva en modo tal de obtener una suma equivalente a 3, correspondiente a la curva tiempo extremadamente inverso ( $\alpha=2$ ;  $\beta=80$ ).
- d) Se aplica la relación del tiempo de actuación de acuerdo a las normas IEC 255-4:

$$t_{>} = K \frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_{>}}\right)^{\alpha} - 1}$$

Donde:

$I$  = corriente de sobrecarga

$I_{>}$  = corriente de umbral regulada

$t$  = tiempo de intervención

$\alpha - \beta$  = constantes que definen el tipo de característica

$K$  = factor de multiplicación del tiempo de intervención

De la relación se obtiene  $K=0,375$ , y se selecciona en los dip-switch el valor más cercano al valor de  $K$ , en este caso 0,4. La configuración de la primera barra de dip-switch se muestra a continuación:

I>/In						K				Curva	
0,2	0,025	0,05	0,1	0,2	0,425	0,9	0,4	0,2	0,1	2	1
OFF	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0

**Figura 3.7** Configuración de la primera barra de los dip-switch para el ejemplo de programación contra sobrecarga.

**Fuente:** Manual Operativo para unidades de protección de microprocesador/ABB Power Products Division.

### Para la protección contra corto circuito (50)<sup>8</sup>.

- a) Si solo se programa la protección contra cortocircuito, se aplica los dos primeros pasos del procedimiento anterior.
- b) Se calcula la relación  $I_{>>} / I_{>}$ , es decir,  $420$  A /  $40$  A =  $10,5$ . Se seleccionan los dip- switch relativos a la función  $I_{>>}$  en modo tal que la suma sea  $10,5$ .

<sup>8</sup> ABB Power Products Division, *Manual Operativo para unidades de protección de microprocesador*, Pag. 12

- c) Se selecciona el tiempo deseado  $t_{>>} = 0,2$  s operando con los respectivos dip-switch.

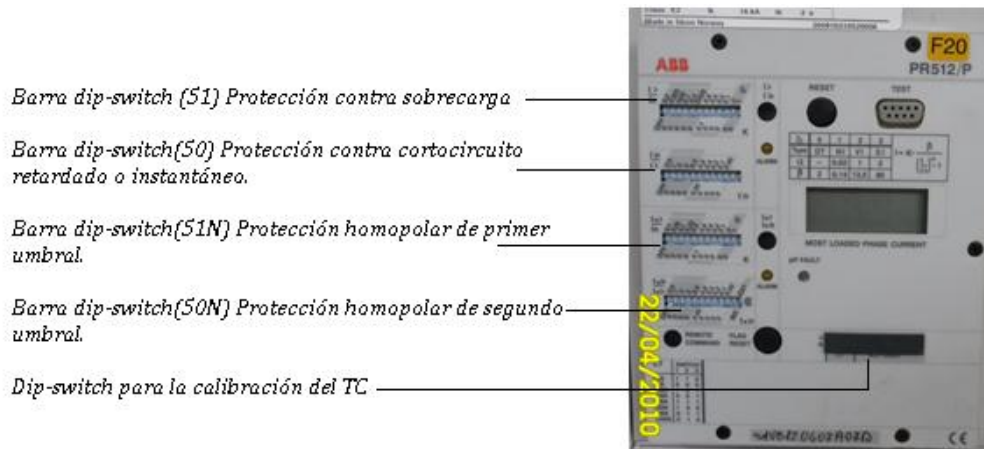
La configuración expuesta a continuación representa la parametrización requerida.

I>>/I>					t>>					No Utiliz.	
2,5	1	2	5	9,5	0,8	0,4	0,2	0,1	0,05		
OFF	0	0	0	0	0,05	0	0	0		0	0

**Figura 3.8** Configuración de la segunda barra de los dip-switch para el ejemplo de programación contra cortocircuito.

**Fuente:** Manual Operativo para unidades de protección de microprocesador/ABB Power Products Division.

La figura 3.9 muestra una fotografía de la unidad adquirida por la Empresa Eléctrica Azogues para la protección de los transformadores Pad Mounted.



**Figura 3.9** Unidad PR512/P adquirida por la EEA.

**Fuente:** Autores.

### 3.3 CIRCUITOS SUBTERRÁNEOS EN BAJA TENSION.

#### 3.3.1 Protecciones para la Distribución en Baja Tensión

Para la protección de carga en el lado de baja tensión del transformador, se encuentra instalado un interruptor automático de protección NS800N configurado con una unidad de control (Micrologic 2.0A), el cual permite una protección estándar de la

curva de actuación de la protección, este sirve de respaldo al interruptor termomagnético EZC400N de tres polos con una tasa de corriente de 300A y al interruptor termomagnético EZC100H de dos polos con una tasa de corriente de 25A.



NS800N



Micrologic 2.0 A



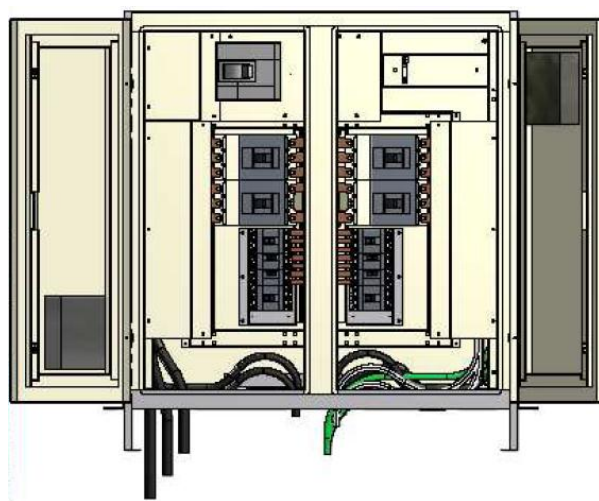
EZC400N\_3P

**Figura 3.10** Unidades de protección en baja tensión.

**Fuente:** Catálogos Merlin Gerlin/Compact NS/Micrologic/EZC.

### 3.3.2 Tableros de Distribución en Baja Tensión

El sistema eléctrico de distribución en baja tensión proporcionado por la red subterránea de la EEA en el centro de la ciudad, se ve destinado por la ubicación de tableros moldeados de la marca Schneider, el cual contiene en su interior el sistema de barras de distribución protegido con los elementos mencionados en el apartado anterior, además de contar con un sistema de calefacción que garantiza una temperatura constante en el interior del tablero. La forma y las características del tablero se presentan a continuación:

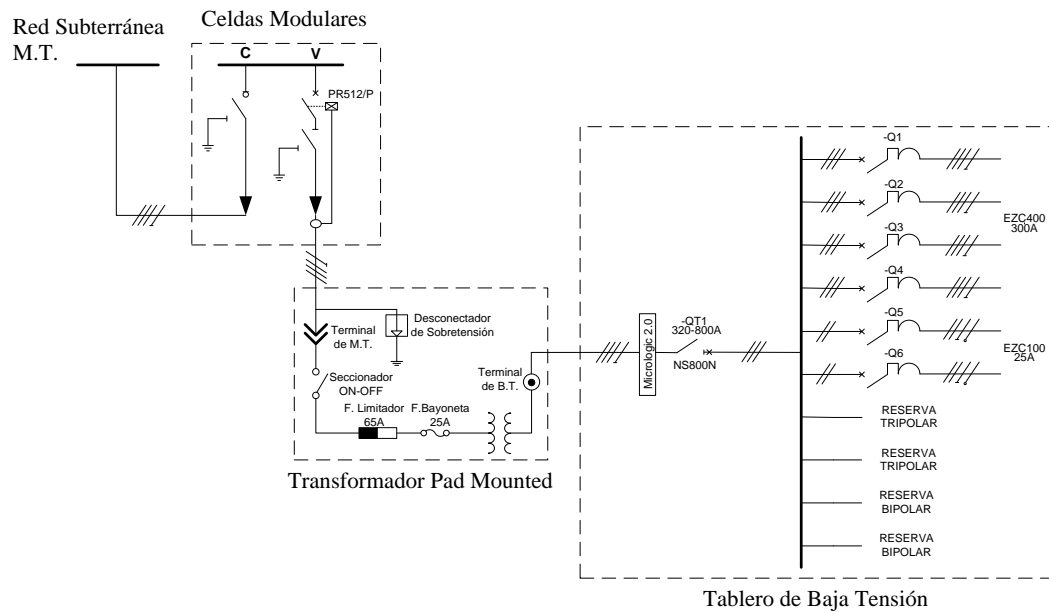


Tensión nominal:	600V
Tensión de servicio:	220V
Corriente nominal:	1000A
Corriente de cortocircuito:	20kA
Grado de protección:	IP42
Protección de arco interno:	NA
Temperatura de diseño:	40°C
Forma del talero:	NA

**Figura 3.11** Vista frontal del Tablero de distribución en baja tensión.

**Fuente:** EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES, Departamento Técnico.

La disposición de los dispositivos de protección en diagrama unifilar desde la barra de 22 kV, hasta la barra en baja tensión se muestra en la figura 3.12. La coordinación de protecciones en la etapa de media tensión se la realizará a partir de este diagrama unifilar y servirá de base para el todas las cabinas de transformación ya que todas las cabinas proyectadas cuentan con transformadores de 300KVA; con las mismas características de corrientes de cortocircuito.



**Figura 3.12** Diagrama Unifilar de los dispositivos de protección en las Cabinas de Transformación.  
**Fuente:** Autores.

### 3.3.3 Conductor de Acometidas.

Las acometidas para la red de distribución en baja tensión de la primera etapa de red subterránea se realizarán con conductores de cobre tipo THHN que serán derivados desde cajas de distribución trifásicas, hasta los equipos de medición de los domicilios. Este tipo de conductor también servirá para las acometidas de las luminarias de alumbrado público y las acometidas de semaforización.

## CAPITULO 4

### MODELACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

#### 4.1 MODELACIÓN DEL ALIMENTADOR 124 PRIMARIO AÉREO EXISTENTE Y SUBTERRÁNEO PROYECTADO.

##### 4.1.1 Modelación Aérea Existente.

##### 4.1.1.1 Determinación de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero en la subestación Azogues.

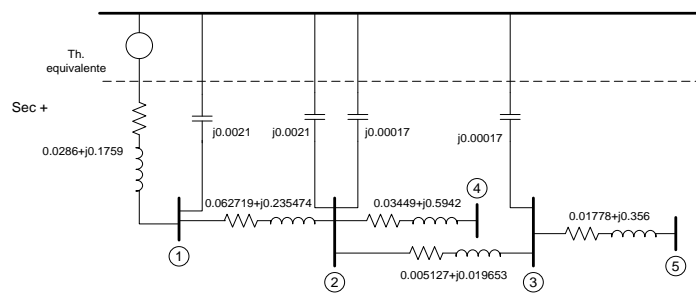
Las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero en la Subestación Azogues 1, se determinaron a través de los datos que se muestran a continuación, de valores base, referidos a la barra de la S/E Cuenca **Cfr. Supra**:

$$S_{\text{base}} = 100 \text{ MVA}$$

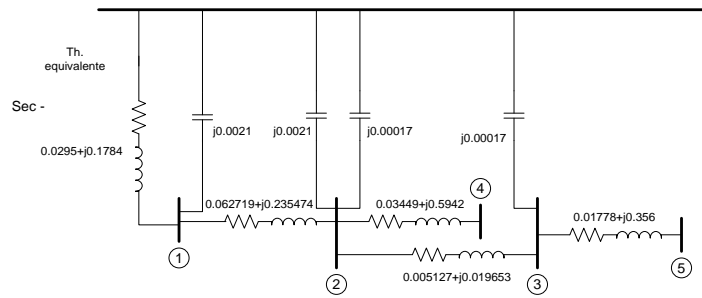
$$V_{\text{base}} = 69 \text{ kV}$$

$$Z_{\text{base}} = 47.61 \text{ ohm}$$

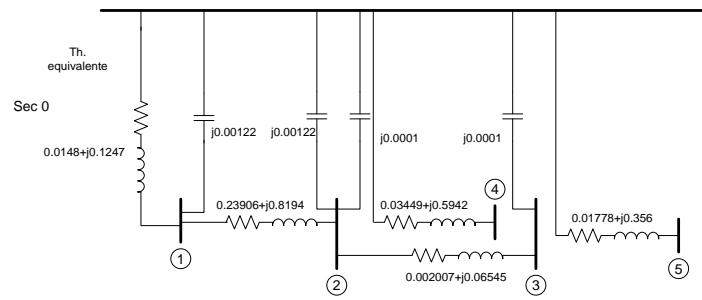
#### Impedancias de Secuencia demanda máxima



a)



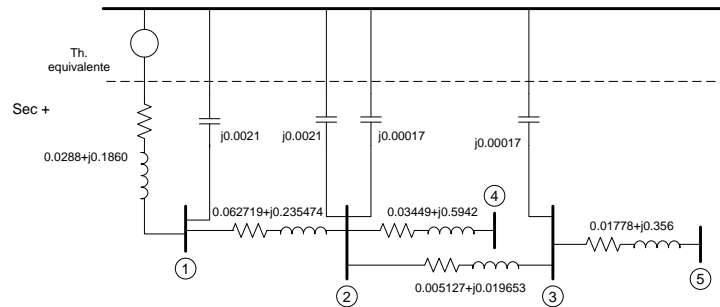
b)



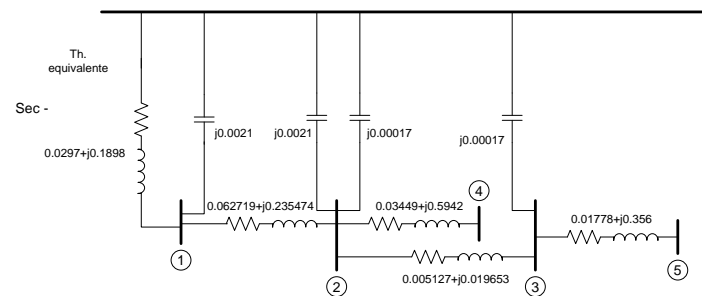
c)

**Figura 4.1.** Impedancias de Secuencia máximas en la barra del alimentador 124.  
a) Secuencia Positiva, b) Secuencia Negativa, c) Secuencia Cero.  
**Fuente:** EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES, Departamento Técnico.

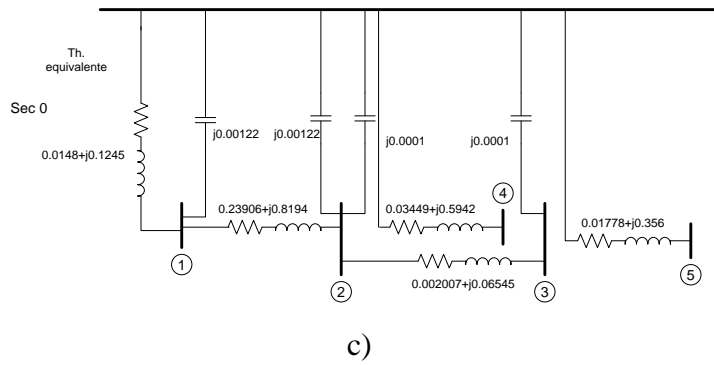
### Impedancias de Secuencia demanda mínima



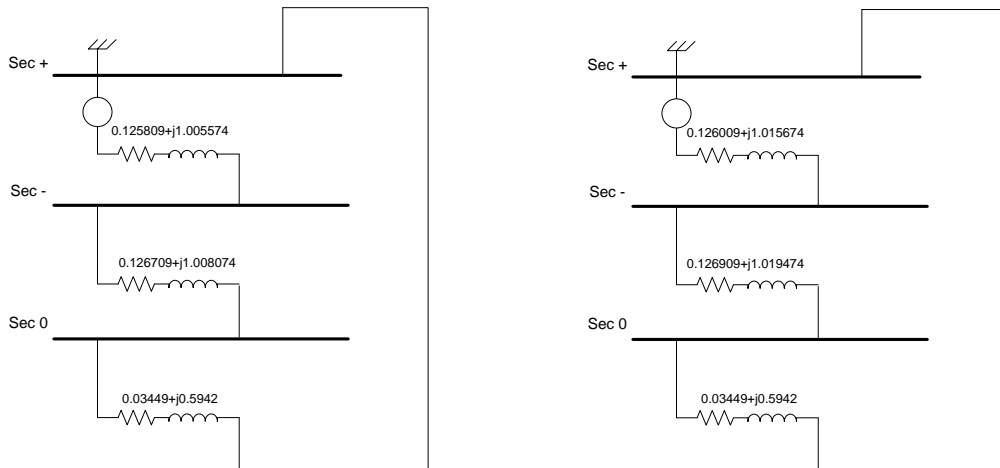
a)



b)



**Figura 4.2.** Impedancias de Secuencia mínimas en la barra del alimentador 124.  
a) Secuencia Positiva, b) Secuencia Negativa, c) Secuencia Cero.  
**Fuente:** EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES, Departamento Técnico.



**Figura 4.3.** Impedancias de Secuencia máximas y mínimas equivalentes en la barra del alimentador 124 referido a la barra de 69kV.  
a) Máxima, b) Mínima  
**Fuente:** Autores.

Todos estos valores obtenidos están referidos a la barra de 69 kV, de tal manera que para referenciar estos valores a la barra de 22 kV se debe realizar un cambio de base para los valores de impedancia.

$$Z_{b \text{ nuevo}} = Z_{b \text{ viejo}} \left( \frac{V_{b \text{ nuevo}}}{V_{b \text{ viejo}}} \right)^2 \left( \frac{S_{b \text{ nuevo}}}{S_{b \text{ viejo}}} \right)$$

$$Z_{base \text{ nuevo}} = 468.32\Omega$$

Con este nuevo valor base obtenemos impedancias de secuencia equivalentes referidas a la barra de 22 kV, cuyos valores son:

$$Z1=Z2= 0,60984+j4,86904 \text{ p. u.}$$

$$Z0= 0,16693+j2,8759 \text{ p. u.}$$

#### 4.1.1.2 Determinación de la corriente de cortocircuito trifásica y monofásica en la subestación Azogues.

La determinación de la corriente de cortocircuito trifásica y monofásica en la Subestación Azogues 1, depende de los valores base de las impedancias de secuencia equivalentes referida a la barra de 22 kV, en este modelado no se ha considerado una impedancia de falla con lo cual se establece la corriente de cortocircuito máxima para una  $S''_k=100MVA$ . La determinación de las corrientes de cortocircuito iniciales en la barra de la S/E Azogues 1 se lograron a través del modelado de alimentación con la ayuda del software POWER WORLD versión estudiantil (demo), obteniendo los siguientes resultados:

$$I''_{k_{3\phi}} = 2654,38\angle - 82,3A$$

$$I''_{k_{1\phi}} = 3003,41\angle - 85,16A$$

$$S''_k = 100MVA$$

#### 4.1.1.3 Modelación del Conductor: Determinación de impedancias de secuencia

Para determinar los parámetros de la impedancia de los conductores aéreos y subterráneos existentes a lo largo del Alimentador 124, necesarios en la modelación se utilizo la ayuda de programas matemáticos como DERIVE, y MATHCAD, que permiten llevar a cabo los cálculos requeridos, obteniendo las matrices de impedancias de Carson, los mismos que serán utilizados para los procesos de modelado de la red aérea y subterránea.

En la tabla 4.1 se muestran los resultados obtenidos para la configuración trifásica representativa de conductor ASCR 3x3/0(1/0), en la estructura SC.

CONFIGURACIÓN DE CONDUCTOR	IMPEDANCIA POSITIVA		IMPEDANCIA NEGATIVA		IMPEDANCIA CERO	
	R(Ω/Km)	X(Ω/Km)	R(Ω/Km)	X(Ω/Km)	R(Ω/Km)	X(Ω/Km)
3x3/0(1/0)	0,348003	0,49634	0,348003	0,49634	2,0040019	2,1252

**Tabla 4.1** Impedancias de Secuencia para configuración aérea.

**Fuente:** Autores.



#### **4.1.1.4 Tipos de corrientes de corto circuito en el Alimentador 124.**

Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla produciendo efectos destructivos.

Los efectos de las corrientes de cortocircuitos son muy variados, pero los más importantes son el debido al efecto Joule (calentamiento de los equipos eléctricos debido a la gran circulación de corriente), esfuerzos electromecánicos en las máquinas eléctricas y destrucción física del lugar de la falla cuando se producen grandes arcos eléctricos. De los efectos de las fallas por cortocircuito, el más notorio es la interrupción del suministro eléctrico debido a la necesaria apertura del circuito eléctrico por parte de los dispositivos de protección para despejar la falla y evitar mayores daños en el sistema.

Aún cuando se diseñe muy cuidadosamente un sistema de potencia, este estará siempre expuesto al daño que puedan causar flujos de corriente en condiciones de cortocircuito, sobrecargas y arcos eléctricos destructivos. Para asegurar que los equipos de protección puedan aislar las fallas rápidamente y minimizar el daño de cada uno de los componentes del sistema de potencia y el riesgo del personal, el estudio de corrientes de cortocircuito debe ser incluido en el diseño de los sistemas de potencia y también cuando se hagan modificaciones a los sistemas existentes<sup>9</sup>.

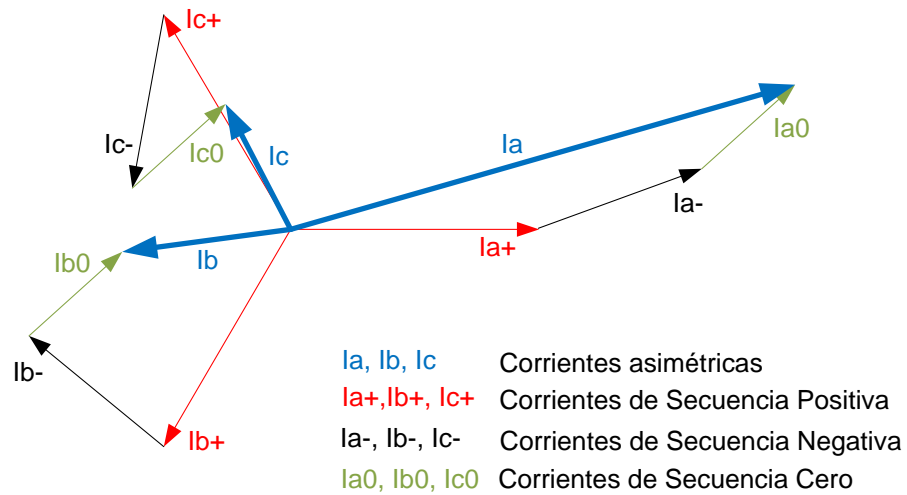
##### **4.1.1.4.1 Componentes Simétricas.**

Los cálculos de corrientes de cortocircuito con la ayuda de componentes simétricas, simplifican sistemas trifásicos desequilibrados y son aplicados a cualquier tipo de red de distribución radial. Empleando este sistema, se puede representar cualquier sistema desequilibrado.

---

<sup>9</sup> Monografias\_com.mht, *Desarrollo de un software para estudios de cortocircuitos*

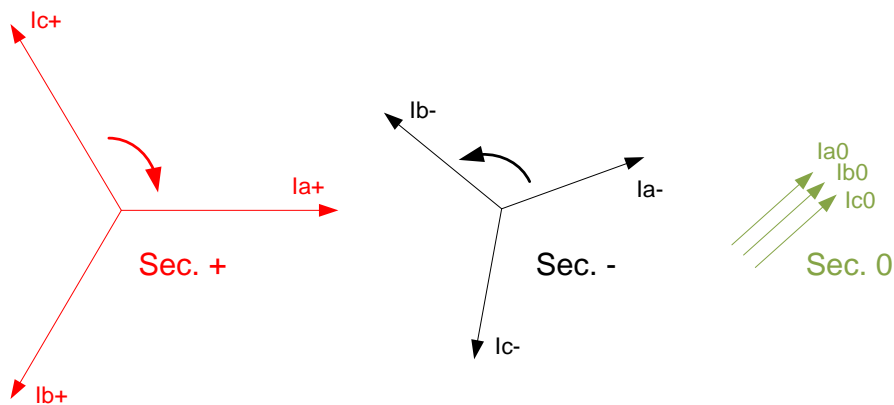
El método de componentes simétricas está basado en la descomposición de vectores que representan corrientes desequilibradas en sistemas de vectores equilibrados denominados corrientes simétricas.



**Figura 4.4.** Corrientes Asimétricas, representada por un arreglo de corrientes simétricas.  
**Fuente:** Autores.

Con esta herramienta, las fallas asimétricas se pueden estudiar de manera similar como se estudian las fallas simétricas que pueden ser en muchos casos:

- Corrientes de cortocircuito trifásico.
- Corrientes de cortocircuito monofásico.
- Corrientes de cortocircuito bifásico.
- Corrientes de cortocircuito bifásico a tierra.

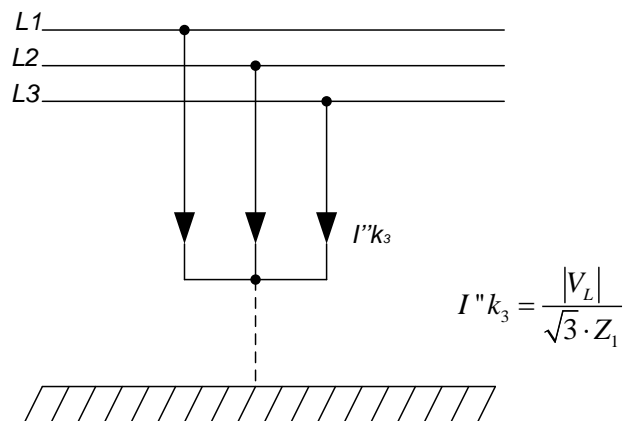


**Figura 4.5.** Componentes Simétricas a) Positiva, b) Negativa, c) Cero  
**Fuente:** Autores.

#### 4.1.1.4.1.1 Corrientes de cortocircuito trifásicos.

Una falla trifásica puede producirse con o sin contacto a tierra. Las tres fases mantienen un potencial cero en el punto de falla provocando en los tres conductores una carga de corrientes simétricas equilibradas.

Este tipo de falla tiene una frecuencia de ocurrencia de aproximadamente un 4%, que comúnmente se debe a errores en maniobras o tareas de mantenimiento, caídas de estructuras trifásicas o caída de objetos transversales a la dirección de la red trifásica.

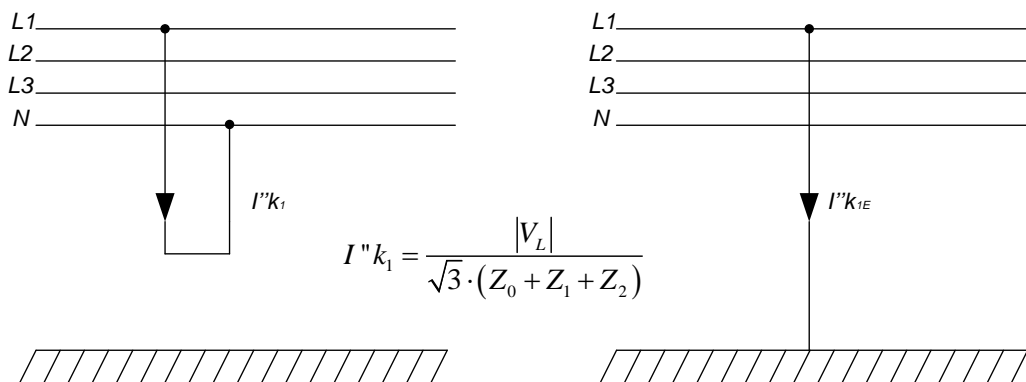


**Figura 4.6.** Representación de una falla trifásica.  
**Fuente:** Autores.

#### 4.1.1.4.1.2 Corrientes de cortocircuito monofásicos.

La ocurrencia de este tipo de falla es la más representativa, alcanzando de 85% a un 90% de frecuencia. No obstante, la corriente circula solo por la línea de falla y en las otras fases se aprecia una corriente igual a cero. Para este tipo de falla la corriente fluye en los tres parámetros de secuencia, positiva, negativa y cero.

Este tipo de falla por lo general es producido por fallas en aisladores o desprendimiento de conductores hacia tierra de una estructura además puede producirse por efectos de contorneo y perforación de aisladores por descargas atmosféricas.

