

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DEL
SISTEMA PRIMARIO DE LA SUBESTACIÓN ATOCHA DE LA
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE
EEASA**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

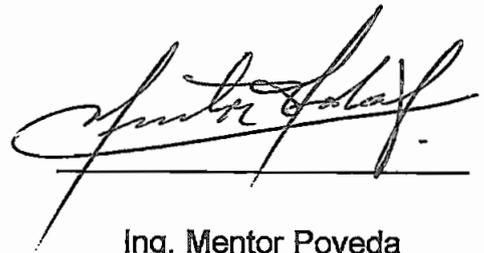
SANTIAGO RAMIRO SALAZAR TORRES

DIRECTOR: ING. MENTOR POVEDA

Quito, Mayo 2005

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Santiago Ramiro Salazar Torres, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Mentor Poveda', is written over a horizontal line. The signature is fluid and cursive.

Ing. Mentor Poveda

DIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, Santiago Ramiro Salazar Torres, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Santiago Salazar Torres', written over a horizontal line.

Santiago Salazar Torres

AGRADECIMIENTO

Extiendo mis agradecimientos de manera especial al personal del Departamento de Operación y Mantenimiento de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte EEASA y en especial al Ing. Patricio Naranjo por su colaboración y ayuda en la realización del presente trabajo.

De igual manera expreso mi agradecimiento al Ing. Mentor Poveda, director de este proyecto, por la dedicación, tiempo e interés prestado para la realización del mismo.

RESUMEN

En el presente estudio se han determinado las condiciones en las que actualmente se encuentran operando los alimentadores Avenida América, Ficoa, Martínez, Pilishurco y Quisapincha, pertenecientes a la subestación de distribución Atocha de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte EEASA, obteniéndose como resultados que en cuanto a niveles de voltaje, pérdidas de demanda y capacidad de conducción de los conductores, ninguno de los alimentadores presenta ningún inconveniente, tomando como referencia los límites permisibles señalados en las Regulaciones establecidas por el CONELEC.

Partiendo de los datos de corrientes de carga y corrientes de cortocircuito obtenidos mediante el paquete computacional CYMDIST y tomando en cuenta las normas de distribución de energía referente al seccionamiento de alimentadores primarios y criterios de protecciones eléctricas, se ha reconfigurado el esquema del sistema de protección actual de cada alimentador, con la finalidad de reducir la indisponibilidad del suministro eléctrico producida por la ocurrencia de fallas, es decir, mejorar los índices de confiabilidad, ya que actualmente el sistema de protecciones de cada alimentador, y según el registro histórico de interrupciones para el año 2003, la apertura del disyuntor se provocó por cualquier falla ocurrida en la red primaria, sin depender de la ubicación de la misma, lo que significa que no existe coordinación ni selectividad entre los equipos de protección instalados, característica producida por el mal dimensionamiento de los equipos de protección, mala calibración de los relés de sobrecorriente de las fases y neutro y por la falta de estudio de las variaciones de las características de la red producidas por su ampliación.

En este estudio se ha determinado que anualmente la EEASA obtendrá una ganancia de 192.728,21 dólares por concepto de la disminución de la energía no suministrada mediante el mejoramiento del sistema de protecciones propuesto.

PRESENTACIÓN

El presente estudio está fundamentado en el análisis de la operación actual de los alimentadores Avenida América, Ficoa, Martínez, Pilishurco y Quisapincha asociados a la subestación de distribución Atocha de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte EEASA, resultados determinados mediante su modelación digital, información que se emplea para la mejora del sistema de protecciones de cada alimentador, basándose en criterios y principios para la selección de los elementos de protecciones y su coordinación, los mismos que se describen en este estudio.

También se mencionan los diferentes tipos de análisis de confiabilidad e índices y se describe el empleado en este trabajo, análisis que permitirá evaluar los efectos debidos a los posibles cambios en los esquemas del sistema de protección y seccionamiento, cambios que se sugieren en este estudio y que están destinados al mejoramiento del mismo.

Después se realiza un comparativo entre los índices de confiabilidad actuales y los obtenidos al implementar las mejoras propuestas, reflejándose esto en los costos debidos a la energía no suministrada.

Por último se presentan las conclusiones y recomendaciones originadas por este trabajo.

CONTENIDO

RESUMEN

PRESENTACIÓN

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Objetivo.....	2
1.3 Metodología.....	2

CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.1 Sistema de subtransmisión.....	4
2.2 Subestación de distribución Atocha.....	4
2.3 Alimentadores primarios.....	5
2.4 Parámetros de líneas.....	8

CAPÍTULO 3: MODELACIÓN DIGITAL

3.1 Descripción del paquete computacional.....	11
3.2 Operación actual de los alimentadores.....	12
3.2.1 Nivel de voltaje.....	13
3.2.2 Capacidad de conducción de corriente de los conductores.....	14
3.2.3 Pérdidas de demanda.....	15

CAPÍTULO 4: PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

4.1 Generalidades.....	17
4.2 Características del sistema de protecciones.....	18
4.3 Equipos de protección y seccionamiento.....	19
4.3.1 Seccionadores Fusibles.....	20
4.3.2 Seccionalizadores	21
4.3.3 Reconectadores.....	21
4.3.4 Disyuntores.....	22
4.3.5 Relés.....	22
4.4 Seleccionamiento de equipos.....	22
4.5 Localización de equipos.....	23

4.6 Coordinación de equipos de protección.....	23
4.6.1 Coordinación Fusible - Fusible.....	24
4.7 Tipos de cortocircuitos.....	26
4.8 Configuración actual del sistema de protecciones.....	28
4.9 Coordinación actual del sistema de protecciones.....	28
4.10 Magnitudes de corriente de falla existentes.....	29

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

5.1 Tipos de análisis de confiabilidad.....	30
5.2 Definiciones.....	31
5.3 Métodos de evaluación.....	35
5.3.1 Procesos continuos de Marcov.....	36
5.3.2 Técnica de frecuencia y duración.....	37
5.4 Metodología.....	38
5.4.1 Modelación de la red.....	38
5.5 Cálculo de índices actuales de confiabilidad de los alimentadores en estudio.....	45
5.5.1 Caracterización de elementos.....	46
5.5.2 Índices actuales de los alimentadores en estudio.....	48

CAPÍTULO 6: SISTEMA DE PROTECCIONES PROPUESTO

6.1 Esquema de protecciones propuesto.....	55
6.1.1 Estructura propuesta Alimentador Avenida América.....	56
6.1.2 Estructura propuesta Alimentador Ficoa.....	57
6.1.3 Estructura propuesta Alimentador Martínez.....	58
6.1.4 Estructura propuesta Alimentador Pilishurco.....	59
6.1.5 Estructura propuesta Alimentador Quisapincha.....	60
6.2 Magnitudes de corriente de falla para esquemas propuestas.....	61
6.3 Coordinación de protecciones de los alimentadores.....	61
6.3.1 Coordinación de protecciones del Alimentador Avenida América.....	62
6.3.2 Coordinación de protecciones del Alimentador Ficoa.....	68
6.3.3 Coordinación de protecciones del Alimentador Martínez.....	72
6.3.4 Coordinación de protecciones del Alimentador Pilishurco.....	76
6.3.5 Coordinación de protecciones del Alimentador Quisapincha.....	80

6.4 Cálculo de índices de confiabilidad de estructuras propuestas.....	84
6.5 Análisis de resultados.....	90
6.5.1 Inversiones.....	90
6.5.2 Ahorro por reducción de Energía no suministrada.....	92
6.5.3 Relación Costo - Beneficio.....	95

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones.....	98
7.2 Recomendaciones.....	99

BIBLIOGRAFÍA.....	100
--------------------------	------------

ANEXOS

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 ANTECEDENTES.

El suministro del servicio eléctrico se ha visto regularizado en los últimos años por entidades de control que buscan una constante mejoría en cuanto a la calidad y continuidad del servicio que ofrecen las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica. Es así que mediante la toma de decisiones correctas partiendo de criterios de la ingeniería, se buscan condiciones favorables para el funcionamiento de las redes de distribución, que en suma han de beneficiar tanto a la Empresa Distribuidora como a los usuarios a los que sirve la misma.

El sistema de protecciones en una red de distribución está destinado a la protección de los equipos de mayor costo de la red, tomando en consideración que durante la operación de dichos equipos se tenga que perjudicar o privar del servicio eléctrico al menor número de clientes y por el menor tiempo posibles mientras dura la anomalía o falla que ha determinado la operación del elemento de protección, o también durante las labores de operación y *mantenimiento* planificadas por las Empresas de Distribución.

Este principio obedece a factores económicos que pueden perjudicar a los usuarios finales, por verse privados del servicio eléctrico, y a las Empresas Distribuidoras, que han de correr con el costo de la energía no suministrada durante el lapso de interrupción del servicio.

El correcto seleccionamiento, dimensionamiento y coordinación de funcionamiento entre los equipos involucrados en un sistema de protección, dependen de las condiciones propias de la red de distribución, la misma que por ser cambiante o dinámica, sus propiedades eléctricas también se hallan afectadas constantemente, lo que obliga a que los estudios para la obtención

de un funcionamiento óptimo del sistema de protecciones y su implementación se los realicen periódicamente.

1.2 OBJETIVO.

Mejorar el sistema de protecciones del sistema primario de la Subestación Atocha, con la finalidad de disminuir el número de interrupciones y la duración de las mismas.

1.3 METODOLOGÍA.

Para el desarrollo del siguiente estudio que busca el cumplimiento del objetivo antes señalado, se ha seguido el procedimiento que se resume continuación:

Capítulo 2.- Descripción del Sistema de Distribución.

Se detallan las características del Sistema Eléctrico por estudiarse: su alimentación (Centrales propias, interconexión con el SNI, etc.), la S/E objeto del estudio y el sistema primario a modificarse. De este último, sus características físicas y eléctricas (tipos de estructuras, material, disposición entre conductores, tipos de conductores, resistencias, impedancias, etc.).

Capítulo 3.- Modelación Digital.

Se describe el paquete computacional empleado para la modelación digital (funciones del programa, datos requeridos por el programa, etc.).

Se realiza la simulación del sistema para conocer su funcionamiento actual (Demanda, Nivel de voltaje, Capacidad de conducción de conductores, etc.). En caso de que exista alguna anomalía en cuanto al funcionamiento del sistema (cumplimiento de regulación de voltaje permitida por el CONELEC) se dan soluciones alternativas para corregirlas.

Capítulo 4.- Protecciones del Sistema de Distribución.

Se da una introducción de protecciones eléctricas (tipos de fallas: temporales, permanentes, cortas, largas, el por qué de las fallas, funciones y filosofía de un sistema de protección). También se describen los equipos de protección y seccionamiento, modo de selección de cada uno de estos (voltaje nominal, localización, corrientes de corto circuito, etc.) y se detalla el modo de coordinar el funcionamiento entre los mismos (criterios de coordinación a utilizarse). Se muestra también un resumen de los diferentes tipos de fallas (trifásicas, de dos fases, monofásicas).

También se describe el sistema de protecciones de los alimentadores, se muestran un resumen de la coordinación existente en cada uno de los alimentadores y por último se obtienen las magnitudes de corrientes de falla del sistema actual.

Capítulo 5.- Análisis de confiabilidad.

Trata de los conceptos en el análisis de confiabilidad, tipos de análisis de confiabilidad, índices básicos, descripción de métodos de evaluación, descripción de la metodología a utilizarse y la obtención de los índices actuales del sistema en estudio.

Capítulo 6.- Sistema de protecciones propuesto.

En este capítulo se detallan de las modificaciones de cada Alimentador, se describe el esquema de la coordinación de protecciones, se obtienen de los nuevos índices de confiabilidad y se realiza un análisis de costo y beneficio.

Capítulo 7.- Comentarios y Conclusiones.

Se exponen los comentarios y conclusiones logradas mediante este estudio.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.1 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte EEASA está interconectada con el Sistema Nacional Interconectado SNI en dos nodos: en la S/E Totoras a un nivel de 230 kV, en donde se tiene una capacidad de transformación de 60/80/100 MVA y el voltaje se reduce a 69 kV, y en la S/E Ambato a un nivel de voltaje de 138 kV, en donde se tiene una capacidad de transformación de 33/43 MVA y el voltaje se reduce a 69 kV (estas dos subestaciones están a cargo de TRANSELECTRIC).

La EEASA cuenta con tres centrales de generación locales: Central Lligua, con una capacidad instalada de 5000 kVA, la Central Península, con una capacidad instalada de 3750 kVA y la Central Batán, con una capacidad instalada de 3725 kVA.

La composición y estructura eléctricas generales de la EEASA se la puede observar en el diagrama unificar de la misma. (ANEXO 2.1).

2.2 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN ATOCHA.

Se encuentra ubicada en el sector este de la ciudad de Ambato. Está alimentada por medio de una línea proveniente de la S/E Ambato. Posee un transformador que tiene una capacidad de 10/12.5 MVA, que reduce el voltaje de 69 kV a 13.8 kV. Tiene protección en alta y media tensión con relés de sobrecorriente y relés diferenciales.

Esta Subestación posee en el lado de 69 kV un disyuntor dimensionado para la capacidad del transformador, en el lado de 13.8 kV otro disyuntor, los mismos que operan mediante la señal de los relés de protección ya señalados.

De aquí se derivan seis alimentadores primarios a un nivel de voltaje de 13.8 kV: dos urbanos, tres rurales y un expreso. A la salida de cada uno de estos se tiene un disyuntor que opera mediante la señal de un relé al detectarse alguna falla en la red o en el caso de que se estén desarrollando labores de operación y mantenimiento.

El diagrama unificar de la subestación se muestra en el ANEXO 2.2.

2.3 ALIMENTADORES PRIMARIOS.

Los alimentadores en estudio derivados de la barra de 13.8 kV de la S/E Atocha son los siguientes:

- Alimentador Avenida América.
- Alimentador Ficoa.
- Alimentador Martinez.
- Alimentados Pilishurco.
- Alimentador Quisapincha.

Los alimentadores Avenida América y Ficoa son urbanos, mientras que los restantes son rurales. El recorrido de cada uno de ellos, tipo de circuitos, calibre de conductores, ubicación de equipos de protección y seccionamiento, potencia nominal de los transformadores de distribución, fases a las que se cargan los transformadores monofásicos, se muestran en el ANEXO 2.3.

Las características de cada uno de los alimentadores se detallan a continuación:

Alimentador Avenida América:

Este es un alimentador urbano radial, que desciende por la Avenida de los Guaytambos en dirección sur y a través de la calle Colombia en donde se deriva, en parte hasta llegar a la Avenida América para alimentar en a las zonas aledañas a la calle Pedro Fermín Cevallos por donde se desvía a la Avenida González Suárez para luego tomar la Avenida del Rey, y la otra derivación continúa por la Avenida Colombia para después continuar por la calle Chile, la calle Bolivia y la calle Panamá, alimentando principalmente a la zona de la Avenida América que está constituida por una carga en su mayoría del tipo residencial, artesana y comercial. Posee capacidad de transferencia de la totalidad de su carga en caso de contingencias a la Subestación Loreto.

Características:

- Nivel de voltaje: 13.8 kV.
- Longitud: 5.21 km.
- Carga instalada: 3825 kVA.
- Tipo de estructuras que emplea: para circuitos trifásicos CP y CR mientras que para los monofásicos UP (Ver numeral 2.4).

Alimentador Ficoa:

Este alimentador es de tipo urbano radial, abastece de energía a una zona residencial, con pequeños lugares o concentraciones comerciales. Su recorrido inicia en la subestación y se encamina por la Avenida de los Guaytambos en dirección oeste, alimentando a todas las zonas aledañas a la misma. Posee capacidad de transferencia de la totalidad de su carga en caso de contingencias a la Subestación Batán.

Características:

- Nivel de voltaje: 13.8 kV.
- Longitud: 12.43 km.

- Carga instalada: 5225 kVA.
- Tipo de estructuras que emplea: para circuitos trifásicos CP y CR mientras que para los monofásicos UP y UR.

Alimentador Martínez:

El Alimentador Martínez es de tipo radial y abastece del servicio eléctrico a la zona nororiental de la ciudad de Ambato, correspondiente a la Parroquia Martínez, compuesta por sectores rurales y urbanos marginales. La carga que alimenta en su mayoría es del tipo residencial, existiendo también pequeñas industrias y talleres. Posee capacidad de transferencia de la totalidad de su carga en caso de contingencias a la Subestación Loreto.

Características:

- Nivel de voltaje: 13.8 kV.
- Longitud: 25.73 km.
- Carga instalada: 4350 kVA.
- Tipo de estructuras que emplea: para circuitos trifásicos CP y CR mientras que para los monofásicos UP y UR.

Alimentador Pilishurco:

El Alimentador Pilishurco es de tipo rural radial y abastece del servicio eléctrico a la zona noroccidental de la ciudad de Ambato, correspondiente a la Parroquia Pilishurco, compuesta por sectores rurales. La carga que alimenta en su mayoría es del tipo residencial, existiendo también pequeñas industrias y talleres

Características:

- Nivel de voltaje: 13.8 kV.

- Longitud: 8.68 km.
- Carga instalada: 637.5 kVA.
- Tipo de estructuras que emplea: para circuitos trifásicos CP y CR mientras que para los monofásicos UP y UR.

Alimentador Quisapincha:

El Alimentador Quisapincha es del tipo radial y abastece del servicio eléctrico a la Parroquia del mismo nombre. Se compone de sectores rurales y urbanos marginales. La carga que alimenta es del tipo residencial, con varias industrias y talleres.

Características:

- Nivel de voltaje: 13.8 kV.
- Longitud: 49.08 km.
- Carga instalada: 1840 kVA.
- Tipo de estructuras que emplea: para circuitos trifásicos CP y CR mientras que para los monofásicos UP y UR.

2.4 PARÁMETROS DE LÍNEAS:

Según las normas de la EEASA, para la disposición de la red aérea se utilizan las estructuras CP (Figura 2.1) y VP (Figura 2.2) cuando se trata de circuitos trifásicos y estructuras UP (Figura 2.3) para la parte monofásica

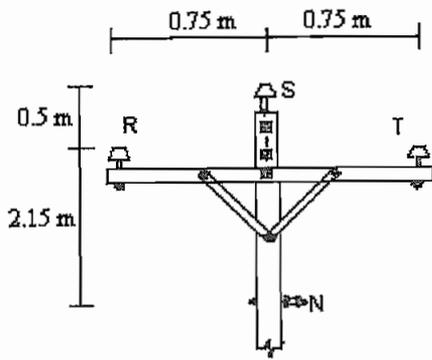


Figura 2.1

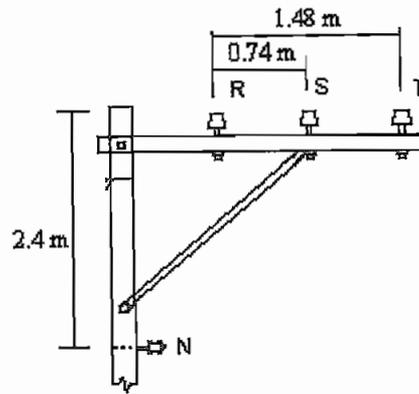


Figura 2.2

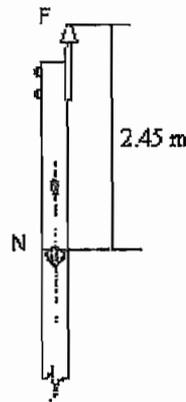


Figura 2.3

Dependiendo también del tipo de carga por abastecer, en los parámetros de las líneas se involucran:

- a) Calibre de los conductores.
- b) Material de los conductores
- c) Número de conductores por circuito.

En la tabla 2.1 se muestran varios tipos de conductores con sus resistencias, reactancias y capacidad de conducción características, los mismos que permitirán calcular las impedancias propias y mutuas de los diferentes tipos de circuitos:

Calibre	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Capacidad de conducción (A)
ACSR 266	0.21	0.39	320
ACSR 4/0	0.27	0.45	275
ACSR 3/0	0.34	0.48	235
ACSR 2/0	0.42	0.49	200
ACSR 1/0	0.54	0.50	175
ACSR 1	0.68	0.51	150
ACSR 2	0.85	0.50	130
ACSR 3	1.07	0.50	110
ACSR 4	1.35	0.50	100

Tabla 2.1 Características de conductores

Calibre	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Capacidad de conducción (A)
ACSR 266	0.21	0.39	320
ACSR 4/0	0.27	0.45	275
ACSR 3/0	0.34	0.48	235
ACSR 2/0	0.42	0.49	200
ACSR 1/0	0.54	0.50	175
ACSR 1	0.68	0.51	150
ACSR 2	0.85	0.50	130
ACSR 3	1.07	0.50	110
ACSR 4	1.35	0.50	100

Tabla 2.1 Características de conductores

CAPÍTULO 3

MODELACIÓN DIGITAL

3.1 DESCRIPCIÓN DEL PAQUETE COMPUTACIONAL.

Para la simulación digital del funcionamiento de los diferentes alimentadores primarios en estudio, se ha empleado el programa de software CYMDIST bajo Windows, que permite simular redes eléctricas de distribución para facilitar su planificación, diseño y operación, también permite realizar en toda la red y de manera simultánea estudios de caída de tensión, flujo de carga y corrientes de cortocircuito en sistemas radiales equilibrados o desequilibrados.

Otra particularidad es que se pueden trazar en pantalla los perfiles de tensión y de corriente de cortocircuito. También proporciona funciones de ubicación óptima de condensadores, balance de carga que optimizar la configuración del sistema eléctrico para minimizar pérdidas.

Para poder analizar el funcionamiento de los alimentadores, el programa requiere de los valores o parámetros característicos de cada alimentador.

En el caso del análisis de estado normal de operación se requieren los siguientes datos:

- Tipo de circuito de cada uno de los tramos o secciones del alimentador.
- Tipo de conductores constitutivos de cada tramo o sección.
- Longitud de cada tramo o sección.
- Potencia instalada por sección.
- Valores de Demanda máxima y factor de potencia medidas a la salida del alimentador.

- Tensión nominal (kV línea-línea)

En el caso de análisis de fallas, a más de los anteriores datos requeridos se requieren los siguientes datos:

- Capacidad nominal de la subestación en MVA
- Configuración de la subestación.
- Resistencia y reactancia de secuencia positiva de la subestación, en ohmios a tensión nominal.
- Resistencia y reactancia de secuencia cero de la subestación, en ohmios a tensión nominal.

Estos dos últimos datos representan la impedancia equivalente del sistema en el lado de baja tensión de la subestación de distribución.

3.2 OPERACIÓN ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES.

Los aspectos eléctricos que se buscan determinar para evaluar la operación de los alimentadores son: niveles de voltaje, capacidad de conducción de corriente de los conductores y pérdidas de demanda.

La condición menos favorable para la operación de los alimentadores ocurre cuando se encuentran en condición de demanda máxima, es por esto que los análisis se los realizan partiendo de esta condición, en la que se deben de cumplir los límites permisibles de caída de voltaje, capacidad de conducción y pérdidas de demanda.