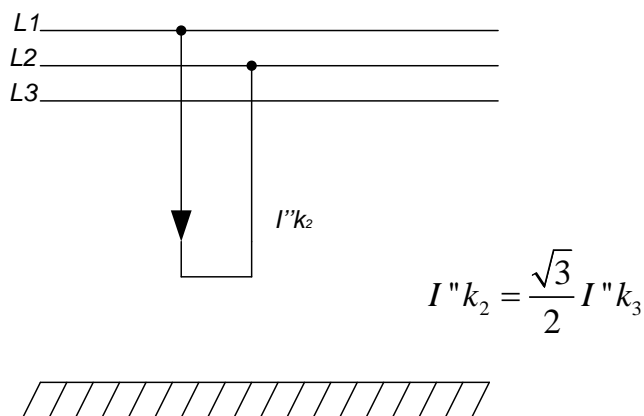


**Figura 4.7.** Representación de una falla monofásica a) Fase-Neutro, b) Fase-Tierra.

**Fuente:** Autores.

#### 4.1.1.4.1.3 Corrientes de cortocircuito bifásico.

Las fallas bifásicas se representan sin considerar una trayectoria directa a tierra ya que se produce por la unión entre dos líneas de la red trifásica provocadas en general por el roce o desprendimiento de una fase con otra. Este tipo de falla provoca corrientes desequilibradas en todas las fases del sistema por lo que para su cálculo se involucra las redes de secuencia positiva y negativa.



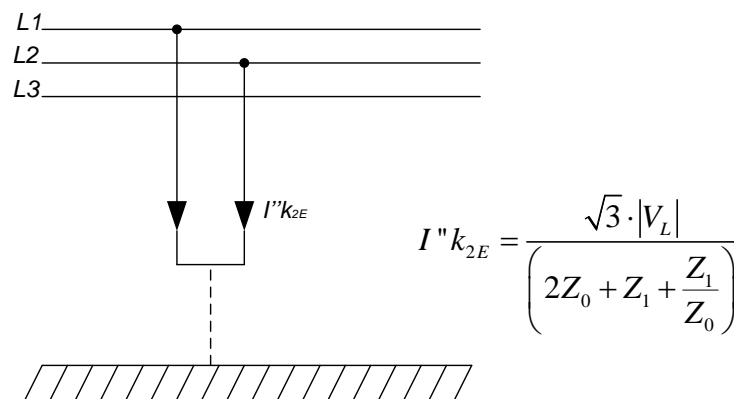
**Figura 4.8.** Representación de una falla bifásica.

**Fuente:** Autores.

#### 4.1.1.4.1.4 Corrientes de cortocircuito bifásicos a tierra.

La falla bifásica a tierra se produce cuando el contacto se da a más de las dos fases, una trayectoria directa a tierra que puede ser producido por desprendimiento de dos

fases en una estructura que rocen con estructuras a tierra. El tipo de falla bifásica representa un aproximadamente un 15% de frecuencia de ocurrencia, siendo este ultimo el que tiene la menor probabilidad de ocurrencia de todos los tipos de falla.



**Figura 4.9.** Representación de una falla bifásica a tierra.  
**Fuente:** Autores.

#### 4.1.1.4.2 Corrientes Asimétricas<sup>1011</sup>.

Dependiendo de la magnitud y desfase en el tiempo entre las ondas de tensión y corriente de un sistema en el instante del cortocircuito, la corriente de falla puede presentar características de asimetría con respecto al eje normal de la corriente; en general esto ocurre cuando la onda de tensión normal se encuentra en un valor distinto a su pico máximo en el momento de ocurrencia de la falla. Para producir la máxima asimetría el cortocircuito siempre debe ocurrir cuando la onda de tensión se encuentre pasando por cero. En un sistema trifásico balanceado, la máxima corriente asimétrica ocurre solamente en una de las fases del sistema.

La asimetría de la corriente de cortocircuito surge debido a que la corriente que fluye tiene dos componentes: el componente de corriente alterna (ac) y un componente de corriente directa (dc) tal como ocurre en los circuitos RL de corriente alterna. Este componente dc decrece a medida que pasa el tiempo ya que su energía se disipa por efecto Joule. Sin embargo, el decrecimiento es inversamente proporcional a la

<sup>10</sup> Monografias\_com.mht, *Desarrollo de un software para estudios de cortocircuitos*.

<sup>11</sup> [www.foxitsoftware.com/pdf/Capitulo III/ Pag. 23](http://www.foxitsoftware.com/pdf/Capitulo%20III/Pag.23)

relación entre la resistencia y reactancia del circuito ( $X/R$ ) (entre más baja es la relación  $X/R$ , más rápido es el decrecimiento).

Las Normas Americanas ANSI/IEEE recomiendan que para obtener las corrientes de falla asimétricas, se deben utilizar multiplicadores aplicados a las corrientes de falla simétricas. Estos factores por lo general, se obtienen de curvas parametrizadas relacionando el tiempo de apertura de los contactos del interruptor con la relación entre la reactancia y la resistencia ( $X/R$ ) de la red en el punto de la falla que es lo expuesto en el párrafo anterior.

#### **4.1.2 Modelación Subterránea Proyectada Etapa 1.**

El sistema subterráneo proyectado etapa 1 cuenta con la configuración radial que consiste en llevar el servicio de energía eléctrica desde la fuente hacia la carga, de manera eficiente, este sistema tiene una entrada aérea y cuatro salidas también de tipo aérea.

Los apartados 4.1.1.1, 4.1.1.2, 4.1.1.3, contienen datos de la subestación Azogues, es por ello que los mismos servirán como base para desarrollar los cálculos en la red subterránea.

##### **4.1.2.1 Modelación de Cables: Determinación de impedancias de secuencia.**

Para determinar las impedancias equivalentes y los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero de los diferentes cables que se utilizarán en el sistema subterráneo se requiere de información que fue suministrada por la **EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C. A.**

Se utilizaron las ecuaciones de Carson's, las mismas que ayudan a formar las matrices de impedancias<sup>12</sup>:

---

<sup>12</sup> William H. Kersting, Distribution system modeling and analysis, 2002 by CRC Press LLC

$$Z_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \ln\left(\frac{1}{GMR_p} + 7.93402\right) \frac{\Omega}{mile}$$

$$Z_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \ln\left(\frac{1}{D_{ij}} + 7.93402\right) \frac{\Omega}{mile}$$

Las ecuaciones completas y las matrices que permiten calcular los parámetros de secuencia de los conductores se presentan en el ANEXO 4.

En el programa MATHCAD, se efectuó los cálculos necesarios para obtener las impedancias equivalentes y los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero de los diferentes cables, a continuación en la tabla (4.2) se presentan los valores obtenidos para trayectos en donde se requiera utilizar secuencia trifásica, en la tabla (4.3) se muestra los valores en donde se necesite utilizar secuencia monofásica.

TIPO DE CABLE (25KV)	IMPEDANCIA POSITIVA		IMPEDANCIA NEGATIVA		IMPEDANCIA CERO	
	R(Ω/Km)	X(Ω/Km)	R(Ω/Km)	X(Ω/Km)	R(Ω/Km)	X(Ω/Km)
250 MCM	0,2409	0,2407	0,2409	0,2407	0,5985	0,1768
2/0 xlpe	0,2634	0,1579	0,2634	0,1579	1,4361	1,1997
1 xlpe	0,4215	0,1725	0,4215	0,1725	1,6091	1,3322

**Tabla 4.2** Impedancias de Secuencia Trifásicas para Red Subterránea.

**Fuente:** Autores.

TIPO DE CABLE (25KV)	IMPEDANCIA POSITIVA		IMPEDANCIA NEGATIVA		IMPEDANCIA CERO	
	R(Ω/Km)	X(Ω/Km)	R(Ω/Km)	X(Ω/Km)	R(Ω/Km)	X(Ω/Km)
2/0 xlpe	0,1619	0,12139	0,1619	0,12139	0,1619	0,12139
1xlpe	0,2358	0,1493	0,2358	0,1493	0,2358	0,1493

**Tabla 4.3** Impedancias de Secuencia Monofásica para Red Subterránea.

**Fuente:** Autores.

Es necesario resaltar que en las tablas se presentan únicamente los valores de las impedancias de secuencia; los cálculos necesarios y la aplicación de las ecuaciones de Carson's se detallan más claramente en los ANEXOS 4.1; 4.2; 4.3; 4.4; 4.5, en nuestro sistema subterráneo no existen tramos en donde se requiera utilizar el cable 250 MCM para una sola fase.

#### **4.1.2.2 Tipos de corrientes de cortocircuito en las barras subterráneas<sup>13</sup>.**

El análisis de cortocircuito se fundamenta en la determinación de las magnitudes de las corrientes de falla que permitan determinar los mecanismos de protección.

Las corrientes de cortocircuito del sistema subterráneo, permite establecer las características de los elementos de protección en los diferentes puntos en donde se requiera soportar o cortar la corriente de falla, por lo que es necesario realizar el cálculo en las barras del sistema considerando además los transformadores. “Estas corrientes pueden producir daños térmicos o mecánicos, por lo que es necesario aislar lo más pronto posible la falla, mediante la apertura de los interruptores correspondientes”.

##### **4.1.2.2.1 Corrientes de cortocircuito Simétricas y Asimétricas.**

Al considerarse como un sistema eléctrico trifásico equilibrado se utiliza la impedancia de secuencia positiva, en donde, la magnitud es máxima en el primer medio ciclo luego del cortocircuito y de un valor más bajo unos pocos ciclos después.

En la falla simétrica equilibrada se determino la corriente de cortocircuito trifásica, en donde se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema siendo las tres fases iguales en el instante de la falla, se considero para el cálculo por ser uno de los casos más severos en un sistema.

En nuestro cálculo la impedancia de falla es cero, debido a que cuando se produzca la falla no se va a tener un contacto franco a tierra. Es importante saber que en los puntos en donde se vaya calcular las  $I_{cc_{3\phi}}$  se tengan las impedancias de secuencia positiva acumuladas.

---

<sup>13</sup> <http://www.foxitsoftware.com>



Para el cálculo de las corrientes asimétricas máximas trifásicas, monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra, se necesita de las respectivas corrientes simétricas eficaces en cada barra, en donde se obtiene la relación X/R.

## **4.2 SIMULACIÓN DEL ALIMENTADOR PRIMARIO AÉREO Y SUBTERRÁNEO APLICANDO “DIGSILENT” EN EL CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.**

En la actualidad existen varios paquetes de software que permiten simular sistemas eléctricos entre ellos POWERWORLD, POWER FACTORY (DigSILENT), NEPLAN etc., aprovechando los conocimientos adquiridos del programa POWER FACTORY, para realizar la modelación de los dispositivos de protección, se ha escogido esta herramienta para el desarrollo del tema que nos ocupa, puesto que es un programa muy amigable de información y planeamiento de redes eléctricas.

### **4.2.1 PROGRAMA DigSilent<sup>14</sup>**

El programa DIGSILENT Power Factory (**D**igital **S**imulation and **E**lectrical **N**e**T**work calculation program) es una herramienta de ingeniería asistida por computador, diseñada como un paquete interactivo, integrado y avanzado, que se emplea para el análisis de sistemas eléctricos de potencia orientados a alcanzar los principales objetivos del planeamiento y optimización de la operación.

El programa permite trabajar de manera integrada con una interface gráfica en línea que posee funciones de dibujo de diagramas unifilares. Cada elemento en el diagrama unifilar se enlaza directamente con la base de datos que almacena toda la información de cada elemento que hace parte del sistema eléctrico, permitiendo con esto la edición de parámetros desde el unifilar. Adicionalmente, desde la interface gráfica se tiene acceso directo a todas las características de cálculo relevantes tanto dinámicas como estáticas.

Cada sistema eléctrico que se quiera modelar constituye para la aplicación un PROYECTO, de manera que cada proyecto debe contener la topología de la red

---

<sup>14</sup> Manual Power Factory

(GRID), los parámetros técnicos de cada elemento (LIBRARY) definidos en unidades físicas (no en PU) y la definición del caso de estudio en donde se especifica qué sección de la red quiere estudiarse (STUDY CASE). En un mismo proyecto puede haber tantas Grid. Libray y Case como se necesiten, lo cual permite modelar en un mismo proyecto un sistema con varias condiciones operativas (varias demandas, y/o varios despachos, y/o cambios topológicos) e incluso su evolución en el tiempo (expansión).

Las funciones que proporciona el DIgSILENT están agrupadas por módulos, cada uno de los cuales puede adquirirse de manera independiente. Los principales módulos disponibles y sus funciones son los siguientes:

#### **4.2.1.1 basics.**

- Elaboración de diagramas unifilares interactivos con la base de datos.
- Cálculos de flujos de carga.
- Cálculos de cortocircuito.
- Cálculo de parámetros eléctricos de líneas de transmisión a partir de su configuración geométrica.
- Creación de tareas automatizadas (DPL).
- Acceso interactivo o en línea con sistemas SCADA.
- Posibilidad de importación o exportación de datos en forma dinámica con otras.
- aplicaciones (Excel).

#### **4.2.1.2 Stability.**

- Simulaciones de estabilidad transitoria
- Creación de modelos de usuario (DSL)
- Simulaciones de estabilidad dinámica
- Análisis modal
- Reducción de redes.

#### **4.2.1.3 Otros Módulos.**

- Armónicos.
- Confiabilidad.
- Protecciones.

#### **4.2.1.4 Diagrama Unifilar.**

De acuerdo con la filosofía de la aplicación, cada elemento en el DIgSILENT es un objeto, y todos los objetos son almacenados en una base de datos estructurada en árbol (similar al sistema de administración de archivos de Windows), la información gráfica al interior del DIgSILENT es conservada por medio de objetos gráficos. Un diagrama unifilar de una red en particular, por ejemplo, es almacenado como un objeto Single Line Graphic.

En el DIgSILENT se tienen disponibles cuatro tipos de objetos gráficos:

- Diagramas unifilares que se utilizan para la definición de las redes eléctricas y para mostrar resultados de cálculo.
- Diagramas de subestaciones para mostrar la topología de una subestación en particular y los resultados de cálculo.
- Diagramas de bloques para la creación de circuitos lógicos (controles) y relés.
- VIP's que pueden emplearse para la creación de gráficas, por ejemplo de resultados de simulaciones de estabilidad, cálculos de armónicos, etc.

Las ventajas de esta herramienta son las siguientes:

- El enlace entre la representación gráfica y los datos de objetos, sin tener necesariamente una relación 1:1 entre los objetos y los símbolos gráficos.
- Además de permitir dibujar objetos existentes en la base de datos, permite crear objetos nuevos.
- Permite ubicar y editar objetos de la base de datos más ágilmente.
- Los resultados se presentan de una manera más clara para el usuario.

#### **4.2.1.5 Cortocircuito.**

- El DIgSILENT ofrece los siguientes métodos de cálculo de cortocircuitos:
- Norma Alemana VDE 0102.
- Norma Americana ANSI y IEEE C37.
- Norma Internacional IEC 909.
- Método "complete".

El DIgSILENT permite calcular:

- Corrientes de cortocircuito máximas, las cuales sirven para determinar la capacidad de los equipos eléctricos a instalar.
- Corrientes de cortocircuito mínimas, que sirven como base para el cálculo de fusibles o mecanismos de protección.
- Corrientes de cortocircuito tomando como referencia el perfil de tensiones de un flujo de carga.

El programa tiene las siguientes ventajas:

- El modelamiento que se requiere para el cálculo de flujos de carga permite también el cálculo de corrientes de cortocircuito trifásicas.
- Para el cálculo de fallas asimétricas es necesario haber definido las impedancias de secuencia de los elementos del sistema: líneas, transformadores y máquinas.
- El programa permite calcular corrientes de cortocircuito en varias subestaciones a la vez.
- El programa permite calcular corrientes de cortocircuito para fallas simultáneas en varias subestaciones.

Para sistemas grandes es notoria la alta velocidad de cálculo.

Los resultados del cálculo se presentan en la ventana de salida en forma tabular (indicando los aportes por cada elemento conectado al punto de falla) y en los

diagramas unifilares (mostrando el flujo de corrientes por todo el sistema graficado). Estos resultados pueden imprimirse o convertirse en archivos con formato de office.

#### **4.2.2 SIMULACIÓN DEL ALIMENTADOR 124 PRIMARIO AÉREO EXISTENTE**

Para la simulación se tuvo que considerar el ingreso de los parámetros para cada elemento que conforma el sistema aéreo, a continuación se presentan los elementos utilizados para la simulación.

##### **4.2.2.1 Equivalente de Red.**

Para la simulación del equivalente de red se requiere de valores de impedancia de secuencia positiva, negativa y cero correspondientes a la demanda máxima y la demanda mínima de la Subestación Cuenca, información que fue suministrada por la *EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C. A.*

##### **4.2.2.2 Líneas.**

Para simular las líneas en media tensión a 22 kV, se considera el tipo y sección de conductor, número de fases, configuración geométrica de los conductores montadas en estructuras tipo SC.

##### **4.2.2.3 Nodos – Barras.**

Para simular los nodos en media tensión, se considera el nivel de tensión a 22 kV, la frecuencia a 60HZ.

##### **4.2.2.4 Carga.**

Para simular las cargas en media tensión, se considera como entrada la potencia aparente  $S$  y  $\cos\phi$ , se debe especificar si se trata de un tramo balanceado o desbalanceado, además se le puede asignar un nombre.

#### 4.2.2.5 RESULTADOS DE DIGSILENT PARA LA NORMA ANSI.

##### 4.2.2.5.1 Corrientes de corto circuito Trifásicas y Monofásicas Simétricas y Asimétricas en los nodos.

Para simular las corrientes en condiciones actuales de operación, se describe lo siguiente: Un equivalente de Red que toma como partida la S/E Azogues ubicada en Zhizhiquin, se extiende una línea hasta la 24 de mayo y 3 de noviembre, y es así como se va siguiendo un proceso hasta llegar a los extremos finales en donde se da transferencia de energía con otros alimentadores.

En la tabla (4.4) se presenta las corrientes simétricas y asimétricas de cortocircuito máximas y mínimas trifásicas y monofásicas en los distintos nodos del sistema aéreo según la norma ANSI, cuya información se obtuvo del programa POWER FACTORY (DIGSILENT). En el Anexo 4.6 se puede observar el sistema aéreo con sus respectivas barras.

BARRA	Icc TRIFASICA (kA)			Icc. MONOFASICA (kA)		
	SIM.	ASIM.	X/R	SIM.	ASIM.	X/R
BARRA S/E A1	2,654	6,495	10,000	3,076	5,759	11,035
	2,366	4,000	1,923	2,675	4,081	1,733
TRAFO 464	2,466	5,733	7,144	2,580	4,507	4,882
	2,198	3,693	1,880	2,239	3,385	1,614
AV. 24 DE MAYO	2,317	5,190	5,837	2,242	3,768	3,553
	2,067	3,457	1,847	1,954	2,938	1,543
AV. 24 DE MAYO Y TENEMAZA	2,281	5,065	5,590	2,166	3,614	3,350
	2,036	3,400	1,839	1,891	2,841	1,528
TENEMAZA Y LUIS CORDERO	2,250	4,959	5,393	2,103	3,487	3,197
	2,009	3,352	1,832	1,839	2,760	1,516
GNRL. ENRIQUEZ Y LUIS CORDERO	2,222	4,867	5,231	2,049	3,380	3,076
	1,985	3,310	1,827	1,795	2,691	1,505
AURELIO JARAMILLO	2,218	4,852	5,205	2,040	3,362	3,057
	1,981	3,303	1,826	1,787	2,680	1,504
AV. IGNACIO	2,183	4,738	5,015	1,974	3,233	2,922

<b>NEIRA</b>	1,951	3,249	1,818	1,733	2,595	1,491
<b>AURELIO JARAMILLO Y JJ OLMEDO</b>	2,137	4,590	4,784	1,890	3,072	2,766
	1,911	3,178	1,809	1,663	2,488	1,475
<b>ATAHUALPA</b>	2,104	4,484	4,628	1,830	2,959	2,664
	1,882	3,127	1,802	1,614	2,412	1,464
<b>ATAHUALPA Y RUMIÑAHUI</b>	1,908	3,902	3,890	1,517	2,393	2,229
	1,714	2,831	1,763	1,355	2,017	1,408
<b>CEMENTERIO MUNICIPAL</b>	2,025	4,244	4,301	1,698	2,716	2,463
	1,814	3,008	1,786	1,505	2,246	1,440
<b>GALO PLAZA LAZO</b>	1,984	4,121	4,147	1,632	2,597	2,373
	1,779	1,945	1,778	1,451	2,162	1,428
<b>TRAS EL ESTADIO</b>	1,942	3,999	4,001	1,568	2,482	2,290
	1,743	2,882	1,769	1,397	2,081	1,417
<b>VIA ZHAPAZAL</b>	1,914	3,919	3,910	1,526	2,409	2,240
	1,719	2,841	1,764	1,363	2,029	1,409
<b>AV. DE LOS ALCALDES</b>	2,100	4,474	4,613	1,824	2,948	2,655
	1,879	3,122	1,801	1,609	2,405	1,463
<b>AGUSTIN SACOTO</b>	2,007	4,190	4,233	1,669	2,664	2,423
	1,799	2,981	1,782	1,481	2,209	1,435
<b>CIUDADELA DEL CHOFER</b>	2,014	4,209	4,256	1,679	2,681	2,437
	1,804	2,990	1,784	1,489	2,221	1,436
<b>AV. HOMERO CASTANIER</b>	1,967	4,071	4,085	1,605	2,549	2,338
	1,764	2,919	1,774	1,428	2,128	1,423
<b>UNIÓN ALIM. 122 (CDLA CHOFER)</b>	1,977	4,100	4,120	1,620	2,576	2,358
	1,773	2,934	1,776	1,441	2,148	1,426
<b>UNION ALIM. 121 (ESC. HOSPITAL )</b>	2,254	4,972	5,418	2,111	3,503	3,216
	2,012	3,358	1,833	1,846	2,770	1,517
<b>ESC. PACHECO</b>	2,189	4,756	5,044	1,984	3,253	2,942
	1,955	3,257	1,820	1,741	2,608	1,493
<b>SAN FRANCISCO</b>	2,155	4,647	4,872	1,922	3,133	2,824
	1,926	3,206	1,813	1,690	2,529	1,481
<b>4 DE NOV. Y SUCRE</b>	2,167	4,686	4,931	1,944	3,175	2,865
	1,937	3,224	1,815	1,708	2,557	1,485
<b>SUCRE Y EMILIO ABAD</b>	2,129	4,565	4,747	1,875	3,045	2,741
	1,904	3,166	1,807	1,652	2,470	1,472
<b>ORIENTE Y VINTIMILLA</b>	2,121	4,539	4,707	1,861	3,017	2,715
	1,897	3,153	1,806	1,639	2,451	1,470
<b>VEINTIMILLA Y AYACUCHO</b>	2,100	4,472	4,611	1,823	2,947	2,654
	1,879	3,121	1,801	1,609	2,404	1,463
<b>AV. FRANCISCO CARRASCO</b>	2,073	4,388	4,493	1,777	2,860	2,580
	1,855	3,080	1,796	1,570	2,345	1,454
<b>ORIENTE Y JUAN B. CORDERO</b>	2,078	4,404	4,515	1,785	2,876	2,593
	1,860	3,088	1,797	1,577	2,356	1,456

<b>BARRIO NUEVO UCHUPUCUN</b>	1,976	4,097	4,117	1,619	2,574	2,356
	<i>1,772</i>	<i>2,933</i>	<i>1,776</i>	<i>1,440</i>	<i>2,146</i>	<i>1,426</i>
<b>UNION ALIME. 122 (BOSQUE AZUL)</b>	1,908	3,902	3,890	1,517	2,393	2,229
	<i>1,714</i>	<i>2,831</i>	<i>1,763</i>	<i>1,355</i>	<i>2,017</i>	<i>1,408</i>

**Tabla 4.4** Corrientes de corto circuito Trifásicas y Monofásicas aérea  
Según norma ANSI utilizando “POWER FACTORY”.

**Fuente:** Autores.

#### 4.2.2.5.2 Conclusiones de la simulación.

- Los datos que se presentan en la tabla 4.4, indican que el sistema aéreo existente de protecciones están tomados como referencia a estos dos tipos de corrientes de cortocircuito.
- Las corrientes simétricas máximas, sirven de ayuda para determinar la capacidad del material de las protecciones ante una falla.
- Las corrientes simétricas mínimas, sirven como referencia para determinar el tiempo de actuación de la protección ante una falla.

### 4.2.3 SIMULACIÓN DEL ALIMENTADOR 124 PRIMARIO SUBTERRÁNEO PROYECTADO ETAPA 1.

Para la simulación se tuvo que considerar el ingreso de los parámetros para cada elemento que conforma el sistema Subterráneo, a continuación se presentan los elementos utilizados, los mismos que ya fueron utilizados en la simulación aérea.

#### 4.2.3.1 Equivalente de Red

Para la simulación del equivalente de red se requiere de valores de impedancia de secuencia positiva, negativa y cero correspondientes a la demanda máxima y la demanda mínima de la Subestación Cuenca, información que fue suministrada por la **EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C. A.**



#### **4.2.3.2 Líneas**

Para simular las líneas en media tensión a 22kV, se considera el tipo y sección de conductor, número de fases, configuración geométrica de los conductores.

#### **4.2.3.3 Nodos – Barras**

Para simular los nodos en media tensión, se considera el nivel de tensión a 22kV, la frecuencia a 60HZ, si se desea se le puede asignar un nombre.

#### **4.2.3.4 Cargas**

Para simular las cargas en media tensión, se considera como entrada la potencia aparente  $S$  y  $\cos\phi$ , se debe especificar si se trata de un tramo balanceado o desbalanceado, además se le puede asignar un nombre.

#### **4.2.3.5 RESULTADOS DE “DIGSILENT” PARA LA NORMA ANSI**

##### **4.2.3.5.1 Diferentes tipos de corrientes de corto circuito Simétricas y Asimétricas en las barras.**

Para simular las corrientes se describe lo siguiente: Un equivalente de Red que toma como partida la S/E Azogues ubicada en Zhizhiquin, se extiende la única línea aérea hasta la avenida 24 de Mayo y 3 de Noviembre, luego se da un cambio de línea aérea a subterráneo prolongándose hasta las calles 3 de noviembre y Luis Cordero, y es así como se va siguiendo un proceso hasta llegar a los extremos finales en donde termina la etapa 1 subterránea.

En la tabla 4.5 se presenta las diferentes corrientes de cortocircuito en las distintas barras del sistema subterráneo según la norma ANSI, cuya información se obtuvo del programa POWER FACTORY (DIGSILENT). En el Anexo 4.7 se presenta el diagrama del sistema subterráneo con sus respectivas barras.

BARRA	Icc TRIFÁSICA (kA)			Icc. BIFÁSICA (kA)			Icc MONOFÁSICA (kA)			Icc BIFÁSICA A TIERRA (kA)		
	SIM.	ASIM.	X/R	SIM.	ASIM.	X/R	SIM.	ASIM.	X/R	SIM.	ASIM.	X/R
BARRA S/E A1	2,654	6,495	10,000	2,298	4,276	10,000	3,076	5,759	11,035	2,969	5,553	4,326
	2,366	4,000	1,923	2,206	3,662	3,226	2,675	4,081	1,733	2,680	4,108	1,798
TRAFO 464	2,466	5,733	7,144	2,135	3,872	7,144	2,580	4,507	4,882	2,670	4,778	6,179
	2,198	3,693	1,880	2,044	3,356	2,976	2,239	3,385	1,614	2,343	3,577	1,747
AV. 24 MAYO	2,317	5,190	5,837	2,007	3,571	5,837	2,242	3,768	3,553	2,459	4,309	5,031
	2,067	3,457	1,847	1,918	3,123	2,806	1,954	2,938	1,543	2,132	3,248	1,719
LUIS CORDERO	2,306	5,144	5,720	1,997	3,547	5,720	2,230	3,740	3,489	2,449	4,282	4,932
	2,057	3,436	1,840	1,908	3,104	2,785	1,943	2,920	1,534	2,122	3,231	1,712
CENTRO DE RAYOS X	2,300	5,108	5,593	1,992	3,530	5,593	2,214	3,702	3,411	2,439	4,255	4,828
	2,050	3,420	1,829	1,902	3,091	2,757	1,928	2,896	1,523	2,111	3,213	1,702
LUIS CORDERO Y TENEMAZA	2,294	5,084	5,534	1,987	3,518	5,534	2,195	3,661	3,343	2,430	4,234	4,775
	2,045	3,409	1,825	1,897	3,081	2,745	1,912	2,869	1,516	2,102	3,198	1,698
LUIS CORDERO Y SOLANO	2,291	5,082	5,568	1,984	3,514	5,568	2,214	3,702	3,405	2,435	4,245	4,802
	2,043	3,408	1,831	1,895	3,078	2,756	1,929	2,895	1,522	2,109	3,209	1,701
LUIS CORDERO Y VEINTIMILLA	2,271	5,005	5,386	1,967	3,472	5,386	2,194	3,653	3,304	2,417	4,198	4,646
	2,025	3,373	1,820	1,878	3,045	2,721	1,910	2,864	1,507	2,092	3,180	1,689
Te75-Te898	2,251	4,879	4,994	1,949	3,413	4,994	2,134	3,518	3,064	2,381	4,102	4,327
	2,001	3,315	1,780	1,858	2,998	2,625	1,857	2,777	1,471	2,053	3,114	1,655
MATOVELLE Y VEINTIMILLA	2,250	4,921	5,199	1,948	3,427	5,199	2,172	3,600	3,199	2,397	4,146	4,486
	2,005	3,334	1,808	1,859	3,010	2,683	1,889	2,830	1,491	2,073	3,149	1,675
MATOVELLE Y AZUAY	2,243	4,880	5,073	1,943	3,408	5,073	2,152	3,556	3,121	2,385	4,115	4,384
	1,997	3,315	1,795	1,853	2,994	2,652	1,872	2,801	1,479	2,061	3,127	1,664
RIVERA	2,287	5,066	5,528	1,980	3,505	5,528	2,210	3,691	3,383	2,431	4,235	4,768
	2,039	3,401	1,829	1,891	3,071	2,749	1,925	2,889	1,519	2,105	3,203	1,699
RIVERA Y 10 DE AGOSTO	2,272	4,977	5,236	1,968	3,463	5,236	2,168	3,596	3,204	2,406	4,168	4,529
	2,022	3,360	1,801	1,877	3,038	2,680	1,887	2,827	1,493	2,078	3,156	1,675
RIVERA Y 3 DE NOV.	2,271	4,972	5,219	1,967	3,461	5,219	2,166	3,590	3,193	2,405	4,164	4,515
	2,021	3,358	1,799	1,876	3,036	2,676	1,885	2,823	1,491	2,077	3,154	1,673
3 DE NOV. Y MATOVELLE	2,248	4,832	4,805	1,946	3,394	4,805	2,100	3,443	2,945	2,365	4,057	4,178
	1,995	3,292	1,756	1,853	2,982	2,572	1,826	2,727	1,452	2,034	3,080	1,636
MATOVELLE Y SOLANO (REG.CIV.)	2,237	4,771	4,641	1,937	3,364	4,641	2,071	3,380	2,849	2,347	4,010	4,044
	1,983	3,264	1,737	1,843	2,958	2,528	1,801	2,686	1,435	2,016	3,048	1,619
MATOVELLE Y SOLANO (BAN. GUA.)	2,235	4,760	4,617	1,935	3,359	4,617	2,069	3,375	2,841	2,344	4,003	4,025
	1,981	3,259	1,734	1,841	2,954	2,522	1,799	2,683	1,434	2,013	3,044	1,617

**Tabla 4.5** Corrientes de cortocircuito en las barras del sistema subterráneo. Según norma ANSI utilizando "POWER FACTORY".