Los valores de demanda tomados para la realización del análisis son los valores integrados de demanda medida en el 19 de Mayo de 2003 a las 19H30, cuando se registró la demanda más alta del año. Estos datos se muestran en la Tabla 3.1 y fueron proporcionados por el Centro de Control CECON de la EEASA.

	Demanda FASE A (Amp)	Demanda FASE B (Amp)	Demanda FASE C (Amp)	Factor de Potencia
Al. Av. América	67.1	74.6	57.4	0.98
Al. Ficoa	106	91.7	94.8	0.98
Al. Martinez	67.1	69.5	64.6	0.98
Al. Pilishurco	19.5	22.6	26.1	0.98
Al. Quisapincha	52.5	41.4	32.5	0.98

Tabla 3.1 Datos medidos de demanda máxima

3.2.1 NIVEL DE VOLTAJE.

Las caídas de voltaje provocadas por la resistencia eléctrica que presentan los conductores y a los incrementos de carga que se dan en determinadas horas del día, causan que el nivel de voltaje se encuentre variando. Esta variación expresada en porcentaje tomando como base el voltaje nominal esta dada por la siguiente fórmula:

$$\Delta V(\%) = \frac{V_K - V_n}{V_n} * 100 \tag{3.1}$$

En donde:

ΔV : Caída de voltaje hasta el punto de medición.

V_K : Voltaje medido en cualquier punto del alimentador.

V_n : Voltaje nominal del alimentador.

Los límites permisibles de caída de voltaje para los alimentadores urbanos es del 3% mientras que para los rurales es del 5%, esto según la Regulación No. CONELEC- 004/01.

De los resultados obtenidos mediante la utilización del paquete computacional CYMDIST del análisis de caída de voltaje para cada alimentador, se muestran en la Tabla 3.2 el nombre de las secciones, caída de voltaje porcentual y nivel de voltaje en donde se han producido las mayores caídas de voltaje, los mismos que se muestran en los planos de los alimentadores. ANEXO 3.1.

	Max. Caída de volt. (base 120 V)	Max. Caída de volt. (%)	voltaje (kV)	Sección
AL. AV. AMÉRICA	0,48	0,4	13,74	CT6409
AL.FICOA	0,72	0,6	13,72	CT2075
AL. MARTÍNEZ	1,44	1,2	13,63	CT1148
AL.PILISHURCO	0,96	0,8	13,69	CT20133
AL. QUISAPINCHA	3,84	3,2	13,36	CT2870

Tabla 3.2 Máxima caída de voltaje de los alimentadores.

Los resultados de caída de voltaje mostrados en la Tabla 3.2 indican que los niveles de caída de voltaje para media tensión en cada alimentador están dentro de los márgenes permisibles.

3.2.2 CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES.

La excesiva circulación de magnitudes grandes de corriente por conductores que no han sido debidamente dimensionados para tales rangos de corriente, hace que los mismos experimenten deformaciones y desgastes tempranos, lo que puede conllevar a la mala operación del sistema.

La selección del correcto tipo de conductores a utilizarse depende de la magnitud de las caídas de voltaje, tipo y magnitud de la carga por abastecer.

Mediante la utilización del paquete computacional CYMDIST, se halló la cargabilidad de las secciones de cada uno de los alimentadores, de las que en la Tabla 3.3 se muestran las secciones más cargadas, con su respectivo tipo de conductor y porcentaje al que se encuentran cargadas con referencia a la capacidad de conducción de su respectivo conductor. Estas secciones también se muestran en los planos de los alimentadores. ANEXO 3.1

	Sección más cargada	Porcentaje de carga (%)	Conductor
AL. AV. AMÉRICA	CT60	15	4 ACSR
AL.FICOA	CT2127	89,4	6 ACSR
AL. MARTÍNEZ	CT1750	24,7	4 ACSR
AL.PILISHURCO	P8	9,8	2 ACSR
AL. QUISAPINCHA	CT20063	88,7	6 ACSR

Tabla 3.3 Secciones más cargadas

Los resultados muestran que en los alimentadores Ficoa y Quisapincha existen secciones en los que la carga actual respecto a la capacidad de conducción de su conductor es considerable. Estas secciones se encuentran al final de tramos distantes de la subestación.

En el caso de la sección perteneciente al alimentador Ficoa, es una pequeña sección trifásica constituido por conductores número 6 ACSR que se derivan de uno de los troncales principales, mientras que la sección del alimentador Quisapincha se encuentra al final de un tramo monofásico de conductor número 6 ACSR.

Las condiciones de funcionamiento de estas secciones comprometidas por la alta carga, afectan el margen de transferencia de carga de las mismas, presentándose una característica que podría afectar negativamente su funcionamiento, pero debido a que la expansión o incremento de carga en las zonas abastecidas por estas secciones es casi nulo, no se tiene la necesidad de realizar modificaciones inmediatas en ellas como el cambio de conductores por otros de un mayor calibre.

3.2.3 PÉRDIDAS DE DEMANDA.

Las pérdidas de demanda se deben a la resistencia eléctrica que presentan los conductores. Estas pérdidas varían en relación cuadrática a la corriente que circula por los mismos.

De los resultados obtenidos mediante el CYMDIST, en la Tabla 3.4 se muestran los valores de pérdidas de demanda de cada alimentador y el porcentaje con relación a su demanda máxima.

	Pérdidas de demanda kW	Demanda Max. kW	Porcentaje de pérdidas (%)
AL. AV. AMÉRICA	3,32	1562,5	0,21
AL.FICOA	5,34	2295,3	0,23
AL. MARTÍNEZ	7,24	1579,4	0,46
AL.PILISHURCO	2,14	535,3	0,40
AL. QUISAPINCHA	13,87	990,9	1,40

Tabla 3.4 Mayores pérdidas de demanda.

Estos resultados indican que las pérdidas de demanda son bajas en todos los alimentadores valores que están determinados por las características propias de cada uno de ellos

CAPÍTULO 4

PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

4.1 GENERALIDADES.

Uno de los parámetros que se evalúan para la determinación de la calidad del suministro eléctrico de una Empresa de Distribución, es la continuidad del servicio, que es afectada por eventos que obligan a que el suministro se interrumpa por un lapso de tiempo. Estos eventos pueden ser externos al sistema de distribución (otro Distribuidor, Transmisor, Generador, restricción de carga, baja frecuencia, otras) e internas al sistema de distribución, entre las que se sitúan las programadas (mantenimiento, ampliaciones, maniobras, otras) y las no programadas (intempestivas, aleatorias o forzadas). [2]

Para mitigar los efectos producidos por las fallas, se requieren de equipos de protección adecuadamente seleccionados y coordinados entre ellos para que de este modo se vea perjudicado el menor número de usuarios y por el menor tiempo posible. El buen funcionamiento del sistema de protecciones tiene que estar respaldado por un grupo humano capaz de reestablecer el servicio.

Las fallas pueden clasificarse en temporales, que son las que se despejan de inmediato por sí mismas o porque ha actuado un equipo de protección, y las fallas permanentes, que son las que se mantienen a pesar de que los elementos de protección han actuado. La incidencia de las primeras en una red de distribución están en el rango del 80% y 90% mientras que las permanentes se hallan entre el 10% y 20%, por esto, la necesidad de que el sistema de protecciones no confunda una falla temporal como una permanente.

Según la Regulación CONELEC-004/01, las interrupciones según su duración se clasifican en:

- Breves: interrupciones de duración menor o igual a tres minutos.
- Largas: interrupciones de duración mayor a tres minutos.

Y se han de considerar para el cálculo de los índices de calidad solamente las largas, incluyendo las de origen externo debidas a fallas en transmisión. [2]

4.2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.

El sistema de protecciones está constituido por equipos que detectan fallas eléctricas e inician el retiro de los elementos involucrados, ayudados mediante el comando a interruptores, los mismos que deben estar diseñados para que pueden conducir por un instante esta corriente máxima de falla y operar correctamente. También este retiro de elementos afectados por alguna falla puede darse a través de fusibles.

Cuando el despeje de las fallas es lento o no se produce, los equipos de mayor costo pueden sufrir severos daños, por lo que es necesario verificar periódicamente la calibración y conexión de los relés al igual que a los circuitos de control.

Los equipos de protección se pueden clasificar en dos grupos:

- Equipo de protección primaria: es la protección más cercana aguas arriba al sector en donde ha ocurrido la falla.
- Equipo de protección de respaldo: es la protección encargada de operar en caso de que el equipo de protección primaria no halla disipado la falla ocurrida en una zona aguas abajo a este comprometida.

Las características que tiene que cumplir un sistema de protecciones con la finalidad de que su operación sea eficiente son:

- Selectividad: para discriminar la ubicación de una falla de forma que solamente se desconecten los elementos necesarios.

- Rapidez: para aislar de forma inmediata el equipo involucrado en la falla, con lo que se logra proteger los equipos, atenuar las perturbaciones al resto del sistema y dar paso a posibles reconexiones automáticas.
- Sensibilidad: para que opere de forma cómoda ante cualquier falla que se dé en la zona que se esté protegiendo y permanezca imperturbable a otras a él no comprometidas.
- Seguridad o confiabilidad: para garantizar la operación de los equipos de protección.

El sistema de protecciones tiene que estar sujeto a obligaciones que demandan:

- Simplicidad de esquema: tiene que cumplir el objetivo empleando la solución más simple.
- Independencia a la operación del sistema eléctrico: debe ser independiente de la configuración casual del sistema.
- Discriminar entre corriente de carga y corriente de cortocircuito: no debe confundir magnitudes aparentemente similares tratándose de condiciones diferentes.
- Discriminar entre falla y perturbación: para que en el caso de perturbaciones no prolongadas, el sistema pueda continuar operando.
- Independencia de los circuitos de control: para que puedan operar adecuadamente a pesar de anomalías en la red.

4.3 EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO.

Los equipos de protección y seccionamiento comúnmente utilizado en redes de distribución son: seccionadores fusibles, seccionalizadores, reconectadores, disyuntores y relés, cuyas características principales se dan a continuación:

4.3.1 SECCIONADORES FUSIBLES. [3]

Es un elemento de protección cuya función es la de retirar o transferir parte de la red. Se constituye por un elemento fusible compuesto por materiales que pueden ser aluminio, estaño, etc., susceptibles a la fundición en caso de encontrarse sometidos a corrientes superiores a la de su valor nominal.

Ciertos seccionadores fusibles poseen un dispositivo (load buster) que les permite operar bajo condiciones de carga, es decir que este tipo de seccionadores fusibles pueden actuar como elementos de protección y seccionamiento.

Las características de operación de los elementos fusibles se determinan mediante curvas de tiempo-corriente, de las que se utilizan para efectos de la coordinación la mínima curva de fusión y la curva máxima de despeje. El tiempo de operación depende de los siguientes parámetros:

- Mínimo tiempo de fusión: es el tiempo comprendido entre la iniciación de la corriente de falla y la iniciación del arco.
- Tiempo de arco: es el tiempo de duración del arco.
- Máximo tiempo apertura: es la suma del tiempo de fusión y el tiempo de arco.

Se muestra en la Tabla 4.1 las características de los fusibles tipo K (fusión rápida) y del tipo T (fusión lenta), designación normalizada por EEI-NEMA:

TIPO	VALOR	I carga max. (Amp)	Icc max. (Amp)
K	6K	9,00	400
	10K	15,00	800
	15K	22,50	1.300
	25K	37,50	2.000
	40K	60,00	3.000
	65K	97,50	5.000
	100K	150,00	9.000
	6T	9,00	400
	10T	15,00	800

T	15T	22,50	1.300
	25T	37,50	2.000
	40T	60,00	3.000
	65T	97,50	5.000
	100T	150,00	9.000

Tabla 4.1 Características operacionales de fusibles.

4.3.2 SECCIONALIZADORES. [5]

La función de este equipo es la seccionar parte de la red en donde se ha producido la falla. Está asociado a un equipo de respaldo, como un reconectador, que después de haber operado un número determinado de veces debido a fallas, el seccionalizador registra este número de operaciones del equipo de respaldo para luego abrir la sección con falla, esto mientras el equipo de respaldo se encuentra abierto.

El número de conteo de seccionalizador tiene que ser menor en uno al del reconectador para que de este modo los dos equipos no queden abiertos en condiciones de falla permanente.

Cuando la falla se ha despejado, el estado del seccionalizador se repone automáticamente y se inicia un nuevo ciclo.

4.3.3 RECONECTADORES. [6]

Es un equipo de protección y seccionamiento capaz de desconectar y de reestablecer el servicio automáticamente luego de haber ocurrido una falla. Posee una secuencia determinada de aperturas y cierres seguidas de una apertura definitiva. Por lo general la secuencia es de cuatro disparos o aperturas y tres recierres.

Su operación está asociada a dos tipos de curvas tiempo-corriente: curva rápida o instantánea (A), la misma que opera al tratarse de fallas temporales, y las curvas retardadas (B, C, D), que despejan fallas permanentes, dando tiempo a que los demás equipos de protección aguas abajo puedan operar.

Para el correcto funcionamiento de este tipo de equipos es necesario se tener que tomar en consideración los siguientes aspectos:

- La capacidad de interrupción del reconectador tiene que ser mayor o igual a la de la corriente de falla máxima.
- La capacidad de corriente constante del restaurador tiene que ser mayor o igual a la corriente de carga máxima.
- El valor de disparo mínimo seleccionado tiene que permitir al reconectador ser sensible a las corrientes de falla de la zona aguas abajo.

4.3.4 DISYUNTORES.

Estos equipos permiten la desconexión de carga bajo condiciones normales de operación o bajo condiciones de falla.

4.3.5 RELÉS.

Es un equipo de protección capaz de discriminar entre condiciones normales y anormales de operación del sistema mediante el continuo monitoreo del mismo a través de transformadores de potencial y de corriente. Actúan cerrando o abriendo sus contactos que hacen operar circuitos de control asociados a equipos de seccionamiento, que por lo general son disyuntores.

Su operación está representada mediante curvas de tiempo-corriente que pueden adaptarse a las condiciones que se necesiten en la coordinación del sistema de protecciones.

Existen diferentes tipos de relés dependiendo de su función, parámetro por monitorear, equipo a proteger, etc.

4.4 SELECCIONAMIENTO DE EQUIPOS.

Para la selección de los diferentes equipos de protección y seccionamiento se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Voltaje nominal: el valor del voltaje de diseño tiene que ser mayor al voltaje entre fases del lugar de instalación y en el caso de equipos a instalarse en secciones monofásicas, mayor al voltaje entre fase y neutro.
- Corriente de interrupción nominal: la capacidad de interrupción de corriente del equipo tiene que ser igual o mayor a la corriente máxima de falla que pueda presentar la instalación a proteger.
- Corriente de carga nominal: el valor de corriente nominal tiene que ser mayor a la corriente de carga máxima que circule por el tramo en el que se va ha instalar.

4.5 LOCALIZACIÓN DE EQUIPOS.

Mediante el reconocimiento de la configuración del sistema de distribución, magnitud de la carga, número de clientes, etc., se puede decidir el lugar en donde se puedan realizar seccionamientos. Para esto se pueden considerar algunos de los siguientes criterios:

- El inicio de ramales largos, inicio de ramales que posean una carga considerable e inicio de ramales expuestos a descargas atmosféricas deben considerarse como puntos de seccionamiento.
- No emplear tres o más reconectores conectados en serie
- Los equipos de protección y seccionamiento deben instalarse en lugares accesibles para su pronta operación y mantenimiento.

4.6 COORDINACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

Después de la selección y determinación de la localización de los equipos de protección y seccionamiento se tiene que realizar la coordinación entre ellos para que su operación obedezca una determinada secuencia con la finalidad de que las fallas interrumpan el servicio al menor número de clientes posible y tratando de disminuir al máximo los efectos de estas perturbaciones

al resto de la red. Esta coordinación debe anticipar la afectación grave que puedan sufrir las instalaciones eléctricas debida a los diferentes tipos de fallas eléctricas.

La coordinación también tiene por objetivo que los equipos e instalaciones afectadas por las perturbaciones sean aisladas brevemente cuando no se han podido recuperar por si solas. [6]

La implementación de la coordinación obedece a procedimientos destinados a la identificación del tipo de fallas, magnitudes de las mismas, causas por las que se han producido, etc., que han de permitir tomar las medidas preventivas necesarias para minimizar sus efectos.

La coordinación se basa en un estudio de tiempo-corriente de los dispositivos y equipos instalados en serie desde la subestación, tomando en cuenta la operación de cada uno de ellos bajo condiciones normales y de falla. De aquí que se procede a la determinación de rangos y magnitudes de calibración, que tiene que realizarse con cierta periodicidad, debido a las modificaciones que la red presenta después de un determinado tiempo (ampliación de la red de distribución, reemplazo de equipos de la red, aumento de carga, etc.).

La coordinación se puede dar entre los diferentes dispositivos de protección y seccionamiento, pero para este estudio solo analizaremos el que se da entre fusibles, ya que estos elementos son los únicos que se utilizarán para efecto de la protección de los alimentadores.

4.6.1 COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE.

Para la coordinación entre estos elementos existen varios métodos de los cuales los que se han considerado para la realización del presente estudio son:

Mediante curvas tiempo-corriente: en donde la curva máxima de despeje o apertura del elemento protector debe ser menor o igual al 75% de la curva mínima de fusión del elemento de respaldo. Este 75% da un margen de

compensación de las variables de operación de los fusibles: precalentamiento debido a la corriente de carga, temperatura ambiente y calor de fusión. [6]

- **Mediante tablas:** las tablas se basan en las curvas de tiempo máximo de despeje para fusibles protectores y para el 75% de las curvas de mínimo tiempo de fusión de los fusibles protegidos o de respaldo. (Ejemplos: Tablas 4.2 y 4.3)

Fusible protector (A)	Fusible Protegido (A)													
	8K	10K	12K	14K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de falla													
6K		190	360	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Tabla 4.2 Coordinación entre fusibles tipo K

Fusible protector (A)	Fusible Protegido (A)													
	8T	10T	12T	14T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Máxima corriente de falla													
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Tabla 4.3 Coordinación entre fusibles tipo T

4.7 TIPOS DE CORTOCIRCUITOS. [6]

La intensidad de corriente de un cortocircuito está limitada solamente por la impedancia de parte de la red afectada, es por esto que las magnitudes de falla son características de cada sección.

Los tipos de fallas que pueden ocurrir son:

- Línea-tierra: se produce cuando una de las fases está en contacto físico con la tierra o el neutro. Su magnitud determina el mínimo nivel de cortocircuito. Para su determinación se emplea la siguiente ecuación:

$$|I| = \left| \frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_F} \right| \quad 4.1$$

- Línea-línea: se produce al entrar en contacto físico dos fases. En un sistema de dos fases, su magnitud determina el máximo nivel de cortocircuito. Se determina empleando la siguiente ecuación:

$$|I| = \left| \pm j \frac{\sqrt{3}V_f}{Z_1 + Z_2 + 3Z_F} \right| \quad 4.2$$

- Doble línea-tierra: ocurre al entrar en contacto físico dos fases con tierra o con el neutro. Se determina aplicando la siguiente ecuación:

$$|I| = \left| -j \frac{\sqrt{3}V_f(Z_0 + 3Z_f - aZ_2)}{Z_1Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_F)} \right| \quad 4.3$$

- Trifásica: son las menos frecuentes y pueden deberse a descargas atmosféricas, rotura simultánea de los tres conductores y posterior contacto con la tierra, o unión de las tres fases mediante objetos extraños. Su magnitud representa el máximo nivel de cortocircuito de una red trifásica. Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$|I| = \left| \frac{V_f}{Z_1 + Z_F} \right| \quad 4.4$$

Para las anteriores ecuaciones:

$|I|$: Es la magnitud de la corriente de fase simétrica de estado estable que fluye en el momento

de la falla.

V_f : valor eficaz de voltaje a tierra de estado estable en el punto de la falla antes de que ocurra.

Para las anteriores ecuaciones:

$|I|$: Es la magnitud de la corriente de fase simétrica de estado estable que fluye en el momento

de la falla.

V_f : valor eficaz de voltaje a tierra de estado estable en el punto de la falla antes de que ocurra.

Z_1, Z_2, Z_0 : impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del sistema visto desde la falla.

Z_f : impedancia de falla asociado al tipo de falla.

Es necesario determinar las corrientes mínima y máxima de cortocircuito, características de cada una de las partes constitutivas del sistema.

Para la determinación de la máxima falla de cortocircuito de una red, se asume que todas las plantas generadoras asociadas a la red estén operando a su máxima capacidad o que sea alimentada por un sistema fuertemente integrado, la resistencia en el punto de falla sea nula y que la falla sea sólida.

En cambio, para la determinación de la mínima falla de cortocircuito de una red, se asume que el mínimo número de plantas generadoras asociadas a la red estén operando y que la resistencia en el punto de falla esté entre los valores de 0 y 25Ω . [6]

La coordinación entre los elementos de protecciones se determina a partir de las máximas corrientes de cortocircuito para poder establecer la capacidad de interrupción, mientras que para la verificación de su correcto funcionamiento se emplean los valores de corriente mínimas de cortocircuito.

4.8 CONFIGURACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.

Cada uno de los alimentadores de la Subestación Atocha está provisto inicialmente por un disyuntor cuyo funcionamiento depende del estado de los relés de protección de sobrecorriente de las fases y del neutro asociados a este. Todos los alimentadores poseen el mismo tipo de disyuntor, cuyas características se presentan en el ANEXO 4.1

Poseen seccionadores fusible que se encuentran al inicio de los ramales y también seccionadores fusibles con tirafusible para la protección de los transformadores. La especificación del tipo de equipo instalado como su ubicación actual en cada alimentador se detalla en el ANEXO 4.2 y se encuentra acorde con la estructura topológica de la red (ANEXO 2.3).

La información respecto a las características de los seccionadores fusibles de los diferentes tramos es muy pobre debido a la poca coordinación entre los departamentos encargados de planificar, ejecutar y reparar las secciones afectadas por alguna falla en la que se halla afectado alguno de los seccionadores fusible.

4.9 COORDINACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.

Según el registro histórico de interrupciones para el año 2003, la apertura del disyuntor se provocó por cualquier falla ocurrida en la red primaria, sin depender de la ubicación de la misma, lo que significa que no existe coordinación entre los equipos de protección instalados. Esta característica está producida por el mal dimensionamiento de los equipos de protección, mala calibración de los relés de sobrecorriente de las fases y neutro y por la falta de actualización de los estudios.

4.10 MAGNITUDES DE CORRIENTE DE FALLA EXISTENTES.

Mediante la ayuda del paquete computacional CYMDIST se han determinado las magnitudes de falla mínima y máxima para cada uno de los tramos de los alimentadores en donde se hallan actualmente los equipos de seccionamiento y protección. Estos resultados se presentan en el ANEXO 4.3

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD.

La evaluación del funcionamiento actual o futuro de un sistema se puede realizar mediante la obtención de parámetros cuantitativos que puedan representar su desempeño, basándose en su comportamiento pasado. Estos parámetros o índices ayudarán a escoger las mejores alternativas para su modificación, a fin de que su funcionamiento sea el más adecuado.

La confiabilidad representa esta evaluación del funcionamiento de un sistema, que puede ser expresada a través de índices que determinarán la calidad del servicio que una Empresa de Distribución brinda a un usuario, partiendo del análisis de los registros de eventos pasados acumulados por la Empresa.

5.1 TIPOS DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD.

Existen dos tipos de análisis de confiabilidad: análisis histórico y análisis predictivo.

1. Análisis Histórico: son empleados con la finalidad monitorear la confiabilidad actual y establecer tendencias a largo plazo del servicio eléctrico para prever el impacto de cambios en la operación del sistema. Estos resultados sirven de base para la realización de los análisis predictivos. Sus índices se calculan empleando los registros estadísticos de interrupciones a los usuarios y los registros de incidencia de la empresa a partir de los datos de funcionamiento del sistema eléctrico durante un determinado período de tiempo.

2.- Análisis Predictivo: este método permite predecir el comportamiento futuro del sistema a través de la obtención de índices de confiabilidad basados en niveles históricos y el conocimiento del funcionamiento actual del sistema. Sus

Índices se calculan partiendo de modelos de confiabilidad aplicados al sistema eléctrico en un tiempo especificado en el futuro, utilizando datos de confiabilidad de componentes, topología de la red, demanda, número de clientes, etc.

Mediante este tipo de análisis se pueden identificar los puntos débiles de la red, obtener análisis alternativos de expansión, evaluar el impacto de nuevas inversiones para mejorar la calidad del servicio.

Este último ha de ser empleado para la determinación de la confiabilidad del sistema partiendo de la mejora de su sistema de protecciones.

5.2 DEFINICIONES. [11] [12] [13]

Para el análisis de confiabilidad de sistemas de distribución, se emplea el siguiente vocabulario, cuyas definiciones están a continuación:

1. **Confiabilidad:** es la capacidad del sistema para desempeñar una función determinada, bajo condiciones preestablecidas y por un tiempo determinado.
2. **Componente:** es la parte del sistema visto como única entidad.
3. **Salida:** no disponibilidad de un componente
4. **Tasa de salida:** es el número medio de salida por unidad de tiempo por componente.
5. **Tiempo de maniobra:** es el tiempo comprendido desde que una operación de maniobra es requerida debido a una salida de servicio, hasta la ejecución de la maniobra.
6. **Interrupción:** pérdida de servicio para uno o más consumidores.
7. **Interrupción momentánea:** es una interrupción de duración menor al tiempo requerido para reestablecer el servicio (la maniobra se completa en pocos minutos).

8. Interrupción temporal: es una interrupción de duración menor al tiempo requerido para reestablecer el servicio en localizaciones en donde la disponibilidad del operador no es inmediata. (la maniobra se completa en 1 o 2 horas).

9. Índices básicos de confiabilidad: representar el desempeño del sistema basándose en registros estadísticos de su comportamiento pasado. Los índices de mayor uso son:

a. **Indisponibilidad [U]**: es la probabilidad de encontrar el sistema averiado en un instante dado, que puede interpretarse como la parte del tiempo sobre un período determinado en el que el sistema estará indisponible. Se puede dar en horas al año.

b. **Tasa de fallas [λ]**: es la tasa de transición del estado de funcionamiento al estado de falla. Representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro eléctrico, por unidad de tiempo, que generalmente es de un año. En sistemas de distribución en donde la indisponibilidad es pequeña, la tasa de fallas se la puede aproximar al número de fallas del sistema en el período considerado.

c. **Tiempo de reparación**: es el valor medio del tiempo empleado para reparar las fallas del sistema, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se denomina Tasa de reparación.

d. **Energía no suministrada [ENS]**: es la cantidad de energía no suministrada que la Empresa Eléctrica deja de vender. Se la obtiene empleando la fórmula siguiente:

$$ENS = \sum_{i=1}^n \frac{E_i}{720} T_{Ei} \quad (5.1)$$

En donde:

E_i = Energía promedio mensual demandada por los consumidores conectados al tramo j, en kWh

T_{Ei} = Indisponibilidad anual del elemento i (horas/año).

10. Índice de continuidad: mide el número de veces que se ve suspendido el suministro eléctrico y el tiempo de duración de los mismos. Pueden clasificarse en índices individuales e índices globales.

11. Índices de continuidad individuales: son los referidos a los centros de transformación. Estos son:

a. **Tiempo de indisponibilidad**: tiempo total durante el que no hubo suministro eléctrico en un centro de transformación de la red. Se puede dar en horas por año.

b. **Número de interrupciones**: Número de veces que se ha interrumpido el servicio eléctrico en un centro de transformación. Se puede dar en número de interrupciones por año.

c. **Duración de cada interrupción en el punto de carga**: es la duración media de todas las interrupciones, que se obtiene a partir de los dos datos anteriores. Se puede dar en minutos por interrupción.

12. Índices de continuidad globales o de sistema: son los índices referidos a toda la red. Estos son:

a. **Número promedio de interrupciones de servicio por abonado por año**: o en sus siglas en inglés SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), que representa el número promedio de interrupciones por consumidor servido por año. Se determina empleando la siguiente ecuación:

$$SAIFI = \frac{\text{No_Total_de_consumidores_interrumpidos}}{\text{No_Total_de_consumidores_servidos}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum_i \lambda_i C_i}{\sum_i C_i} \quad [\text{interrupciones / año}] \quad (5.2)$$

En donde:

λ_i = Tasa de fallas en el punto i de la red de distribución.

C_i = Número de consumidores en el punto i de la red de distribución.

b. Tiempo de reposición medio por abonado por año: o en sus siglas en inglés: SAIDI (System Average Duration Index), que es el número de horas que el abonado medio ha estado sin servicio en el período considerado. Se lo define mediante:

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Suma_total_de_duración_de_las_interrupciones_de_los_consumidores}}{\text{No_Total_de_consumidores_servidos}}$$

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i C_i}{\sum_i C_i} \quad [\text{horas / año}] \quad (5.3)$$

En donde:

r_i = Tiempo de reparación en el punto i de la red de distribución.

c. Tiempo promedio de interrupción por abonado: CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index). Representa la duración media de una interrupción a un cliente. Se lo obtiene de la siguiente manera:

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Suma_total_de_duración_de_las_interrupciones_de_los_consumidores}}{\text{No_Total_de_consumidores_interrumpidos}}$$

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i C_i}{\sum_i \lambda_i C_i} = \frac{\text{SAIDI}}{\text{SAIFI}} \quad [\text{horas / interrupción}] \quad (5.4)$$

d. Frecuencia media de interrupción: es el número de interrupciones que sufrió el consumidor medio del sistema, durante el período considerado. Se lo obtiene con la ecuación siguiente:

$$\text{FI} = \frac{\sum_i P a_i}{P_s} = \frac{\sum_i \lambda_i kVA_i}{\sum_i kVA_i} \quad (5.5)$$

En donde:

P_{a_i} = kVA instalados en transformadores de distribución afectados en la interrupción i .

P_s = kVA totales instalados en transformadores de distribución del sistema.

kVA_i = kVA nominales instalados en el punto i de la red.

e. Duración media de las interrupciones: Es el período de tiempo en que cada interrupción afecto al consumidor del sistema. Se lo obtiene de la foma siguiente:

$$DI = \frac{\sum_i P_{a_i} U_i}{\sum_i P_a} = \frac{\sum_i \lambda_i \tau_i kVA_i}{\sum_i kVA_i \lambda_i} \quad (5.6)$$

$$U_i = \lambda_i \tau_i \quad (5.7)$$

En donde:

U_i = Indisponibilidad anual del elemento i , (horas/año).

f. Tiempo total de interrupción medio: Es el período de tiempo en el que el consumidor medio del sistema quedó privado del suministro de energía durante el período considerado. Se lo obtiene con la siguiente fórmula:

$$TI = \frac{\sum_i P_{a_i} U_i}{P_s} = \frac{\sum_i \lambda_i \tau_i kVA_i}{\sum_i kVA_i} \quad (5.8)$$

5.3 MÉTODOS DE EVALUACIÓN. [10]

Para el análisis de la confiabilidad en sistemas de distribución, los métodos de mayor utilización son los probabilísticas, los mismos que toman en cuenta la aleatoriedad en la que se pueden dar las fallas en el sistema. Entre los métodos predictivos de análisis de confiabilidad existen los métodos analíticos y los de simulación aleatoria.

1. Método analítico: obtienen la confiabilidad del sistema mediante la utilización de modelos matemáticos del sistema y del funcionamiento del mismo y la utilización de variables aleatorias. Este tipo de métodos son rápidos y trabajan con valores medios de variables aleatorias. Uno de los métodos analíticos más conocidos es el de los procesos continuos de Markov.
2. Método de simulación aleatoria (de Monte Carlo): obtiene la confiabilidad del sistema mediante la simulación de una gran cantidad de situaciones generadas aleatoriamente.

5.3.1 PROCESOS CONTINUOS DE MARCOV. [9][10]

Este método se ajusta al sistema de distribución al considerarlo como reparable, dando como consecuencia que la condición de operación normal de todo el sistema o parte mismo sea continuo en el tiempo en estados discretos finitos.

Definiendo las características generales del sistema y condiciones de trabajo del mismo, se formulan criterios de éxito, con los cuales el método de Markov permite obtener la probabilidad de que el sistema se encuentre operando en cualquiera de sus estados posibles. En este método, a medida que aumenta el número de elementos que intervienen en el sistema, la cantidad de estados posibles en un sistema presenta un crecimiento dramático, lo que hace que este método sea poco atractivo.

Mediante este método, para el cálculo de la probabilidad de residencia en el estado de operación de un sistema visto como un solo elemento se tiene:

$$P_0 = \frac{u}{\lambda + u} \quad (5.9)$$

$$m = \frac{1}{\lambda} \quad (5.10)$$

$$\Rightarrow p_0 = \frac{m}{m + r} \quad (5.11)$$

En donde:

λ = tasa de falla

u = tasa de reparación

m = tiempo medio para falla (MTTF)

r = tiempo medio de reparación (MTTR)

Mientras que para el cálculo de la probabilidad de residencia en el estado de falla de un sistema visto como un solo elemento se tiene:

$$P_1 = \frac{\lambda}{\lambda + u} \tag{5.12}$$

$$r = \frac{1}{u} \tag{5.13}$$

$$\Rightarrow P_1 = \frac{r}{m + r} \tag{5.14}$$

5.3.2 TÉCNICA DE FRECUENCIA Y DURACIÓN.

Esta técnica permite obtener la frecuencia de encontrarse en un estado determinado, la duración promedio de residencia en dicho estado y las probabilidades límites de estado, para que con estos resultados se pueda establecer la duración media de residencia en cada estado de los estados acumulados.

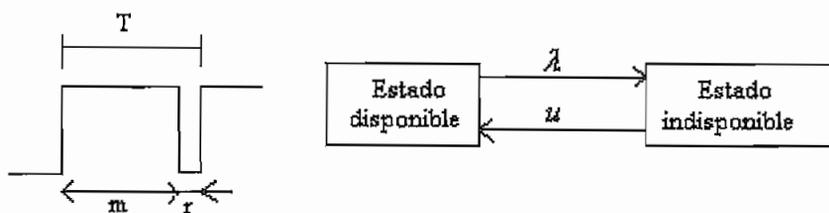


Figura 5.1 Representación del ciclo operación-falla-reparación de un componente

Partiendo de la figura 5.1, que representa el ciclo operación – falla – operación, en donde el período es T , se puede obtener la frecuencia de encuentro en el estado de falla, sabiendo que la probabilidad de que el elemento se halle en operación está dada por:

$$P(\text{operación}) = \frac{m}{m+r}$$

y como $T = m + r$

Tenemos: que:

$$P(\text{operación}) = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda T} = \frac{f}{\lambda}$$

despejando la frecuencia f se tiene:

$$f = P(\text{operación}) * \lambda \quad (5.15)$$

5.4 METODOLOGÍA. [10]

Considerando las condiciones de que los sistemas de distribución en media tensión (4 kV- 34.5 kV) normalmente son del tipo radial y que existe la posibilidad de que algunos de los tramos del alimentador puedan ser alimentados desde diferentes puntos mediante la operación de equipos de seccionamiento, manteniéndose la condición de radialidad en la operación de la red, la metodología para la evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución empleada para este estudio es la siguiente:

5.4.1 MODELACIÓN DE LA RED.

Se tiene que realizar la modelación de la red mediante la descripción topológica de la misma, definiendo a los tramos de los alimentadores como conductores separados por algún tipo de equipo de protección o maniobra (interruptores, fusibles, desconectores), correlacionando de esta forma a los clientes o consumidores con los tramos de los que obtienen el suministro.

Las características de los tramos de los alimentadores y los equipos de protección están dadas mediante los siguientes indicadores:

1.- Tasa de falla [λ]

Es el promedio del número de ocasiones en que un elemento de la red se encuentra en alguna condición que conlleve a la operación a algún equipo de protección.

La tasa de falla para elementos individuales como transformadores, interruptores, etc., se calcula mediante el empleo de la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{m}{N * T} \quad (1/\text{año}) \quad (5.16)$$

en donde:

m = cantidad de fallas observadas para cada tipo de elemento.

N = cantidad de elementos expuestos a la falla.

T = periodo de estudio en años.

Mientras que para los tramos de los alimentadores, este parámetro se los determina mediante la siguiente ecuación:

$$\lambda = b * l \quad (1/\text{año}) \quad (5.17)$$

$$b = \frac{m}{L * T} \quad (1/\text{km año}) \quad (5.18)$$

en donde:

m = cantidad de fallas

L = longitud de los tramos expuestas a la falla en km.

T = periodo de estudio en años.

b = número de fallas por km por año.

l = longitud del tramo de interés.

2.- Tiempo de Interrupción:

Es el tiempo durante el cual el servicio eléctrico se ve interrumpido, comprendido entre la desconexión del circuito y su reenergización. Depende del tipo de falla y los equipos involucrados. En un sistema de distribución se tiene la siguiente clasificación de tiempos:

- a) Tiempo para el conocimiento de la falla (T_c): es el tiempo entre el instante en que se da la falla y instante en que los operadores del sistema se enteran de la misma.
- b) Tiempo de preparación (T_p): es el tiempo requerido para el equipamiento necesario para iniciar la labor de localización de la falla.
- c) Tiempo de localización (T_l): es el tiempo requerido para el traslado a las proximidades de la falla y realización de pruebas para su localización exacta.
- d) Tiempo de maniobra para transferencia (T_t): es el tiempo empleado en realizar las maniobras de transferencia para reestablecer el servicio.
- e) Tiempo de reparación (T_r): es el tiempo requerido para ejecutar las labores de reparación.
- f) Tiempo de maniobra para reestablecer la configuración normal de operación (T_v): es el tiempo que se tarda en recuperar la configuración normal de operación.

3.- Estados de operación y su determinación:

Debido a la existencia de una falla en tramo determinado, los demás tramos del sistema experimentarán una operación en especial que se la puede catalogar de la siguiente manera:

- a) Normal: cuando un tramo no se ve afectado por una falla.
- b) Reestablecido: cuando el funcionamiento de un tramo puede retornar a normalidad mediante algún equipo de maniobra que la aísla, antes de reparar el elemento fallado.
- c) Transferible: un tramo será transferible cuando exista alguna posibilidad para reenergizarlo antes de reparar la falla.
- d) Irrestablecible: cuando el funcionamiento de un tramo es afectado por la falla y no puede ser transferido.
- e) Irrestablecible con espera: cuando para la reparación del tramo en falla se tiene que realizar algún tipo de maniobra.

La determinación de los estados de operación de los elementos de la red cuando presentan una falla, se basa en metodologías en las que utiliza la condición de radialidad del sistema. Para esto se emplea una matriz de orden $n * n$, en donde n es el número de elementos constitutivos del modelo, cuyas columnas representan la condición del elemento ante la falla de algún otro elemento ubicado por fila.

- a) Se describe la estructura topológica de la red separando los tramos del alimentador mediante dispositivos de protección o seccionamiento.
- b) Se ordena una matriz de orden $n * n$, en donde n representa el número de elementos del modelo.
- c) Se simulan fallas por cada elemento i a la vez.
- d) Se analizan los efectos de la protección asociada al elemento de falla, a los demás elementos de la red, considerando el estado de operación de los mismos como: normal transferible, irrestablecible o irrestablecible con tiempo de espera.
- e) Se calculan los índices de frecuencia y duración de las fallas para cada elemento de la red.
- f) Se calculan los índices asociados al sistema en general.

g) Se evalúan los estados de operación del sistema tomando en consideración el tipo de conexión (serie, paralelo, mixto) entre los elementos del mismo, para determinar expresiones equivalentes de tasa de falla, tiempo de reparación e indisponibilidad de los elementos sometidos a la falla. Estas expresiones equivalentes se las obtiene de la siguiente manera:

Elementos conectados en serie:

Asumiendo que n componentes conectados en serie son independientes y reparables, tenemos:

Tasa de falla del sistema (λ_T):

$$\lambda_T = \sum_i \lambda_i \quad (5.19)$$

Duración de la falla promedio del sistema (r_T):

$$r_T = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (5.20)$$

Indisponibilidad del sistema (U_T):

$$\begin{aligned} U_i &= \lambda_i * r_i \\ U_T &= \sum_i U_i \end{aligned} \quad (5.21)$$

Elementos conectados en paralelo:

Asumiendo que las componentes de un sistema son independientes y reparables, para dos elementos conectados en paralelo se tiene:

Tasa de fallas del sistema (λ_T):

$$\lambda_T = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (5.22)$$

Duración de la falla promedio del sistema (r_T):

$$r_T = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \tag{5.23}$$

Indisponibilidad del sistema (U_T):

$$U_T = \lambda_T r_T \tag{5.24}$$

Elementos serie y paralelo:

Mediante la utilización de las ecuaciones anteriores se pueden realizar reducciones sucesivas para este tipo de conexiones, obteniendo así ecuaciones de su equivalente.

Esta metodología muestra que el número de interrupciones de servicio eléctrico al que se ve sometido algún elemento del sistema es mayor la cantidad de fallas que dicho elemento puede generar. Esta cantidad de interrupciones que se tienen que contabilizar dependen del estado definido para cada elemento como se muestra en la Tabla 5.1.

Elemento	Interrupciones
Normal	0
Transferible	2λ
Reestablecible	λ
Irreestablecible	λ
Irreestablecible con espera	λ

Tabla 5.1 Interrupciones aportadas por elemento.

Cuando se trata de un elemento transferible se tiene que la tasa de falla es del doble, ya se tiene que interrumpir el servicio durante un tiempo necesario para realizar las maniobras que reestablecerán la configuración normal de operación (T_v).

La tasa de fallas total de un elemento cualquiera se obtiene sumando los aportes indicados de cada elemento del sistema según el tipo indicado en la columna de la matriz de estados, obteniéndose:

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_j^j \tag{5.25}$$

en donde:

λ_{Ei} = Tasa de falla total del elemento i .

λ_j^j = cantidad de interrupción en el elemento i debido a una falla en el elemento j (fallas / año).

n = cantidad de elementos considerados en el modelo de la red.

Dependiendo del estado de operación de cada elemento de la red, el tiempo total de interrupción corresponde al tiempo de indisponibilidad del mismo, lo que se muestra en la Tabla 5.2.

Elemento	Interrupciones
Normal	0
Transferible	Tc + Tp + Tl + Tt + Tv
Reestablecible	Tc + Tp + Tl
Irreestablecible	Tc + Tp + Tl + Tr
Irreestablecible con espera	Tc + Tp + Tl + Tt + Tr

Tabla 5.2 Interrupciones aportadas por elemento.

El tiempo total de indisponibilidad anual es igual a la suma de las indisponibilidades debidas a la cantidad de fallas aportadas por cada elemento del sistema según el tipo de elemento indicado en la columna de la matriz de estados, teniendo:

$$T_i^j = \lambda_j^j r_j \tag{5.26}$$

$$T_{Ei} = \sum_{j=1}^n T_i^j \tag{5.27}$$

en donde:

T_i^j = indisponibilidad anual del elemento i debido a falla en el elemento j .

λ_j^j = cantidad de interrupciones en el elemento i debido a una falla en el elemento j (fallas / año).

T_{Ei} = Indisponibilidad anual del elemento i (hora / año).

r_j = tiempo de interrupción o de reparación del elemento j (horas).

n = cantidad de elementos considerados en el modelo de la red.

en donde:

T_i^j = indisponibilidad anual del elemento i debido a falla en el elemento j .

λ_j^i = cantidad de interrupciones en el elemento i debido a una falla en el elemento j (fallas / año).

T_{Ei} = Indisponibilidad anual del elemento i (hora / año).

r_j = tiempo de interrupción o de reparación del elemento j (horas).

n = cantidad de elementos considerados en el modelo de la red.

5.5 CÁLCULO DE ÍNDICES ACTUALES DE CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO.

Mediante la metodología de modelación de la red, anteriormente mencionada, se obtendrán los índices de confiabilidad de cada uno de los tramos que constituyen los alimentadores, índices que se correlacionan a los índices de los clientes conectados a ellos.

Para la modelación, los elementos de la red estarán caracterizados por parámetros de tasa de falla y tiempo de reparación. Los valores que se utilizarán se basan en una base estadística de fallas y tiempos de reparación, más amplios que los que se obtuvieron de la Empresa de Distribución en cuestión, pudiéndose catalogar a los valores utilizados como los más cercanos a la realidad funcional y operativa de cualquier empresa de distribución, que los que resultaron a partir de la base de datos de la EEASA. [19]

Los tramos se identificarán por el elemento de protección más cercano aguas arriba, para después conformar una matriz de orden $n * n$, en donde las columnas representarán la condición de operación del elemento al presentarse una falla en un elemento de la fila. En este caso solo se obtendrán los índices de confiabilidad de los tramos, que son los de interés para este estudio, por lo que se conformarán matrices de orden $n * m$.

5.5.1 CARACTERIZACIÓN DE ELEMENTOS.

Mediante la caracterización de los elementos de los alimentadores se busca establecer la tasa de fallas y los tiempos de reparación de los mismos.

Al no disponer del detalle suficiente acerca del registro de fallas y en donde han ocurrido las mismas, la alternativa es utilizar el reporte de todas las interrupciones debidas a fallas ocurridas en un año en todos los alimentadores pertenecientes a la EEASA y aplicar los resultados para la caracterización de los tramos. En este caso se ha utilizado el reporte de interrupciones debidas a fallas del año 2003 y mediante la clasificación de los alimentadores en urbanos y rurales, se calculan las tasas de falla promedio para los tramos. Este cálculo se muestra a continuación:

$$b = \frac{m}{L * T} \quad (1/\text{km año})$$

en donde:

m = cantidad de fallas

L = longitud de los tramos expuestas a la falla en km.

T = periodo de estudio en años.

b = número de fallas por km por año.

l = longitud del tramo de interés.