Fuente: Autores.

#### 4.2.3.5.2 Conclusiones de la simulación

- La tabla 4.5, presenta valores de los diferentes tipos de corrientes de cortocircuito con la finalidad de seleccionar las fallas que con mayor frecuencia se presentan en un sistema eléctrico.

- Las normativas empleadas para esta simulación permiten obtener datos necesarios y confiables para cada una de las fallas como son las corrientes simétricas y asimétricas.
- El manejo adecuado de los diferentes software de aplicación para la simulación de sistemas eléctricos de potencia es muy importante hoy en día por la facilidad de y rapidez de cálculo.

#### 4.2.4 SIMULACIÓN DEL ALIMENTADOR 124 PRIMARIO AÉREO EXISTENTE CONSIDERANDO LA INCORPORACIÓN SUBTERRÁNEO PROYECTADO ETAPA 1

En los apartados anteriores se realizó la simulación de las diferentes corrientes de cortocircuito aérea y subterránea por separado, es momento de unificar los dos circuitos acorde al proyecto normal de funcionamiento, para tener una simulación completa del alimentador 124.

Para la simulación se necesitó de los elementos mencionados con sus respectivos parámetros de ingreso, se calculó las diferentes corrientes de cortocircuito.

##### 4.2.4.1 RESULTADOS DE “POWER FACTORY” PARA LA NORMA ANSI.

##### 4.2.4.2 Tipos de corrientes en las barras y nodos del sistema.

En la tabla 4.6 se presenta las diferentes corrientes de cortocircuito en los distintos nodos o barras del sistema completo según la norma ANSI, cuya información se obtuvo del programa POWER FACTORY (DIGSILENT). En el Anexo 4.8 se presenta el diagrama del sistema completo con sus respectivas barras subterráneas.

BARRA	Icc TRIFÁSICA (kA)			Icc. BIFÁSICA (kA)			Icc MONOFÁSICA (kA)			Icc BIFÁSICA A TIERRA (kA)		
	SIM.	ASIM.	X/R	SIM.	ASIM.	X/R	SIM.	ASIM.	X/R	SIM.	ASIM.	X/R
BARRA S/E A1	2,654	6,495	10,000	2,298	4,276	10,000	3,076	5,759	11,035	2,969	5,553	10,901
	2,366	4,000	1,923	2,206	3,662	3,226	2,680	4,087	1,730	2,687	4,117	1,796
3 DE NOV. Y BOLIVAR	2,270	5,009	5,425	1,966	3,473	5,425	2,175	3,621	3,296	2,407	4,185	4,683
	2,024	3,375	1,825	1,877	3,046	2,732	1,898	2,847	1,510	2,086	3,172	1,695

<b>TRAFO 464</b>	2,466	5,733	3,336	2,135	3,872	7,144	2,580	4,507	4,882	2,670	4,778	6,179
	2,198	3,693	1,880	2,044	3,356	2,976	2,242	3,389	1,612	2,346	3,582	1,745
<b>BARATÓN</b>	2,317	5,190	5,837	2,007	3,571	5,837	2,242	3,768	3,553	2,459	4,309	5,031
	2,067	3,457	1,847	1,918	3,123	2,806	1,957	2,942	1,541	2,134	3,251	1,718
<b>LUIS CORDERO</b>	2,306	5,144	5,720	1,997	3,547	5,720	2,230	3,740	3,489	2,449	4,282	4,932
	2,057	3,436	1,840	1,908	3,104	2,785	1,946	2,923	1,532	2,124	3,235	1,710
<b>MATOVILLE</b>	2,284	5,058	5,513	1,978	3,501	5,513	2,205	3,681	3,370	2,427	4,228	4,756
	2,037	3,397	1,828	1,889	3,068	2,746	1,923	2,886	1,516	2,104	3,201	1,697
<b>SAN FRANCISCO</b>	2,179	4,709	4,920	1,887	3,299	4,920	1,993	3,261	2,905	2,279	3,921	4,274
	1,946	3,235	1,807	1,801	2,910	2,643	1,748	2,615	1,477	1,973	2,997	1,682
<b>4 DE NOVIEMBRE</b>	2,197	4,766	5,010	1,902	3,333	5,010	2,027	3,327	2,971	2,304	3,971	4,346
	1,961	3,262	1,811	1,816	2,936	2,660	1,776	2,659	1,483	1,994	3,030	1,685
<b>ESC. PACHECO</b>	2,227	4,864	5,170	1,928	3,389	5,170	2,086	3,443	3,092	2,345	4,056	4,476
	1,987	3,308	1,817	1,841	2,980	2,689	1,825	2,733	1,494	2,030	3,087	1,689
<b>4 DE NOV. Y ORIENTE</b>	2,202	4,783	5,037	1,907	3,342	5,037	2,037	3,347	2,991	2,311	3,985	4,368
	1,965	3,270	1,812	1,820	2,943	2,665	1,784	2,671	1,485	2,000	3,040	1,685
<b>ESC. SIND. CHOFERES</b>	2,107	4,480	4,581	1,825	3,164	4,581	1,859	3,007	2,669	2,181	3,722	4,003
	1,883	3,125	1,793	1,741	2,803	2,577	1,638	2,446	1,453	1,888	2,867	1,672
<b>UNIÓN ALIM 121</b>	2,117	4,512	4,625	1,833	3,183	4,625	1,877	3,040	2,699	2,194	3,749	4,038
	1,892	3,140	1,795	1,749	2,817	2,586	1,652	2,468	1,457	1,900	2,885	1,674
<b>EMILIO ABAD</b>	2,155	4,632	4,802	1,866	3,254	4,802	1,947	3,174	2,820	2,246	3,854	4,179
	1,925	3,199	1,802	1,781	2,874	2,621	1,711	2,558	1,469	1,944	2,953	1,679
<b>SUCRE</b>	2,176	4,698	4,902	1,884	3,292	4,902	1,986	3,248	2,892	2,274	3,911	4,259
	1,943	3,230	1,806	1,798	2,904	2,640	1,742	2,607	1,476	1,968	2,991	1,682
<b>AV. DEL MAESTRO T 56</b>	2,184	4,724	4,943	1,891	3,308	4,943	2,002	3,278	2,921	2,286	3,933	4,292
	1,950	3,242	1,808	1,805	2,916	2,647	1,755	2,626	1,479	1,978	3,006	1,683
<b>VEINTIMILLA</b>	2,111	4,494	4,600	1,829	3,173	4,600	1,867	3,022	2,682	2,187	3,734	4,018
	1,887	3,132	1,793	1,745	2,809	2,581	1,644	2,456	1,455	1,893	2,875	1,673
<b>ORIENTE</b>	2,161	4,652	4,832	1,872	3,266	4,832	1,959	3,196	2,842	2,255	3,871	4,203
	1,930	3,208	1,803	1,786	2,883	2,626	1,720	2,572	1,471	1,951	2,965	1,680
<b>FRANCISCO CARRASCO</b>	2,091	4,432	4,513	1,811	3,135	4,513	1,831	2,954	2,624	2,160	3,680	3,949
	1,870	3,101	1,789	1,728	2,779	2,563	1,615	2,410	1,449	1,870	2,840	1,670
<b>MANUEL CRESPO</b>	2,078	4,392	4,459	1,800	3,112	4,459	1,808	2,912	2,589	2,143	3,645	3,906
	1,859	3,082	1,787	1,717	2,761	2,551	1,596	2,382	1,445	1,856	2,817	1,669
<b>AZUAY</b>	2,149	4,612	4,772	1,861	3,242	4,772	1,936	3,152	2,799	2,238	3,836	4,155
	1,920	3,189	1,801	1,776	2,865	2,615	1,701	2,543	1,467	1,937	2,942	1,678
<b>T 65 AZUAY</b>	2,136	4,570	4,710	1,850	3,218	4,710	1,911	3,105	2,756	2,220	3,800	4,106
	1,908	3,169	1,798	1,765	2,845	2,603	1,681	2,512	1,463	1,921	2,918	1,676
<b>T 519 AZUAY</b>	2,113	4,499	4,607	1,830	3,175	4,607	1,869	3,027	2,686	2,189	3,738	4,023
	1,888	3,134	1,794	1,746	2,811	2,582	1,646	2,459	1,455	1,895	2,878	1,673
<b>T 1077 AZUAY</b>	2,137	4,576	4,718	1,851	3,221	4,718	1,914	3,111	2,762	2,222	3,804	4,112
	1,910	3,171	1,799	1,766	2,848	2,604	1,683	2,516	1,463	1,923	2,921	1,677
<b>T 67 AZUAY</b>	2,108	4,483	4,585	1,825	3,166	4,585	1,860	3,010	2,672	2,182	3,724	4,006
	1,884	3,126	1,793	1,742	2,804	2,578	1,639	2,448	1,454	1,889	2,869	1,673
<b>T 66 AZUAY</b>	2,118	4,515	4,630	1,834	3,185	4,630	1,879	3,044	2,702	2,196	3,752	4,042

	1,893	3,142	1,795	1,750	2,819	2,587	1,654	2,471	1,457	1,901	2,887	1,674
<b>T 68 JBV</b>	2,131	4,556	4,689	1,846	3,209	4,689	1,903	3,089	2,742	2,213	3,787	4,089
	1,904	3,162	1,797	1,761	2,838	2,599	1,674	2,501	1,461	1,916	2,910	1,676
<b>J. B. CORDERO</b>	2,075	4,383	4,446	1,797	3,106	4,446	1,803	2,902	2,581	2,138	3,637	3,895
	1,856	3,077	1,786	1,715	2,756	2,549	1,591	2,375	1,444	1,853	2,812	1,668
<b>V. ROCAFUERTE</b>	2,029	4,243	4,264	1,757	3,022	4,264	1,724	2,758	2,466	2,078	3,518	3,751
	1,816	3,007	1,777	1,677	2,689	2,509	1,527	2,276	1,430	1,802	2,734	1,662
<b>V. ROAFUERTE 1</b>	2,004	4,169	4,171	1,736	2,977	4,171	1,683	2,683	2,410	2,046	3,454	3,677
	1,795	2,970	1,772	1,656	2,652	2,488	1,493	2,224	1,423	1,775	2,693	1,659
<b>UNIÓN ALIM. 122</b>	1,965	4,054	4,033	1,702	2,906	4,033	1,620	2,570	2,328	1,995	3,356	3,567
	1,761	2,911	1,765	1,624	2,596	2,455	1,441	2,145	1,412	1,734	2,629	1,654
<b>T 782</b>	1,993	4,135	4,130	1,726	2,956	4,130	1,664	2,650	2,385	2,031	3,425	3,645
	1,785	2,952	1,770	1,647	2,636	2,478	1,477	2,201	1,420	1,763	2,674	1,657
<b>T 73</b>	2,064	4,347	4,399	1,787	3,085	4,399	1,783	2,865	2,551	2,123	3,607	3,858
	1,846	3,059	1,784	1,705	2,739	2,539	1,575	2,350	1,440	1,840	2,792	1,667
<b>COLEGIO LUIS CORDERO</b>	2,086	4,417	4,492	1,807	3,126	4,492	1,822	2,938	2,611	2,153	3,667	3,932
	1,866	3,094	1,788	1,724	2,772	2,558	1,607	2,399	1,447	1,865	2,831	1,670
<b>T 75</b>	2,066	4,353	4,407	1,789	3,088	4,407	1,786	2,871	2,556	2,126	3,612	3,864
	1,848	3,062	1,784	1,707	2,742	2,540	1,578	2,354	1,441	1,842	2,796	1,667
<b>SUBIDA A UCHUPUCUN</b>	2,028	4,239	4,258	1,756	3,019	4,258	1,721	2,754	2,463	2,076	3,514	3,746
	1,815	3,005	1,777	1,675	2,687	2,507	1,525	2,273	1,430	1,800	2,732	1,662
<b>BARRIO NUEVO</b>	2,002	4,163	4,165	1,734	2,973	4,165	1,680	2,678	2,406	2,043	3,449	3,672
	1,793	2,967	1,772	1,654	2,650	2,486	1,490	2,220	1,423	1,773	2,690	1,659
<b>T 1052-758-533</b>	1,974	4,081	4,065	1,710	2,923	4,065	1,634	2,597	2,346	2,007	3,379	3,593
	1,769	2,924	1,767	1,631	2,609	2,463	1,453	2,163	1,415	1,743	2,644	1,655
<b>T 531</b>	1,976	4,086	4,072	1,711	2,926	4,072	1,637	2,602	2,350	2,010	3,384	3,598
	1,771	2,927	1,767	1,633	2,612	2,464	1,455	2,167	1,415	1,745	2,647	1,655
<b>T 530</b>	1,897	3,859	3,815	1,643	2,786	3,815	1,516	2,387	2,203	1,910	3,192	3,393
	1,703	2,809	1,752	1,568	2,498	2,401	1,355	2,014	1,395	1,664	2,521	1,645
<b>AV. 24 DE MAYO</b>	2,290	5,097	5,652	1,983	3,519	5,652	2,185	3,653	3,400	2,421	4,229	4,878
	2,044	3,415	1,841	1,895	3,082	2,777	1,910	2,869	1,530	2,099	3,197	1,713
<b>UNIÓN ALIM. 121</b>	2,260	4,994	5,457	1,957	3,460	5,457	2,124	3,528	3,246	2,379	4,140	4,719
	2,018	3,368	1,835	1,870	3,037	2,746	1,859	2,790	1,518	2,061	3,138	1,709
<b>T 788</b>	2,312	5,172	5,801	2,002	3,561	5,801	2,231	3,746	3,523	2,452	4,294	5,002
	2,063	3,449	1,846	1,913	3,116	2,800	1,948	2,928	1,539	2,127	3,241	1,717
<b>T 1026</b>	2,264	5,008	5,484	1,961	3,468	5,484	2,133	3,546	3,267	2,385	4,152	4,740
	2,021	3,375	1,836	1,873	3,043	2,750	1,866	2,801	1,519	2,066	3,146	1,709
<b>AV AURELIO JARAMILLO</b>	2,229	4,890	5,270	1,931	3,400	5,270	2,062	3,406	3,105	2,336	4,050	4,567
	1,991	3,320	1,828	1,844	2,990	2,715	1,808	2,711	1,506	2,023	3,079	1,704
<b>T 27</b>	2,164	4,676	4,917	1,874	3,276	4,917	1,939	3,165	2,854	2,247	3,867	4,282
	1,934	3,220	1,814	1,789	2,892	2,651	1,705	2,553	1,482	1,946	2,959	1,694
<b>RECINTO FERIAL</b>	2,150	4,625	4,813	1,862	3,248	4,813	1,926	3,137	2,806	2,234	3,835	4,194
	1,922	3,195	1,806	1,778	2,869	2,627	1,694	2,534	1,473	1,934	2,940	1,685
<b>SAMUEL ABAD</b>	2,201	4,795	5,109	1,906	3,346	5,109	2,007	3,297	2,988	2,297	3,969	4,437
	1,966	3,276	1,822	1,820	2,947	2,686	1,762	2,640	1,495	1,889	3,026	1,699

<b>T 34</b>	2,188	4,753	5,040	1,895	3,321	5,040	1,983	3,250	2,940	2,280	3,933	4,381
	1,955	3,256	1,819	1,809	2,927	2,674	1,742	2,609	1,491	1,973	3,002	1,697
<b>24 DE MAYO Y AV. DE LOS ALCALDES</b>	2,146	4,619	4,828	1,859	3,243	4,828	1,906	3,103	2,795	2,224	3,818	4,211
	1,919	3,192	1,811	1,775	2,865	2,634	1,679	2,511	1,476	1,925	2,927	1,691
<b>AGUSTÍN SACOTO</b>	2,139	4,595	4,791	1,852	3,228	4,791	1,892	3,076	2,770	2,213	3,797	4,181
	1,912	3,180	1,809	1,768	2,854	2,626	1,667	2,493	1,474	1,916	2,914	1,690
<b>T 118</b>	2,096	4,461	4,595	1,815	3,149	4,595	1,817	2,935	2,643	2,157	3,683	4,024
	1,875	3,115	1,800	1,733	2,791	2,587	1,605	2,398	1,460	1,869	2,840	1,684
<b>T 785</b>	2,063	4,357	4,451	1,786	3,088	4,451	1,760	2,829	2,554	2,113	3,596	3,910
	1,847	3,064	1,794	1,705	2,742	2,557	1,558	2,326	1,449	1,832	2,783	1,679
<b>AV. DE LOS ALCALDES</b>	2,132	4,575	4,761	1,847	3,217	4,761	1,881	3,055	2,751	2,205	3,780	4,157
	1,907	3,171	1,808	1,763	2,845	2,621	1,658	2,479	1,472	1,909	2,903	1,689
<b>T 9</b>	2,075	4,394	4,502	1,797	3,110	4,502	1,780	2,867	2,585	2,129	3,627	3,950
	1,857	3,083	1,796	1,715	2,759	2,568	1,574	2,351	1,453	1,845	2,803	1,681
<b>HOMERO CASTANIER</b>	2,043	4,298	4,372	1,770	3,052	4,372	1,727	2,770	2,506	2,088	3,546	3,847
	1,830	3,035	1,790	1,689	2,713	2,540	1,531	2,285	1,444	1,811	2,751	1,676
<b>T 7</b>	2,013	4,207	4,254	1,743	2,997	4,254	1,678	2,680	2,435	2,049	3,469	3,752
	1,804	2,989	1,784	1,664	2,669	2,513	1,490	2,222	1,435	1,779	2,701	1,672
<b>UNIÓN ALIM. 122</b>	2,011	4,200	4,244	1,741	2,993	4,244	1,674	2,672	2,430	2,046	3,463	3,745
	1,802	2,985	1,783	1,662	2,665	2,511	1,487	2,217	1,434	1,776	2,697	1,672
<b>T 8</b>	1,995	4,154	4,188	1,728	2,965	4,188	1,650	2,629	2,397	2,027	3,425	3,699
	1,788	2,962	1,780	1,649	2,643	2,498	1,467	2,186	1,430	1,760	2,672	1,669
<b>SAMUEL ABAD Y BOLÍVAR</b>	2,172	4,702	4,958	1,881	3,292	4,958	1,954	3,194	2,883	2,258	3,889	4,315
	1,941	3,232	1,816	1,796	2,904	2,658	1,718	2,572	1,485	1,955	2,974	1,695
<b>T 21</b>	2,171	4,696	4,946	1,880	3,288	4,946	1,952	3,191	2,877	2,257	3,886	4,305
	1,940	3,229	1,815	1,795	2,901	2,656	1,717	2,570	1,484	1,954	2,971	1,694
<b>T 23</b>	2,153	4,638	4,855	1,864	3,254	4,855	1,919	3,127	2,815	2,233	3,836	4,232
	1,924	3,202	1,811	1,780	2,874	2,638	1,689	2,527	1,478	1,933	2,939	1,691
<b>JUAN MONTALVO</b>	2,131	4,569	4,750	1,845	3,214	4,750	1,880	3,052	2,746	2,204	3,777	4,148
	1,905	3,168	1,807	1,762	2,842	2,618	1,657	2,477	1,471	1,908	2,901	1,688
<b>A. JARAMILLO Y BOLÍVAR</b>	2,203	4,803	5,122	1,908	3,350	5,122	2,012	3,306	2,997	2,300	3,975	4,447
	1,968	3,280	1,823	1,822	2,950	2,688	1,766	2,646	1,496	1,991	3,030	1,700
<b>A. JARAMILLO Y EMILIO ABAD</b>	2,185	4,742	5,022	1,892	3,315	5,022	1,977	3,238	2,927	2,275	3,923	4,367
	1,952	3,251	1,819	1,807	2,922	2,670	1,737	2,601	1,489	1,970	2,996	1,697
<b>EMILIO ABAD 1</b>	2,150	4,631	4,846	1,862	3,250	4,846	1,913	3,115	2,807	2,229	3,828	4,225
	1,922	3,198	1,811	1,778	2,871	2,637	1,684	2,520	1,477	1,929	2,934	1,692
<b>A. JARAMILLO Y J.J. DE OLMEDO</b>	2,159	4,660	4,892	1,870	3,267	4,892	1,929	3,147	2,837	2,241	3,853	4,262
	1,930	3,212	1,813	1,785	2,884	2,646	1,698	2,541	1,481	1,940	2,950	1,693
<b>ATAHUALPA</b>	2,125	4,551	4,726	1,840	3,203	4,726	1,867	3,030	2,727	2,195	3,760	4,129
	1,900	3,159	1,806	1,757	2,833	2,614	1,647	2,462	1,469	1,901	2,890	1,688
<b>T 51</b>	2,148	4,624	4,836	1,860	3,246	4,836	1,909	3,108	2,800	2,226	3,823	4,217
	1,920	3,195	1,811	1,776	2,868	2,635	1,681	2,515	1,477	1,927	2,930	1,691
<b>SAN FRANCISCO</b>	1,947	4,014	4,018	1,686	2,880	4,018	1,575	2,496	2,300	1,967	3,308	3,564
	1,747	2,890	1,770	1,610	2,574	2,458	1,405	2,093	1,416	1,711	2,596	1,663

<b>RUMIÑAHUI</b>	1,983	4,118	4,142	1,717	2,943	4,142	1,630	2,593	2,370	2,011	3,394	3,663
	1,778	2,943	1,777	1,639	2,625	2,488	1,450	2,161	1,426	1,747	2,652	1,668
<b>RUMIÑAHUI 2</b>	2,016	4,216	4,266	1,746	3,003	4,266	1,683	2,689	2,442	2,053	3,477	3,762
	1,806	2,994	1,784	1,667	2,674	2,516	1,494	2,228	1,436	1,782	2,706	1,672
<b>CEMENTERIO</b>	2,069	4,377	4,479	1,792	3,100	4,479	1,771	2,849	2,571	2,122	3,613	3,932
	1,852	3,074	1,795	1,711	2,751	2,563	1,567	2,340	1,451	1,839	2,794	1,680
<b>AV. DE LOS ALCALDES</b>	2,100	4,473	4,613	1,819	3,157	4,613	1,824	2,948	2,655	2,162	3,694	4,039
	1,879	3,122	1,801	1,736	2,797	2,591	1,611	2,407	1,461	1,873	2,847	1,684
<b>AV. ALCALDES</b>	2,071	4,383	4,487	1,794	3,103	4,487	1,774	2,855	2,576	2,124	3,618	3,938
	1,854	3,077	1,795	1,712	2,754	2,564	1,570	2,344	1,452	1,841	2,797	1,680
<b>TÉCNICO</b>	2,294	5,084	5,534	1,987	3,518	5,534	2,195	3,661	3,343	2,430	4,234	4,775
	2,045	3,409	1,825	1,897	3,081	2,745	1,915	2,873	1,513	2,104	3,201	1,697
<b>SALLE</b>	2,291	5,082	5,568	1,984	3,514	5,568	2,214	3,702	3,405	2,435	4,245	4,802
	2,043	3,408	1,831	1,895	3,078	2,756	1,931	2,899	1,520	2,111	3,212	1,700
<b>ESCALINATA TERMINAL</b>	2,271	5,005	5,386	1,967	3,472	5,386	2,194	3,653	3,304	2,417	4,198	4,646
	2,025	3,373	1,820	1,878	3,045	2,721	1,912	2,867	1,505	2,094	3,183	1,688
<b>MATOVELLE Y VEINTIMILLA</b>	2,250	4,921	5,199	1,948	3,427	5,199	2,172	3,600	3,199	2,397	4,146	4,486
	2,005	3,334	1,808	1,859	3,010	2,683	1,892	2,833	1,488	2,075	3,152	1,674
<b>BANCO DEL AUSTRO</b>	2,243	4,880	5,073	1,943	3,408	5,073	2,152	3,556	3,121	2,385	4,115	4,384
	1,997	3,315	1,795	1,853	2,994	2,652	1,874	2,804	1,477	2,063	3,130	1,663
<b>Te 75 - Te 898</b>	2,251	4,879	4,994	1,949	3,413	4,994	2,134	3,518	3,064	2,381	4,102	4,327
	2,001	3,315	1,780	1,858	2,998	2,625	1,859	2,780	1,469	2,055	3,117	1,654
<b>RIVERA</b>	2,287	5,066	5,528	1,980	3,505	5,528	2,210	3,691	3,383	2,431	4,235	4,768
	2,039	3,401	1,829	1,891	3,071	2,749	1,927	2,892	1,517	2,107	3,206	1,697
<b>BANCO DEL PACIFICO</b>	2,272	4,977	5,236	1,968	3,463	5,236	2,168	3,596	3,204	2,406	4,168	4,529
	2,022	3,360	1,801	1,877	3,038	2,680	1,890	2,830	1,491	2,080	3,159	1,673
<b>PM PLAZOLETA</b>	2,271	4,972	5,219	1,967	3,461	5,219	2,166	3,590	3,193	2,405	4,164	4,515
	2,021	3,358	1,799	1,876	3,036	2,676	1,887	2,826	1,489	2,079	3,156	1,672
<b>MUNICIPIO</b>	2,248	4,832	4,805	1,946	3,394	4,805	2,100	3,443	2,945	2,365	4,057	4,178
	1,995	3,292	1,756	1,853	2,982	2,572	1,829	2,730	1,450	2,036	3,083	1,634
<b>REG. CIVIL</b>	2,237	4,771	4,641	1,937	3,364	4,641	2,071	3,380	2,849	2,347	4,010	4,044
	1,983	3,264	1,737	1,843	2,958	2,528	1,803	2,689	1,434	2,017	3,051	1,618
<b>BANCO DE GUAYAQUIL</b>	2,235	4,760	4,617	1,935	3,359	4,617	2,069	3,375	2,841	2,344	4,003	4,025
	1,981	3,259	1,734	1,841	2,954	2,522	1,801	2,685	1,432	2,015	3,047	1,616
<b>T 324</b>	2,146	4,619	4,828	1,859	3,243	4,828	1,906	3,102	2,794	2,223	3,818	4,211
	1,919	3,192	1,811	1,775	2,865	2,634	1,678	2,511	1,476	1,925	2,927	1,691
<b>T 55</b>	2,209	4,807	5,075	1,913	3,356	5,075	2,051	3,375	3,020	2,321	4,006	4,399
	1,972	3,281	1,813	1,826	2,954	2,672	1,796	2,689	1,488	2,009	3,054	1,686
<b>AV. IGNACIO NEIRA</b>	2,199	4,790	5,100	1,905	3,343	5,100	2,004	3,292	2,982	2,295	3,964	4,430
	1,965	3,273	1,822	1,819	2,944	2,685	1,760	2,636	1,495	1,987	3,023	1,699
<b>T 14</b>	2,069	4,376	4,477	1,792	3,099	4,477	1,770	2,848	2,569	2,121	3,612	3,930
	1,852	3,074	1,795	1,710	2,751	2,562	1,566	2,339	1,451	1,839	2,793	1,680
<b>BOLÍVAR</b>	2,055	4,335	4,421	1,780	3,074	4,421	1,748	2,807	2,535	2,104	3,577	3,886
	1,840	3,053	1,792	1,699	2,731	2,550	1,548	2,310	1,447	1,824	2,771	1,678

<b>T 374</b>	2,042	4,293	4,365	1,768	3,049	4,365	1,724	2,764	2,501	2,086	3,542	3,841
	1,828	3,032	1,789	1,688	2,711	2,538	1,529	2,281	1,443	1,809	2,748	1,676
<b>T 12</b>	2,039	4,284	4,353	1,765	3,043	4,353	1,719	2,755	2,494	2,082	3,534	3,831
	1,826	3,028	1,789	1,685	2,706	2,535	1,524	2,275	1,442	1,806	2,743	1,675
<b>55 (1)</b>	2,026	4,245	4,303	1,754	3,020	4,303	1,699	2,717	2,464	2,066	3,502	3,791
	1,815	3,008	1,786	1,675	2,688	2,524	1,507	2,248	1,438	1,792	2,722	1,674
<b>T 905-15</b>	1,982	4,116	4,140	1,717	2,942	4,140	1,629	2,592	2,369	2,011	3,393	3,662
	1,777	2,943	1,777	1,639	2,625	2,487	1,450	2,161	1,426	1,747	2,651	1,668
<b>ANETA</b>	2,093	4,452	4,582	1,813	3,144	4,582	1,812	2,926	2,635	2,153	3,676	4,014
	1,873	3,111	1,800	1,731	2,787	2,584	1,601	2,392	1,459	1,866	2,835	1,683
<b>T 10</b>	2,087	4,433	4,555	1,808	3,133	4,555	1,801	2,906	2,618	2,145	3,660	3,993
	1,868	3,102	1,799	1,725	2,778	2,579	1,592	2,378	1,457	1,859	2,824	1,682
<b>T 18</b>	2,128	4,559	4,738	1,843	3,208	4,738	1,872	3,039	2,736	2,199	3,767	4,139
	1,903	3,164	1,807	1,759	2,837	2,616	1,651	2,468	1,470	1,904	2,894	1,688
<b>T 304</b>	2,121	4,538	4,707	1,837	3,195	4,707	1,860	3,016	2,715	2,190	3,749	4,114
	1,897	3,153	1,805	1,753	2,827	2,610	1,641	2,453	1,468	1,896	2,883	1,687
<b>RAYOS X</b>	2,300	5,108	5,593	1,992	3,530	5,593	2,214	3,702	3,411	2,439	4,255	4,828
	2,050	3,420	1,829	1,902	3,091	2,757	1,931	2,899	1,521	2,114	3,216	1,701

**Tabla 4.6** Diferentes tipos de Corrientes de cortocircuito en el sistema completo Según norma ANSI utilizando “POWER FACTORY”.