Para los tramos urbanos se tiene:

$$b = \frac{360 \text{ Fallas}}{953.29 \text{ km} * 1 \text{ año}} = 0.3776 \left[\frac{\text{fallas}}{\text{km} * \text{año}} \right]$$

Para los tramos rurales se tiene:

$$b = \frac{191 \text{ Fallas}}{95.09 \text{ km} * 1 \text{ año}} = 0.2008 \left[\frac{\text{fallas}}{\text{km} * \text{año}} \right]$$

Para la determinación de los tiempos medios de interrupción se ha considerado la información proporcionada por el personal de reparación y mantenimiento de la EEASA, obteniéndose los tiempos medios de interrupción presentados en la Tabla 5.3:

TIEMPO MEDIO		TRAMO			
		URBANO		RURAL	
		minutos	horas	minutos	horas
de conocimiento	Tc	10	0,17	10	0,17
de preparación	Tp	5	0,08	5	0,08
de localización	Tl	60	1,00	120	2,00
de transferencia	Tt	45	0,75	60	1,00
de reparación	Tr	150	2,50	250	4,17
de reestablecimiento	Tv	30	0,50	45	0,75

Tabla 5.3 Caracterización de tiempos medios de interrupción de los tramos.

Los valores obtenidos de las tasas de fallas de los tramos a partir de los base de datos proporcionada por la EEASA no se usarán para el cálculo de los índices de confiabilidad, ya que la base estadística de un año no refleja la verdadera aleatoriedad con la que pueden darse las fallas en los diferentes tramos, sin importar que sean urbanos o rurales, es por esto que se utilizará una base estadística más extensa de registros de fallas y tiempos de reparación, cuyos valores, mostrados en la Tabla 5.4, pueden ajustarse al funcionamiento de cualquier empresa de distribución. [19]

Es así que para la caracterización de elementos de protección y seccionamiento se tienen los valores que se muestran en la Tabla 5.4:

COMPONENTE	Tasa de falla media por año λ (fallas/año)	Tiempo de reparación r (horas)
Disyuntor	0,012	80
Fusible/seccionador	0,092	4
Líneas de distribución *	0,066	50

*Para las líneas la tasa de falla es (fallas/km.año)

Tabla 5.4 Caracterización de tasa de fallas y tiempos medios de reparación de tramos y elementos.

Tomando en cuenta el tiempo de reparación medio de las líneas de distribución que se muestran en la Tabla 5.4, los tiempos medios de reparación que se emplearán para el estudio de confiabilidad se muestran en la Tabla 5.5:

TIEMPO MEDIO		TRAMO			
		URBANO		RURAL	
		minutos	horas	minutos	horas
de conocimiento	Tc	10	0,17	10	0,17
de preparación	Tp	5	0,08	5	0,08
de localización	Tl	60	1,00	120	2,00
de transferencia	Tt	45	0,75	60	1,00
de reparación	Tr	1500	50,00	1500	50,00
de reestablecimiento	Tv	30	0,50	45	0,75

Tabla 5.3 Caracterización de tiempos medios de interrupción de los tramos.

5.5.2 ÍNDICES ACTUALES DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO.

Una vez definida la estructura topológica de los alimentadores constituida por tramos separados por algún tipo de equipo de protección o maniobra, que se aprecian en los diagramas mostrados en el ANEXO 5.1, y utilizando los valores característicos de tasa de fallas y tiempos de interrupción, mostrados en las Tablas 5.4 y 5.5, se determinará mediante la preparación de la Matriz de Estado de cada alimentador, mostradas en el ANEXO 5.2, la tasa de fallas, el tiempo de interrupción y la indisponibilidad de cada uno de los tramos de los alimentadores así como también los índices globales de cada alimentador: frecuencia de interrupción y tiempo total de interrupción.

Índices Alimentador Avenida América:

Este alimentador es del tipo urbano y su carga tiene la posibilidad de ser transferida a otro alimentador en el caso de contingencias o trabajos de reparación o mantenimiento. Sus características en cuanto a la longitud, carga instalada e índices de confiabilidad de cada uno de los tramos que lo constituyen, estos últimos obtenidos a partir de la elaboración de la matriz de estado y el empleo de la metodología presentada en la sección 5.4, se muestran en la Tabla 5.6:

ALIMENTADOR AMÉRICA						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TDA1	DA1	1,031	150	0,368	15,762	5,803
TSF1	SF1	0,105	25	0,528	6,287	3,320
TSF2	SF2	0,156	50	0,620	6,780	4,205
TSF3	SF3	0,117	75	0,528	6,358	3,358
TSF4	SF4	0,098	10	0,620	6,532	4,051
TSF5	SF5	0,291	370	0,528	7,447	3,933
TSF6	SF6	0,095	70	0,620	7,442	4,615
TSF7	SF7	0,061	75	0,712	7,280	5,185
TSF8	SF8	0,211	137,5	0,528	6,969	3,681
TSF9	SF9	0,063	15	0,620	6,848	4,247
TSF10	SF10	0,430	262,5	0,634	7,590	4,813
TSF11	SF11	0,261	205	0,726	8,322	6,043
TSF12	SF12	0,112	37,5	0,818	8,289	6,781
TSF13	SF13	0,359	477,5	0,754	6,695	5,051
TSF14	SF14	0,104	50	0,726	7,608	5,524
TSF15	SF15	0,394	285	0,818	8,793	7,193
TSF16	SF16	0,038	50	0,910	8,447	7,688
TSF17	SF17	0,044	30	0,818	7,379	6,037
TSF18	SF18	0,138	50	0,818	7,757	6,346
TSF19	SF19	0,087	100	0,910	7,694	7,002
TSF20	SF20	0,485	600	0,818	9,159	7,493
TSF21	SF21	0,132	162,5	0,910	9,116	8,296
TSF22	SF22	0,191	300	0,910	9,331	8,492
TSF23	SF23	0,097	50	1,002	9,160	9,180
TSF24	SF24	0,112	187,5	1,002	9,211	9,231

Tabla 5.6 Índices Alimentador Avenida América.

En donde los seccionadores fusible están representados por las siglas SF- y su correspondiente numeración, los disyuntores representados por la letra D- y su correspondiente letra inicial del nombre del alimentador al que pertenece, mientras que para la designación de los tramos a los que pertenecen dichos elementos, se hallan precedidos por la letra T-.

Los índices de confiabilidad globales determinados para este alimentador mediante el empleo de las ecuaciones 5.5 y 5.8 son:

$FI = 0,74$ salidas/año
 $TI = 4,87$ horas/año

Estos resultados indican que un consumidor de este alimentador se ve afectado por interrupciones del servicio eléctrico debidas a fallas en un promedio de 4,87 horas al año y con una frecuencia de 0,74 veces en el año.

Índices Alimentador Ficoa:

Este alimentador es del tipo urbano y su carga tiene la posibilidad de ser transferida a otro alimentador en el caso de contingencias o trabajos de reparación o mantenimiento. Sus características en cuanto a la longitud, carga instalada e índices de confiabilidad de cada uno de los tramos que lo constituyen, se muestran en la Tabla 5.7:

ALIMENTADOR FICOA						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TDF1	DF1	0,577	165	0,845	5,775	4,879
TSF1	SF1	0,673	810	0,975	5,733	5,590
TSF2	SF2	0,673	270	1,067	7,635	8,147
TSF3	SF3	0,340	75	1,067	8,687	9,268
TSF4	SF4	0,364	137,5	1,067	8,761	9,348
TSF5	SF5	0,606	87,5	1,159	10,110	11,717
TSF6	SF6	0,177	90	1,159	8,886	10,299
TSF7	SF7	0,208	35	1,067	8,278	8,833
TSF8	SF8	0,391	50	1,067	8,845	9,438
TSF9	SF9	0,424	170	1,067	6,863	7,323
TSF10	SF10	0,103	37,5	1,159	6,928	8,030
TSF11	SF11	0,219	120	1,251	7,291	9,121
TSF12	SF12	0,424	170	1,343	8,108	10,889
TSF13	SF13	0,437	150	1,435	8,849	12,699
TSF14	SF14	0,064	50	1,527	8,695	13,277
TSF15	SF15	0,146	135	1,159	7,052	8,174
TSF16	SF16	0,120	362,5	1,159	6,978	8,088
TSF17	SF17	0,496	90	1,159	8,048	9,328
TSF18	SF18	0,199	50	1,111	3,956	4,396
TSF19	SF19	0,077	120	1,203	4,161	5,008
TSF20	SF20	0,882	195	1,217	5,768	7,017
TSF21	SF21	0,705	85	1,309	7,420	9,710
TSF22	SF22	0,851	107,5	1,367	5,353	7,316
TSF23	SF23	0,607	262,5	1,309	7,175	9,388
TSF24	SF24	0,127	175	1,401	7,265	10,174
TSF25	SF25	0,283	150	1,401	7,632	10,689
TSF26	SF26	0,290	100	1,401	7,649	10,713
TSF27	SF27	0,443	167,5	1,401	8,011	11,219
TSF28	SF28	0,233	180	1,493	8,279	12,357
TSF29	SF29	0,335	150	1,493	8,505	12,694
TSF30	SF30	0,124	50	1,493	8,038	11,997
TSF31	SF31	0,287	65	1,493	8,399	12,535
TSF32	SF32	0,552	362,5	1,493	8,984	13,408

Tabla 5.7 Índices Alimentador Ficoa.

Los índices de confiabilidad globales determinados para este alimentador son:

FI = 1,22 salidas/año

TI = 11,48 horas/año

Estos resultados indican que un consumidor de este alimentador se ve afectado por interrupciones del servicio eléctrico debidas a fallas en un promedio de 11,48 horas al año y con una frecuencia de 1,22 veces en el año.

Índices Alimentador Martínez:

Este alimentador es del tipo rural y su carga tiene la posibilidad de ser transferida a otro alimentador en el caso de contingencias o trabajos de reparación o mantenimiento. Sus características en cuanto a la longitud, carga instalada e índices de confiabilidad de cada uno de los tramos que lo constituyen, se muestran en la Tabla 5.8:

ALIMENTADOR MARTÍNEZ						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TDM1	DM1	3,446	895	1,722	10,068	17,341
TSF1	SF1	1,273	552,5	2,042	5,689	11,617
TSF2	SF2	0,554	97,5	2,134	6,473	13,812
TSF3	SF3	0,879	367,5	2,134	6,975	14,884
TSF4	SF4	0,071	102,5	2,226	6,958	15,488
TSF5	SF5	0,614	85	2,226	7,762	17,278
TSF6	SF6	0,750	52,5	2,318	8,680	20,120
TSF7	SF7	0,224	55	2,226	7,184	15,991
TSF8	SF8	0,139	10	2,226	7,058	15,709
TSF9	SF9	0,559	205	2,134	6,480	13,828
TSF10	SF10	1,266	225	2,226	8,255	18,375
TSF11	SF11	0,015	30	2,318	8,108	18,794
TSF12	SF12	0,204	5	2,318	8,377	19,418
TSF13	SF13	0,092	50	2,410	8,337	20,090
TSF14	SF14	0,126	25	2,318	8,266	19,159
TSF15	SF15	0,092	115	2,318	8,218	19,048
TSF16	SF16	2,363	137,5	2,226	9,880	21,993
TSF17	SF17	0,375	35	2,226	6,933	15,432
TSF18	SF18	2,255	160	2,318	10,027	23,241
TSF19	SF19	0,237	15	2,410	10,121	24,389
TSF20	SF20	0,162	45	2,226	6,618	14,730
TSF21	SF21	2,783	115	2,226	10,504	23,381
TSF22	SF22	5,669	372,5	2,318	18,317	42,458
TSF23	SF23	0,314	20	2,410	18,201	43,863
TSF24	SF24	0,183	185	1,958	4,001	7,834
TSF25	SF25	0,074	37,5	1,958	3,816	7,471
TSF26	SF26	0,194	230	2,050	4,136	8,479
TSF27	SF27	0,226	15	2,142	4,479	9,593
TSF28	SF28	0,335	62,5	1,958	4,256	8,333
TSF29	SF29	0,262	47,5	1,958	4,885	9,564

Tabla 5.8 Índices Alimentador Martínez.

Los índices de confiabilidad globales determinados para este alimentador son:

$FI = 2,07$ salidas/año

$TI = 37,84$ horas/año

Estos resultados indican que un consumidor de este alimentador se ve afectado por interrupciones del servicio eléctrico debidas a fallas en un promedio de 37,84 horas al año y con una frecuencia de 2,07 veces en el año.

Índices Alimentador Pilishurco:

Este alimentador es del tipo rural. Sus características en cuanto a la longitud, carga instalada e índices de confiabilidad de cada uno de los tramos que lo constituyen, se muestran en la Tabla 5.9:

ALIMENTADOR PILISHURCO						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TDP1	DP1	1,622	40	0,585	12,986	7,602
TSF1	SF1	0,404	40	0,677	13,735	9,304
TSF2	SF2	0,073	10	0,677	12,121	8,211
TSF3	SF3	0,036	10	0,677	11,943	8,090
TSF4	SF4	0,256	25	0,677	13,013	8,815
TSF5	SF5	0,143	15	0,677	12,461	8,441
TSF6	SF6	0,316	30	0,677	13,305	9,013
TSF7	SF7	0,065	10	0,769	12,472	9,596
TSF8	SF8	1,594	135	0,769	19,029	14,640
TSF9	SF9	3,095	192,5	0,769	25,466	19,593
TSF10	SF10	0,110	30	0,861	23,595	20,325
TSF11	SF11	0,944	90	0,861	26,788	23,075
TSF12	SF12	0,030	10	0,861	23,288	20,060

Tabla 5.9 Índices Alimentador Pilishurco.

Los índices de confiabilidad globales determinados para este alimentador son:

$FI = 0,76$ salidas/año

$TI = 12,46$ horas/año

Estos resultados indican que un consumidor de este alimentador se ve afectado por interrupciones del servicio eléctrico debidas a fallas en un promedio de 12,46 horas al año y con una frecuencia de 0,76 veces en el año.

Índices Alimentador Quisapincha:

Este alimentador es del tipo rural. Sus características en cuanto a la longitud, carga instalada e índices de confiabilidad de cada uno de los tramos que lo constituyen, se muestran en la Tabla 5.10:

ALIMENTADOR QUISAPINCHA						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TDQ1	DQ1	1,304	65	3,252	3,860	12,553
TSF1	SF1	0,257	40	3,436	4,115	14,138
TSF2	SF2	0,903	50	3,436	4,735	16,269
TSF3	SF3	2,574	15	3,436	6,340	21,782
TSF4	SF4	0,162	10	3,620	6,368	23,051
TSF5	SF5	0,281	15	3,620	6,477	23,446
TSF6	SF6	2,752	45	3,620	8,730	31,600
TSF7	SF7	1,198	55	3,804	9,540	36,289
TSF8	SF8	0,783	55	3,988	9,933	39,610
TSF9	SF9	0,463	35	3,804	8,903	33,864
TSF10	SF10	0,192	10	3,804	8,668	32,970
TSF11	SF11	0,439	0	3,804	8,882	33,784
TSF12	SF12	2,367	85	3,988	10,615	42,330
TSF13	SF13	1,212	100	3,988	9,659	38,518
TSF14	SF14	0,408	10	4,172	9,733	40,602
TSF15	SF15	2,784	52,5	4,172	11,611	48,440
TSF16	SF16	0,038	5	4,356	11,319	49,301
TSF17	SF17	0,049	5	4,356	11,327	49,339
TSF18	SF18	0,806	107,5	4,356	11,901	51,837
TSF19	SF19	1,565	40	4,540	12,718	57,736
TSF20	SF20	1,742	15	4,356	12,610	54,925
TSF21	SF21	2,754	85	4,540	14,263	64,749
TSF22	SF22	0,547	25	4,540	12,658	57,466
TSF23	SF23	0,789	15	4,724	12,872	60,804
TSF24	SF24	0,504	30	3,804	8,938	33,999
TSF25	SF25	4,188	90	3,804	12,135	46,157
TSF26	SF26	0,863	50	3,804	9,250	35,184
TSF27	SF27	1,174	115	3,804	9,519	36,209
TSF28	SF28	0,537	35	3,988	9,709	38,716
TSF29	SF29	0,445	35	3,988	9,633	38,415
TSF30	SF30	0,034	37,5	3,988	9,292	37,056
TSF31	SF31	0,270	52,5	3,988	9,488	37,836
TSF32	SF32	7,940	235	3,988	15,835	63,148
TSF33	SF33	0,252	25	4,172	15,513	64,715
TSF34	SF34	0,247	15	4,172	15,509	64,698
TSF35	SF35	0,404	35	4,172	15,633	65,218
TSF36	SF36	0,817	20	4,172	15,960	66,579
TSF37	SF37	2,517	45	4,356	17,361	75,621
TSF38	SF38	1,218	30	4,172	16,277	67,903
TSF39	SF39	1,309	50	4,356	16,750	72,960

Tabla 5.10 Índices Alimentador Quisapincha.

Los índices de confiabilidad globales determinados para este alimentador son:

FI = 4,00 salidas/año

TI = 188,5 horas/año

CAPÍTULO 6.

SISTEMA DE PROTECCIONES PROPUESTO.

Con el objeto de reducir el tamaño de la zona afectada por una falla y la duración de la interrupción provocada por la misma, se instalarán nuevos equipos de protección en puntos de la red en donde se creyera conveniente, se retirarán otros cuya ubicación no sea la mas apropiada y se realizará una nueva coordinación entre ellos y con el relé que controla el disyuntor.

Luego se establecerán los nuevos índices de confiabilidad para las configuraciones propuestas del sistema de protección de cada alimentador y por último se determinará el beneficio económico de su implementación.

6.1 ESQUEMA DE PROTECCIONES PROPUESTO.

Mediante la consideración de las normas de distribución de energía referente al seccionamiento de alimentadores primarios y criterios de protecciones eléctricas, se han propuesto nuevos esquemas de protección para cada alimentador, los mismos que se presentan en el ANEXO 6.1.

La ubicación actual de la mayoría de estos equipos ofrece condiciones favorables para la protección, por esto se establecen algunos retiros de seccionadores fusible y la instalación de otros nuevos.

La nomenclatura utilizada para el nombramiento de los tramos de cada alimentador está dada por la primera letra del nombre del alimentador al que corresponda dicha sección, precedido por un número que permitirá asociarlo a la cercanía del tramo a la subestación. Algunos tramos tienen por nombre el numeral del transformador de distribución más cercano a este, como por ejemplo: CT1205.

Los seccionadores fusible está representados por el símbolo "SF" precedido por su correspondiente número. En caso de tratarse de un seccionador fusible que se propone instalar, las letras "SF" estarán precedidas por la letra "p" (propuesto) y su correspondiente numeración. Los disyuntores estarán representados por la letra "D" y su correspondiente letra inicial del nombre del alimentador al que pertenece.

Los cambios realizados en la estructura de cada alimentador se detallan a continuación:

Los seccionadores fusible está representados por el símbolo "SF" precedido por su correspondiente número. En caso de tratarse de un seccionador fusible que se propone instalar, las letras "SF" estarán precedidas por la letra "p" (propuesto) y su correspondiente numeración. Los disyuntores estarán representados por la letra "D" y su correspondiente letra inicial del nombre del alimentador al que pertenece.

Los cambios realizados en la estructura de cada alimentador se detallan a continuación:

6.1.1 ESTRUCTURA PROPUESTA ALIMENTADOR AVENIDA AMÉRICA.

Por la necesidad de protección de determinados ramales, se propone la instalación de los siguientes seccionadores fusible:

Instalación de SFp1 en el tramo CT1205.

Instalación de SFp2 en el tramo A32.

Debido a la cercanía entre algunos seccionadores fusible dispuestos en serie a y la poca diferencia de carga entre algunos consecutivos cuya distancia resulta ser desfavorable para una buena coordinación, se propone el retiro de los siguientes seccionadores fusible:

Retiro de SF2 del tramo A6.

Retiro de SF4 del tramo CT1203.

Retiro de SF7 del tramo CT6129.

Retiro de SF8 del tramo CT2474.

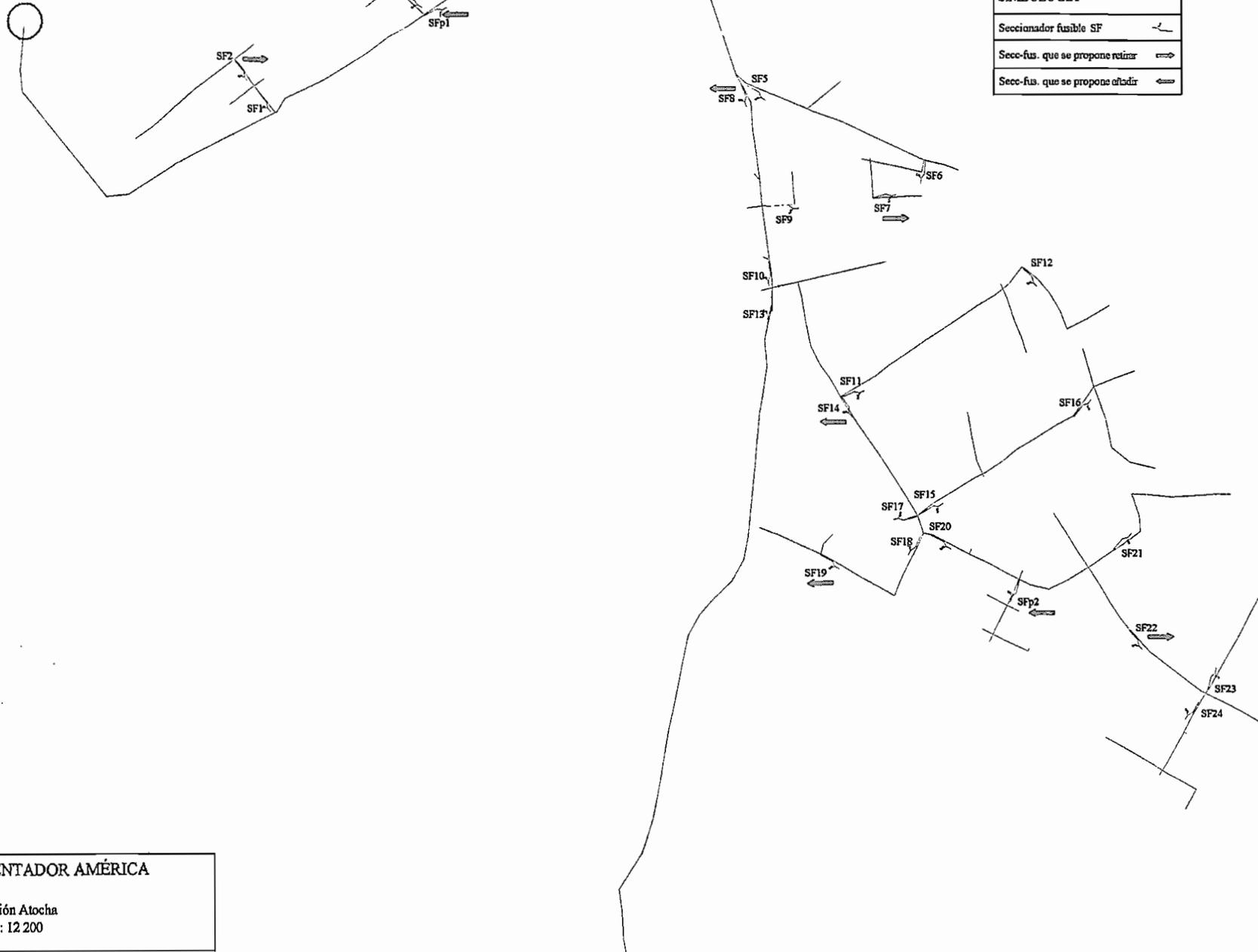
Retiro de SF14 del tramo CT9000.