**Fuente:** Autores.

#### 4.2.4.2.1 Conclusiones de la simulación.

- En la tabla 4.6, se tienen todos los nodos del alimentador 124 aéreo existente considerando la incorporación subterránea.
- Se selecciono las corrientes de cortocircuito trifásicas simétricas máximas y monofásicas simétricas mínimas, para la respectiva coordinación de protecciones que se mencionara en el siguiente capítulo.



## **CAPITULO 5**

### **COORDINACIÓN DE PROTECCIONES**

Las dimensiones de un sistema eléctrico y de los componentes que lo integran, así como la determinación de las protecciones para los bienes materiales y personas precisan el cálculo de las corrientes de cortocircuito en puntos estratégicos del sistema, en nuestro caso se calcularon en los nodos del sistema existente y en las barras de la red subterránea.

La integridad y seguridad en la entrega de energía eléctrica desde la fuente hacia la carga, depende en buena parte de las protecciones eléctricas del sistema contra fallas y perturbaciones externas o internas, estas fallas son diversas y pueden ser de sobrecorrientes por sobre carga o cortocircuitos, baja frecuencia entre otras.

La función principal de un sistema de protección es detectar y aislar las fallas que ocurren en el sistema de distribución.

#### **5.1 Protecciones Eléctricas.**

##### **5.1.1 Objetivos.**

- Evitar daños a los equipos debido a la presencia de fallas y perturbaciones.
- Resguardar la integridad física de las personas en general.
- Conservar un alto nivel de Calidad de servicio (estabilidad y continuidad), evitando en lo posible cortes de suministro.

##### **5.1.2 Preceptos.**

- Todas las fallas que puedan producirse en la red deben, en lo posible, ser despejadas en el menor tiempo posible.

- Toda protección principal puede fallar al actuar, por lo tanto es imprescindible contar con otros dispositivos de protección que actúen en función de respaldo.

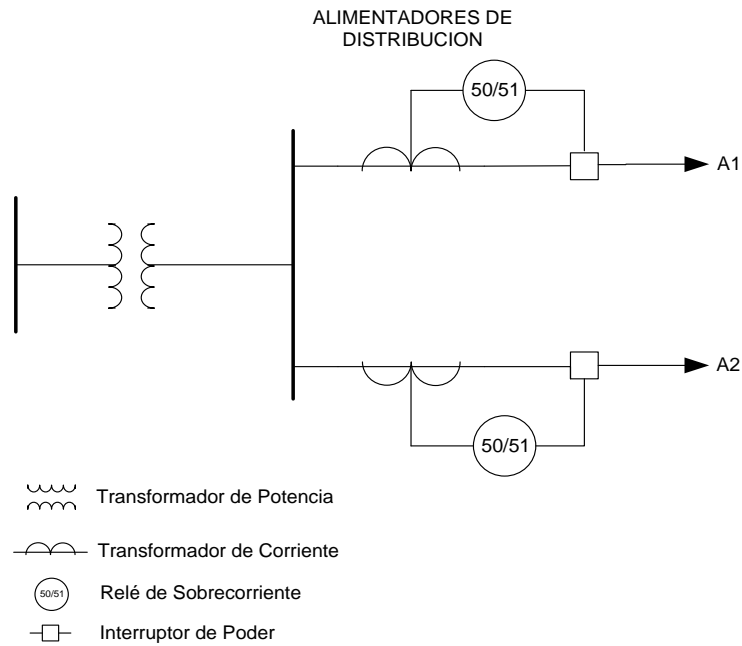
### 5.1.3 Requisitos.

Para lograr un buen desempeño del sistema de protección implementado, deben satisfacerse simultáneamente algunos requisitos, que en general dependen de una buena selección de los dispositivos de protección y su coordinación.

- **Selectividad.-** Es la característica que permite que las protecciones aislen la ubicación de la falla, con el objetivo de aislar exclusivamente la zona fallada, manteniendo el servicio en el resto del sistema.
- **Rapidez.-** Lo ideal es que toda protección aisle la falla lo más rápido posible con el objetivo de disminuir los daños, mejorar la estabilidad en el sistema y evitar la complicación y propagación de la falla en el resto de mecanismos.
- **Confiabilidad.-** Es la cualidad que permite garantizar la operación del sistema de protección, tiene que ver con la seguridad, la simplicidad y robustez del equipo de protección.
- **Simplicidad.-** Todo esquema de protección debe cumplir sus objetivos mediante la solución más simple, tanto en las características de sus dispositivos como en sus circuitos de control.

### 5.1.4 Protección de líneas.

Existe un sinnúmero de protecciones para los diferentes componentes de los sistemas eléctricos, en la figura 5.1 se indica una de las más utilizadas en lo que es protección de líneas de distribución primaria como es la de sobrecorriente, principalmente por sus características de operación y por su simpleza a la hora de su ajuste y calibración.



**Figura 5.1.** Protección de Sobrecorriente en líneas de Distribución.  
**Fuente:** Autores.

#### 5.1.4.1 Relé de sobrecorriente.

Uno de los fenómenos que ocurren durante las anomalías y en especial durante los cortocircuitos, es el valor de la corriente que sobrepasa muchas veces los valores normales de operación. Esta manera de discriminar la ocurrencia de fallas se utiliza ampliamente, ya sea como protección principal o de respaldo.

Dos variables muy importantes a tomar en cuenta en estos relés son:

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

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

Por las características de tiempos de operación se pueden subdividir como se muestra a continuación:



**Figura 5.2.** Características de los tiempos de operación.

**Fuente:** Autores.

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

#### 5.1.4.2 Cálculo de Ajustes<sup>15</sup>.

Para el caso de los relés de tiempo definido e inverso se los puede calibrar mediante la selección de los siguientes parámetros:

- **TAP;** dispositivo que permite variar la sensibilidad del relé, permitiéndole que opere con distintos valores de corriente, está dada en Amperios y es un valor que define la corriente de pick up o de arranque del relé.

$$I_{pick-up} = TAP \times RTC$$

Donde:

RTC: Relación de Transformación de corriente.

Para los relés de fabricación americana, el TAP y la  $I_{pick-up}$  suelen ser las mismas, mientras que para los europeos, especialmente en los ingleses estos valores pueden ser diferentes.

<sup>15</sup> Ing. Renzo Tamasco Amadon; *Artículo de Capacitación de Protecciones Eléctricas*; Colombia 2007.

Para el módulo de fase, el valor del TAP se determina dando al relé de sobrecorriente un carácter de relé de sobrecarga, eligiendo un ajuste de 1.5 veces la corriente nominal así:

$$TAP = \frac{(1.5) \times I_N}{RTC}$$

Donde:

In: corriente nominal.

Para el módulo de falla a tierra, el valor del TAP se determina tomando en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema bajo condiciones de operación normal, que según la experiencia se ha determinado un 20%, entonces la expresión para fijar este TAP sería:

$$TAP = \frac{(0.2) \times I_N}{RTC}$$

Para el ajuste de los relés de fase se usará la corriente de cortocircuito bifásica por ser la más común de las fallas de fase, mientras que para los de falla a tierra se debe tomar en cuenta la corriente de cortocircuito fase-tierra.

- **DIAL;** este constituye el retardo de tiempo antes de que el relé opere, siempre que la corriente de falla alcance un valor igual o mayor que la corriente de pick-up, este dispositivo varia los tiempos de operación de un relé

En la calibración del relé de sobrecorriente se puede utilizar la opción de retardo ó temporización y respaldarla por la opción instantánea dentro de la misma unidad.

Para el ajuste del elemento instantáneo se debe usar la corriente de cortocircuito en el punto de instalación del relé, tanto para fase como para tierra.

En el ajuste del módulo de temporización se debe tomar en cuenta la unidad de protección más alejada con la cual se desea coordinar, para que este no actúe antes, afectando así el menor tramo de red posible.

## **5.2 EQUIPOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN EL ALIMENTADOR 124.**

Un equipo de protección comprende dispositivos de protección tales como (relés, fusibles, etc.). Se excluyen dispositivos como TC's, mini interruptores, contactores, etc. Es importante mencionar que un sistema o esquema de protección a diferencia de un equipo de protección, es un conjunto completo de equipos de protección (relés) y otros dispositivos (TP's, TC's, baterías, mini interruptores, etc.) requeridos para lograr una función específica con base en la protección principal.

### **5.2.1 Equipos y dispositivos de Protección de la red aérea.**

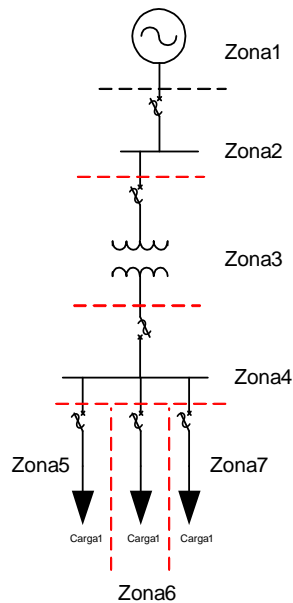
En el alimentador 124 de la Empresa Eléctrica Azogues C.A, se utilizará principalmente como dispositivo de protección un seccionador tipo fusible, el mismo que es un mecanismo de protección contra sobrecorriente, además se utilizará un equipo de protección denominado Reconectador, también dispositivos como son los TC's.

### **5.2.2 Equipo de Protección Subterránea.**

La protección que se le va a dar a las cabinas de transformación son celdas modulares tipo V, como ya se mencionó anteriormente en el apartado 3.2.3.

## **5.3 ZONAS DE PROTECCIÓN**

El principio que se tuvo que considerar al momento de una falla fue el de implementar protecciones por zonas como se muestra en la figura 5.3.



**Figura 5.3.** Protecciones implementadas en zonas.  
**Fuente:** Autores.

Idealmente las zonas de protección deben superponerse, de tal forma que ningún área del sistema de distribución quede desprotegida.

## 5.4 SELECTIVIDAD.

Cuando ocurre una falla, se requiere que el esquema de protección dispare solamente aquellos interruptores cuya operación sea necesaria para aislar la falla. Esta propiedad de selectividad es llamada también "discriminación" y es lograda por dos métodos generales.

### 5.4.1 Tiempo de coordinación.

Los sistemas de protección en zonas sucesivas están ubicados para operar en tiempos que están coordinados a través de la secuencia de equipos de tal forma que ante la ocurrencia de una falla, aunque varios equipos de protección respondan, solamente aquellos relevantes a la zona fallada completan la función de disparo. Los otros ejecutan una operación incompleta y luego hacen un reset. La velocidad de la respuesta a menudo dependerá de la severidad de la falla, y generalmente serán más lentos que un sistema unitario.

#### **5.4.2 Sistemas Unitarios<sup>16</sup>.**

Es posible diseñar sistemas de protección que respondan solamente a condiciones de falla que ocurran dentro de una zona claramente definida. Este tipo de sistema de protección es conocido como "protección unitaria". Ciertos tipos de protecciones unitarias son conocidas por nombres específicos, por ejemplo, falla a tierra restringida y protección diferencial. Ya que la protección unitaria no implica tiempos de coordinación, es relativamente rápida en la operación. La velocidad de la respuesta es sustancialmente independiente de la severidad de la falla.

#### **5.5 PROTECCIÓN PRINCIPAL Y DE RESPALDO.**

La confiabilidad del sistema de protección incluye el uso de más de un sistema de protección operando en paralelo. En el evento de una falla o no disponibilidad de la protección principal, se debe asegurar que la falla sea aislada por otros medios. Estos sistemas secundarios son conocidos como protección de respaldo.

La protección de respaldo se puede considerar como local o remota. La protección de respaldo local se logra con protecciones que detecten una falla en el sistema que no es despejada por la protección principal, la cual luego dispara su propio interruptor, por ejemplo, protecciones de sobrecorriente de tiempo coordinado. La protección de respaldo remota se consigue por protecciones que detecten una falla en el sistema que no es despejada por la protección principal en una ubicación remota y luego ejecuta un disparo local, por ejemplo la segunda o tercera zona de una protección de distancia. En ambos casos, la protección principal y la de respaldo detectan la falla simultáneamente, pero la operación de la protección de respaldo es retardada para asegurar que la protección principal despeje la falla si es posible.

Los sistemas de protección de respaldo, idealmente deben estar completamente separados del sistema de protección principal. Para lograr una completa separación, se deben duplicar los transformadores de corriente, los transformadores de voltaje, las bobinas de disparo, y los suministros de corriente directa. Este ideal raramente se consigue en la práctica. Los siguientes compromisos son típicos:

---

<sup>16</sup> Ing. Renzo Tamasco Amadon; *Artículo de Capacitación de Protecciones Eléctricas*; Colombia 2007.



- Transformadores de corriente separados (núcleos y devanados secundarios solamente). Esto involucra un costo extra pequeño comparado con el uso de transformadores de corriente comunes que tendrían que ser de mayor capacidad debido a la carga de los equipos de protección. Con los relés numéricos o digitales no hay problemas con la carga de los mismos, así que en estos casos se prefiere tener un transformador de corriente común.
- Los transformadores de voltaje no se duplican debido a consideraciones de costo y espacio. Cada relé de protección es protegido separadamente con fusibles o mini circuit-breakers y está continuamente supervisado, proporcionando alarmas cuando haya fallas en el suministro y, cuando se requiera, prevenir una operación no deseada de la protección.
- Las alimentaciones de los circuitos de disparo deben estar separadas y protegidas con fusibles o mini circuit-breakers. Se debe proporcionar bobinas de disparo duplicadas. Los circuitos de disparo deben supervisarse continuamente.

Los relés digitales y numéricos pueden incorporar funciones de protección de respaldo, por ejemplo un relé de distancia puede tener funciones de sobrecorriente. Se obtiene una reducción en los equipos requeridos para proveer protecciones de respaldo, pero se tiene el riesgo de que una falla en un elemento común del relé, por ejemplo la fuente de alimentación, resulte en una pérdida simultánea de la protección principal y de la de respaldo.

## **5.6 COORDINACIÓN ENTRE EQUIPOS.**

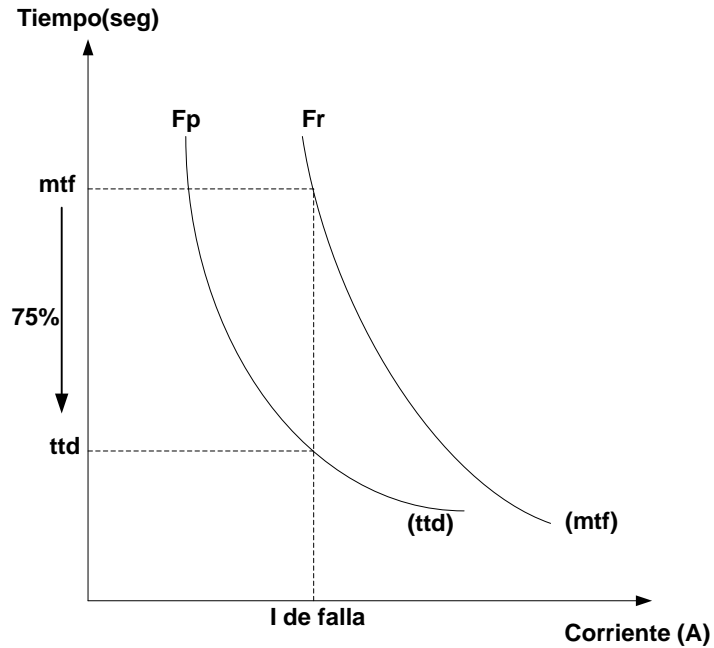
### **5.6.1 Fusible – Fusible Aéreo.**

El mecanismo inicial de operación del fusible es la fusión del elemento y depende de la magnitud y duración de la corriente así como de las propiedades eléctricas del fusible.

Las características del fusible se definen por dos curvas, la de mínimo tiempo de fusión (mtf) y la de tiempo total de despeje (ttt), estas curvas se las obtiene mediante pruebas eléctricas y representan los extremos de las características del fusible.

Para realizar la coordinación entre fusibles se puede emplear dos metodologías que para el fin son iguales, las denominadas tablas de coordinación y las curvas tiempo-corriente, el criterio a cumplir es:

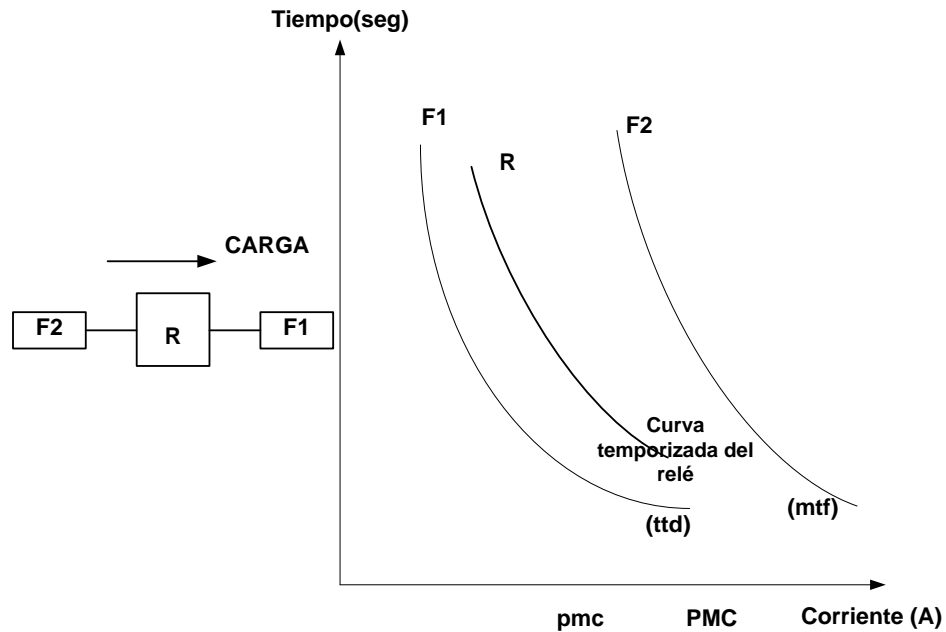
$$\left[ \frac{ttd(\text{fusible principal})}{mtf(\text{fusible respaldo})} \right] \leq 0.75$$



**Figura 5.4.** Coordinación Fusible – Fusible.  
Fuente: Autores.

### 5.6.2 Relé – fusible Aéreo.

Cuando un relé es protección de respaldo de un fusible, la curva tiempo-corriente temporizada del relé (R) debe quedar por arriba de la curva de (ttd) del fusible protector ó principal (F1).



**Figura 5.5.** Coordinación Fusible- Relé – Fusible.  
Fuente: Autores.

Cuando un fusible es respaldo de un relé, la curva de (mtf) del fusible (F2) debe quedar por arriba de la curva tiempo-corriente temporizada del relé de protección principal (R).

Finalmente cuando un relé esté conectado entre dos fusibles, la curva tiempo - corriente temporizada del relé debe quedar por arriba de la curva de (ttc) de F1 y también debe estar por debajo de la curva de (mtf) F2, este es el caso que se indica en la figura 5.5.

### 5.6.3 Cabinas Subterráneas.

La protección de las cabinas de transformación subterráneas está a cargo de la unidad de protección con microprocesador PR512/P<sup>17</sup>. Debido a esto y puesto que se trata de una red radial, las corrientes de cortocircuito son inversamente proporcionales a la ubicación de dichos puntos; es decir, disminuyen conforme se alejan de la fuente, la curva de tiempo inverso es la más adecuada para la protección de los equipos de transformación ya que sus características pueden ser coordinadas con equipos de

<sup>17</sup> Ver apartado 3.2.4.1 Unidad de protección con microprocesador PR512/P.

protección Seccionador-fusible. Además ofrecen una operación rápida ante fallas en la zona propia del relé.

Puesto que las cabinas de transformación alojarán transformadores Padmounted básicamente de una potencia nominal de 300 kVA, se puede establecer la configuración de las unidades de protección para el diagrama unifilar mostrado en la figura 5.6, con sus respectivas corrientes de cortocircuito.

Todos los cálculos para esta determinación de parámetros están basados bajo las normas IEC 60909. Los procedimientos de calibración de las unidades de protección PR512/P se establecieron con un ejemplo en el apartado 3.2.4.1. Bajo estas mismas condiciones calibraremos estos dispositivos tanto para las celdas de derivación como para las de protección de las cabinas de transformación. La programación para protección de este último se presenta a continuación, mientras que para las celdas de derivación la programación se presenta en los Anexos 5.1 y 5.2

### **Programación para protección de las Cabinas de transformación**

Corriente primaria del TC=40A

$I_{>} = 20A$

Tipo de curva NI

$t_{>} > 2s$  para 40A

$I_{>>} = 200A$

$t_{>>} \geq 0,15 s$

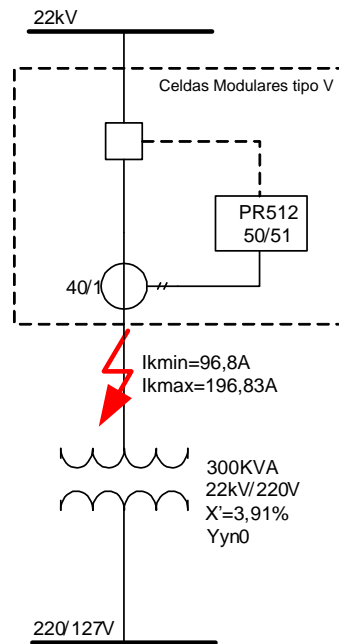
$a=0,02$

$b=0,14$

$k=1,004$

$I_{>}/I = 0,5$

$I_{>>}/I_{>} = 10,5$



**Figura 5.6.** Diagrama unifilar de las cabinas de transformación subterráneas.  
**Fuente:** Autores.

La programación de los dispositivos de protección queda configurada como se muestra a continuación.

$I > / I_n$						K					Curva	
0,2	0,025	0,05	0,1	0,2	0,425	0,9	0,4	0,2	0,1	2	1	
OFF	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	

$I >> / I >$					$t >>$					No Utiliz.	
2,5	1	2	5	9,5	0,8	0,4	0,2	0,1	0,05		
OFF	0	0	0	0	0,05	0	0	0	0	0	0

**Figura 5.7.** Programación de los dip-switch para protección de transformadores.  
**Fuente:** Autores.

## 5.7 PROCEDIMIENTO PARA COORDINACIÓN.

Para facilitar el proceso de coordinación, se puede seguir el siguiente procedimiento:

- Recopilar la información necesaria sobre el sistema eléctrico a proteger, indicando las características de los elementos del sistema en

- el diagrama unifilar y su disposición, para identificar protecciones principales y sus respectivos respaldos, desde la carga hacia la fuente.
- Determinar los valores máximos de carga, de acuerdo a la capacidad nominal del circuito protegido.
  - Calcular las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los puntos del sistema que sean importantes para la coordinación.
  - Recopilar y seleccionar información técnica sobre los equipos de protección existentes o que se instalarán en el sistema eléctrico. Esta información generalmente la suministra el fabricante.
  - El proceso de coordinación en sistemas radiales, debe realizarse desde la carga hacia la fuente.
  - Ubicar y seleccionar las características y rango de ajustes de los equipos de protección para que cumplan con las exigencias básicas del circuito a proteger y las normas existentes para tal fin.
  - Escoger las características de operación y ajuste de los dispositivos de protección de modo que exista selectividad. Toda esta información se resume en las gráficas tiempo-corriente para verificar los requerimientos de protección y coordinación. Ver Anexo 5.1

## **5.8 COORDINACIÓN DEL SISTEMA.**

### **5.8.1 COORDINACIÓN DEL SISTEMA AÉREO EXISTENTE Y SUBTERRÁNEO PROYECTADO.**

En el anexo 5.4 se muestra el diagrama unifilar de la coordinación de los sistemas de protecciones del alimentador 124 proyectado, se seleccionó tres ramales principales el primero corresponde a la zona principal 1; la segunda corresponde a la zona principal 2; la tercera corresponde a la zona principal 3.

En cada ramal principal se tienen la disposición de los dispositivos de protección, los mismos que protegen zonas principales y a su vez actúan de respaldo de los ramales secundarios. De cada ramal principal se tienen ramales secundarios que tienen un área considerable, debido a que tienen sus respectivas protecciones.

En el diagrama unifilar se muestran las corrientes de carga que están presentes en las líneas, cuyos resultados se obtuvieron de POWER FACTORY estos valores ayudaron a tener una correcta coordinación entre dispositivos y equipos de protección. En los ramales principales las corrientes de carga son mayores en comparación con los ramales secundarios, debido a esta diferencia se seleccionaron dos tipos de fusibles; para los ramales principales se escogieron los fusibles tipo K por la facilidad de coordinación con las tablas y sobre todo porque estamos protegiendo corrientes de cortocircuito, para los ramales secundarios se seleccionaron los fusibles tipo H por su rapidez de actuación ante una falla además porque trabajan con corrientes de carga mínimas, sin duda todo esto se hizo conjuntamente con el departamento técnico de la EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A. Ver anexo 5.4.

Para la coordinación se utilizaron las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en el lugar donde van ubicadas las protecciones. A continuación se detalla los criterios de coordinación para el Alimentador 124 proyectado.

- **Para coordinar fusibles, se utiliza el criterio de tablas de coordinación, ver anexo 5.1; se procede de la siguiente manera:**

**Ver anexo 5.4.**

- **Para el ramal R, SF1 y SF9 (Zona 1).**

En donde intervienen los fusibles SF1 y SF9 los mismos que protegen las zonas principal 1, principal 2 y principal 3 respectivamente, a su vez que sirven de respaldo del reconectador de la S/E, las curvas de coordinación se presentan en la figura 5.8.

- **Para el ramal SF1, SF4, y SF8 (Zona 3).**

SF8 es la protección principal, se escoge por la capacidad de protección ante una falla y por la correcta coordinación con el fusible SF4, SF8= 30K, para el fusible 30K acorde a la tabla 5.2 de los fusibles tipo K se puede apreciar que

existe coordinación con SF4= 80K que es el respaldo del fusible principal SF8. SF4 tiene coordinación con SF1= 140K siendo el respaldo de SF4.

El ramal SF1, SF4, y SF8 (Zona 3) es principal la coordinación se presenta en la figura 5.10.

De la Zona 3 se derivan ramales secundarios, los mismos que tienen una corriente de carga mínima; la coordinación se presenta de la siguiente manera.

Para los ramales secundarios SF5, SF6 y SF7, se escoge el fusible tipo H, el mismo que maneja corrientes de carga mínimas, y tiene un tiempo de actuación inmediato como indica la tabla 5.1.

SF7 es la protección principal, se escoge por corriente de carga, SF7= 5H.

SF6 es la protección principal, se escoge por corriente de carga, SF6= 5H.

SF5 es la protección principal, se escoge por corriente de carga, SF5 = 5H.

Estos ramales secundarios SF5, SF6 y SF7 tienen una protección de respaldo que es SF4 (Zona 4), las curvas de coordinación se presentan en la figura 5.11.

SF3 es la protección principal, se escoge por corriente de carga, SF3= 6K.

SF2 es la protección principal, se escoge por corriente de carga, SF2= 6K.

Estos ramales secundarios SF2 y SF3 tienen una protección de respaldo que es SF1 (Zona 2), las curvas de coordinación se presentan en la figura 5.9.

En la figura 5.12 se muestra la coordinación del fusible SF9 con las celdas modulares V1 y V4 (Zona 5) que tienen como función proteger la mayor parte del sistema eléctrico aéreo y ramales subterráneos, al ocurrir una falla aguas arriba de cualquiera de las celdas modulares éstas actuarían de tal manera evitando que actuara el fusible



SF9. De la misma forma en la figura 5.13 se presenta la coordinación del fusible SF9 con las celdas modulares V2 y V3 (Zona 6).

- **Para el ramal SF9, CELDA V2, SF10, SF12, y SF15 (Zona 7).**

SF15 es la protección principal, se escoge por la capacidad de protección ante una falla y por la correcta coordinación con el fusible SF12, SF15= 30K, para el fusible 30K acorde a la tabla 5.2 de los fusibles tipo K se puede apreciar que existe coordinación con SF12= 80K que es el respaldo de SF15. SF12 tiene coordinación con SF10= 140K siendo el respaldo de SF12. SF10 tiene coordinación con la celda modular V2 la misma que tiene el relé PR512/P que es el respaldo de SF10, SF9= 200K siendo el respaldo de PR512/P.

El ramal SF9, CELDA V2, SF10, SF12, y SF15 es principal la coordinación se presenta en la figura 5.14.

De la Zona 7 se derivan ramales secundarios, los mismos que tienen una corriente de carga mínima; la coordinación se presenta de la siguiente manera.

Para los ramales secundarios SF16 Y SF17 se escoge el fusible tipo H, el mismo que maneja corrientes de carga mínimas, y tiene un tiempo de actuación inmediato.

SF17 es la protección principal, se escoge por corriente de carga, SF17= 8H.

SF16 es la protección principal, se escoge por corriente de carga, SF16= 8H.

Estos ramales secundarios SF16 y SF17 tienen una protección de respaldo que es SF15 (Zona 10) las curvas de coordinación se presentan en la figura 5.17.

Para los ramales secundarios SF14 y SF13, se escoge el fusible tipo H, el mismo que maneja corrientes de carga mínimas, y tiene un tiempo de actuación inmediato.

SF14 es la protección principal, se escoge por corriente de carga, SF14= 3H.

SF13 es la protección principal, se escoge por corriente de carga, SF13= 3H.

Estos ramales secundarios SF13 Y SF14 tienen una protección de respaldo que es SF12 (Zona 9) las curvas de coordinación se presentan en la figura 5.16.

Para el ramal secundario SF11, se escoge el fusible tipo H.

SF11 es la protección principal, se escoge por corriente de carga, SF11= 5H.

Este ramal secundario SF11 tiene una protección de respaldo que es SF10 (Zona 8) las curvas de coordinación se presentan en la figura 5.15.

High Surge Link Rating	Continuos Current (A)	EEI-NEMA K Rating	Continuos Current (A)
1H	1	6	9
2H	2	8	12
3H	3	10	15
5H	5	12	18
8H	8	15	23
		20	30
		25	38
		30	45
		40	60*
* Only when used in a 100 or 200-ampere cutout.		50	75*
+ Only when used in a 200-ampere cutout.		65	95
Limited by continuos current rating of cutout.		80	120+
		100	150+
		140	190
		200	200

**Tabla 5.1** Corriente continua y capacidad de carga para los fusibles tipo H y tipo K.  
Fuente: Mc Graw- Edison Power Systems Division<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> P. M. Anderson, Power System Protection, Inc. IEE Press Power Engineering Series.

Protected link rating KA(amperes)														
Fuse Link	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100	140	200
Rating, A	Maximum fault current at which B will protect KA (amperes)													
6K		0.19	0.35	0.51	0.65	0.84	1.06	1.34	1.70	2.20	2.80	3.90	5.80	9.20
8K			0.21	0.44	0.65	0.84	1.06	1.34	1.70	2.20	2.80	3.90	5.80	9.20
10K				0.30	0.54	0.84	1.06	1.34	1.70	2.20	2.80	3.90	5.80	9.20
12K					0.32	0.71	1.05	1.34	1.70	2.20	2.80	3.90	5.80	9.20
15K						0.43	0.87	1.34	1.70	2.20	2.80	3.90	5.80	9.20
20K							0.50	1.10	1.70	2.20	2.80	3.90	5.80	9.20
25K								0.66	1.35	2.20	2.80	3.90	5.80	9.20
30K									0.85	1.70	2.80	3.90	5.80	9.20
40K										1.10	2.20	3.90	5.80	9.20
50K											1.45	3.50	5.80	9.20
65K												2.40	5.80	9.20
80K													4.50	9.20
100K													2.00	9.10
140K														4.00

**Tabla 5.2** Coordinación entre el fusible tipo K. Según Normas EEI - NEMA  
**Fuente:** Mc Graw- Edison Power Systems Division<sup>6</sup>.

Por lo tanto los fusibles escogidos para la coordinación aérea en este alimentador quedarían de la siguiente manera como se indica en la tabla 5.3.

Nº FUSIBLES	FUSIBLE TIPO K	FUSIBLE TIPO H
SF1	140	
SF2	6	
SF3	6	
SF4	80	
SF5		5
SF6		5
SF7		5
SF8	30	
SF9	200	
SF10	140	
SF11		5
SF12	80	
SF13		3
SF14		3
SF15	30	
SF16		8
SF17		8

**Tabla 5.3** Fusibles escogidos en la coordinación aérea.  
**Fuente:** Autores.

- **Para coordinar Relé - fusible, se debe considerar SF1 y SF9, de las cuales el reconector es su respaldo.**

De las curvas tiempo-corriente para fusibles tipo K, ver anexo 5.1:

$$ttd_{SF9} = 0.5 \text{ seg. (I falla de 2.459KA)}$$

$$ttd_{SF1} = 0.18_{seg.} \text{ (I falla de 2.459KA)}$$

“Por experiencia, para realizar una coordinación aceptable se debe cumplir que el tiempo de operación del relé debe ser por lo menos igual al tiempo total de despeje del fusible con el que se está coordinando más un tiempo de retardo entre 0.2 a 0.3seg.

$$T_{op \text{ relé}} \geq ttd_{SF} + (0.2 \text{ ó } 0.3)_{seg}$$

- **PARA EL RELÉ DE FASE**

$$ttd_{SF9} = 0.5_{seg.} \text{ (I falla 2.459KA)}$$

$$T_{op \text{ relé}} \geq 0.5_{seg} + 0.3_{seg}$$

$$T_{op \text{ relé}} \geq 0.8_{seg}$$

$$ttd_{SF1} = 0.18_{seg.} \text{ (I falla 2.459KA)}$$

$$T_{op \text{ relé}} \geq 0.18_{seg} + 0.3_{seg}$$

$$T_{op \text{ relé}} \geq 0.48_{seg}$$

**Cálculo del TAP:**

*I carga en el punto de ubicación: 80 A*

$$TC: \left(\frac{600}{5}\right) A, RTC = 30A$$

$$TAP = \frac{1.5 \times 80}{30}$$

$$TAP = 4; \text{ Se escoge un } TAP = 4$$

**Determinación del DIAL:**

$$I \text{ falla primario} = 2459A$$

$$I \text{ falla secundario} = \frac{2459}{30} = 81.96 A$$

$$I \text{ pick up} = 4 \times 30 = 120A$$

$$I \text{ veces tap} = \frac{81.96}{4} = 20.49$$

De la curva del relé (Anexo 5.2):  $T_{op \text{ relé}} = 0.25_{seg}$  para un DIAL = 0.3

**Instantáneo:**

$$I \text{ falla primario} = 3076 A$$

$$TAP = \frac{3076}{30} = 102.53 A$$

$$TAP = 102.53A$$

• **PARA EL RELÉ DE TIERRA**

$$ttd_{SF9} = 0.9_{seg} \cdot (I \text{ falla } 1.918KA)$$

$$T_{op \text{ relé}} \geq 0.9_{seg} + 0.3_{seg}$$

$$T_{op \text{ relé}} \geq 1.2_{seg}$$

$$ttd_{SF1} = 0.28_{seg} \cdot (I \text{ falla } 1.918KA)$$

$$T_{op \text{ relé}} \geq 0.28_{seg} + 0.3_{seg}$$

$$T_{op \text{ relé}} \geq 0.58_{seg}$$

**Cálculo del TAP:**

*In en el punto de ubicación: 80 A*

$$TC: \left(\frac{600}{5}\right) A, RTC = 30A$$

$$TAP = \frac{0.2 \times 80}{30}$$

$$TAP = 0.53; \text{ Se escoge un } TAP = 0.5$$

**Determinación del DIAL:**

$$I \text{ falla primario} = 1918 A$$

$$20\% \text{ falla primaria} = 384 A$$

$$I \text{ falla secundario} = \frac{384}{30} = 12.8 A$$

$$I \text{ pick up} = 0.2 \times 30 = 6$$

$$I \text{ veces tap} = \frac{12.8}{0.5} = 25.6$$

$$\text{De la curva del relé (Anexo 5.2): } T_{op \text{ relé}} = 0.16_{seg} \text{ para un DIAL} = 0.2$$

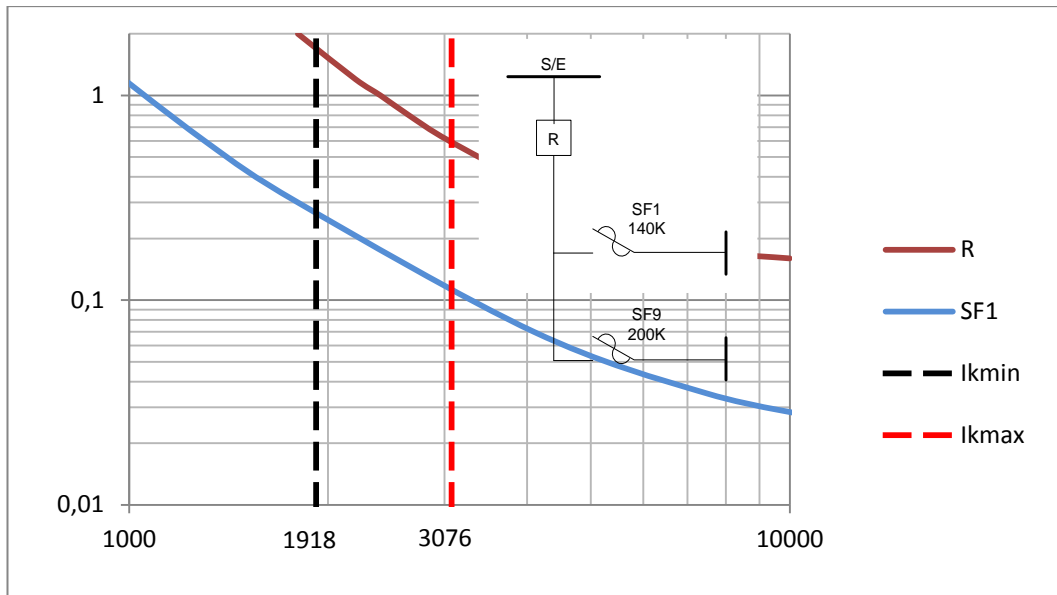
**Instantáneo:**

$$I \text{ falla primario} = 2206 A$$

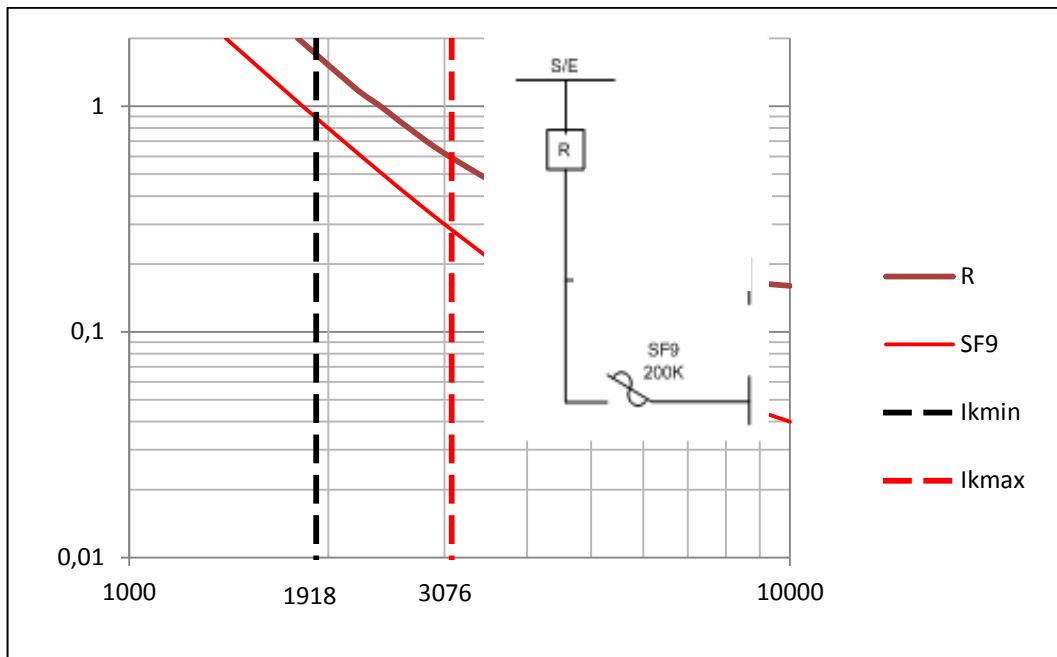
$$TAP = \frac{2206}{30} = 73.55 A$$

$$TAP = 74A$$

A continuación se presentan las curvas con las diferentes gráficas relacionadas con la coordinación de los sistemas de protecciones del Alimentador 124 aéreo existente y subterráneo proyectado.

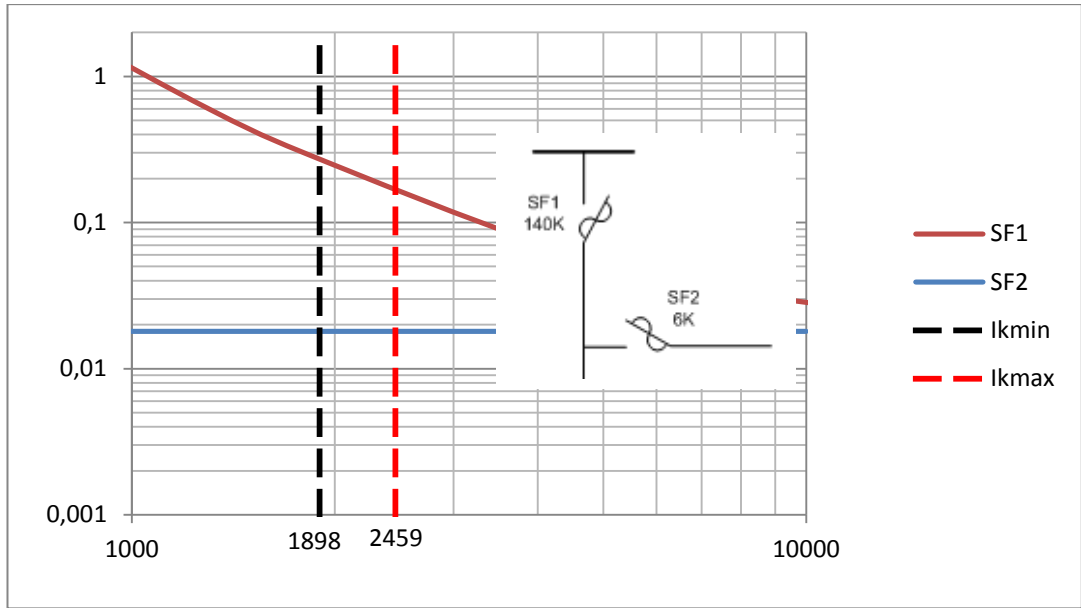


a)

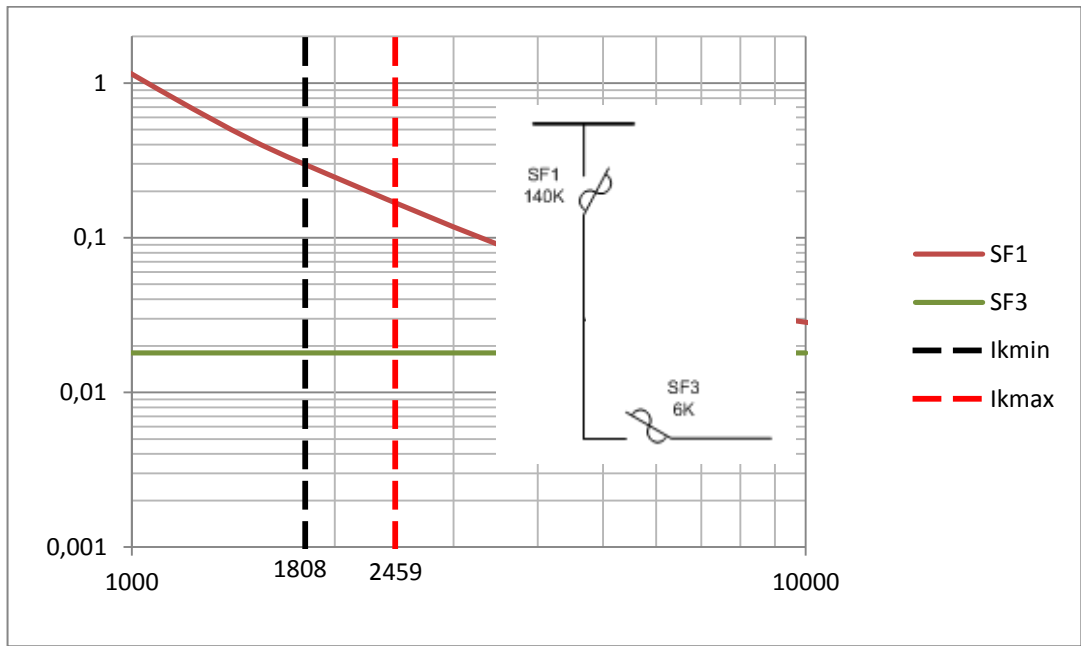


b)

**Figura 5.8.** Coordinación de la Zona 1 a) 2A b) 2B.  
**Fuente:** Autores.

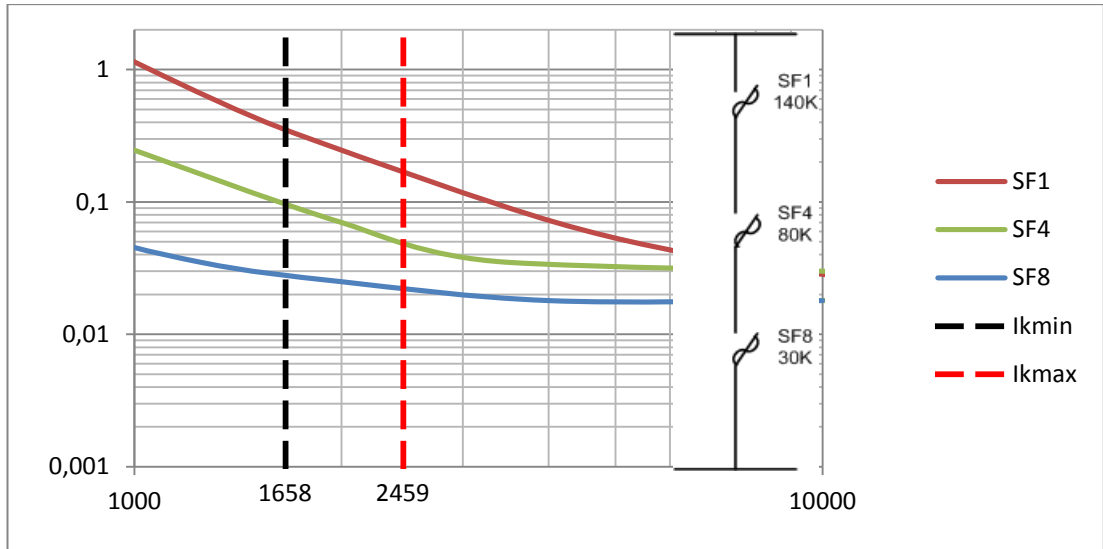


a)

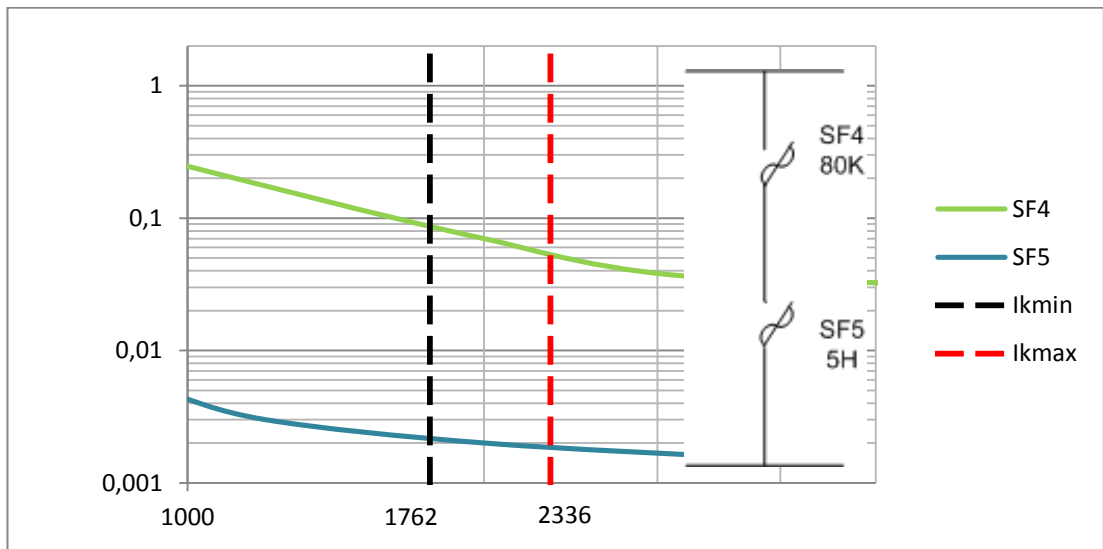


b)

**Figura 5.9.** Coordinación de la Zona 2 a) 2A b) 2B  
**Fuente:** Autores.

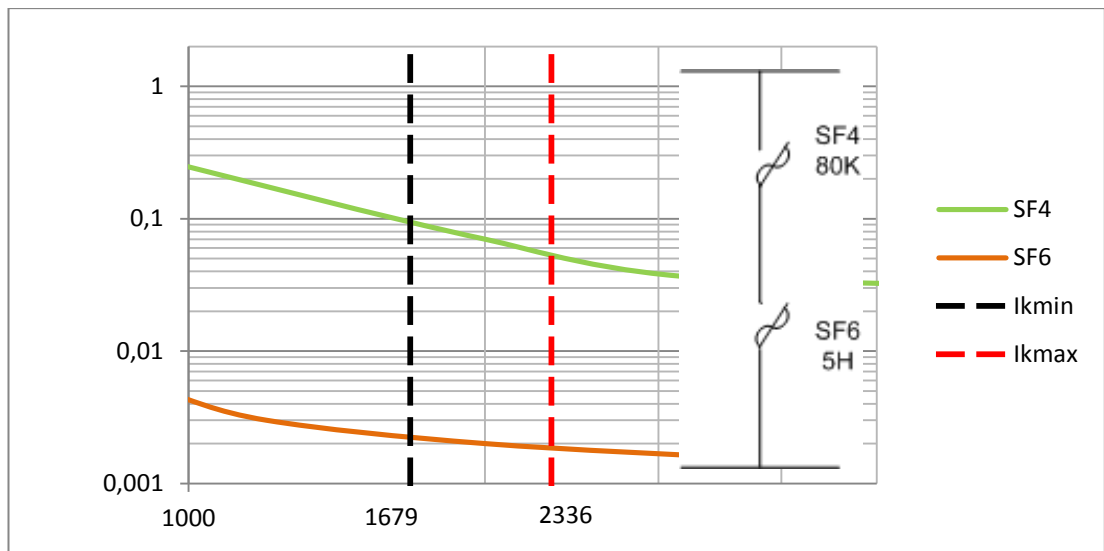


**Figura 5.10.** Coordinación de la Zona 3.  
Fuente: Autores.

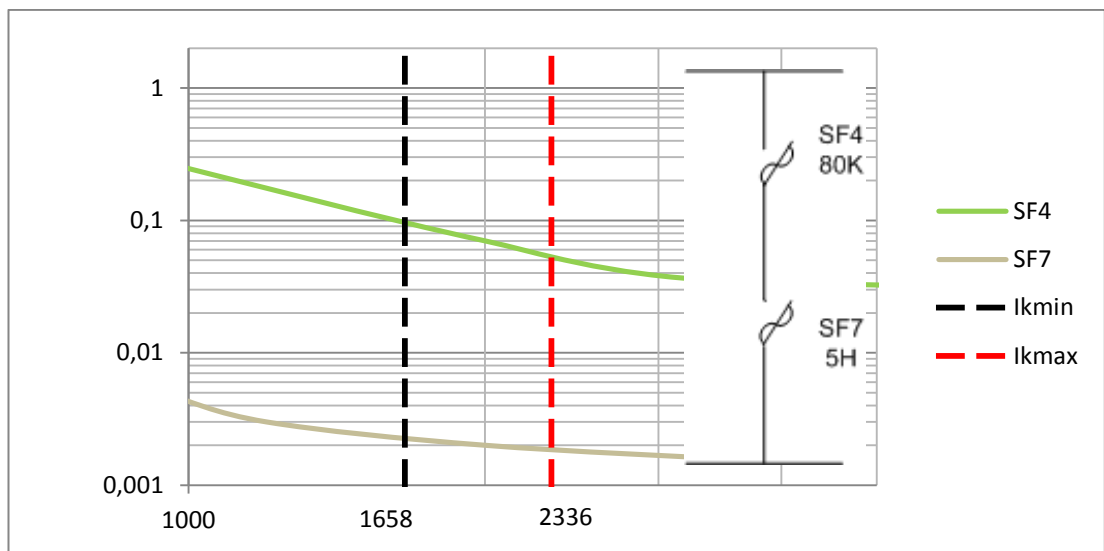


a)





b)

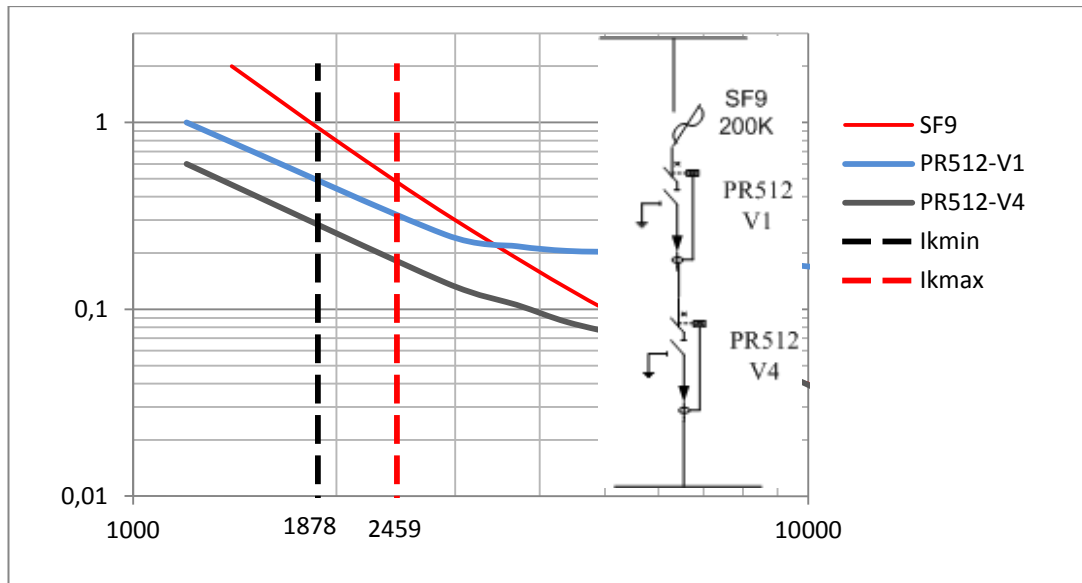


c)