Retiro de SF19 del tramo A29.

Retiro de SF22 del tramo A35.

La configuración propuesta se muestra en el plano del alimentador América que se presenta a continuación:

S/E Atocha



ALIMENTADOR AMÉRICA

Subestación Atocha
Escala 1 : 12 200

6.1.2 ESTRUCTURA PROPUESTA ALIMENTADOR FICOA.

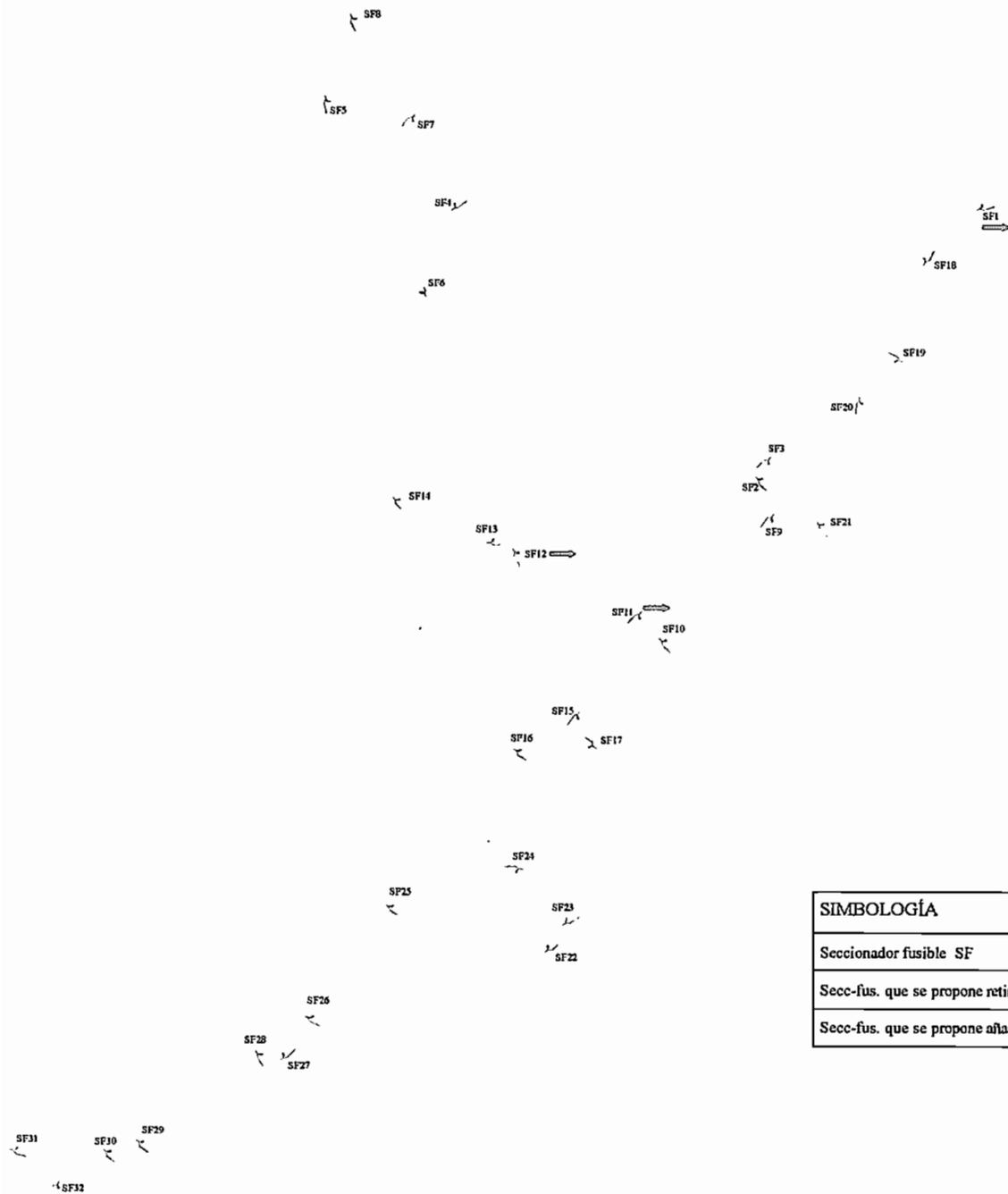
Retiro del seccionador fusible SF1 del tramo CT1339 debido a que este se encuentra a la salida de la subestación en disposición serie con respecto al disyuntor y por tanto el seccionador fusible despejará la falla producida cerca de la subestación y su reemplazo significaría un tiempo mayor sin servicio de todo el alimentador en comparación al requerido para cerrar el disyuntor.

Por la cercanía entre algunos seccionadores fusible dispuestos en serie y la poca diferencia de carga entre algunos consecutivos, condiciones desfavorables para una buena coordinación, se propone el retiro de los siguientes seccionadores fusible:

Retiro de SF11 del tramo F69.

Retiro de SF12 del tramo F71.

La configuración propuesta se muestra en el plano del alimentador Ficoa que se presenta a continuación:



SIMBOLOGÍA	
Seccionador fusible SF	
Secc-fus. que se propone retirar	
Secc-fus. que se propone añadir	

ALIMENTADOR FICOA

Subestación Atocha
Escala 1 : 14 000

6.1.3 ESTRUCTURA PROPUESTA ALIMENTADOR MARTÍNEZ.

Por la necesidad de protección de determinados ramales, se propone la instalación de los siguientes seccionadores fusible:

Instalación de SFp1 en el tramo M85.

Instalación de SFp2 en el tramo M94.

Instalación de SFp3 en el tramo CT825.

Instalación de SFp4 en el tramo CT20137.

Instalación de SFp5 en el tramo M18.

Instalación de SFp6 en el tramo CT3863.

Debido a la cercanía entre algunos seccionadores fusible dispuestos en serie a y la poca diferencia de carga entre algunos consecutivos cuya distancia resulta ser desfavorable para una buena coordinación, se propone el retiro de los siguientes seccionadores fusible:

Retiro de SF6 del tramo CT1009.

Retiro de SF8 del tramo CT20127.

Retiro de SF9 del tramo M35.

Retiro de SF13 del tramo CT20122.

Retiro de SF26 del tramo M112.

Retiro de SF27 del tramo M113.

Retiro de SF29 del tramo M97.

La configuración propuesta se muestra en el plano del alimentador Martínez que se presenta a continuación:

6.1.4 ESTRUCTURA PROPUESTA ALIMENTADOR PILISHURCO.

Por la necesidad de protección de determinados ramales, se propone la instalación de los siguientes seccionadores fusible:

Instalación de SFp1 en el tramo P42.

Instalación de SFp2 en el tramo CT20132.

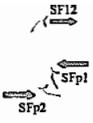
Instalación de SFp3 en el tramo P27.

Instalación de SFp4 en el tramo P10.

Instalación de SFp5 en el tramo CT1477.

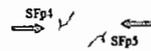
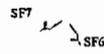
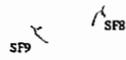
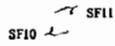
Debido a la cercanía entre algunos seccionadores fusible dispuestos en serie a y la poca diferencia de carga entre algunos consecutivos cuya distancia resulta ser desfavorable para una buena coordinación, se propone el retiro del seccionadores fusible SF12 del tramo CT20150.

La configuración propuesta se muestra en el plano del alimentador Pilishurco que se presenta a continuación:



ALIMENTADOR PILISHURCO
 Subestación Atocha
 Escala 1 : 48 400

SIMBOLOGÍA	
Seccionador fusible SF	
Secc.-fus. que se propone retirar	
Secc.-fus. que se propone añadir	

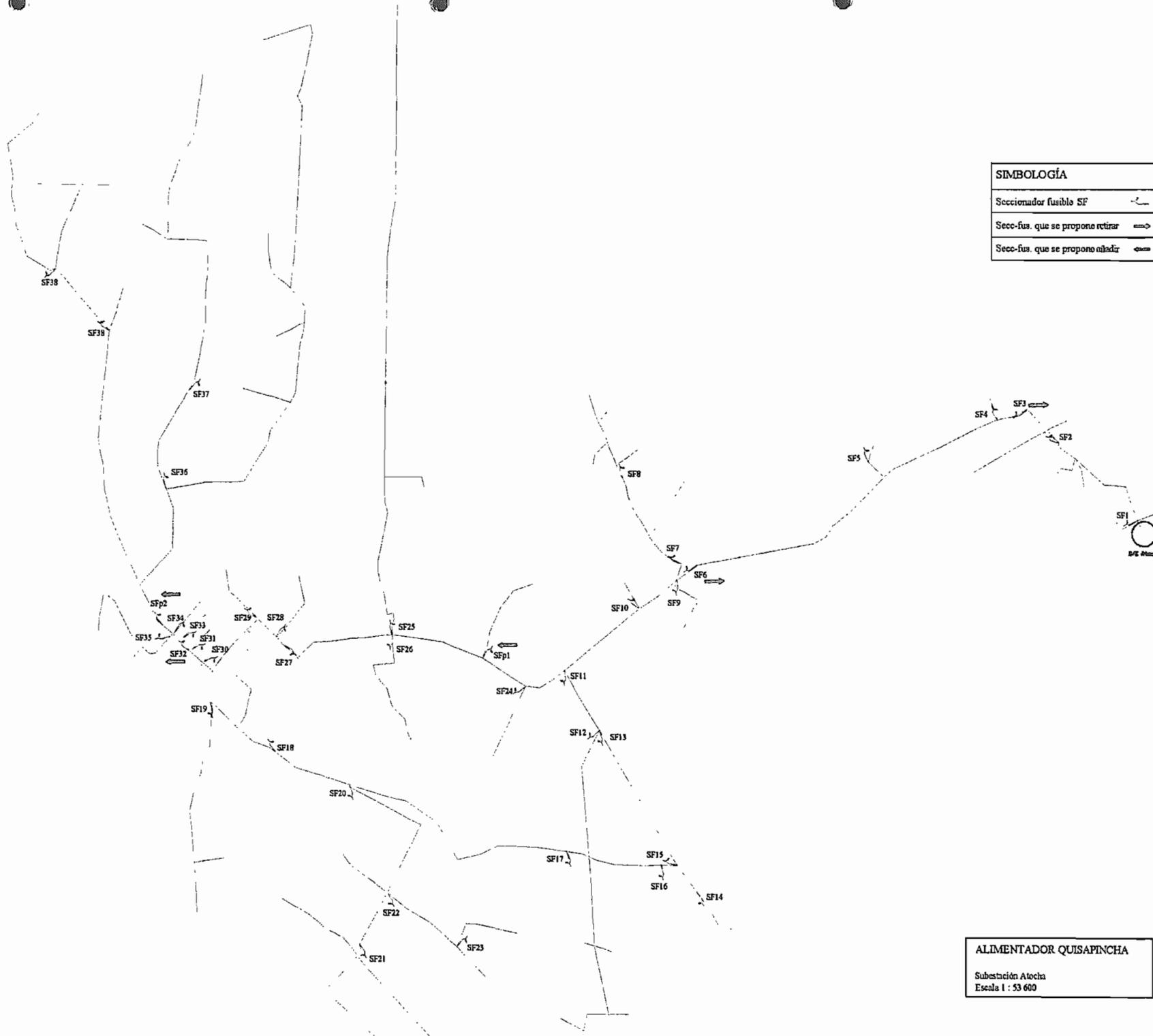


SIMBOLOGÍA

Seccionador fusible SF

Secc-fus. que se propone retirar

Secc-fus. que se propone añadir



ALIMENTADOR QUISAPINCHA

Subestación Atocha
Escala 1 : 53 600

En el ANEXO 6.1 se presenta el resumen de las estructuras de seccionamiento propuestas.

6.2 MAGNITUDES DE CORRIENTE DE FALLA PARA ESQUEMAS PROPUESTOS.

Con la ayuda del paquete computacional CYMDIST se han determinado las magnitudes de falla mínima y máxima para cada uno de los tramos de los alimentadores en donde se hallan los equipos de seccionamiento y protección acorde con la estructura propuesta. Estos resultados se presentan en el ANEXO 6.2.

6.3 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES.

Mediante la consideración de los criterios de coordinación de protecciones mencionados en la sección 4.2, la utilización de los diagramas de cada alimentador (ANEXO 6.3) en los que constan las modificaciones propuestas anteriormente (sección 6.1) y las magnitudes de corrientes de carga, se obtendrá la coordinación entre los diferentes equipos de protección dispuestos en serie de cada alimentador para de este modo conseguir un despeje oportuno de las fallas de naturaleza transitoria así como la mínima pérdida de carga cuando se produzcan fallas permanentes.

El tipo de fusibles que se han considerado para la coordinación son los tipo "T" o de lenta fusión debido a que tienen rangos más altos de corriente y, por deberse a un sistema radial, su operación "lenta" permite que actúen los elementos de protección aguas abajo considerando las variables de operación de los fusibles: precalentamiento debido a la corriente de carga, temperatura ambiente y calor de fusión.

En cuanto a los relés que operan al disyuntor, se seleccionarán las curvas de operación tanto para los de protección de las fases como el de protección del neutro.

6.3.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR AVENIDA AMÉRICA.

Este alimentador que está constituido por seccionadores fusible y un disyuntor a la salida del alimentador, operado por relés de protección de fases y del neutro. Su diagrama (ANEXO 6.3) muestra la coordinación que se establecerá entre un elemento protector y el de respaldo, obteniéndose el siguiente orden entre las coordinaciones:

Coordinación fusible – fusible:

SFp1, SF10, SF20, SFp2.

SFp1, SF10, SF20, SF23.

SFp1, SF10, SF20, SF24.

SFp1, SF10, SF20, SF21.

SFp1, SF10, SF18.

SFp1, SF10, SF17.

SFp1, SF10, SF15, SF16.

SFp1, SF10, SF13.

SFp1, SF10, SF11, SF12.

SFp1, SF9.

SFp1, SF5, SF6.

Para la coordinación SFp1, SF10, SF20, SFp2 se empieza por escoger el fusible adecuado para el elemento protector SFp2 teniendo en consideración su corriente de carga, que según el ANEXO 6.2 es de 5 amperios, por lo que se escogerá el fusible 6T cuya capacidad de corriente permanente es de 9 amperios, habiendo un margen considerable de reserva para los incrementos de carga. Según las curvas de funcionamiento de los fusibles tipo T (ANEXO 6.4), la corriente de cortocircuito máxima en el punto de localización de SFp2 es de 2732 amperios y para un fusible tipo 6T el tiempo de máximo despeje para esta magnitud de corriente de falla es de 0.8 ciclos, que tiene que ser

menor o igual al 75% del tiempo mínimo de fusión del elemento de respaldo, que en este caso es el fusible SF20. Guiándonos por las curvas, el fusible seleccionado para SF20 es el 50T cuyo mínimo tiempo de fusión para un nivel de corriente de falla de 2732 amperios es de 1.3 ciclos, obteniéndose la relación:

$$\frac{0.8}{1.3} * 100 = 61.5\%$$

Relación que se encuentra dentro del límite impuestos (menor o igual al 75%).

Continuando con la coordinación, le corresponde al fusible SF20 ser el elemento protector y el SF10 ser el elemento de respaldo. La corriente de falla máxima en el punto de ubicación de SF20 es de 3016 amperios y para un fusible tipo 50T el tiempo de máxima apertura es de 2.3 ciclos y mediante la utilización de las curvas de funcionamiento de los fusibles tipo T se tiene que para el fusible tipo 100T, que corresponderá al fusible SF10, el tiempo de mínima fusión para la corriente de 3016 amperios es de 4.6 ciclos, obteniéndose la relación:

$$\frac{2.3}{4.6} * 100 = 50\%$$

Valor que se encuentra dentro del límite impuesto.

Por último, el elemento protector será el fusible SF10 mientras que el de respaldo será el SFp1. La corriente de falla máxima en el punto de ubicación de SF10 es de 3327 amperios y para un fusible tipo 100T el tiempo de máxima apertura es de 6.3 ciclos y mediante la utilización de las curvas de funcionamiento de los fusibles tipo T se tiene que para el fusible tipo 140T, que corresponderá al fusible SFp1, el tiempo de mínima fusión para la corriente de 3327 amperios es de 8.5 ciclos, obteniéndose la relación

$$\frac{6.3}{8.5} * 100 = 74.11\%$$

Valor que se encuentra dentro del límite impuesto.

Los resultados se muestran en la Tabla 6.1.

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible				
			Respaldo	Protector	MT	CT	CT/CM %
SFp2	4,86	-	6T	-	-	-	-
SF20	22,7	2732	50T	6T	1,3	0,8	61,5
SF10	47,7	3016	100T	50T	4,6	2,3	50,0
SFp1	60	3327	140T	100T	8,5	6,3	74,1

Tabla 6.1 Coordinación entre fusibles SFp1, SF10, SF20, SFp2.

De igual forma se procede para las demás coordinaciones, resultados que se muestran en el ANEXO 6.5.

Coordinación fusible – relé:

Para la coordinación entre los fusibles y el relé, se tiene que tomar en cuenta que la curva de máximo tiempo de apertura del fusible de mayor capacidad tiene que estar por debajo de la curva de operación de la del relé, asegurando que los fusibles operen antes que este.

En el caso del alimentador Avenida América, el fusible de mayor capacidad es el SFp1 (140T) y el tipo de relé utilizado para la protección de fases y del neutro es el SPAJ 140C de marca ABB que poseen un factor de multiplicación de 5. Los transformadores de corriente son de relación 200/5.

El tap seleccionado se estableció considerando un factor de sobrecarga del 20% con respecto a la corriente nominal. Para este alimentador la corriente de carga máxima es de 64.1 amperios, y considerando lo anterior se ha seleccionado el tap 0.9, debido a que:

$$TAP = \frac{1.2}{RTC} I_{carga}$$

$$TAP = \frac{1.2}{80} 64.1$$

$$TAP = 0.96$$

El dial seleccionado es el 0.35, obteniéndose una curva de operación que se encuentra a una distancia aceptable de la curva del fusible SFp1.

Para la verificación de esta coordinación se relacionan los tiempos de operación del relé y los del fusible para las magnitudes de corriente de falla máxima y mínima en el punto de ubicación del fusible SFp1.

Para la corriente de falla máxima en SFp1, que es de 3805 amperios, se tiene:

$$\text{No.veces.}I_{set} = \frac{3805}{76.8} = 49.54$$

Para 49.54 I_{set} y utilizando el dial 0.35, el tiempo de despeje del relé es de 17.3 ciclos, mientras que el tiempo máximo de apertura del fusible 140T, correspondiente al fusible SFp1, es de 10.3 ciclos, dando un intervalo de tiempo aceptable para la coordinación.

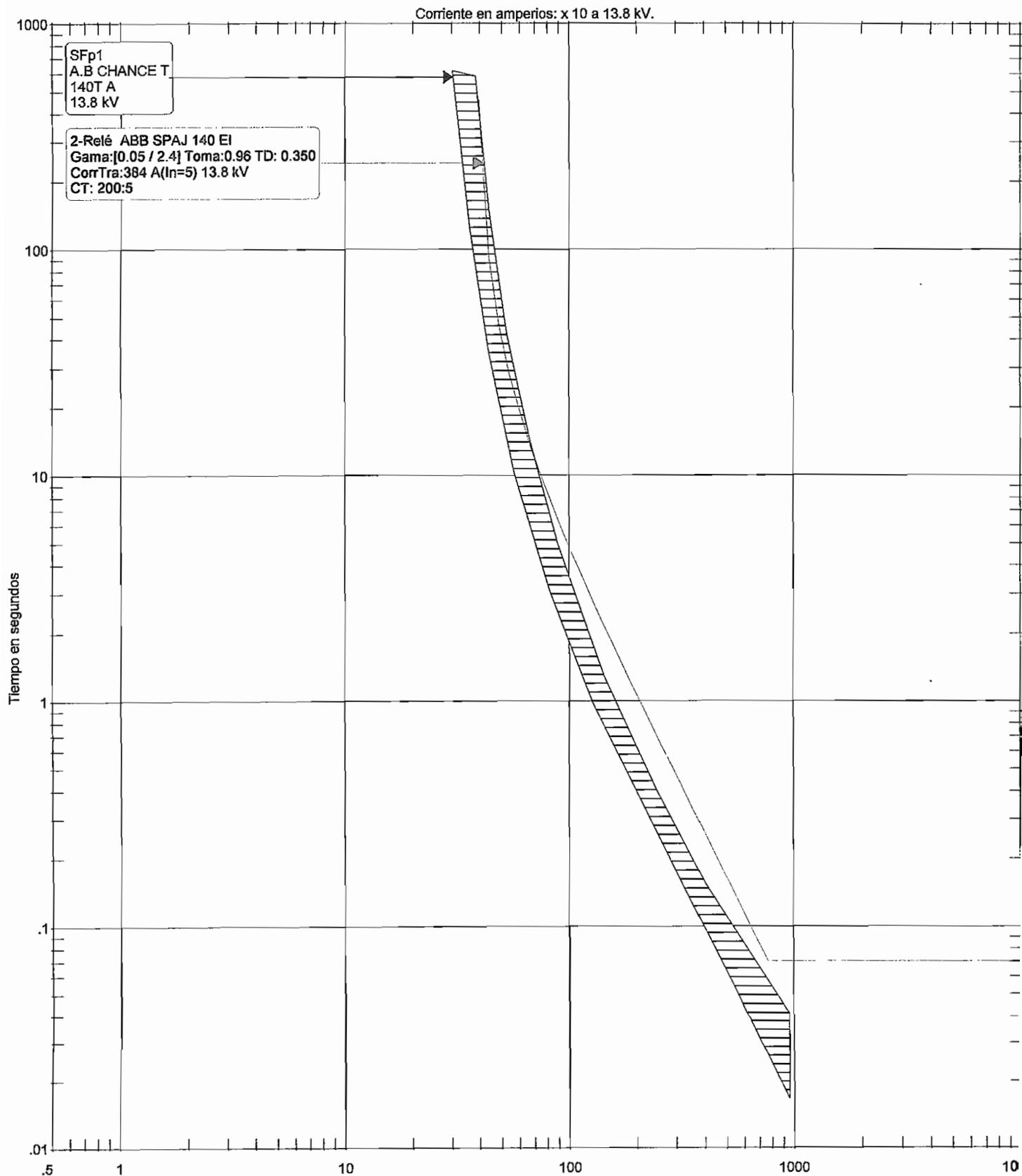
Para la corriente de falla mínima en SFp1, que es de 2977 amperios, se tiene:

$$\text{No.veces.}I_{set} = \frac{2977}{76.8} = 38.76$$

Para 38.76 I_{set} y utilizando el dial 0.35, el tiempo de despeje del relé es de 28.4 ciclos, mientras que el tiempo máximo de apertura del fusible 140T, correspondiente al fusible SFp1, es de 16.6 ciclos, dando un intervalo de tiempo aceptable para la coordinación, tal como se muestra en la Figura 6.1, en donde se ve que existe traslape entre las curvas de operación del seccionador fusible y el relé para valores menores que 709 Amp. de corriente de falla.