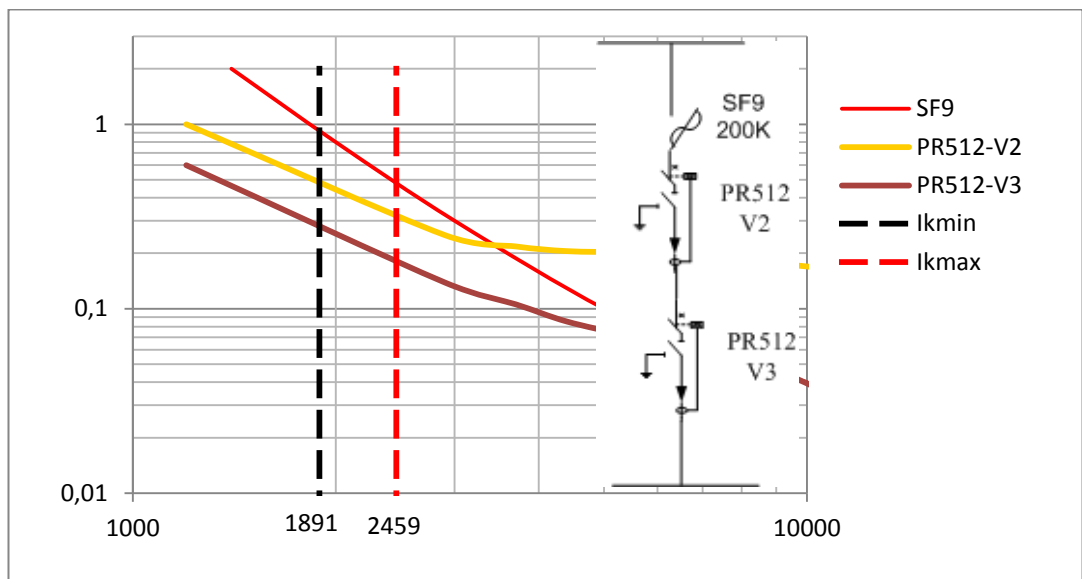
**Figura 5.11.** Coordinación de la Zona 4 a) 2A b) 2B c) 2C

**Fuente:** Autores.

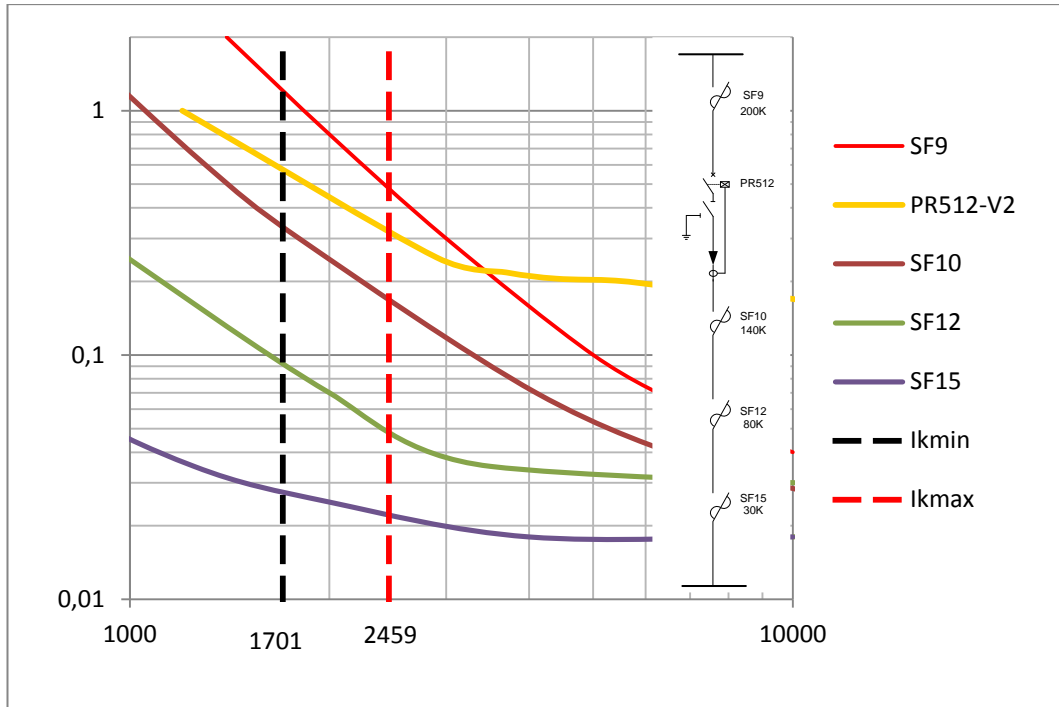
Para la coordinación entre la etapa aérea y subterráneo se presenta a continuación las curvas obtenidas.



**Figura 5.12.** Coordinación de la Zona 5.  
**Fuente:** Autores.

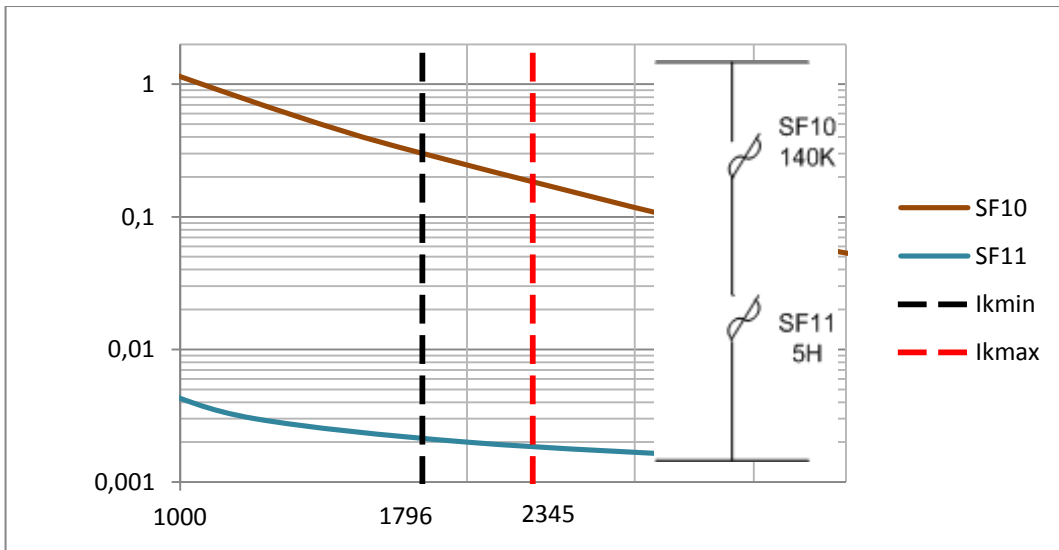


**Figura 5.13.** Coordinación de la Zona 6.  
**Fuente:** Autores.



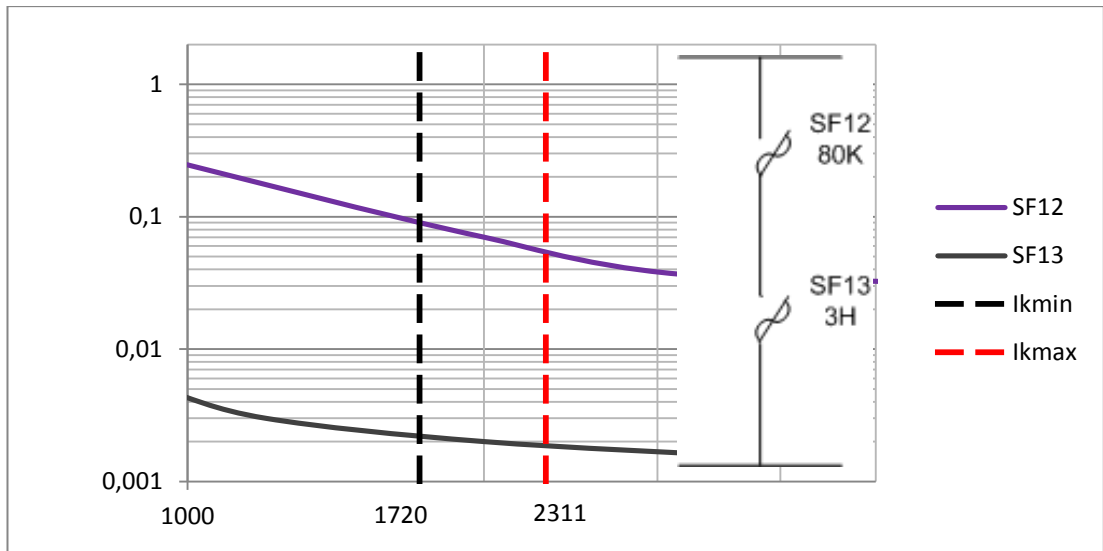
**Figura 5.14.** Coordinación de la Zona 7.

**Fuente:** Autores.

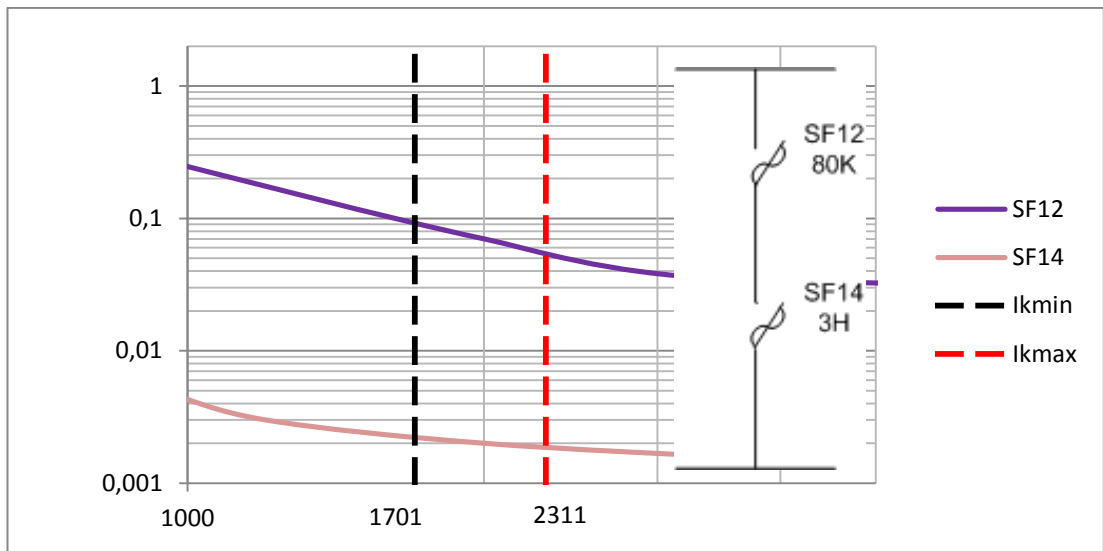


**Figura 5.15.** Coordinación de la Zona 8.

**Fuente:** Autores.

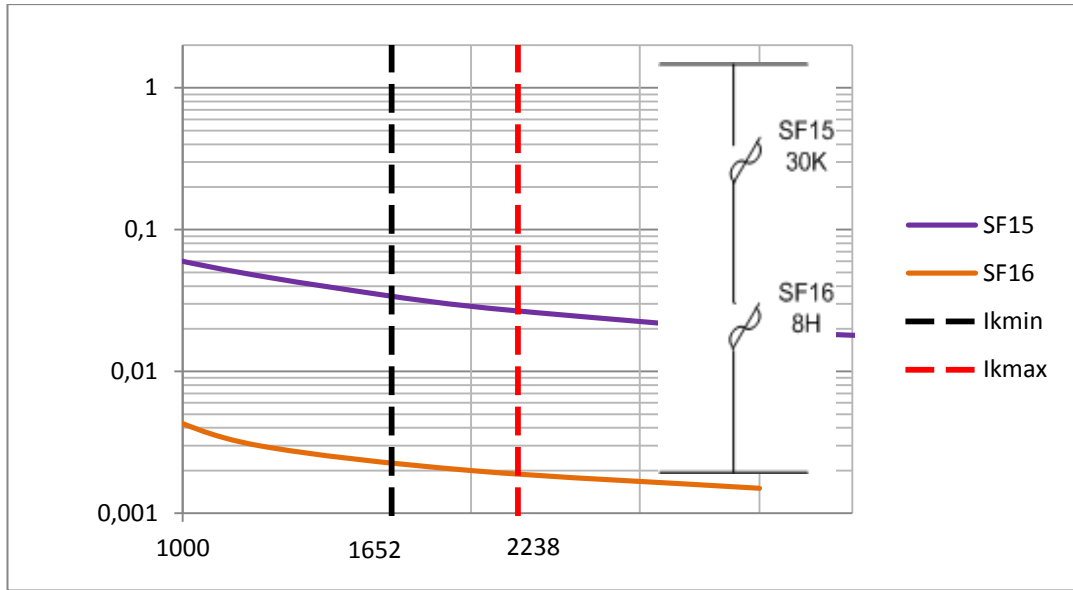


a)

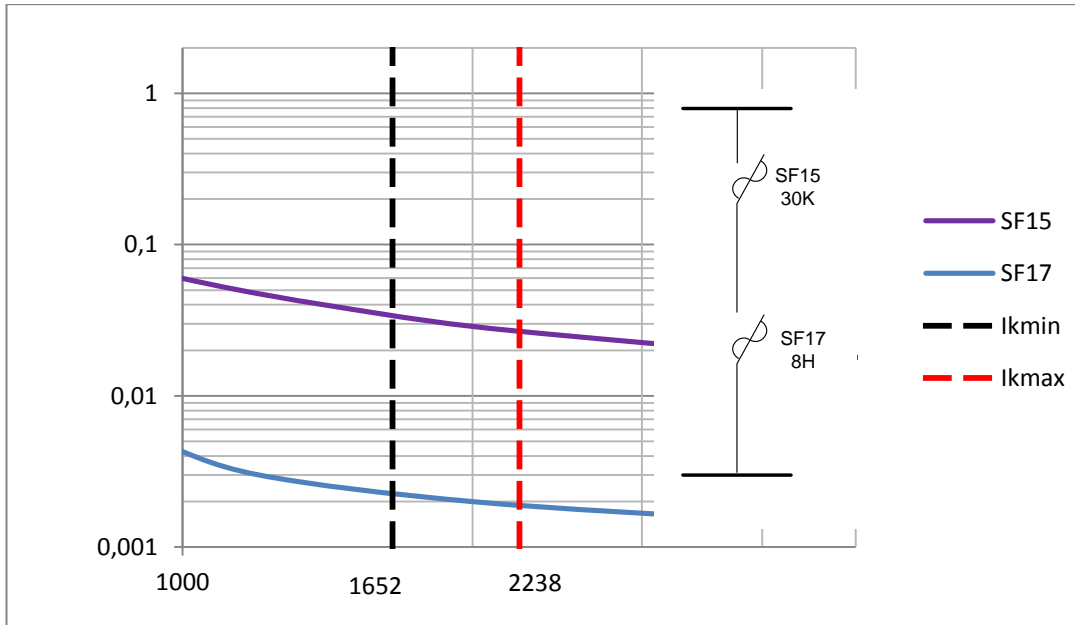


b)

**Figura 5.16.** Coordinación de la Zona 9 a) 2A b) 2B  
**Fuente:** Autores.



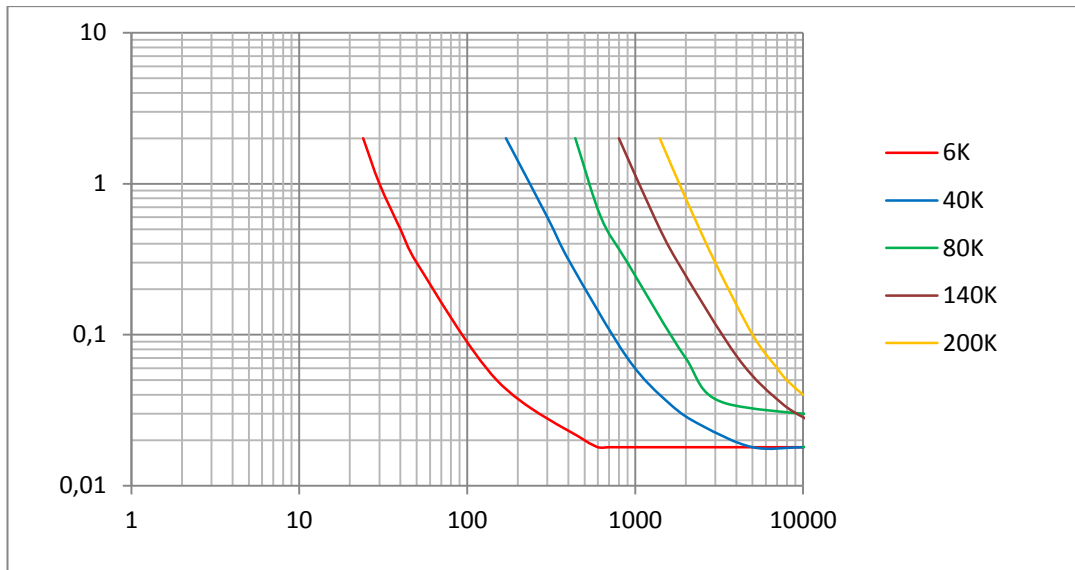
a)



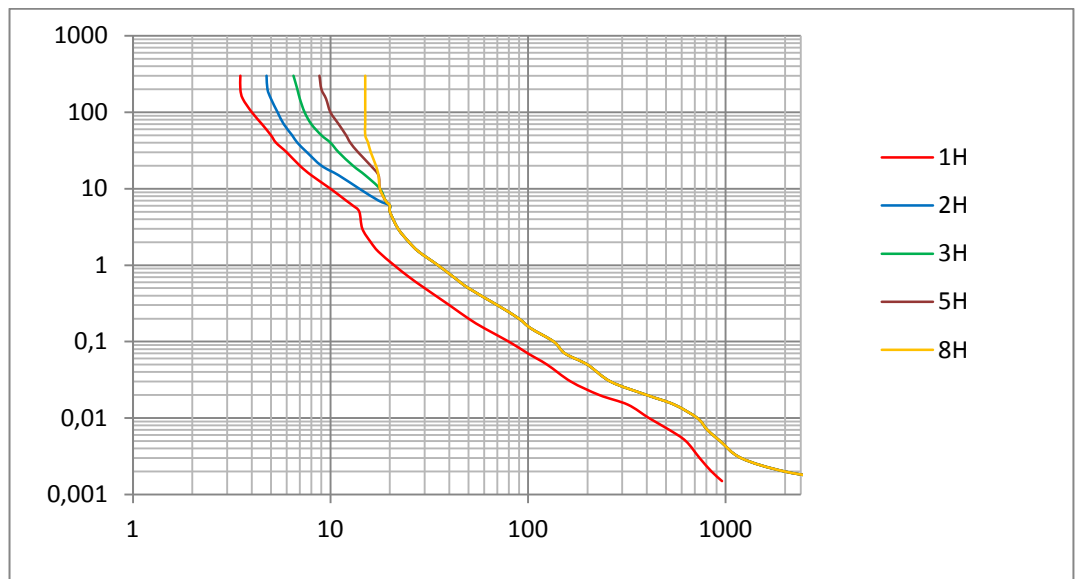
b)

**Figura 5.17.** Coordinación de la Zona 10.  
Fuente: Autores.

Finalmente en la figura 5.18, la coordinación se la puede representar gráficamente mediante las curvas tiempo-corriente de los fusibles tipo K y tipo H, esto ayuda para comprobar su correcto cumplimiento.



a)

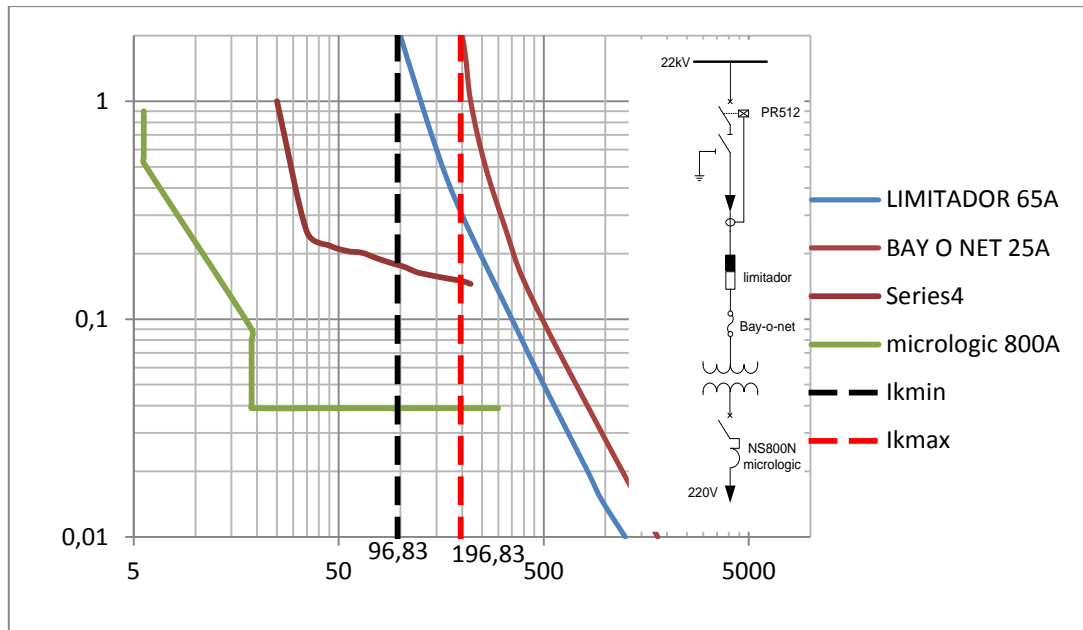


b)

**Figura 5.18.** Curvas tiempo-corriente de los dispositivos de protección a) tipo K, b) tipo H.  
**Fuente:** Autores.

### 5.8.2 COORDINACIÓN PARA LAS CABINAS DE TRANSFORMACIÓN.

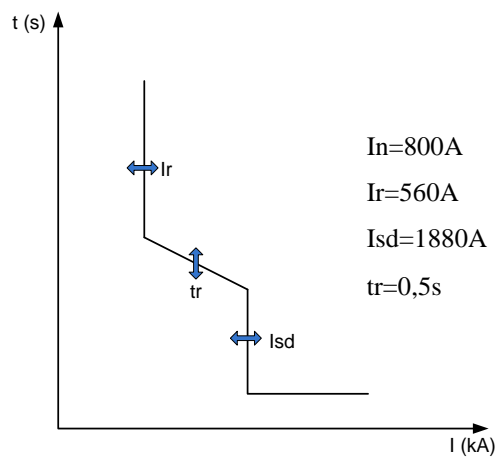
En la figura 5.19 se presenta la coordinación de protecciones para una cabina de la red subterránea, para tal efecto nos basamos en la figura 3.12 del capítulo 3.



**Figura 5.19.** Coordinación entre los diferentes dispositivos de protección para la cabina subterránea.

**Fuente:** Autores.

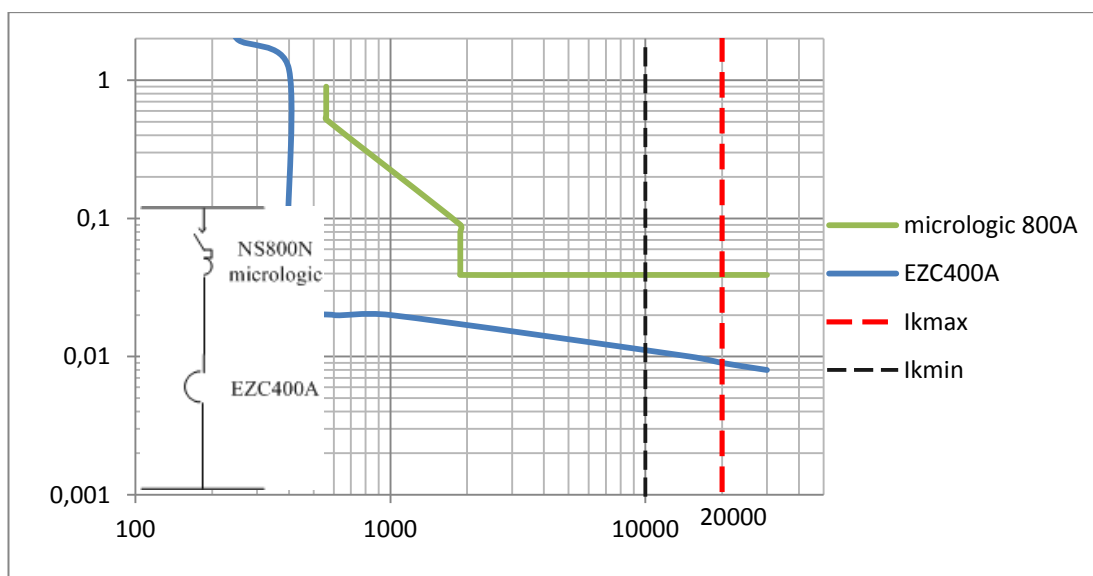
Para la coordinación considerando el secundario del transformador, el controlador micrológico estará calibrado a las siguientes condiciones según su curva de actuación. Las condiciones de parametrización para este dispositivo se presentan en el Anexo 5.3.



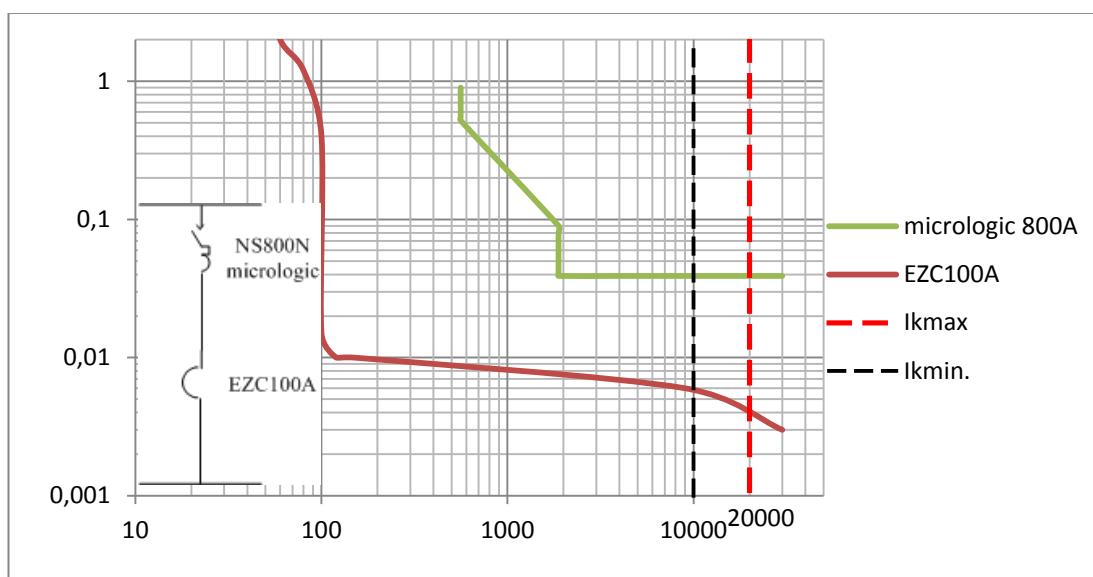
**Figura 5.20.** Curva del controlador micrológico y calibración de actuación para la protección en el nivel secundario del transformador.

**Fuente:** Autores.

Por último se considera también la coordinación de los dispositivos que protegen al transformador en la etapa de baja tensión en donde se obtuvieron los siguientes resultados.



**Figura 5.21.** Coordinación del dispositivo micrologic con el termomagnético EZC de 400<sup>a</sup>.  
**Fuente:** Autores.



**Figura 5.22.** Coordinación del dispositivo micrologic con el termomagnético EZC de 100A.  
**Fuente:** Autores.

### 5.8.3 Conclusiones de la Coordinación de protecciones.

- Al trabajar conjuntamente con el departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. Se nos autorizó que seleccionemos los fusibles tipo



K, y los fusibles tipo H por su rapidez para despejar la ocurrencia de una falla.