Los valores del tiempo de operación de los elementos de protección, correspondientes a determinadas magnitudes de corriente de falla, se obtuvieron mediante la utilización de una de las herramientas del paquete computacional CYMDIST, que posee una base de datos referente a las curvas de tiempo – corriente características de los elementos de protección utilizados en este estudio.

Estos resultados entre las diferencias de tiempos de operación entre el relé de protección de fases y el fusible SFp1 se muestran en la Figura 6.1 y en la Tabla 6.2



COORDINACIÓN
SFp1 - RELÉ
Alimentador América

TENSION DE TRAZADO :13.8 kV
POR: CYMDIST

NRO: 1
FECHA: 2-25-2005

Figura 6.1 Curvas de operación del relé de protección de fases y del fusible de mayor Capacidad (Alimentador América).

	Magnitud (A)	Tiempo de operación (ciclos)		
		Relé	SFp1	Δt
I falla max.	3805	17,3	10,3	7
I falla min.	2977	28,4	16,6	11,8

Tabla 6.2 Tiempos de operación del relé de protección de fases y del fusible de mayor capacidad.

Para la calibración del relé de falla a tierra se procede de igual forma que el de protección de fases, considerándose que para la selección del tap se permitirá un desbalance del 20%, es así que se tiene:

$$TAP = \frac{0.2}{RTC} I_{carga}$$

$$TAP = \frac{0.2}{80} 64.1$$

$$TAP = 0.16$$

El dial seleccionado es el 0.05.

En la Tabla 6.3 se muestra el resumen de los equipos requerido para el sistema de protección y en la Tabla 6.4 se indica la calibración de los relés.

ALIMENTADOR AVENIDA AMERICA					
Equipo	Sección	Tipo fusible	Equipo	Sección	Tipo fusible
SF1	A5	6T	SF15	CT13	50T
SF3	A9	6T	SF16	CT16	6T
SFp1	CT1205	140T	SF17	CT20190	6T
SF5	A14	65T	SF18	CT5	6T
SF6	A16	6T	SF20	CT60	50T
SF9	A18	6T	SF21	A34	6T
SF10	A19	100T	SF23	CT67	6T
SF11	CT7	50T	SF24	CT6424	6T
SF12	CT10	6T	SFp2	CT6138	6T
SF13	CT574	8T			

Tabla 6.3 Resumen de equipos de protección y seccionamiento de Alimentador Avenida América

Protección	Relé/Tipo	RTC	Tap	Dial	Tipo Curva
Fases	SPAJ 14OC/50-51	40	0,96	0,35	Ext Inversa
Neutro	SPAJ 14OC/50-51	40	0,16	0,05	Ext Inversa

Tabla 6.4 Calibración de relés de protección de fases y neutro de Alimentador Avenida América

6.3.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR FICOA.

Como sistema de protección el Alimentador Ficoa posee seccionadores fusible y un disyuntor a la salida del alimentador, operado por relés de protección de fases y del neutro. En su diagrama (ANEXO 6.3) muestra la coordinación que se establecerá entre un elemento protector y el de respaldo, obteniéndose el siguiente orden entre las coordinaciones:

Coordinación fusible – fusible:

SF18, SF20, SF23, SF27. SF32.

SF18, SF20, SF23, SF27. SF31.

SF18, SF20, SF23, SF27. SF20.

SF18, SF20, SF23, SF27. SF29.

SF18, SF20, SF23, SF27. SF28.

SF18, SF20, SF23, SF26.

SF18, SF20, SF23, SF24.

SF18, SF20, SF23, SF25.

SF18, SF20, SF22.

SF18, SF20, SF21.

SF18, SF19.

SF9, SF10, SF13, SF14.

SF9, SF15.

SF9, SF16.

SF9, SF17.

SF2, SF4, SF6.

SF2, SF4, SF5.

SF2, SF3.

SF2, SF7.

SF2, SF8.

De igual forma como se coordinaron los fusibles del Alimentador Avenida América y siguiendo los mismos criterios, se han coordinado los fusibles de este alimentador, resultados que se muestran en el ANEXO 6.5.

Coordinación fusible – relé:

En el alimentador Ficoa, el fusible de mayor capacidad es el SF18 (200T) y el tipo de relé utilizado para la protección de fases y del neutro es el SPAJ 140C de marca ABB que poseen un factor de multiplicación de 5. Los transformadores de corriente son de relación 200/5.

La corriente de carga máxima para este alimentador es de 94.3 amperios y se ha seleccionado el tap 1.41, debido a que:

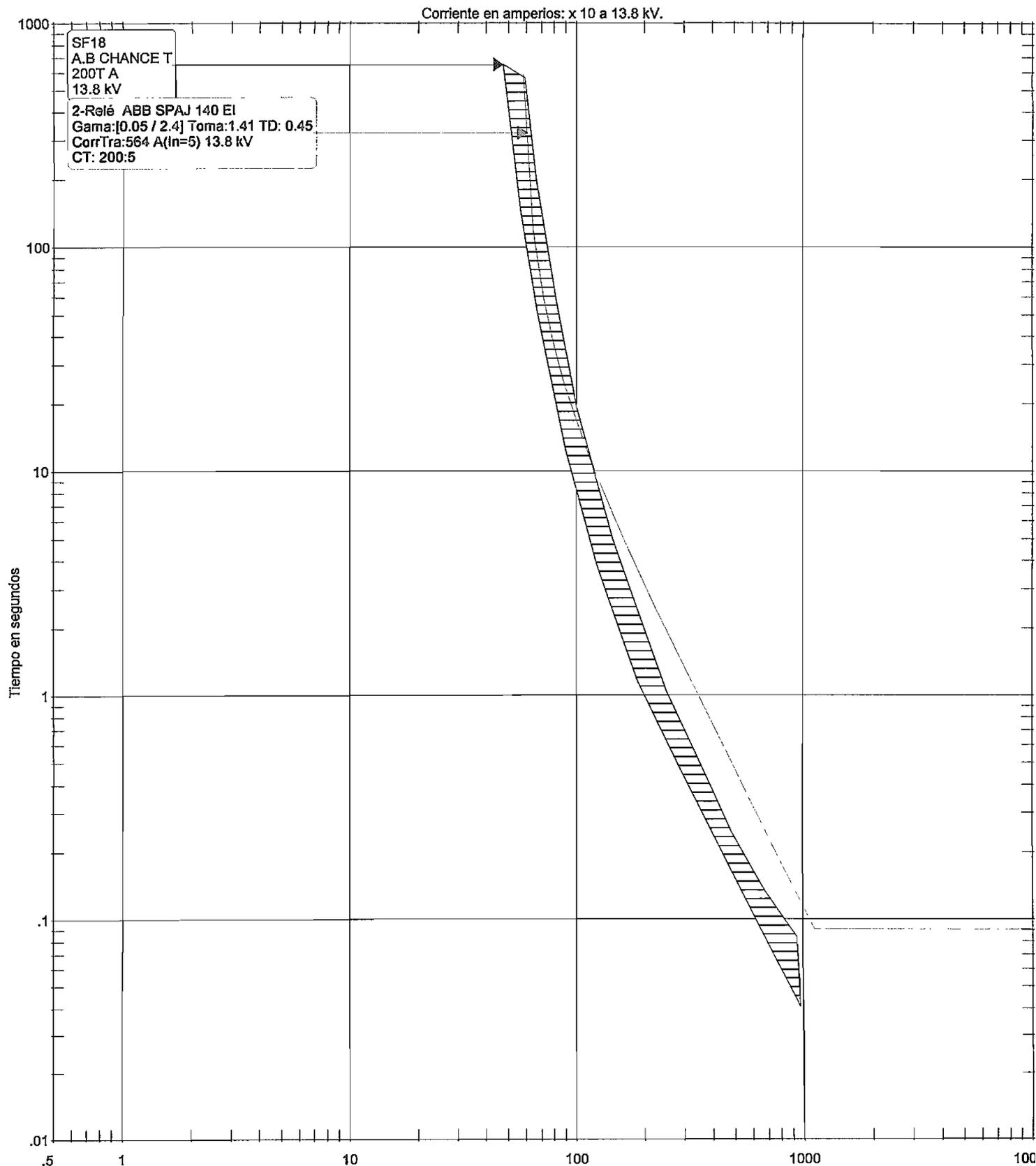
$$TAP = \frac{1.2}{RTC} I_{carga}$$

$$TAP = \frac{1.2}{80} 94.3$$

$$TAP = 1.41$$

El dial seleccionado es el 0.45, obteniéndose una curva de operación con un distanciamiento aceptable con respecto a la curva del fusible SF18, tal como se muestra en la Figura 6.2, en donde se ve que existe traslape entre las curvas de operación del seccionador fusible y el relé para valores menores que 1153 Amp. de corriente de falla

Los resultados entre las diferencias de tiempos de operación entre el relé de protección de fases y el fusible SF18 se muestran en la Figura 6.2 y en la Tabla 6.5.



COORDINACIÓN	TENSION DE TRAZADO :13.8 kV
SF18 - RELÉ	POR: CYMDIST
Alimentador Ficoa	NRO: 1
	FECHA: 2-25-2005

Figura 6.2 Curvas de operación del relé de protección de fases y del fusible de mayor Capacidad (Alimentador Ficoa).

	Magnitud (A)	Tiempo de operación (ciclos)		
		Relé	SF18	Δt
I falla max.	3779	49.2	25.1	24.1
I falla min.	2965	81.1	42.5	38.6

Tabla 6.5 Tiempos de operación del relé de protección de fases y del fusible de mayor capacidad.

Para la calibración del relé de falla a tierra se tiene:

$$TAP = \frac{0.2}{RTC} I_{carga}$$

$$TAP = \frac{0.2}{80} 94.3$$

$$TAP = 0.23$$

El dial seleccionado es el 0.05.

En la Tabla 6.6 se muestra el resumen de los equipos requeridos para el sistema de protección y seccionamiento del alimentador Ficoa y en la Tabla 6.7 se indica la calibración de los relés:

ALIMENTADOR FICOA					
Equipo	Sección	Tipo fusible	Equipo	Sección	Tipo fusible
SF2	F51	100T	SF19	CT1340	6T
SF3	F52	6T	SF20	F7	140T
SF4	F62	50T	SF21	CT4357	6T
SF5	CT2035	6T	SF22	CT3537	6T
SF6	F63	6T	SF23	F24	100T
SF7	F58	6T	SF24	F28	6T
SF8	CT2046	6T	SF25	CT2114	6T
SF9	CT2048	140T	SF26	CT2121	6T
SF10	F68	80T	SF27	CT2056	15T
SF13	F73	40T	SF28	CT3504	6T
SF14	F75	6T	SF29	CT4872	6T
SF15	F80	6T	SF30	CT2127	6T
SF16	CT2081	15T	SF31	F38	6T
SF17	CT2076	6T	SF32	F41	6T
SF18	CT2084	200T			

Tabla 6.6 Resumen de equipos de protección y seccionamiento de Alimentador Ficoa.

Protección	Relé/Tipo	RTC	Tap	Dial	Curva Tipo
Fases	SPAJ 140C/50-51	40	1.41	0,45	Ext Inversa
Neutro	SPAJ 140C/50-51	40	0.23	0,05	Ext Inversa

Tabla 6.7 Calibración de relés de protección de fases y neutro de Alimentador Ficoa.

6.3.3 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR MARTINEZ.

El Alimentador Martinez posee seccionadores fusible y un disyuntor a la salida del alimentador, operado por relés de protección de fases y del neutro. En su diagrama (ANEXO 6.3) muestra la coordinación que se establecerá entre un elemento protector y el de respaldo, obteniéndose el siguiente orden entre las coordinaciones:

Coordinación fusible – fusible:

SF1, SF17, SF18, SF19.

SF1, SF21, SF22, SF23.

SF1, SF20.

SF1, SF16.

SF1, SF10, SF15.

SF1, SF10, SFp6.

SF1, SF10, SF14.

SF1, SF10, SF12.

SF1, SF10, SF11.

SF1, SF3, SF7.

SF1, SF3, SF5.

SF1, SF3, SF4.

SF1, SF3, SFp5.

SF1, SF2.

SFp1, SFp2, SF28.

SFp1, SFp3.

SFp1, SF25.

SFp1, SF24.

SFp1, SFp4.

Los resultados de las coordinaciones entre los fusibles se muestran en el ANEXO 6.5.

Coordinación fusible – relé:

El fusible de mayor capacidad de la configuración de las protecciones en este alimentador es el SF1 (100T) y el tipo de relé utilizado para la protección de fases y del neutro es el SPAJ 140C de marca ABB que poseen un factor de multiplicación de 5. Los transformadores de corriente son de relación 200/5.

La corriente de carga máxima para este alimentador es de 66.6 amperios y se ha seleccionado el tap 1, debido a que:

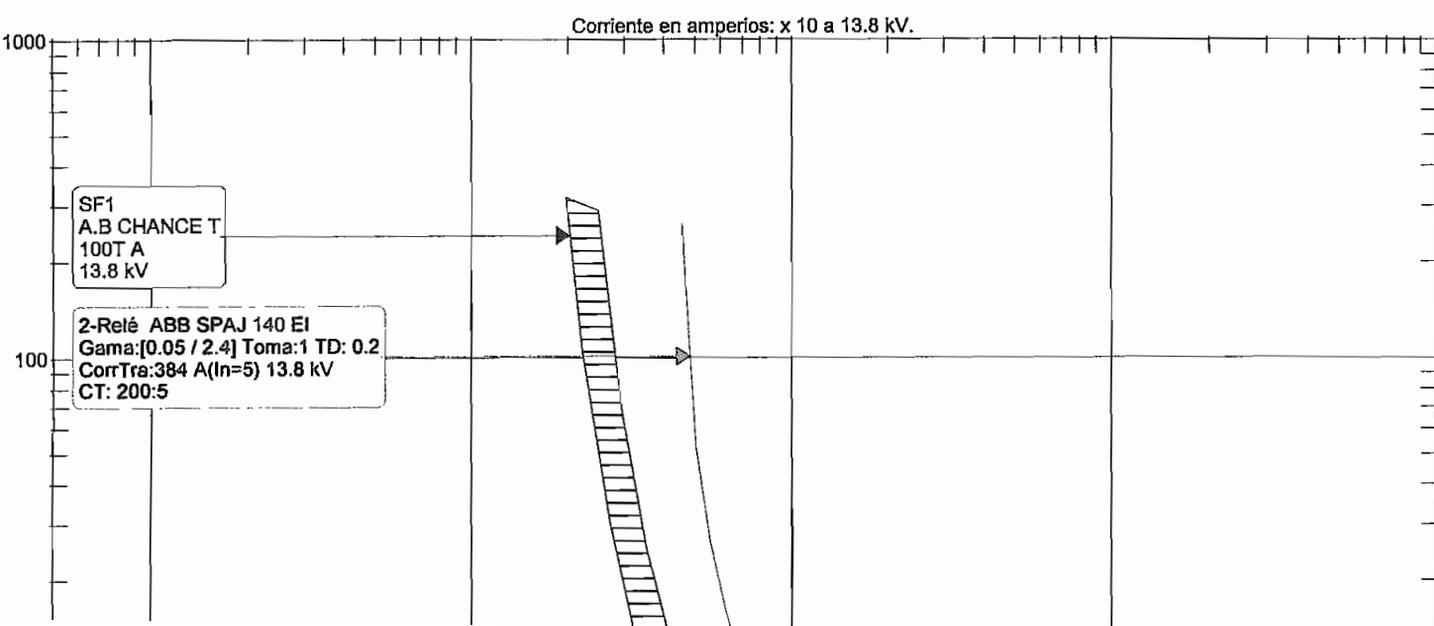
$$TAP = \frac{1.2}{RTC} I_{carga}$$

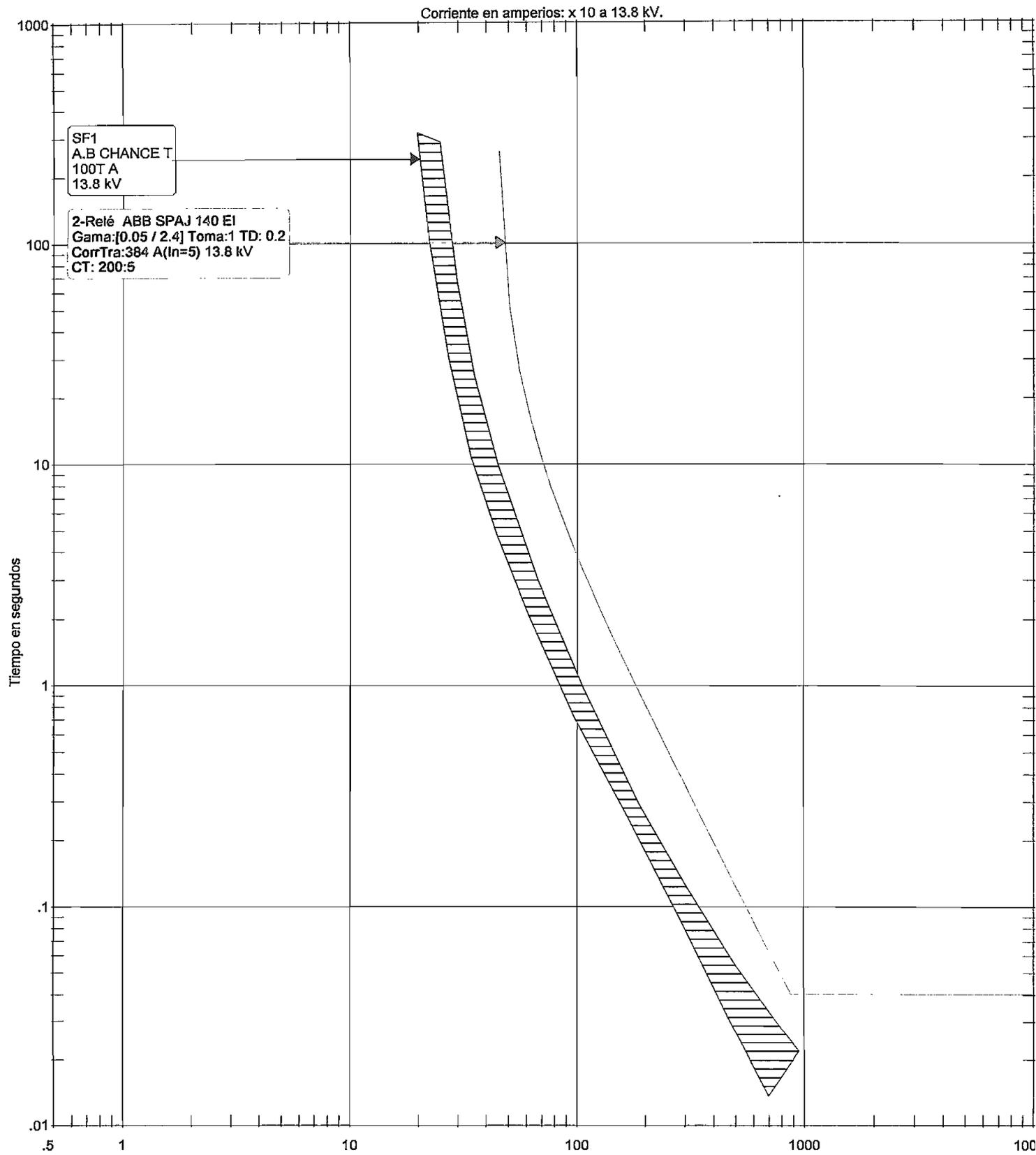
$$TAP = \frac{1.2}{80} 66.6$$

$$TAP = 1.0$$

El dial seleccionado es el 0.2, obteniéndose una curva de operación cuya separación con respecto a la curva del fusible SF1 es aceptable, tal como se muestra en la Figura 6.3.

Los resultados entre las diferencias de tiempos de operación entre el relé de protección de fases y el fusible SF1, para las corrientes de falla máxima y mínima en el punto de ubicación del seccionador fusible, se muestran en la Figura 6.3 y en la Tabla 6.8.





COORDINACIÓN SF1 - RELÉ Alimentador Martínez	TENSION DE TRAZADO :13.8 kV POR: CYMDIST	NRO: 1 FECHA: 2-25-2005
--	---	----------------------------

Figura 6.3 Curvas de operación del relé de protección de fases y del fusible de mayor Capacidad (Alimentador Martínez).

	Magnitud (A)	Tiempo de operación (ciclos)		
		Relé	SF1	Δt
I falla max.	3175	15.5	6.9	8.6
I falla min.	2644	22.5	9.4	13.1

Tabla 6.8 Tiempos de operación del relé de protección de fases y del fusible de mayor capacidad.

Para la calibración del relé de falla a tierra se tiene:

$$TAP = \frac{0.2}{RTC} I_{carga}$$

$$TAP = \frac{0.2}{80} 66.6$$

$$TAP = 0.16$$

Y el dial seleccionado es el 0.05.

En la Tabla 6.9 se muestra el resumen de los equipos requeridos para el sistema de protección y seccionamiento del alimentador Martínez y en la Tabla 6.10 se indica la calibración de los relés :

ALIMENTADOR MARTÍNEZ					
Equipo	Sección	Tipo fusible	Equipo	Sección	Tipo fusible
SF1	M10	100T	SF16	CT1121	6T
SF2	CT3573	6T	SF17	CT774	50T
SF3	CT779	30T	SF18	M39	25T
SF4	CT2392	6T	SF19	CT6318	6T
SFp5	M18	6T	SF20	M49	6T
SF5	M26	6T	SF21	M56	30T
SF7	M32	6T	SF22	M66	15T
SF10	CT5788	65T	SF23	CT1147	6T
SF11	M78	6T	SFp1	M85	80T
SF12	M81	6T	SFp4	CT825	6T
SF14	CT3554	6T	SF24	M102	6T
SF15	M84	6T	SF25	CT5231	6T
SFp6	CT3863	6T	SFp3	CT20137	6T
SF28	M96	6T	SFp2	M94	40T

Tabla 6.9 Resumen de equipos de protección y seccionamiento de Alimentador Martínez.

Protección	Relé/Tipo	RTC	Tap	Dial	Curva Tipo
Fases	SPAJ 140C/50-51	40	1	0,2	Ext Inversa
Neutro	SPAJ 140C/50-51	40	0.16	0,05	Ext Inversa

Tabla 6.10 Calibración de relés de protección de fases y neutro de Alimentador Martínez.

6.3.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR PILISHURCO.

El sistema de protecciones de este alimentador consta de seccionadores fusible y un disyuntor a la salida del alimentador, operado por relés de protección de fases y del neutro. En su diagrama (ANEXO 6.3) se muestra la coordinación que se establecerá entre un elemento protector y el de respaldo, obteniéndose el siguiente orden entre las coordinaciones:

Coordinación fusible – fusible:

SF6, SF9, SFp1.

SF6, SF9, SFp2.

SF6, SF9, SF10.

SF6, SF9, SF11.

SF6, SF7.

SF6, SF8, SFp3.

Los resultados de las coordinaciones entre los fusibles se muestran en el ANEXO 6.5.

Coordinación fusible – relé:

El fusible de mayor capacidad en la configuración de las protecciones de este alimentador es el SF6 (100T) y el tipo de relé utilizado para la protección de fases y del neutro es el CO - 8 de marca WESTINGHOUSE. Los transformadores de corriente son de relación 50/5.

La corriente de carga máxima para este alimentador es de 21.9 amperios y se ha seleccionado el tap 2.6, debido a que:

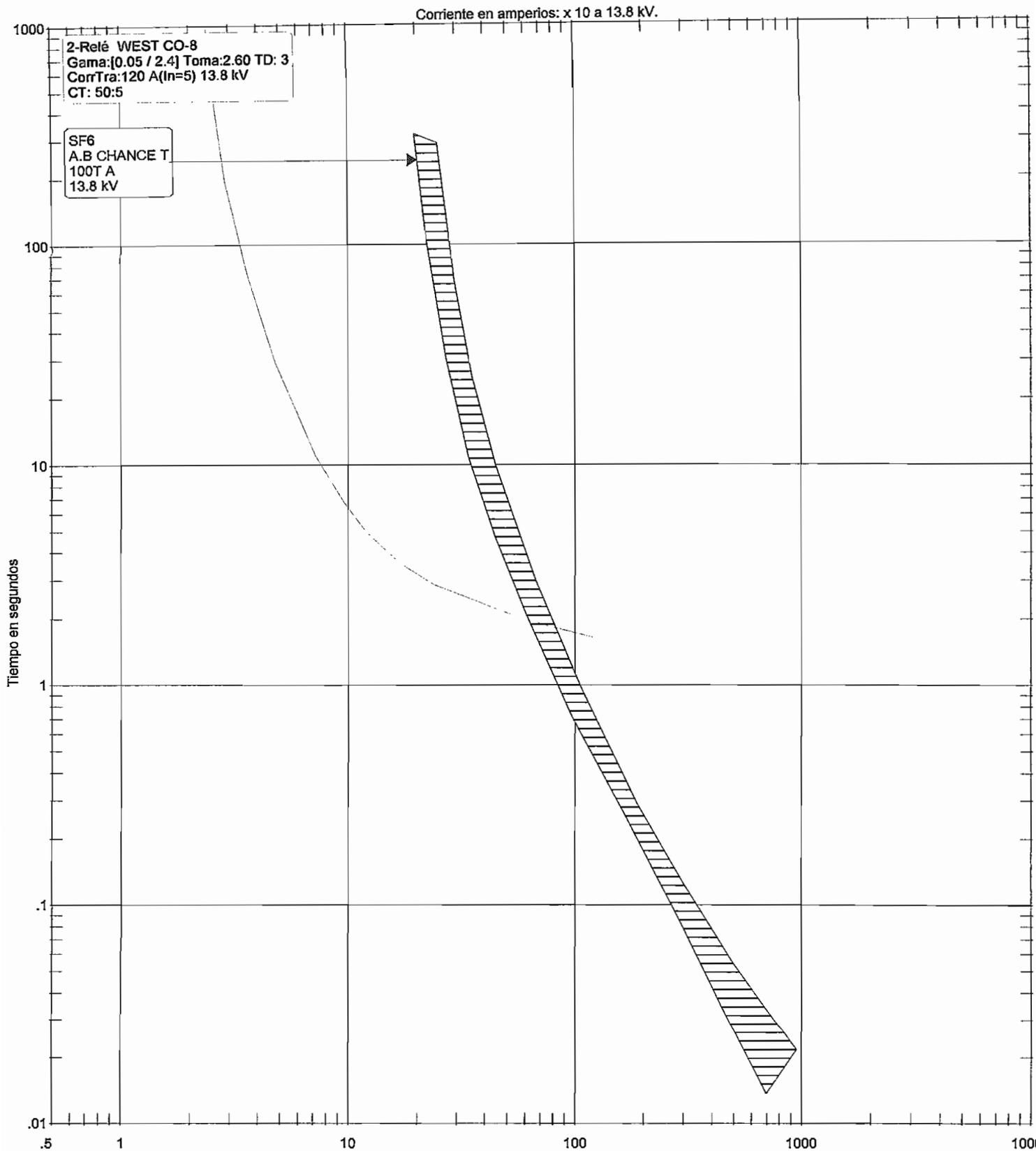
$$TAP = \frac{1.2}{RTC} I_{\text{carga}}$$

$$TAP = \frac{1.2}{10} 21.9$$

$$TAP = 2.6$$

El dial seleccionado es el 3,; obteniéndose una curva de operación con un distanciamiento aceptable con respecto a la curva del fusible SF6, tal como se muestra en la Figura 6.4, en donde se ve que existe traslape entre las curvas de operación del seccionador fusible y el relé para valores menores que 877 Amp. de corriente de falla

Los resultados entre las diferencias de tiempos de operación entre el relé de protección de fases y el fusible SF6, para las corrientes de falla máxima y mínima en el punto de ubicación del seccionador fusible SF6, se muestran en la Figura 6.4 y en la Tabla 6.11.



COORDINACIÓN	TENSION DE TRAZADO :13.8 kV
SF6 - RELÉ	POR: CYMDIST
Alimentador Pijishurco	
NRO: 1	
FECHA: 2-25-2005	

Figura 6.4 Curvas de operación del relé de protección de fases y del fusible de mayor Capacidad (Alimentador Pijishurco)

	Magnitud (A)	Tiempo de operación (ciclos)		
		Relé	SF1	Δt
I falla max.	2530	24.8	10.2	14.6
I falla min.	2191	24.8	13.2	11.6

Tabla 6.11 Tiempos de operación del relé de protección de fases y del fusible de mayor capacidad.

Para la calibración del relé de falla a tierra se tiene:

$$TAP = \frac{0.2}{RTC} I_{carga}$$

$$TAP = \frac{0.2}{10} 21.9$$

$$TAP = 0.4$$

Y el dial seleccionado es el 0.5.

En la Tabla 6.12 se muestra el resumen de los equipos requeridos para el sistema de protección y seccionamiento del alimentador Pilishurco y en la Tabla 6.13 se indica la calibración de los relés:

ALIMENTADOR PILISHURCO					
Equipo	Sección	Tipo fusible	Equipo	Sección	Tipo fusible
SF1	P4	6T	SF7	P22	6T
SF2	CT1475	6T	SF8	P26	30T
SFp4	CT1477	6T	SFp3	P27	6T
SFp5	P10	6T	SF9	P31	30T
SF3	CT1478	6T	SF10	P32	6T
SF4	P17	6T	SF11	CT2623	6T
SF5	P20	6T	SFp2	CT20132	6T
SF6	P21	65T	SFp1	P42	10T

Tabla 6.12 Resumen de equipos de protección y seccionamiento de Alimentador Pilishurco.

Protección	Relé/Tipo	RTC	Tap	Dial	Curva Tipo
Fases	CO – 8/50-51	10	2.6	3	Inversa
Neutro	CO – 8/50-51	10	0.4	0.5	Inversa

Tabla 6.13 Calibración de relés de protección de fases y neutro de Alimentador Pilishurco.

6.3.5 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR QUISAPINCHA.

El sistema de protecciones de este alimentador consta de seccionadores fusible y un disyuntor a la salida del alimentador, operado por relés de protección de fases y del neutro. En el ANEXO 6.3 se muestra el diagrama de los elementos de protección y seccionamiento para establecer la coordinación entre un elemento protector y su respectivo respaldo, obteniéndose el siguiente orden entre las coordinaciones:

Coordinación fusible – fusible:

SF27, SFp2, SF38, SF39.

SF27, SFp2, SF36.

SF27, SF35.

SF27, SF34.

SF27, SF33.

SF27, SF31.

SF27, SF30.

SF27, SF39.

SF27, SF28.

SF7, SF8.

SF11, SF13, SF15, SF20, SF21.

SF11, SF13, SF15, SF18, SF19.

SF11, SF13, SF15, SF17.

SF11, SF13, SF15, SF16.

SF11, SF13, SF14.

SF11, SF12.

Los resultados de las coordinaciones entre los fusibles se muestran en el ANEXO 6.5.

Coordinación fusible – relé:

El fusible de mayor capacidad en la configuración de las protecciones de este alimentador es el SF11 (80T) y el tipo de relé utilizado para la protección de fases y del neutro es el CO - 8 de marca WESTINGHOUSE. Los transformadores de corriente son de relación 100/5.

La corriente de carga máxima para este alimentador es de 40.8 amperios y se ha seleccionado el tap 2.4, debido a que:

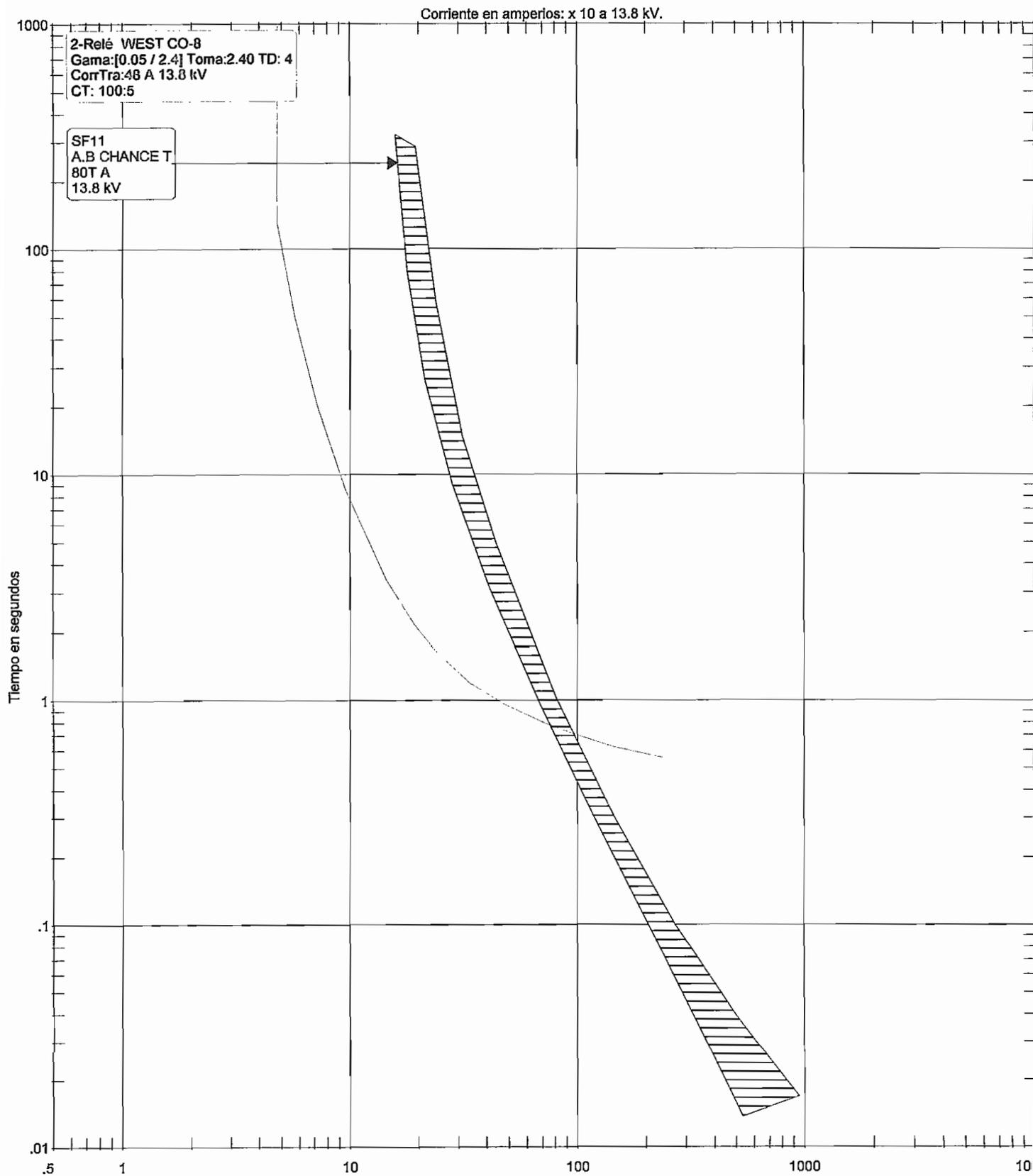
$$TAP = \frac{1.2}{RTC} I_{carga}$$

$$TAP = \frac{1.2}{20} 40.8$$

$$TAP = 2.4$$

El dial seleccionado es el 4, obteniéndose una curva de operación alejada de la curva del fusible SF6, tal como se muestra en la Figura 6.5, en donde se ve que existe traslape entre las curvas de operación del seccionador fusible y el relé para valores menores que 969 Amp. de corriente de falla

Los resultados entre las diferencias de tiempos de operación entre el relé de protección de fases y el fusible SF11, para las corrientes de falla máxima y mínima en el punto de ubicación del seccionador fusible SF11, se muestran en la Figura 6.5 y en la Tabla 6.14.



COORDINACIÓN
SF11 - RELÉ
Alimentador Quisapincha

TENSION DE TRAZADO :13.8 kV
POR: CYMDIST

NRO: 1
FECHA: 2-25-2005

Figura 6.5 Curvas de operación del relé de protección de fases y del fusible de mayor Capacidad (Alimentador Quisapincha).

	Magnitud (A)	Tiempo de operación (ciclos)		
		Relé	SF1	Δt
I falla max.	1604	36.4	15.2	21.2
I falla min.	1280	38.8	23.6	15.2

Tabla 6.14 Tiempos de operación del relé de protección de fases y del fusible de mayor capacidad.

Para la calibración del relé de falla a tierra se tiene:

$$TAP = \frac{0.2}{RTC} I_{carga}$$

$$TAP = \frac{0.2}{20} 40.8$$

$$TAP = 0.4$$

Y el dial seleccionado es el 0.5.

En la Tabla 6.15 se muestra el resumen de los equipos requeridos para el sistema de protección y seccionamiento del alimentador Quisapincha y en la Tabla 6.16 se indica la calibración de los relés:

ALIMENTADOR QUISAPINCHA					
Equipo	Sección	Tipo fusible	Equipo	Sección	Tipo fusible
SF1	CT2799	6T	SF21	Q33	6T
SF2	CT334	6T	SF22	CT4934	12T
SF4	CT2801	6T	SF23	CT2867	6T
SF5	CT2357	6T	SFp1	CT20064	6T
SF7	CT2805	25T	SF24	CT2811	6T
SF8	Q12	6T	SF25	CT2822	6T
SF9	Q15	6T	SF26	Q41	6T
SF10	CT2807	6T	SF27	Q47	40T
SF11	Q18	100T	SF28	CT20066	6T
SF12	CT20069	6T	SF29	CT1612	6T
SF13	CT2818	65T	SF30	CT20101	6T
SF14	CT869	6T	SF31	CT20068	6T
SF15	Q15	40T	SF33	CT3493	6T
SF16	CT20070	6T	SF34	CT5384	6T
SF17	CT2814	6T	SF35	CT2839	6T
SF18	CT2833	12T	SFp2	Q58	25T
SF19	CT2795	6T	SF36	Q64	6T
SF20	Q30	25T	SF38	CT2842	12T
			SF39	Q67	6T

Tabla 6.15 Resumen de equipos de protección y seccionamiento de Alimentador Quisapincha.

Protección	Relé/Tipo	RTC	Tap	Dial	Curva Tipo
Fases	CO – 8/50-51	20	2.4	4	Inversa
Neutro	CO – 8/50-51	20	0.4	0.5	Inversa

Tabla 6.16 Calibración de relés de protección de fases y neutro de Alimentador Quisapincha.

6.4 CÁLCULO DE INDÍCES DE CONFIABILIDAD DE ESTRUCTURAS PROPUESTAS.

Mediante la utilización de la metodología que se empleó para el cálculo de los índices de confiabilidad del sistema actual, se determinarán los nuevos índices provenientes de los cambios estructurales propuestos.

Definidas las estructura topológica de los alimentadores constituida por tramos separados por algún tipo de equipo de protección, que se aprecian en los diagramas mostrados en el ANEXO 6.2, y utilizando los valores característicos de tasa de fallas y tiempos de interrupción, mostrados en las Tablas 5.4 y 5.5, se determinará mediante la preparación de la Matriz de Estado de cada alimentador, mostradas en el ANEXO 6.6, la tasa de fallas, el tiempo de interrupción y la indisponibilidad de cada uno de los tramos de los alimentadores así como también los índices globales de cada alimentador: frecuencia de interrupción y tiempo total de interrupción.

Índices Alimentador Avenida América:

Este alimentador es del tipo urbano y su carga tiene la posibilidad de ser transferida a otro alimentador en el caso de contingencias o trabajos de reparación o mantenimiento. Sus características en cuanto a la longitud, carga instalada e índices de confiabilidad de cada uno de los tramos que lo constituyen, estos últimos obtenidos a partir de la elaboración de la matriz de estado y el empleo de la metodología presentada en la sección 5.4, se muestran en la Tabla 6.17:

ALIMENTADOR AMÉRICA						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TDA1	DA1	0,716	90	0,071	61,429	4,378
TSF1	SF1	0,331	75	0,232	15,683	3,645
TSF3	SF3	0,245	85	0,227	14,791	3,353
TSFp1	SFp1	0,357	110	0,234	16,017	3,750
TSF5	SF5	0,291	370	0,369	10,829	3,994
TSF6	SF6	0,156	145	0,471	10,379	4,890
TSF9	SF9	0,063	15	0,354	9,112	3,224
TSF10	SF10	0,494	287,5	0,382	12,310	4,706
TSF11	SF11	0,261	205	0,524	8,443	4,425
TSF12	SF12	0,112	37,5	0,624	8,295	5,172
TSF13	SF13	0,399	590	0,533	9,172	4,891
TSF15	SF15	0,394	285	0,533	9,148	4,875
TSF16	SF16	0,038	50	0,627	8,563	5,373
TSF17	SF17	0,020	30	0,508	7,101	3,609
TSF18	SF18	0,275	150	0,525	8,516	4,471
TSF20	SF20	0,370	512,5	0,531	9,021	4,793
TSFp2	SFp2	0,230	300	0,638	9,301	5,939
TSF21	SF21	0,132	162,5	0,632	8,872	5,607
TSF23	SF23	0,097	50	0,630	8,716	5,488
TSF24	SF24	0,213	275	0,637	9,228	5,882

Tabla 6.17 Índices Alimentador Avenida América.

En donde los seccionadores fusible están representados por las siglas SF- y su correspondiente numeración, los disyuntores representados por la letra D- y su correspondiente letra inicial del nombre del alimentador al que pertenece, mientras que para la designación de los tramos a los que pertenecen dichos elementos, están precedidos por la letra T-. Los tramos que han aparecido por la instalación de un nuevo equipo de seccionamiento o protección están designados con una letra "p-" (propuesto) y su correspondiente numeración.

Los índices de confiabilidad globales determinados para este alimentador mediante el empleo de las ecuaciones 5.5 y 5.8 son:

$$FI = 0,50 \text{ salidas/año}$$

$$TI = 2,44 \text{ horas/año}$$

Estos resultados indican que un consumidor de este alimentador se ve afectado por interrupciones del servicio eléctrico debidas a fallas en un promedio de 2,44 horas al año y con una frecuencia de 0,5 veces en el año.

Índices Alimentador Ficoa:

Este alimentador es del tipo urbano y su carga tiene la posibilidad de ser transferida a otro alimentador en el caso de contingencias o trabajos de reparación o mantenimiento. Sus características en cuanto a la longitud, carga instalada e índices de confiabilidad de cada uno de los tramos que lo constituyen, se muestran en la Tabla 6.18:

ALIMENTADOR FICOA						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TDF1	DF1	1,250	975	0,107	58,309	6,211
TSF2	SF2	0,673	270	0,325	14,493	4,717
TSF3	SF3	0,340	75	0,440	14,173	6,235
TSF4	SF4	0,364	137,5	0,441	14,307	6,316
TSF5	SF5	0,606	87,5	0,574	15,232	8,736
TSF6	SF6	0,177	90	0,677	14,326	9,702
TSF7	SF7	0,208	35	0,431	13,424	5,789
TSF8	SF8	0,391	50	0,443	14,457	6,409
TSF9	SF9	0,429	170	0,309	12,576	3,890
TSF10	SF10	0,727	327,5	0,449	14,949	6,717
TSF13	SF13	0,437	150	0,570	15,018	8,562
TSF14	SF14	0,064	50	0,666	13,725	9,145
TSF15	SF15	0,146	135	0,411	11,565	4,753
TSF16	SF16	0,120	362,5	0,409	11,398	4,665
TSF17	SF17	0,496	90	0,434	13,675	5,936
TSF18	SF18	0,206	50	0,295	10,679	3,146
TSF19	SF19	0,077	120	0,405	7,628	3,092
TSF20	SF20	0,870	195	0,458	12,713	5,818
TSF21	SF21	0,705	85	0,654	8,704	5,689
TSF22	SF22	0,851	107,5	0,663	9,323	6,183
TSF23	SF23	0,628	262,5	0,649	8,373	5,430
TSF24	SF24	0,127	175	0,749	8,314	6,226
TSF25	SF25	0,283	150	0,759	8,897	6,754
TSF26	SF26	0,290	100	0,760	8,923	6,778
TSF27	SF27	0,443	167,5	0,770	9,480	7,297
TSF28	SF28	0,233	180	0,877	9,638	8,454
TSF29	SF29	0,335	150	0,884	9,955	8,800
TSF30	SF30	0,124	50	0,870	9,294	8,085
TSF31	SF31	0,287	65	0,881	9,807	8,637
TSF32	SF32	0,552	362,5	0,898	10,612	9,532

Tabla 6.18 Índices Alimentador Ficoa.

Los índices de confiabilidad globales determinados para este alimentador mediante el empleo de las ecuaciones 5.5 y 5.8 son:

FI = 0,50 salidas/año

TI = 3,50 horas/año

FI = 0,54 salidas/año

TI = 8,77 horas/año

Estos resultados indican que un consumidor de este alimentador se ve afectado por interrupciones del servicio eléctrico debidas a fallas en un promedio de 8,77 horas al año y con una frecuencia de 0,54 veces en el año.