- Las características técnicas de cada dispositivo empleado, garantiza la efectividad y rapidez de actuación en cada una de las zonas en donde serán empleados.
- La coordinación de los dispositivos permite tener un área de cobertura mayor cuando está siendo bien aplicada garantizando la continuidad del servicio.
- Al realizar la coordinación de protecciones para una cabina de transformación estamos garantizando la continuidad del servicio ante una falla.

## **5.9 TRANSFERENCIA DE CARGA HACIA OTRO ALIMENTADOR**

El alimentador 124 tiene dos puntos de enlace con el alimentador 121 y dos puntos de enlace con el alimentador 122, todos estos pertenecientes a la Subestación Azogues 1.

Se puede tener transferencia de carga en caso de mantenimiento del alimentador 121 o del alimentador 122 hacia el alimentador 124, en los puntos de conexión se dispondrán de seccionador cuchilla con cámara apaga chispa. La transferencia debe ser momentánea hasta que termine las labores de mantenimiento.

A continuación mediante un ejemplo se explica la transferencia de carga, en el Anexo 5.4 se aprecia que el punto de conexión dos tiene la unión con el alimentador 122. Supongamos que se requiera alimentar esa zona del alimentador 122, por la disposición se observa que no hay una transferencia completa de carga por lo tanto se requiere de cuchillas de maniobra y no es conveniente realizar una coordinación de protecciones entre ambos alimentadores ya que cada uno tiene su propio sistema de protecciones.

En caso de ocurrir una falla en el lado de la transferencia, las cuchillas no actúan, en este caso actúan las protecciones cercanas al punto de transferencia.

## CAPITULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

- Mediante el presente trabajo se ha logrado establecer la coordinación de protecciones a lo largo de Alimentador 124 ya que antes no existía ningún estudio propio de coordinación. De igual manera, se garantiza el funcionamiento continuo de la red eléctrica ya que una buena ubicación de los elementos de protección en un sistema permite eliminar las fallas por cortocircuito en un tiempo menor e involucra la menor proporción de carga instalada al sistema cuando esto ocurre. Al mismo tiempo se ha podido comprender la importancia de mantener el servicio de energía eléctrica en un determinado sector, más aún si se trata del centro urbano de una ciudad
- La coordinación de protecciones de un sistema eléctrico de distribución involucra el manejo de una gran cantidad de información por lo tanto en la actualidad, es necesario la utilización de un software que permita la modelación de un sistema. Para lograr los cálculos de las corrientes de cortocircuito de una manera más rápida y confiable del Alimentador 124 el programa DIGSILENT ha sido la herramienta más importante que hemos utilizado. Sin embargo es necesario recalcar que para los criterios de coordinación no se pudo utilizar esta herramienta ya que los tipos de protecciones en este programa trabajan a través de librerías y los elementos de protección utilizados no están disponibles en la mismas.
- La construcción de la red subterránea Etapa I de media tensión a 22 kV con cable 250 MCM, 1 XLPE, 2/0 XLPE, del alimentador 124 perteneciente a la S/E Azogues 1 en sistema radial es uno de los más sencillos y económicos que se puedan implementar ya que permite una fácil coordinación de protecciones cuando no se considera ningún tipo de transferencia hacia otro alimentador y de ser así, los criterios planteados en este trabajo para coordinación ya no serían útiles.

- Se ha logrado coordinación de protecciones mediante el acople de cada uno de los dispositivos con sus respectivas curvas. Para lograr esto, las protecciones están colocadas y propuestas en lugares donde verdaderamente existe derivaciones de carga y requieren de prioridad tanto para la red aérea como para la red subterránea. La ventaja de poder coordinar los distintos dispositivos en el Alimentador 124 entre fusibles tipo H, K, los relés de protección PR512/P, ha sido la topología de red radial.

## **6.2 RECOMENDACIONES**

- Es importante que la empresa Eléctrica AZOGUES C.A, instale dos celdas modulares tipo V adicionales en la cabinas numeradas como C1 en el diagrama unifilar de los sistemas de protección aéreo y subterráneo Anexo 6.4, para garantizar la continuidad de servicio en el caso de producirse una falla en los ramales que alimentan a los transformadores T939, PM18 y T32 respectivamente. También es recomendable que se instale un elemento interruptor en la salida del alimentador desde la S/E Azogues 1 en lugar del reconectador.
- El programa para simulación de sistemas eléctricos “DIGSILENT” presenta muchas ventajas ya que se puede realizar análisis completos de flujos de carga, cortocircuitos, estabilidad, confiabilidad, etc., en circuitos ya sea de transmisión, sub transmisión y distribución en media o baja tensión, por lo tanto es recomendable de nuestra parte, la utilización de esta herramienta para el análisis de un sistema eléctrico.
- La Empresa Eléctrica Azogues, debería optar por la adquisición de un sistema que permita manejar todo su sistema de una manera más rápida y sencilla con lo cual se lograrían enormes beneficios como la reducción de las tareas de mantenimiento correctivo y a su vez garantizar la continuidad y seguridad del sistema para todos quienes disponen y trabajan en el.

- Se recomienda para el inicio de la Etapa II, que se debe continuar con el planeamiento de coordinación establecido para la Etapa I en este trabajo y de esta manera poder tener un sistema de protecciones total debidamente coordinado.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

### Libros y Folletos.

- [1] P. M. ANDERSON, *Power System Protection*, Inc. IEE Press Power Engineering Series.
- [2] McGraw- EDISON, *Power Systems Division*.
- [3] WILLIAM H. KERSTING, *Distribution system modeling and analysis*, by CRC Press LLC, 2002.
- [4] BURKE, James, *Hard to Find information about Distribution Systems*, ABB Inc, chapter 23, August 28, 2002.
- [5] REGULACION No. CONELEC – 004/01, *Calidad de Servicio Técnico e Identificación de las Interrupciones*.
- [6] ABB POWER DISTRIBUTION, *Celdas Modulares aisladas en gas SF<sub>6</sub> SafePlus 12/24kV*, Catalogo.
- [7] EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A, *Información del Departamento de Planificación y Dirección Técnica*.
- [8] ELECTRIC SYSTEMS TECHNOLOGY INSTITUTE, *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, by ABB Power T&D Company Inc., 1997
- [9] ABB, *PR512*, Manual Operativo para unidades de protección con microprocesador.
- [10] ROCKEFELLER George, *Transformer Protection Application Guide*, Basler Electric, 2007.
- [11] MERLIN GARLIN, *Protección de la red eléctrica – Guia de protección*, Schneider, Año 2004.
- [12] ABB SACE, *Electrical installation handbook*, Volume 1, 5<sup>th</sup> edition, march 2007.
- [13] ZAMORA I., BUINGES G., MAZÓN A. J., EGUÍA P., *Coordination and Selection of Expulsion and Current-Limiting Fuses in Pad-Mounted Transformer Primary Protection*, Paper.
- [14] BRICE Charles W., *“Electrical Power Systems”*, third edition, August 2002. USA.
- [15] BROWN Mark, *“Practical Power System Protection”*, ELSEVIER, 2004, New York.

- [16] HIKCS Tyler G., “*Standard handbook of engineering calculations*”, fourth edition, Mc Graw-Hill, 2004.
- [17] IEC 60909-0 INTERNATIONAL STANDARDS, “*Short-circuits courrents in three-phase a-c systems*”, First edition, 2001.
- [18] IEEE “*Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*”, 2001.

### **Tesis y trabajos de investigación**

- [1] TAMASCO AMADON RENZO; *Artículo de Capacitación de Protecciones Eléctricas*, Colombia 2007.
- [2] QUISPE, Vicente, “*Estudio y planificación del sistema de distribución eléctrica del cantón la mana jurisdicción de la empresa eléctrica provincial de Cotopaxi (elepco s. a.) Utilizando el programa Neplan*”, Tesis E.P.N. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, junio de 2009.

### **Páginas de Internet**

- [1] [www.Conelec.gov.ec](http://www.Conelec.gov.ec)
- [2] [www.digsilent.de](http://www.digsilent.de)
- [3] [www.foxitsoftware.com/pdf/Capitulo III](http://www.foxitsoftware.com/pdf/Capitulo III)
- [4] <http://www.foxitsoftware.com>.
- [5] [www.dspace.epn.edu.ec/bitstream/.../T%2011063%20CAPITULO%205%20.pdf](http://www.dspace.epn.edu.ec/bitstream/.../T%2011063%20CAPITULO%205%20.pdf)
- [6] [www.abb.no](http://www.abb.no)

## **ANEXOS**

**ANEXO 3: DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEO.**

**ANEXO 4: MODELACIÓN DE LOS CABLES SUBTERRÁNEOS.**

**ANEXO 4.1: Cálculo de las Impedancias de Secuencia Positiva, Negativa y Cero del Cable 250 M.C.M. (1/3 neutro) Para 25Kv.**

**ANEXO 4.2: Cálculo de las Impedancias de Secuencia Positiva, Negativa y Cero del Cable 1 XLPE (dos neutro) Trifásico. Para 25kV.**

**ANEXO 4.3: Cálculo de las Impedancias de Secuencia Positiva, Negativa y Cero del Cable dos ceros XLPE (un cero neutro) Trifásico. Para 25kV.**

**ANEXO 4.4: Cálculo de las Impedancias de Secuencia Positiva, Negativa y Cero del Cable 1 XLPE (dos neutro) Monofásico. Para 25kV.**

**ANEXO 4.5: Cálculo de las Impedancias de Secuencia Positiva, Negativa y Cero del Cable dos ceros XLPE (un cero neutro) Monofásico. Para 25kV.**

**ANEXO 5: PROGRAMACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION**

**ANEXO 5.1: Programación para las celdas V1 y V2**

**ANEXO 5.2: Programación para las celdas V1 y V2**

**ANEXO 5.3: Parametrización de la Unidad de Control Micrologic 2.0**

**ANEXO 6: CURVAS**

**ANEXO 6.1: Características de las curvas tiempo – corriente de los fusibles tipo K.**

**ANEXO 6.2: Características de la curva del relé tiempo – corriente, determinación del DIAL.**

**ANEXO 6.3: Características de la curva tiempo – corriente, de la Unidad de Protección con microprocesador PR512/P.**

**ANEXO 7: SIMULACIONES**

**ANEXO 7.1: Calculo de las diferentes corrientes de cortocircuito en las barras de la red subterránea utilizando el Software DIGSILENT.**

**ANEXO 6.4: Diagrama unifilar del Alimentador 124 con los dispositivos de protección.**

**ANEXO GRÁFICO 4.6: Sistema aéreo existente en una disposición de barras bajo la simulación del Software DIGSILENT.**

ANEXO GRÁFICO 4.7: Sistema Subterráneo proyectado Etapa 1 en una disposición de barras bajo la simulación del Software DIGSILENT.

ANEXO GRÁFICO 4.8: Sistema aéreo existente considerando la incorporación subterránea en una disposición de barras bajo la simulación del Software DIGSILENT.

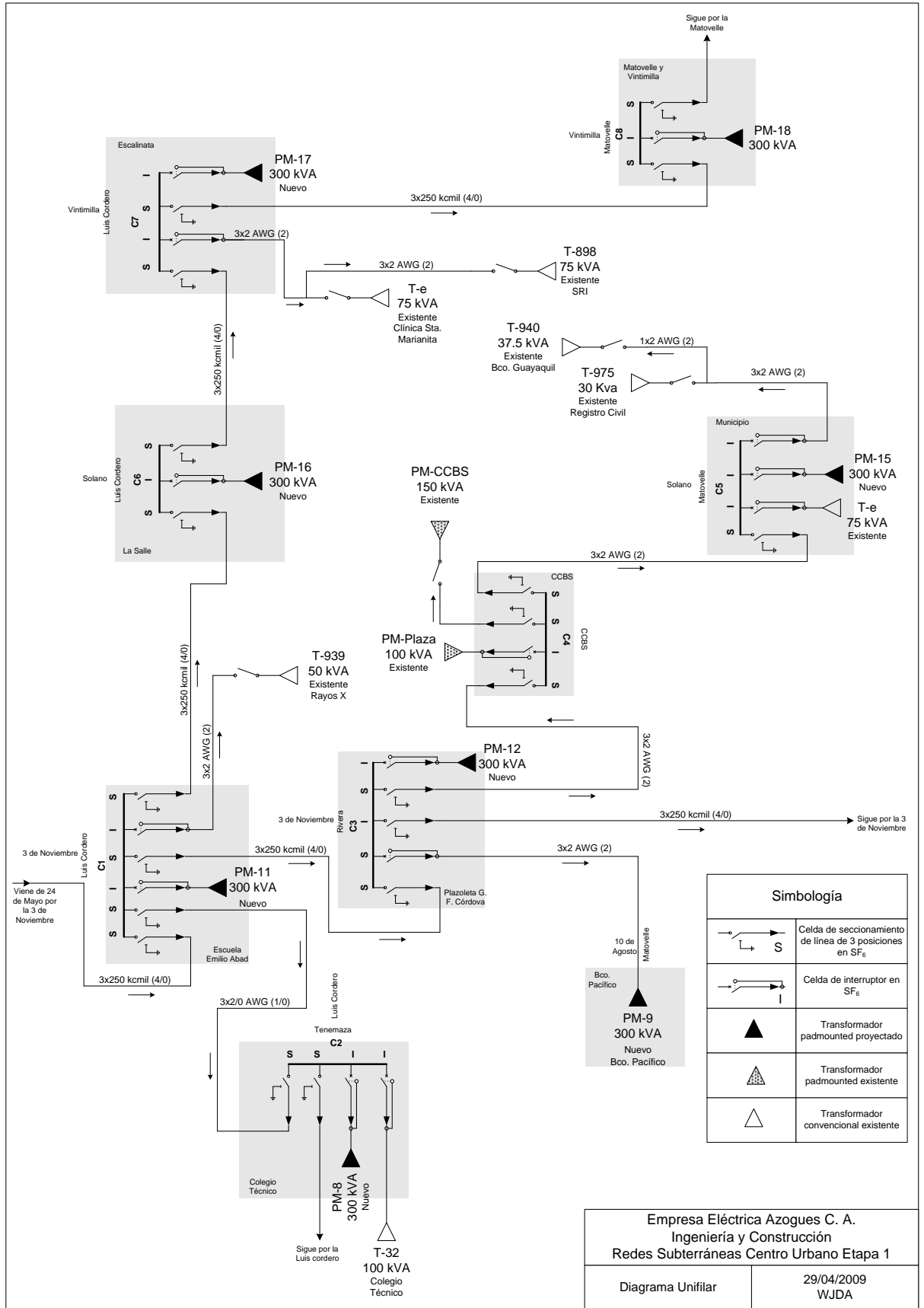
ANEXO MODELACIÓN: Cálculo de las impedancias de Secuencia Positiva, Negativa y Cero del conductor aéreo 3/0, utilizando el programa MATHCAD.

ANEXO AUTOCAD 1: PLANO DEL ALIMENTADOR 124 EXISTENTE.

ANEXO AUTOCAD 2: PLANO DE LA PRIMERA ETAPA DE LA RED SUBTERRÁNEA.



# ANEXO 3



Simbología	
	Celda de seccionamiento de línea de 3 posiciones en SF <sub>6</sub>
	Celda de interruptor en SF <sub>6</sub>
	Transformador padmounted proyectado
	Transformador padmounted existente
	Transformador convencional existente

**Empresa Eléctrica Azogues C. A.**  
Ingeniería y Construcción  
**Redes Subterráneas Centro Urbano Etapa 1**

Diagrama Unifilar	29/04/2009 WJDA
-------------------	--------------------

## ANEXO 4

### ANEXO 4.1

#### CARACTERÍSTICAS DEL CABLE PARA LA FASE

250 MCM *cu*

$$GMR_i = 0.01813 \text{ ft}$$

$$DIAMETRO = 0.52 \text{ inches}$$

$$RESISTENCIA(r_i) = 0.287 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

#### CARACTERÍSTICAS DEL CABLE PARA EL NEUTRO

16 AWG *cu*

$$GMR_s = 0.00164 \text{ ft}$$

$$DIAMETRO(ds) = 0.0508 \text{ inches}$$

$$RESISTENCIA(r_s) = 23.7262 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$R = \frac{dod - ds}{24}$$

$$GMR_c = \sqrt[K]{GMR_s \times K \times R^{K-1}}$$

$$r_{CN} = \frac{r_s}{K}$$

$$dod = 1.462 \text{ inches}$$

$$K = 33 \text{ hilos neutro}$$

$$r_{CN} = 0.7189 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$R = 0.0588 \text{ ft}$$

$$GMR_c = 0.0587 \text{ ft}$$

LOS NÚMEROS 1,2,3 REPRESENTAN LAS FASES, MIENTRAS QUE 4,5,6 REPRESENTAN EL NEUTRO

$$D_{12} = D_{21} = D_{45} = D_{54} = 0.5 \text{ ft}$$

$$D_{23} = D_{32} = D_{56} = D_{65} = 0.5 \text{ ft}$$

$$D_{31} = D_{13} = D_{64} = D_{46} = 1 \text{ ft}$$

$$D_{14} = D_{25} = D_{36} = R = 0.0588 \text{ ft}$$

$$D_{15} = D_{51} = 0.5 \text{ ft}$$

$$D_{26} = D_{62} = 0.5 \text{ ft}$$

$$D_{61} = D_{16} = 1 \text{ ft}$$

#### ECUACIONES DE CARSON'S

$$Z_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \ln \left( \frac{1}{GMR_i} + 7.93402 \right) \frac{\Omega}{\text{mile}} \quad \{1\}$$

$$Z_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \ln \left( \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right) \frac{\Omega}{\text{mile}} \quad \{2\}$$

APLICANDO LA PRIMERA ECUACION  
IMPEDANCIAS DE LAS FASES

$$Z_{11} = Z_{22} = Z_{33} = 0.3823 + j1.4493 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

IMPEDANCIAS DEL NEUTRO

$$r_{CN} = 0.7189 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$GMRc = 0.0587 \text{ ft}$$

$$Z_{44} = Z_{55} = Z_{66} = 0.8142 + j1.3067 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{13} = Z_{31} = Z_{64} = Z_{46} = Z_{61} = Z_{16} = 0.09530 + j0.9627 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

APLICANDO LA SEGUNDA ECUACION

$$D_{ij} = 0.0588 \text{ ft} \quad D_{ij} = 0.5 \text{ ft}$$

$$Z_{14} = Z_{25} = Z_{36} = 0.09530 + j1.3065 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{12} = Z_{21} = Z_{45} = Z_{54} = 0.09530 + j1.0468 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{26} = Z_{62} = Z_{15} = Z_{51} = 0.09530 + j1.0468 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$D_{ij} = 1 \text{ ft}$$

TENEMOS LAS SIGUIENTES MATRICES

$$Z_{ij} = \begin{bmatrix} 0.3823 + j1.4493 & 0.09530 + j1.0468 & 0.09530 + j0.9627 \\ 0.09530 + j1.0468 & 0.3823 + j1.4493 & 0.09530 + j1.0468 \\ 0.09530 + j0.9627 & 0.09530 + j1.0468 & 0.3823 + j1.4493 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{in} = \begin{bmatrix} 0.09530 + j1.3065 & 0.09530 + j1.0468 & 0.09530 + j0.9627 \\ 0.09530 + j1.0468 & 0.09530 + j1.3065 & 0.09530 + j1.0468 \\ 0.09530 + j0.9627 & 0.09530 + j1.0468 & 0.09530 + j1.3065 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{nn} = \begin{bmatrix} 0.8142 + j1.3067 & 0.09530 + j1.0468 & 0.09530 + j0.9627 \\ 0.09530 + j1.0468 & 0.8142 + j1.3067 & 0.09530 + j1.0468 \\ 0.09530 + j0.9627 & 0.09530 + j1.0468 & 0.8142 + j1.3067 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{nj} = \begin{bmatrix} 0.09530 + j1.3065 & 0.09530 + j1.0468 & 0.09530 + j0.9627 \\ 0.09530 + j1.0468 & 0.09530 + j1.3065 & 0.09530 + j1.0468 \\ 0.09530 + j0.9627 & 0.09530 + j1.0468 & 0.09530 + j1.3065 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

A CONTINUACION SE PRESENTA LA MATRIZ DE IMPEDANCIA DE FASE

$$Z_{abc} = [Z_{ij}] - [Z_{in}] \times [Z_{nn}]^{-1} \times [Z_{nj}]$$

$$Z_{abc} = Z_{nj} = \begin{bmatrix} 0.5868 + j0.3649 & 0.2047 - j0.02255 & 0.1660 - j0.05761 \\ 0.2047 - j0.02255 & 0.5646 + j0.3296 & 0.2020 - j0.0265 \\ 0.1660 - j0.05761 & 0.2047 - j0.02255 & 0.5868 + j0.3649 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

A CONTINUACION SE PRESENTA LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS  
POSITIVA, NEGATIVA Y CERO.

$$Z_{012} = [As]^{-1} - [Zabc] \times [As]$$

$$As = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & as^2 & as \\ 1 & as & as^2 \end{bmatrix} \quad As^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & as & as^2 \\ 1 & as^2 & as \end{bmatrix} \quad as = 1 \angle 120$$

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 0.96314 + j0.28469 & & \\ & 0.3876 + j0.3874 & \\ & & 0.3876 + j0.3874 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{mile}$$

IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO

$$Z_0 = 0.96314 + j0.28469 \frac{\Omega}{mile}$$

$$Z_0 = 0.5985 + j0.1768 \frac{\Omega}{Km}$$

IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA

$$Z_1 = Z_2 = 0.3876 + j0.3874 \frac{\Omega}{mile}$$

$$Z_1 = Z_2 = 0.2409 + j0.2407 \frac{\Omega}{Km}$$

## ANEXO 4.2

### CARACTERÍSTICAS DEL CABLE PARA LA FASE

1 *cu*

$$GMR_n = 0.00992 \text{ ft}$$

$$DIAMETRO(ds) = 0.827 \text{ inches}$$

$$RESISTENCIA = 0.677 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$T = 5 \text{ mils}$$

### CARACTERÍSTICAS DEL CABLE PARA EL NEUTRO

2 *cu*

$$GMR_n = 0.00883 \text{ ft}$$

$$RESISTENCIA = 0.964 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

LA RESISTENCIA EN LA CINTA PROTECTORA ESTA DADA POR

$$r_{shield} = 7.9385 \times 10^8 \frac{\rho}{ds.T} \frac{\Omega}{\text{mile}} \text{ Donde } \rho \text{ es la resistividad en } \Omega\text{-metro.}$$

$$r_{shield} = 4.552 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

EL RADIO MEDIO GEOMÉTRICO DE LA CINTA DE PROTECCIÓN ESTA DADA POR:

$$GMR_{shield} = \frac{ds - \frac{T}{1000}}{24} \text{ ft}$$

$$GMR_{shield} = 0.0342 \text{ ft}$$

LOS LETRAS  $a_1, a_2, a_3$  REPRESENTAN LAS FASES, LA CINTA DE PROTECCIÓN  $b_1, b_2, b_3$ , MIENTRAS QUE  $n$  REPRESENTAN EL NEUTRO.

$$\begin{aligned}
D_{a_1a_2} &= D_{a_2a_3} = D_{a_3a_1} = 0.097769 \text{ ft} \\
D_{a_1b_1} &= D_{a_1b_2} = D_{a_1b_3} = 0.0635 \text{ ft} \quad D_{a_1b_1} = GMR_{shield} \\
D_{b_1b_2} &= D_{b_2b_3} = D_{b_3b_1} = 0.029369 \text{ ft} \\
D_{a_1b_1} &= D_{a_2b_2} = D_{a_3b_3} = GMR_{shield} \\
D_{a_2b_1} &= D_{a_3b_2} = D_{a_3b_1} = 0.0635 \text{ ft} \\
D_{a_1n} &= D_{a_3n} = 0.0833 \text{ ft} \quad \text{para } 1 \text{ ft} \\
D_{a_2n} &= 0.166 \text{ ft} \quad \text{para } 2 \text{ ft} \\
D_{b_1n} &= D_{b_3n} = 0.0491 \text{ ft} \\
D_{b_2n} &= 0.191 \text{ ft}
\end{aligned}$$

### ECUACIONES DE CARSON'S

$$Z_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \ln \left( \frac{1}{GMR_p} + 7.93402 \right) \frac{\Omega}{\text{mile}} \quad \{1\}$$

$$Z_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \ln \left( \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right) \frac{\Omega}{\text{mile}} \quad \{2\}$$

APLICANDO LA PRIMERA ECUACION  
IMPEDANCIAS DE LAS FASES

$$Z_{a_1a_1} = Z_{a_2a_2} = Z_{a_3a_3} = 0.7723 + j1.522 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{a_1a_2} = Z_{a_2a_1} = Z_{a_2a_3} = Z_{a_3a_2} = Z_{a_3a_1} = Z_{a_1a_3} = 0.09530 + j1.2448 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

IMPEDANCIAS CINTA PROTECCION

$$r_{proteccion} = 4.552 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{b_1b_1} = Z_{b_2b_2} = Z_{b_3b_3} = 4.6473 + j1.372 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

IMPEDANCIAS DEL NEUTRO

$$Z_{nn} = 1.0593 + j1.5366 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

APLICANDO LA SEGUNDA ECUACION  
 $GMR_{proteccion} = 0.0381$

$$Z_{a_1b_1} = Z_{a_2b_2} = Z_{a_3b_3} = 0.09530 + j1.372 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{a_1n} = Z_{a_3n} = 0.09530 + j1.2642 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{a_2n} = 0.09530 + j1.1801 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

TENEMOS LAS SIGUIENTES MATRICES

$$Z_{ij} = \begin{bmatrix} 0.7723 + j1.5225 & 0.09530 + j1.2448 & 0.09530 + j1.2448 \\ 0.09530 + j1.2448 & 0.7723 + j1.5225 & 0.09530 + j1.2448 \\ 0.09530 + j1.2448 & 0.09530 + j1.2448 & 0.7723 + j1.5225 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{in} = \begin{bmatrix} 0.09530 + j1.3721 & 0.09530 + j1.2972 & 0.09530 + j1.2972 \\ 0.09530 + j1.2972 & 0.09530 + j1.3721 & 0.09530 + j1.2972 \\ 0.09530 + j1.2972 & 0.09530 + j1.2972 & 0.09530 + j1.3721 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{nn} = \begin{bmatrix} 4.6482 + j1.3721 & 0.09530 + j1.4079 & 0.09530 + j1.3908 \\ 0.09530 + j1.4079 & 4.6482 + j1.3721 & 0.09530 + j1.3908 \\ 0.09530 + j1.3908 & 0.09530 + j1.3908 & 4.6482 + j1.3721 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{nj} = \begin{bmatrix} 0.09530 + j1.3721 & 0.09530 + j1.2972 & 0.09530 + j1.2972 \\ 0.09530 + j1.2972 & 0.09530 + j1.3721 & 0.09530 + j1.2972 \\ 0.09530 + j1.2972 & 0.09530 + j1.2972 & 0.09530 + j1.3721 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

A CONTINUACION SE PRESENTA LA MATRIZ DE IMPEDANCIA DE FASE

$$Z_{abc} = [Z_{ij}] - [Z_{in}] \times [Z_{nn}]^{-1} \times [Z_{nj}]$$

$$Z_{abc} = Z_{nj} = \begin{bmatrix} 1.315 + j0.899 & 0.6369 + j0.622 & 0.637 + j0.622 \\ 0.636 + j0.622 & 1.3152 + j0.8996 & 0.637 + j0.622 \\ 0.637 + j0.622 & 0.637 + j0.622 & 1.315 + j0.899 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

A CONTINUACION SE PRESENTA LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS

POSITIVA, NEGATIVA Y CERO.

$$Z_{012} = [As]^{-1} - [Z_{abc}] \times [As]$$

$$As = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & as^2 & as \\ 1 & as & as^2 \end{bmatrix} \quad As^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & as & as^2 \\ 1 & as^2 & as \end{bmatrix} \quad as = 1 \angle 120$$

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 2.5891 + j2.1436 & & \\ & 0.6782 + j0.2776 & \\ & & 0.6782 + j0.2776 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

### IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO

$$Z_0 = 2.5891 + j2.1436 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_0 = 1.6088 + j1.332 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

### IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA

$$Z_1 = Z_2 = 0.6782 + j0.2776 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_1 = Z_2 = 0.4214 + j0.1725 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$



### ANEXO 4.3

#### CARACTERÍSTICAS DEL CABLE PARA LA FASE

$$\frac{2}{0} cu$$

$$GMR_p = 0.01252 ft$$

$$DIAMETRO(ds) = 0.92 inches$$

$$RESISTENCIA = 0.423 \frac{\Omega}{mile}$$

$$T = 5 mils$$

#### CARACTERÍSTICAS DEL CABLE PARA EL NEUTRO

$$\frac{1}{0} cu$$

$$GMR_n = 0.01113 ft$$

$$RESISTENCIA = 0.607 \frac{\Omega}{mile}$$

LA RESISTENCIA EN LA CINTA PROTECTORA ESTA DADA POR:

$$r_{shield} = 7.9385 \times 10^8 \frac{\rho}{ds.T} \frac{\Omega}{mile} \text{ Donde } \rho \text{ es la resistividad en } \Omega\text{-metro.}$$

$$r_{shield} = 4.0993 \frac{\Omega}{mile}$$

EL RADIO MEDIO GEOMÉTRICO DE LA CINTA DE PROTECCIÓN ESTA DADA POR

$$GMR_{shield} = \frac{ds - \frac{T}{1000}}{24} ft$$

$$GMR_{shield} = 0.0381 ft$$

LOS LETRAS  $a_1, a_2, a_3$  REPRESENTAN LAS FASES, LA CINTA DE PROTECCIÓN  $b_1, b_2, b_3$ , MIENTRAS QUE  $n$  REPRESENTAN EL NEUTRO.

$$\begin{aligned}
D_{a_1b_1} &= D_{a_2b_2} = D_{a_3b_3} = 0.0381 \text{ ft} \\
D_{a_1n} &= D_{a_3n} = 0.0833 \text{ ft} \quad \text{para } 1 \text{ ft} \\
D_{a_2n} &= 0.1533 \text{ ft} \quad \text{para } 1.84 \text{ ft} \\
D_{a_1a_2} &= D_{a_2a_3} = D_{a_3a_1} = 0.1017 \text{ ft} \\
D_{b_1b_2} &= D_{b_2b_3} = D_{b_3b_1} = 0.0255 \text{ ft} \\
D_{a_1b_2} &= D_{a_2b_3} = D_{a_1b_3} = 0.0636 \text{ ft}
\end{aligned}$$

## ECUACIONES DE CARSON'S

$$Z_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \ln \left( \frac{1}{GMR_p} + 7.93402 \right) \frac{\Omega}{\text{mile}} \quad \{1\}$$

$$Z_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \ln \left( \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right) \frac{\Omega}{\text{mile}} \quad \{2\}$$

APLICANDO LA PRIMERA ECUACION  
IMPEDANCIAS DE LAS FASES

$$\begin{aligned}
Z_{a_1a_1} = Z_{a_2a_2} = Z_{a_3a_3} &= 0.5183 + j1.4942 \frac{\Omega}{\text{mile}} \\
Z_{a_1a_2} = Z_{a_2a_1} = Z_{a_2a_3} = Z_{a_3a_2} = Z_{a_3a_1} = Z_{a_1a_3} &= \\
0.09530 + j1.24 \frac{\Omega}{\text{mile}}
\end{aligned}$$

IMPEDANCIAS CINTA PROTECCION

$$r_{\text{proteccion}} = 4.09 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{b_1b_1} = Z_{b_2b_2} = Z_{b_3b_3} = 4.1879 + j1.3592 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

IMPEDANCIA ENTRE CINTAS DE PROTECCIÓN

$$\text{para } 0.0255 \text{ ft } Z_{b_1b_2} = Z_{b_2b_3} = Z_{b_3b_1} = 0.09530 + j1.4079 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

IMPEDANCIAS DEL NEUTRO

$$Z_{nn} = 0.7023 + j1.5085 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

IMPEDANCIAS ENTRE FASES Y PROTECCIÓN

$$\text{para } 0.0636 \text{ ft } Z_{a_1b_2} = Z_{a_2b_3} = Z_{a_1b_3} = 0.09530 + j1.29702 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

APLICANDO LA SEGUNDA ECUACION

$$GMR_{\text{proteccion}} = 0.0381$$

$$Z_{a_1b_1} = Z_{a_2b_2} = Z_{a_3b_3} = 0.09530 + j1.3592 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{a_1n} = Z_{a_3n} = 0.09530 + j1.2642 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{a_2n} = 0.09530 + j1.1902 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

TENEMOS LAS SIGUIENTES MATRICES

$$Z_{ij} = \begin{bmatrix} 0.5183 + j1.4942 & 0.09530 + j1.24 & 0.09530 + j1.24 \\ 0.09530 + j1.24 & 0.5183 + j1.4942 & 0.09530 + j1.24 \\ 0.09530 + j1.24 & 0.09530 + j1.24 & 0.3823 + j1.4493 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{ip} = \begin{bmatrix} 0.09530 + j1.3592 & 0.09530 + j1.29702 & 0.09530 + j1.29702 \\ 0.09530 + j1.29702 & 0.09530 + j1.3592 & 0.09530 + j1.29702 \\ 0.09530 + j1.29702 & 0.09530 + j1.29702 & 0.09530 + j1.3592 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{pp} = \begin{bmatrix} 4.1879 + j1.3592 & 0.09530 + j1.4079 & 0.09530 + j1.4079 \\ 0.09530 + j1.4079 & 4.1879 + j1.3592 & 0.09530 + j1.4079 \\ 0.09530 + j1.4079 & 0.09530 + j1.4079 & 4.1879 + j1.3592 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{pj} = \begin{bmatrix} 0.09530 + j1.3592 & 0.09530 + j1.29702 & 0.09530 + j1.29702 \\ 0.09530 + j1.29702 & 0.09530 + j1.3592 & 0.09530 + j1.29702 \\ 0.09530 + j1.29702 & 0.09530 + j1.29702 & 0.09530 + j1.3592 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

A CONTINUACION SE PRESENTA LA MATRIZ DE IMPEDANCIA DE FASE

$$Z_{abc} = [Z_{ij}] - [Z_{ip}] \times [Z_{pp}]^{-1} \times [Z_{pj}]$$

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} 1.0528 + j0.81297 & 0.6289 + j0.5587 & 0.6289 + j0.5587 \\ 0.6289 + j0.5587 & 1.0528 + j0.81297 & 0.6289 + j0.5587 \\ 0.6289 + j0.5587 & 0.6289 + j0.5587 & 1.0528 + j0.81297 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

A CONTINUACION SE PRESENTA LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS

POSITIVA, NEGATIVA Y CERO.

$$Z_{012} = [As]^{-1} - [Z_{abc}] \times [As]$$

$$As = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & as^2 & as \\ 1 & as & as^2 \end{bmatrix} \quad As^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & as & as^2 \\ 1 & as^2 & as \end{bmatrix} \quad as = 1 \angle 120$$

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 2.31079 + j1.9304 & & \\ & 0.4239 + j0.2542 & \\ & & 0.4239 + j0.2542 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

### IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO

$$Z_0 = 2.31079 + j1.9304 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_0 = 1.4361 + j1.1997 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

### IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA

$$Z_1 = Z_2 = 0.4239 + j0.2542 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_1 = Z_2 = 0.2634 + j0.1579 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

## ANEXO 4.4

### CARACTERÍSTICAS DEL CABLE PARA LA FASE

1 *cu*

$$GMR_n = 0.00992 \text{ ft}$$

$$DIAMETRO(ds) = 0.827 \text{ inches}$$

$$RESISTENCIA = 0.677 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$T = 5 \text{ mils}$$

### CARACTERÍSTICAS DEL CABLE PARA EL NEUTRO

2 *cu*

$$GMR_n = 0.00883 \text{ ft}$$

$$RESISTENCIA = 0.964 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

LOS LETRAS  $a_1, a_2, a_3$  REPRESENTAN LAS FASES, LA CINTA DE PROTECCIÓN  $b_1, b_2, b_3$ , MIENTRAS QUE  $n$  REPRESENTAN EL NEUTRO.

$$D_{a_1 b_1} = D_{a_2 b_2} = D_{a_3 b_3} = 0.0342 \text{ ft}$$

$$D_{a_1 n} = D_{a_3 n} = 0.0833 \text{ ft} \quad \text{para } 1 \text{ ft}$$

$$D_{a_2 n} = 0.166 \text{ ft} \quad \text{para } 2 \text{ ft}$$

$$D_{a_1 a_2} = D_{a_2 a_3} = D_{a_3 a_1} = 0.097769 \text{ ft}$$

### ECUACIONES DE CARSON'S

$$Z_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \ln \left( \frac{1}{GMR_p} + 7.93402 \right) \frac{\Omega}{\text{mile}} \quad \{1\}$$

$$Z_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \ln \left( \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right) \frac{\Omega}{\text{mile}} \quad \{2\}$$

APLICANDO LA PRIMERA ECUACION  
IMPEDANCIAS DE LAS FASES

$$Z_{a_1a_1} = Z_{a_2a_2} = Z_{a_3a_3} = 0.7723 + j1.522 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{a_1a_2} = Z_{a_2a_1} = Z_{a_2a_3} = Z_{a_3a_2} = Z_{a_3a_1} = Z_{a_1a_3} = 0.09530 + j1.2448 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

IMPEDANCIAS CINTA PROTECCION

$$r_{proteccion} = 4.552 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{b_1b_1} = Z_{b_2b_2} = Z_{b_3b_3} = 4.6473 + j1.372 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

IMPEDANCIAS DEL NEUTRO

$$Z_{nn} = 1.0593 + j1.5366 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

APLICANDO LA SEGUNDA ECUACION  
GMRproteccion = 0.0381

$$Z_{a_1b_1} = Z_{a_2b_2} = Z_{a_3b_3} = 0.09530 + j1.372 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{a_1n} = Z_{a_3n} = 0.09530 + j1.2642 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{a_2n} = 0.09530 + j1.1801 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

TENEMOS LAS SIGUIENTES MATRICES EN BASE A DATOS REFERENTES DE LA FASE b. LA ÚNICA MODIFICACIÓN PARA EL RESTO DE FASES ES LA DISTANCIA AL NEUTRO.

$$Z = \begin{bmatrix} 0.7723 + j1.522 & 0.09530 + j1.372 & 0.09530 + j1.1801 \\ 0.09530 + j1.372 & 4.6473 + j1.372 & 0.09530 + j1.1801 \\ 0.09530 + j1.1801 & 0.09530 + j1.1801 & 1.0593 + j1.5366 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{ij} = [0.7723 + j1.522] \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{in} = [0.09530 + j1.372 \quad 0.09530 + j1.1801] \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{nn} = \begin{bmatrix} 4.6473 + j1.372 & 0.09530 + j1.1801 \\ 0.09530 + j1.1801 & 1.0593 + j1.5366 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{nj} = \begin{bmatrix} 0.09530 + j1.372 \\ 0.09530 + j1.1801 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

A CONTINUACION SE PRESENTA LA MATRIZ Zb

$$Zb = [Zij] - [Zin] \times [Znn]^{-1} \times [Znj]$$

$$Zb = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1.138 + j0.720 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

SE OBTIENE LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

$$Z_{012} = [As]^{-1} - [Zb] \times [As]$$

$$As = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & as^2 & as \\ 1 & as & as^2 \end{bmatrix} \quad As^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & as & as^2 \\ 1 & as^2 & as \end{bmatrix} \quad as = 1 \angle 120$$

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 0.379496 + j0.240237 & & \\ & 0.379479 + j0.240226 & \\ & & 0.379479 + j0.240226 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{mile}$$

IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA FASE b

$$Z_1 = 0.379479 + j0.240226 \frac{\Omega}{mile}$$

$$Z_1 = 0.23584 + j0.14930 \frac{\Omega}{Km}$$

IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO FASE b

$$Z_0 = 0.379496 + j0.240237 \frac{\Omega}{mile}$$

$$Z_0 = 0.23585 + j0.14930 \frac{\Omega}{Km}$$

## ANEXO 4.5

### CARACTERÍSTICAS DEL CABLE PARA LA FASE

$$\frac{2}{0} cu$$

$$GMR_p = 0.01252 ft$$

$$DIAMETRO(ds) = 0.92 inches$$

$$RESISTENCIA = 0.423 \frac{\Omega}{mile}$$

$$T = 5 mils$$

### CARACTERÍSTICAS DEL CABLE PARA EL NEUTRO

$$\frac{1}{0} cu$$

$$GMR_n = 0.01113 ft$$

$$RESISTENCIA = 0.607 \frac{\Omega}{mile}$$

LOS LETRAS  $a_1, a_2, a_3$  REPRESENTAN LAS FASES, LA CINTA DE PROTECCIÓN  $b_1, b_2, b_3$ , MIENTRAS QUE  $n$  REPRESENTAN EL NEUTRO.

$$D_{a_1 b_1} = D_{a_2 b_2} = D_{a_3 b_3} = 0.0381 ft$$

$$D_{a_1 n} = D_{a_3 n} = 0.0833 ft \quad \text{para } 1 ft$$

$$D_{a_2 n} = 0.1533 ft \quad \text{para } 1.84 ft$$

$$D_{a_1 a_2} = D_{a_2 a_3} = D_{a_3 a_1} = 0.1017 ft$$

### ECUACIONES DE CARSON'S

$$Z_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \ln \left( \frac{1}{GMR_p} + 7.93402 \right) \frac{\Omega}{mile} \quad \{1\}$$

$$Z_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \ln \left( \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right) \frac{\Omega}{mile} \quad \{2\}$$



APLICANDO LA PRIMERA ECUACION  
IMPEDANCIAS DE LAS FASES

$$Z_{a_1a_1} = Z_{a_2a_2} = Z_{a_3a_3} = 0.5183 + j1.4942 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{a_1a_2} = Z_{a_2a_1} = Z_{a_2a_3} = Z_{a_3a_2} = Z_{a_3a_1} = Z_{a_1a_3} = 0.09530 + j1.24 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

IMPEDANCIAS CINTA PROTECCION

$$r_{\text{proteccion}} = 4.09 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{b_1b_1} = Z_{b_2b_2} = Z_{b_3b_3} = 4.1879 + j1.3592 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

IMPEDANCIAS DEL NEUTRO

$$Z_{nn} = 0.7023 + j1.5085 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

APLICANDO LA SEGUNDA ECUACION  
GMR<sub>proteccion</sub> = 0.0381

$$Z_{a_1b_1} = Z_{a_2b_2} = Z_{a_3b_3} = 0.09530 + j1.3592$$

$$Z_{a_1n} = Z_{a_3n} = 0.09530 + j1.2642 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{a_2n} = 0.09530 + j1.1902 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

TENEMOS LAS SIGUIENTES MATRICES EN BASE A DATOS REFERENTES DE LA FASE b. LA ÚNICA MODIFICACIÓN PARA EL RESTO DE FASES ES LA DISTANCIA AL NEUTRO.

$$Z = \begin{bmatrix} 0.5183 + j1.4942 & 0.09530 + j1.3592 & 0.09530 + j1.1902 \\ 0.09530 + j1.3592 & 4.1879 + j1.3592 & 0.09530 + j1.1902 \\ 0.09530 + j1.1902 & 0.09530 + j1.1902 & 0.7023 + j1.5085 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{ij} = [0.5183 + j1.4942] \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{in} = [0.09530 + j1.3592 \quad 0.09530 + j1.1902] \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{nn} = \begin{bmatrix} 4.1879 + j1.3592 & 0.09530 + j1.1902 \\ 0.09530 + j1.1902 & 0.7023 + j1.5085 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_{nj} = \begin{bmatrix} 0.09530 + j1.3592 \\ 0.09530 + j1.1902 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

A CONTINUACION SE PRESENTA LA MATRIZ Zb

$$Zb = [Zij] - [Zin] \times [Znn]^{-1} \times [Znj]$$

$$Zb = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.7819 + j0.587 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

SE OBTIENE LA MATRIZ DE IMPEDANCIA DE SECUENCIAS.

$$Z_{012} = [As]^{-1} - [Zb] \times [As]$$

$$As = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & as^2 & as \\ 1 & as & as^2 \end{bmatrix} \quad As^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & as & as^2 \\ 1 & as^2 & as \end{bmatrix} \quad as = 1 \angle 120$$

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 0.260633 + j0.19533 & & \\ & 0.260621 + j0.195324 & \\ & & 0.260621 + j0.195324 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA FASE b

$$Z_1 = 0.260621 + j0.195324 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_1 = 0.16197 + j0.12139 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO FASE b

$$Z_0 = 0.260633 + j0.19533 \frac{\Omega}{\text{mile}}$$

$$Z_0 = 0.16198 + j0.12139 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

## ANEXO 5

### ANEXO 5.1

#### Programación para las celdas V1 y V2

Corriente primaria del TC=200A

$I_{>} = 200A$

Tipo de curva NI

$t_{>} > 2s$  para 200A

$I_{>>} = 2500A$

$t_{>>} \geq 0,3 s$

$a=0,02$

$b=0,14$

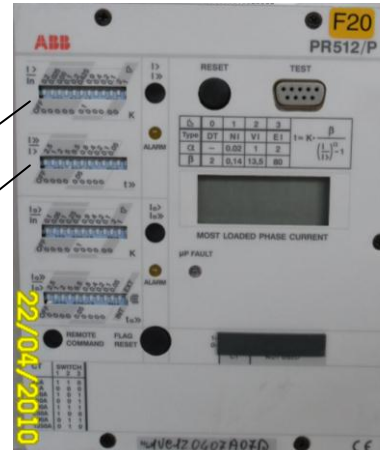
$k=0,1$

$I_{>}/I = 1$

$I_{>>}/I_{>} = 12$

Protección de Sobrecorriente

Protección de Cortocircuito



$I_{>}/I_n$						K				Curva	
0,2	0,025	0,05	0,1	0,2	0,425	0,9	0,4	0,2	0,1	2	1
OFF	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0

$I_{>>}/I_{>}$					$t_{>>}$					No Utiliz.	
2,5	1	2	5	9,5	0,8	0,4	0,2	0,1	0,05		
OFF	0	0	0	0	0,05	0	0	0	0	0	0

## ANEXO 5.2

### Programación para las celdas V3 y V4

Corriente primaria del TC=200A

$I_{>} = 200A$

Tipo de curva NI

$t_{>} > 2s$  para 200A

$I_{>>} = 2500A$

$t_{>>} = 0,2 s$

$a = 0,02$

$b = 0,14$

$k = 0,1$

$I_{>}/I = 1$

$I_{>>}/I_{>} = 12$

Protección de Sobrecorriente

Protección de Cortocircuito



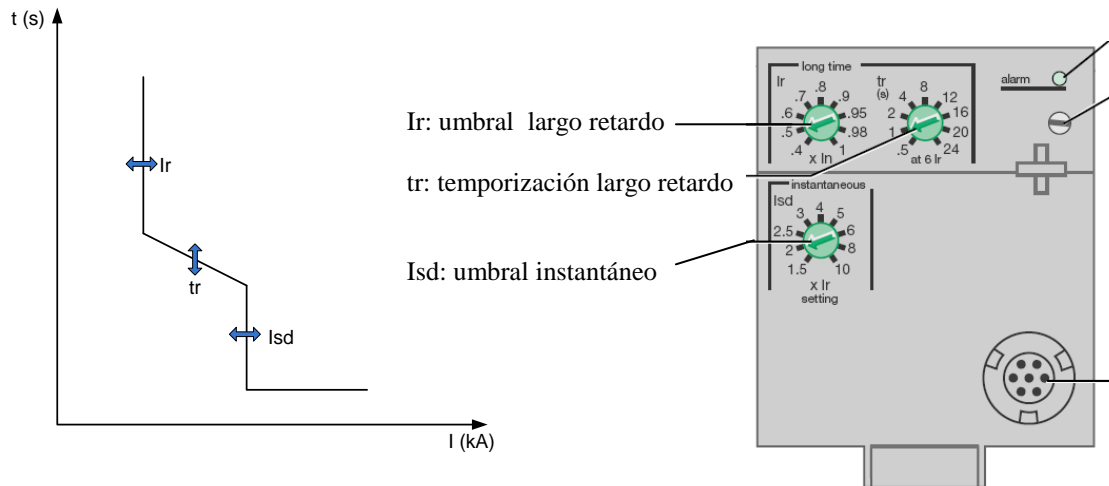
I>/In						K				Curva	
0,2	0,025	0,05	0,1	0,2	0,425	0,9	0,4	0,2	0,1	2	1
[Blacked out]						[Blacked out]				[Blacked out]	
[Blacked out]						[Blacked out]				[Blacked out]	
OFF	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0

I>>/I>					t>>					No Utiliz.	
2,5	1	2	5	9,5	0,8	0,4	0,2	0,1	0,05		
[Blacked out]					[Blacked out]					[Blacked out]	
[Blacked out]					[Blacked out]					[Blacked out]	
OFF	0	0	0	0	0,05	0	0	0	0	0	0

## ANEXO 5.3

### Parametrización de la Unidad de Control Micrologic 2.0

El interruptor colocado en el tablero tiene una capacidad de 800A, y este dato es tomado como referencia:



$$I_n = 800A$$

$$I_r = 0,7 \times I_n = 0,7 \times 800 = 560A$$

$$I_{sd} = 3 \times I_r = 3 \times 560 = 1680A$$

Posición de los reguladores

Regulador del umbral de largo retardo  $I_r$

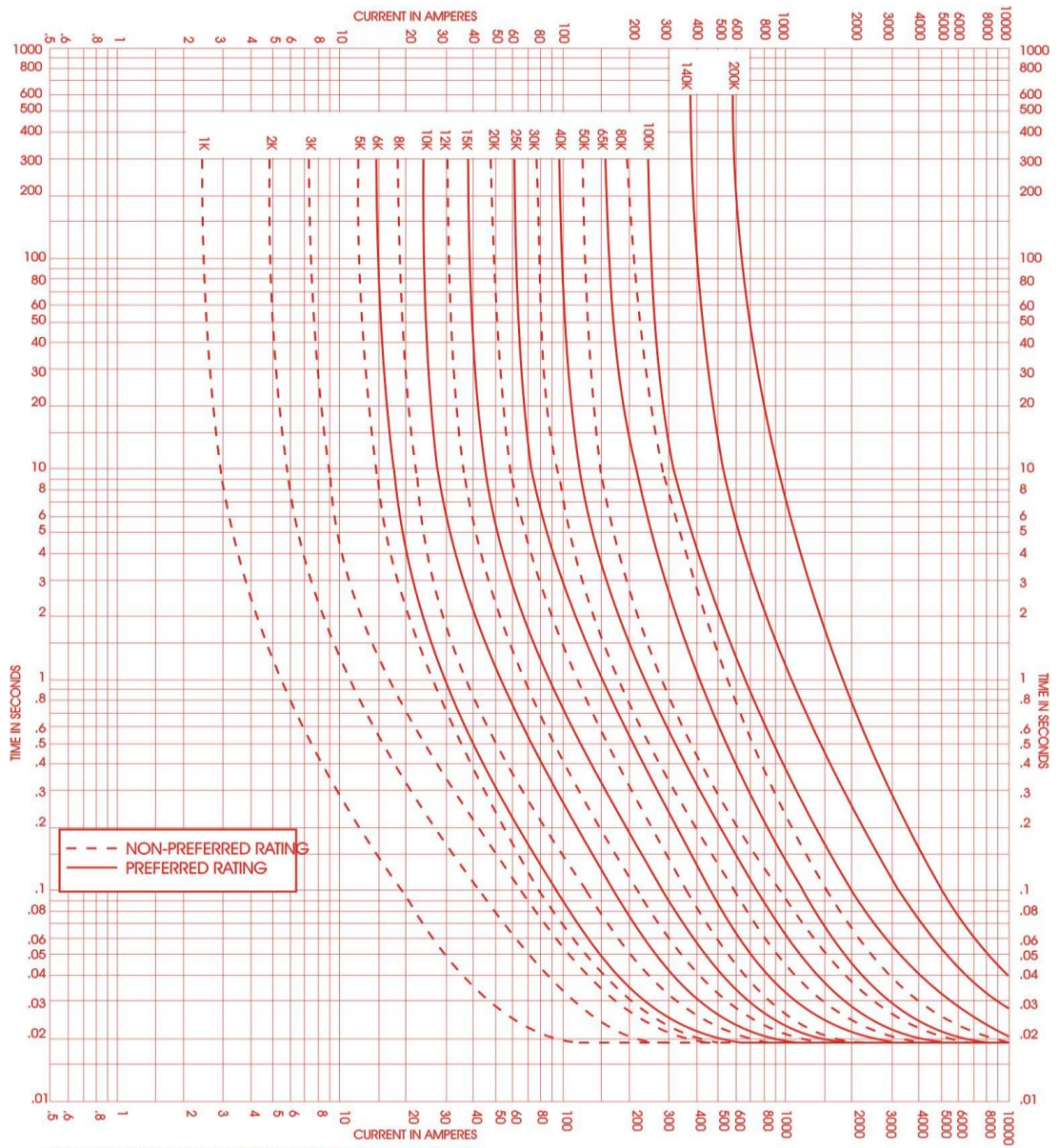
Temporizador de largo retardo  $t_r$

Umbral Instantáneo  $I_{sd}$



# ANEXO 6

## ANEXO 6.1



TOTAL CLEARING TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

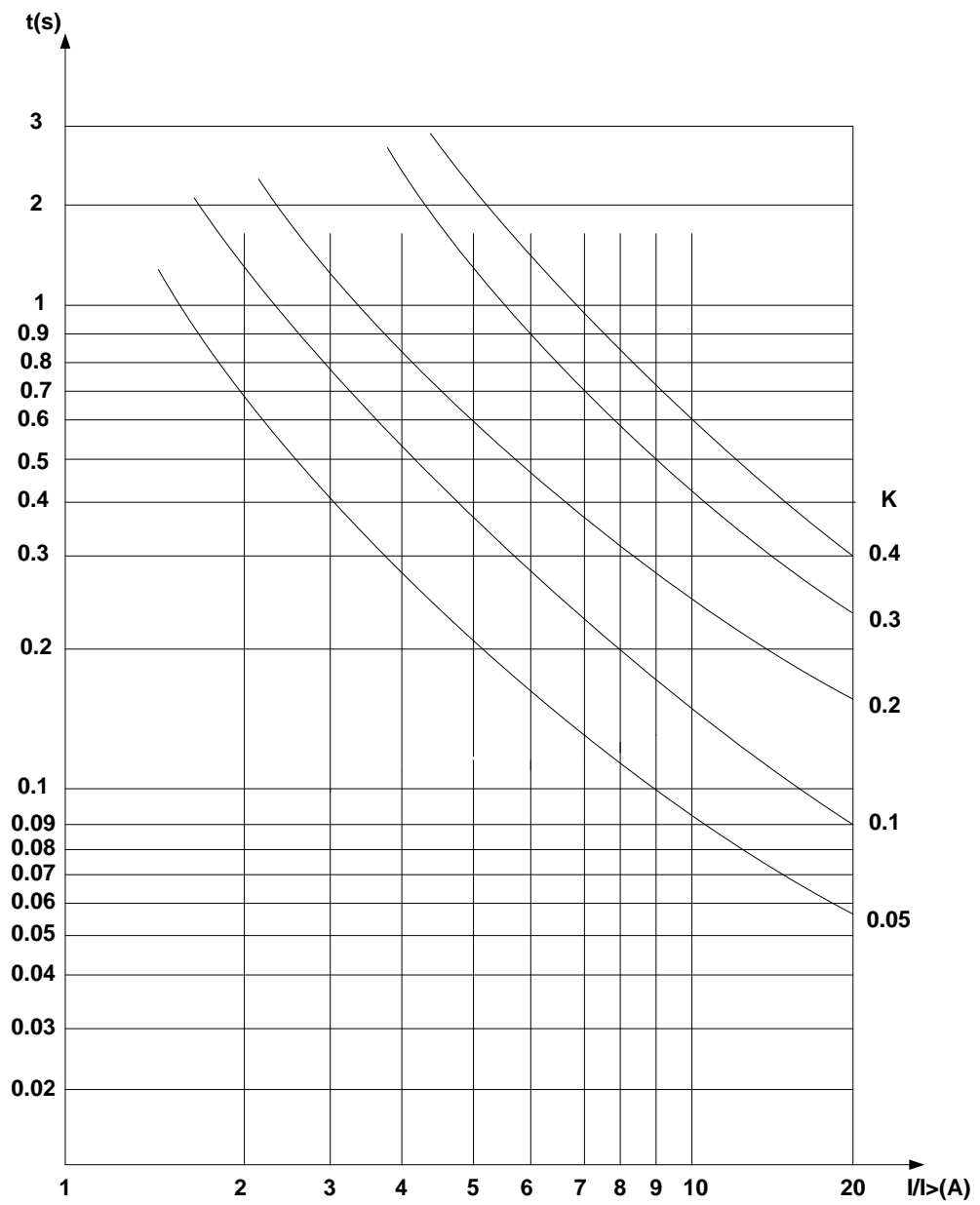
Curves of EF fuse links Basis for data: ANSI/IEEE C 37.41 and ANSI/IEEE C 37.42. Tests at rated Volts a.c., starting at 23°C with no initial load. Maximum test points plotted so variations should be minus.

TYPE K



August 1996

## ANEXO 6.2



### ANEXO 6.3