Índices Alimentador Pilishurco:

Este alimentador es del tipo rural. Sus características en cuanto a la longitud, carga instalada e índices de confiabilidad de cada uno de los tramos que lo constituyen, se muestran en la Tabla 6.20:

ALIMENTADOR PILISHURCO						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TDP1	DP1	0,418	15	0,040	60,664	2,401
TSF1	SF1	0,404	40	0,158	26,303	4,162
TSF2	SF2	0,073	10	0,136	22,144	3,020
TSFp4	SFp4	0,298	10	0,151	25,102	3,796
TSFp5	SFp5	0,352	15	0,155	25,727	3,983
TSF3	SF3	0,584	10	0,170	28,114	4,783
TSF4	SF4	0,256	25	0,148	24,595	3,652
TSF5	SF5	0,143	15	0,141	23,127	3,261
TSF6	SF6	0,316	30	0,152	25,312	3,858
TSF7	SF7	0,065	10	0,249	17,896	4,451
TSF8	SF8	0,774	80	0,296	23,333	6,895
TSFp3	SFp3	1,646	65	0,496	26,080	12,939
TSF9	SF9	0,987	5	0,310	24,645	7,629
TSF10	SF10	0,672	30	0,446	23,131	10,314
TSF11	SF11	0,610	90	0,442	22,861	10,100
TSFp2	SFp2	0,110	30	0,409	20,490	8,377
TSFp1	SFp1	0,974	157,5	0,466	24,376	11,354

Tabla 6.20 Índices Alimentador Pilishurco.

Los índices de confiabilidad globales determinados para este alimentador mediante el empleo de las ecuaciones 5.5 y 5.8 son:

FI = 0,35 salidas/año

TI = 3,40 horas/año

Estos resultados indican que un consumidor de este alimentador se ve afectado por interrupciones del servicio eléctrico debidas a fallas en un promedio de 3,4 horas al año y con una frecuencia de 0,35 veces en el año.

Índices Alimentador Quisapincha:

Este alimentador es del tipo rural. Sus características en cuanto a la longitud, carga instalada e índices de confiabilidad de cada uno de los tramos que lo constituyen, se muestran en la Tabla 6.21:

ALIMENTADOR QUISAPINCHA						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TDQ1	DQ1	3,877	80	0,268	53,493	14,330
TSF1	SF1	0,257	40	0,377	41,355	15,585
TSF2	SF2	0,903	50	0,419	42,462	17,812
TSF4	SF4	0,162	10	0,371	41,169	15,256
TSF5	SF5	2,392	50	0,518	44,320	22,948
TSF7	SF7	1,198	55	0,439	42,896	18,830
TSF8	SF8	0,783	55	0,583	37,584	21,899
TSF9	SF9	0,463	35	0,390	41,734	16,295
TSF10	SF10	0,192	10	0,373	41,229	15,361
TSF11	SF11	2,806	15	0,545	44,717	24,374
TSF12	SF12	1,212	70	0,717	40,333	28,921
TSF13	SF13	0,408	100	0,664	39,382	26,151
TSF14	SF14	2,367	10	0,912	38,017	34,680
TSF15	SF15	0,417	15	0,784	35,679	27,957
TSF16	SF16	0,038	5	0,878	32,407	28,455
TSF17	SF17	0,835	42,5	0,931	33,529	31,206
TSF18	SF18	0,020	107,5	0,877	32,381	28,394
TSF19	SF19	1,565	40	1,072	31,859	34,157
TSF20	SF20	1,742	15	0,991	34,660	34,332
TSF21	SF21	2,754	85	1,264	34,958	44,198
TSF22	SF22	0,547	25	1,119	32,706	36,587
TSF23	SF23	0,789	15	1,263	31,420	39,674
TSP1	SFp1	0,641	10	0,402	42,041	16,909
TSF24	SF24	0,504	30	0,393	41,806	16,436
TSF25	SF25	4,188	90	0,636	45,797	29,142
TSF26	SF26	0,863	50	0,417	42,400	17,675
TSF27	SF27	1,174	149,5	0,437	42,862	18,746
TSF28	SF28	0,537	35	0,565	37,120	20,965
TSF29	SF29	0,445	35	0,559	36,957	20,650
TSF30	SF30	0,304	37,5	0,549	36,697	20,161
TSF31	SF31	0,210	52,5	0,543	36,520	19,839
TSF33	SF33	0,252	25	0,546	36,600	19,983
TSF34	SF34	0,247	15	0,546	36,590	19,965
TSF35	SF35	0,404	35	0,556	36,883	20,508
TSP2	SFp2	7,732	220,5	1,040	44,031	45,778
TSF36	SF36	3,333	65	1,352	42,644	57,640
TSF38	SF38	1,218	30	1,212	41,538	50,346
TSF39	SF39	1,309	30	1,390	39,720	55,230

Tabla 6.21 Índices Alimentador Quisapincha.

Los índices de confiabilidad globales determinados para este alimentador mediante el empleo de las ecuaciones 5.5 y 5.8 son:

FI = 7,3 salidas/año

TI = 24,68 horas/año

Estos resultados indican que un consumidor de este alimentador se ve afectado por interrupciones del servicio eléctrico debidas a fallas en un promedio de 24,68 horas al año y con una frecuencia de 7,3 veces en el año.

Los índices de confiabilidad obtenidos de todos los alimentadores en estudio, empleando las estructuras de protección y seccionamiento propuestas, resultan ser menores a los obtenidos en el Capítulo 5 en el que se consideraba la estructura actual de los mismos, significando un menor perjuicio para los clientes de cada alimentador debido a que, en promedio, el tiempo y las veces en que se veía afectado por el corte de suministro eléctrico producido por fallas a disminuido.

6.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Mediante un análisis, que determinará la viabilidad económica de la ejecución o implementación de las mejoras en las redes que constituyen los alimentadores en estudio, se pondrá de manifiesto el beneficio económico que se conseguirá debido a la reducción de la energía no suministrada.

6.5.1 INVERSIONES.

Tomando como referencia los precios unitarios de los elementos de redes de medio voltaje proporcionados por la EEASA, se presenta a continuación un análisis de las inversiones propuestas en este estudio.

Para el Alimentador Avenida América, el presupuesto referencial para la implementación de las mejoras se muestra en la Tabla 6.22:

PRESUPUESTO AL. AVENIDA AMÉRICA				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	Tirafusible tipo T (6T - 15T)	32	1,34	42,88
2	Tirafusible tipo T (20T - 40T)	0	2,57	0
3	Tirafusible tipo T (50T - 65T)	12	4,85	58,2
4	Tirafusible tipo T (80T - 200T)	6	9,84	59,04
5	Portafusible seccionador 200 Amp. 15 kV	9	59,98	539,82
6	Mano de obra		-	295
7	Otros (Transporte, material menor, etc.)		-	230
			TOTAL	1224,94

Tabla 6.22 Presupuesto referencial Alimentador Avenida América.

Para el Alimentador Ficoa, el presupuesto referencial para la implementación de las mejoras se muestra en la Tabla 6.23:

PRESUPUESTO AL. FICOA				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	Tirafusible tipo T (6T - 15T)	46	1,34	61,64
2	Tirafusible tipo T (20T - 40T)	3	2,57	7,71
3	Tirafusible tipo T (50T - 65T)	3	4,85	14,55
4	Tirafusible tipo T (80T - 200T)	18	9,84	177,12
5	Portafusible seccionador 200 Amp. 15 kV	0	59,98	0
6	Mano de obra		-	350
7	Otros (Transporte, material menor, etc.)		-	260
			TOTAL	871,02

Tabla 6.23 Presupuesto referencial Alimentador Ficoa.

Para el Alimentador Martínez, el presupuesto referencial para la implementación de las mejoras se muestra en la Tabla 6.24:

PRESUPUESTO AL. MARTÍNEZ				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	Tirafusible tipo T (6T - 15T)	40	1,34	53,6
2	Tirafusible tipo T (20T - 40T)	6	2,57	15,42
3	Tirafusible tipo T (50T - 65T)	4	4,85	19,4
4	Tirafusible tipo T (80T - 200T)	6	9,84	59,04
5	Portafusible seccionador 200 Amp. 15 kV	14	59,98	839,72
6	Mano de obra		-	580
7	Otros (Transporte, material menor, etc.)		-	320
			TOTAL	1887,18

Tabla 6.24 Presupuesto referencial Alimentador Martínez.

Para el Alimentador Pilishurco, el presupuesto referencial para la implementación de las mejoras se muestra en la Tabla 6.25:

PRESUPUESTO AL. PILISHURCO				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	Tirafusible tipo T (6T - 15T)	17	1,34	22,78
2	Tirafusible tipo T (20T - 40T)	4	2,57	10,28
3	Tirafusible tipo T (50T - 65T)	3	4,85	14,55
4	Tirafusible tipo T (80T - 200T)	0	9,84	0
5	Portafusible seccionador 200 Amp. 15 kV	7	59,98	419,86
6	Mano de obra		-	240
7	Otros (Transporte, material menor, etc.)		-	120
			TOTAL	827,47

Tabla 6.25 Presupuesto referencial Alimentador Pilishurco.

Para el Alimentador Quisapincha, el presupuesto referencial para la implementación de las mejoras se muestra en la Tabla 6.26:

PRESUPUESTO AL. QUISAPINCHA				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	Tirafusible tipo T (6T - 15T)	35	1,34	46,9
2	Tirafusible tipo T (20T - 40T)	11	2,57	28,27
3	Tirafusible tipo T (50T - 65T)	3	4,85	14,55
4	Tirafusible tipo T (80T - 200T)	3	9,84	29,52
5	Portafusible seccionador 200 Amp. 15 kV	4	59,98	239,92
6	Mano de obra		-	440
7	Otros (Transporte, material menor, etc.)		-	280
			TOTAL	1079,16

Tabla 6.26 Presupuesto referencial Alimentador Quisapincha.

6.5.2 AHORRO POR REDUCCIÓN DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA.

Para el cálculo del ahorro, producto de la reducción de la energía no suministrada, se utilizará una de las normativas del CONELEC referente al “valor de la energía no suministrada” [15], en el que enuncia que el kWh se valorizará en 1 dólar para los consumidores cuyo suministro sea de bajo voltaje, mientras que para los consumidores cuyo suministro se efectúe en medio voltaje, el kWh se valorizará en 1.5 dólares.

También se utilizará el consumo promedio diario de cada alimentador de los meses de Noviembre y Diciembre del año 2003, información obtenida de los registros de la EEASA, con lo que se determinará la energía no suministrada de cada alimentador para las estructuras actuales y propuestas mediante el empleo del índice global TI (Tiempo total de interrupción medio por kVA instalado), obtenido anteriormente para cada uno de los alimentadores, el mismo que relaciona la potencia instalada de cada tramo, su correspondiente tasa de falla y su indisponibilidad con la potencia total instalada de todo el alimentador, obteniendo el tiempo de interrupción medio del alimentador para un período de un año. Esto se muestra en la siguiente ecuación:

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i kVA_i U_i}{\sum_i kVA_i}$$

En donde:

λ_i = Tasa de fallas en el punto i de la red de distribución (fallas/año).

kVA_i = kVA nominales instalados en el punto i de la red.

U_i = Indisponibilidad anual del elemento i, (horas/año).

La energía no suministrada se calculará empleando la siguiente fórmula:

$$ENS = \frac{kW_{h.año} * TI}{(8760 - TI)}$$

Para el caso de las estructuras existentes, los resultados del cálculo de la energía no suministrada se muestran en la tabla 6.27:

Cálculo de la Energía no suministrada (estructura actual)				
ALIMENTADOR	kWh-día	kWh-año	TI (horas/año)	ENS (kWh-año)
Av. América	29618,91	10810903,03	4,869	6008,94
Ficoa	51425,01	18770128,65	11,481	24600,44
Martínez	21768,23	7945404,10	37,840	34321,24
Pilishurco	7378,69	2693223,46	12,458	3830,16
Quisapincha	17094,34	6239432,64	188,490	134254,64
TOTAL				203015,42

Tabla 6.27 Energía no suministrada (Estructura actual)

Tomando en consideración que los alimentadores Avenida América, Ficoa y Pilishurco poseen en su mayoría una carga del tipo residencial, que el alimentador Martínez tiene un porcentaje de 40% de carga industrial y que el alimentador Quisapincha tiene un porcentaje de 37% de carga industrial, el costo de la energía no suministrada es el siguiente:

Costo ENS (Al. Av. América) = ENS*(\$1) = \$ 6008,94

Costo ENS (Al. Ficoa) = ENS*(\$1) = \$ 24600,44

Costo ENS (Al. Martínez) = ENS*(0.6)*(\$1) + ENS*(0.4)*(\$1.5) = \$ 41185,5

Costo ENS (Al. Pilishurco) = ENS*(\$1) = \$ 3830,16

Costo ENS (Al. Quisapincha) = ENS*(0.63)*(\$1) + ENS*(0.37)*(\$1.5) = \$ 159091

TOTAL: \$ 234.716,78 / año

Para el caso de las estructuras propuestas, los resultados del cálculo de la energía no suministrada su muestran en la tabla 6.28:

Cálculo de la Energía no suministrada (estructura propuesta)				
ALIMENTADOR	kWh-día	kWh-año	TI (horas/año)	ENS (kWh-año)
Av. América	29618,91	10810903,03	2,442	3014,56
Ficoa	51425,01	18770128,65	3,486	7472,46
Martínez	21768,23	7945404,10	8,774	7966,08
Pilishurco	7378,69	2693223,46	3,406	1047,57
Quisapincha	17094,34	6239432,64	24,686	17632,64
TOTAL				37133,31

Tabla 6.28 Energía no suministrada (Estructura propuesta)

El costo de la energía no suministrada es el siguiente:

Costo ENS (Al. Av. América) = ENS*(\$1) = \$ 3014,56

Costo ENS (Al. Ficoa) = ENS*(\$1) = \$ 7472,46

Costo ENS (Al. Martínez) = ENS*(0.6)*(\$1) + ENS*(0.4)*(\$1.5) = \$ 9559,30

Costo ENS (Al. Pilishurco) = ENS*(\$1) = \$ 1047,57

Costo ENS (Al. Quisapincha) = ENS*(0.63)*(\$1) + ENS*(0.37)*(\$1.5) = \$ 20894

TOTAL: \$ 41.988,56 / año

Comparando los valores de la energía no suministrada obtenidos con la estructura actual y los obtenidos con la estructura propuesta, se obtiene el ahorro que se muestro en la Tabla 6.29.

ALIMENTADOR	Costo ENS (USD/kWh)		Ahorro (USD)
	Estr. Actual	Estr. Propuesta	
Av. América	6008,94	3014,56	2994,37
Ficoa	24600,44	7472,46	17127,98
Martínez	41185,49	9559,30	31626,19
Pilishurco	3830,16	1047,57	2782,59
Quisapincha	159091,75	20894,68	138197,07
TOTAL	234716,78	41988,56	192728,21

Tabla 6.29 Ahorro por costo de Energía no Suministrada

Este ahorro está relacionado directamente con la disminución de los kVAs sin servicio o los kW_h no servidos al momento de ocurrir una falla, esto debido a la mejora del funcionamiento del sistema de protecciones, reflejándose esta mejoría en la disminución del valor del índice global TI (Tiempo total de interrupción medio por kVA instalado) de cada alimentador.

Trasladando los valores de ahorro a valor presente, para períodos de 3 y 6 años, con una tasa de interés del 10%, se tienen los valores presentados en la Tabla 6.30:

ALIMENTADOR	Anualidad (USD/año)	VALOR PRESENTE (VP)	
		5 años	10 años
Av. América	2994,37	11351,03	18399,12
Ficoa	17127,98	64928,53	105244,04
Martínez	31626,19	119888,16	194329,28
Pilishurco	2782,59	10548,21	17097,81
Quisapincha	138197,07	523875,64	849161,19

Tabla 6.30 Valores presentes de ahorros.

6.5.3 RELACIÓN COSTO – BENEFICIO.

La relación expresada por B/C (beneficio sobre costo), indicará la rentabilidad de las inversiones destinadas a reducir los tiempos de indisponibilidad de los alimentadores primarios.

Es así, que para el alimentador Avenida América la relación de costo – beneficio se muestra en la Tabla 6.31:

	Alimentador Av. América		
	VP (\$)	Inversión	B/C
5 años	11351,03	1224,94	9,27
10 años	18399,12	1224,94	15,02

Tabla 6.31 Relación costo – beneficio Alimentador Av. América

La relación de costo – beneficio para el Alimentador Ficoa se muestra en la Tabla 6.32:

	Alimentador Ficoa		
	VP (\$)	Inversión	B/C
5 años	64928,53	871,02	74,54
10 años	105244,04	871,02	120,83

Tabla 6.32 Relación costo – beneficio Alimentador Ficoa

La relación de costo – beneficio para el Alimentador Martínez se muestra en la Tabla 6.33:

	Alimentador Martínez		
	VP (\$)	Inversión	B/C
5 años	119888,16	1887,18	63,53
10 años	194329,28	1887,18	102,97

Tabla 6.33 Relación costo – beneficio Alimentador Martínez

La relación de costo – beneficio para el Alimentador Pilishurco se muestra en la Tabla 6.34:

	Alimentador Pilishurco		
	VP (\$)	Inversión	B/C
5 años	10548,21	827,47	12,75
10 años	17097,81	827,47	20,66

Tabla 6.34 Relación costo – beneficio Alimentador Pilishurco

La relación de costo – beneficio para el Alimentador Quisapincha se muestra en la Tabla 6.35:

Alimentador Quisapincha			
	VP (\$)	Inversión	B/C
5 años	523875,64	1079,16	485,45
10 años	849161,19	1079,16	786,87

Tabla 6.35 Relación costo – beneficio Alimentador Quisapincha

El tiempo de recuperación de la inversión destinada al mejoramiento del sistema de protecciones de cada uno de los alimentadores en estudio se muestra en la Tabla 6.36:

ALIMENTADOR	Anualidad (USD/año)	Inversión (USD)	Recuperación de inversión	
			años	meses
Av. América	2994,37	1224,94	0,4	5,3
Ficoa	17127,98	871,02	0,1	0,6
Martínez	31626,19	1887,18	0,1	0,8
Pilishurco	2782,59	827,47	0,3	3,8
Quisapincha	138197,07	1079,16	0,0	0,1

Tabla 6.36 Tiempos de recuperación de inversión.

Los resultados indican que para los todos los alimentadores la inversión es rentable para los dos períodos de estudio y que su recuperación se la obtiene antes del primer año luego de la implementación de las mejoras propuestas en el sistema de protecciones de cada alimentador.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

7.1 CONCLUSIONES.

El presente trabajo ha cumplido con el objetivo propuesto: Mejorar el sistema de protecciones del sistema primario de la Subestación Atocha, mediante el análisis del sistema actual y planteamiento de propuestas para su mejoramiento, con la finalidad de disminuir el número de interrupciones y la duración de las mismas.

Las conclusiones a las que se ha llegado a partir de este estudio son:

1.- El estado actual de operación de los alimentadores en estudio no presenta problemas en cuanto a sus características eléctricas. El máximo valor obtenido de caída de voltaje fue del 3,84% en el alimentador Quisapincha (alimentador de tipo rural), en cuanto a la carga de líneas se obtuvo un valor máximo de 89,4% en el alimentador Ficoa y el máximo valor correspondiente a pérdidas de demanda fue del 1,4% en el alimentador Quisapincha.

2.- El inadecuado dimensionamiento, selección, ubicación y coordinación de los elementos constitutivos del sistema de protección actual, ha tenido por consecuencia el perjuicio a los usuarios finales por verse privados del servicio eléctrico más allá de lo estrictamente necesario, reflejándose esta anomalía en los valores altos de los índices globales de confiabilidad como el Tiempo total de interrupción medio por kVA instalado (TI) obtenidos en este estudio y en el costo significativo de la energía no suministrada debida a las interrupciones del suministro eléctrico provocadas por las fallas, característica actual del sistema que se comprueba en el registro histórico de interrupciones del año 2003 del sistema en cuestión, el mismo que muestra que la apertura del disyuntor se provocó por cualquier falla ocurrida en la red primaria, sin depender de la ubicación de la misma.

3.- La ubicación actual de la mayoría de estos equipos ofrece condiciones favorables para el buen funcionamiento de las protecciones eléctricas, por esto

se establecen pocos retiros y nuevas instalaciones de seccionadores fusible para mejorar el sistema de protección existente. Solo requieren cambios de tirafusibles para asegurar la debida coordinación.

4.- Debido a la cercanía entre algunos seccionadores fusible dispuestos en serie y a la poca diferencia de carga entre algunos consecutivos cuya distancia resulta ser desfavorable para una buena coordinación, se propuso el retiro de algunos seccionadores.

5.- Mediante la inversión para la implementación de las mejoras propuestas de todos los alimentadores, se obtiene un beneficio que se refleja en la disminución de la energía no suministrada y su costo, en relación con los valores obtenidos con las configuraciones actuales del sistema de protecciones existentes de los alimentadores.

7.2 RECOMENDACIONES

1.- Debido a que el funcionamiento óptimo del sistema de protecciones depende de las condiciones propias de la red de distribución, la misma que por ser cambiante o dinámica tiene propiedades eléctricas que se hallan afectadas constantemente, se recomienda realizar estudios sistemáticos para mantener una eficiente coordinación de las protecciones.

2.- Se recomienda la implementación de una base de datos común lo suficientemente detallada entre los departamentos encargados de planificar, ejecutar y reparar las secciones afectadas por alguna falla en la que se halla afectado alguno de los elementos del sistema de protecciones, a fin de obtener una coordinación entre estos departamentos, poseer información para futuros estudios y no perjudicar el funcionamiento del sistema de protecciones.

3.- Se recomienda a los directivos de la EEASA la implementación de la propuesta que se presenta en este estudio para la mejora del sistema de protecciones del sistema primario de la Subestación Atocha, la misma que ha determinado que mediante estas mejoras se obtendrá una ganancia anual de 192.728,21 dólares por concepto de la disminución de la energía no suministrada.

BIBLIOGRAFÍA

1. **MASON Russell**, "El arte y la ciencia de la protección con relevadores", México, 1967.
2. **CONELEC**, "Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución", Regulación No CONELEC – 004/01, 2001.
3. **WESTINGHOUSE** "Distribution Systems: Electric Utility Engineering Reference Book", Westinhouse Electric Corporation, Pittsburgh, Pa., USA , 1965.
4. **INECEL**, "Protecciones y Seccionamiento de líneas de distribución", Guía de aplicación Boletín DC4, Programa de Electrificación Rural, Quito, 1980.
5. **ONTARIO HYDRO**, "Distribution Technical Guide", 1978.
6. **McGRAW-EDISON COMPANY**, "Distribution System Protection Manual", Bulletin No 71022, 1980.
7. **IEEE**, "IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems", New York, US, 1975.
8. **MENA Alfredo**, "Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1983.
9. **BILLINTON Roy**, "Power System reliability evaluation", Gordon and Breach, science publishers, New Cork, US, 1970.
10. **ARRIAGADA Aldo**, "Evaluation and Improvement of Reliability Indexes in Electric Distribution System", Departamento de Ingeniería Eléctrica, Antofagasta Chile, 1994.
11. **GONEN – TURAN**, "Electric Power Distribution System Engineering", McGraw – Hill, New York, US, 1986.

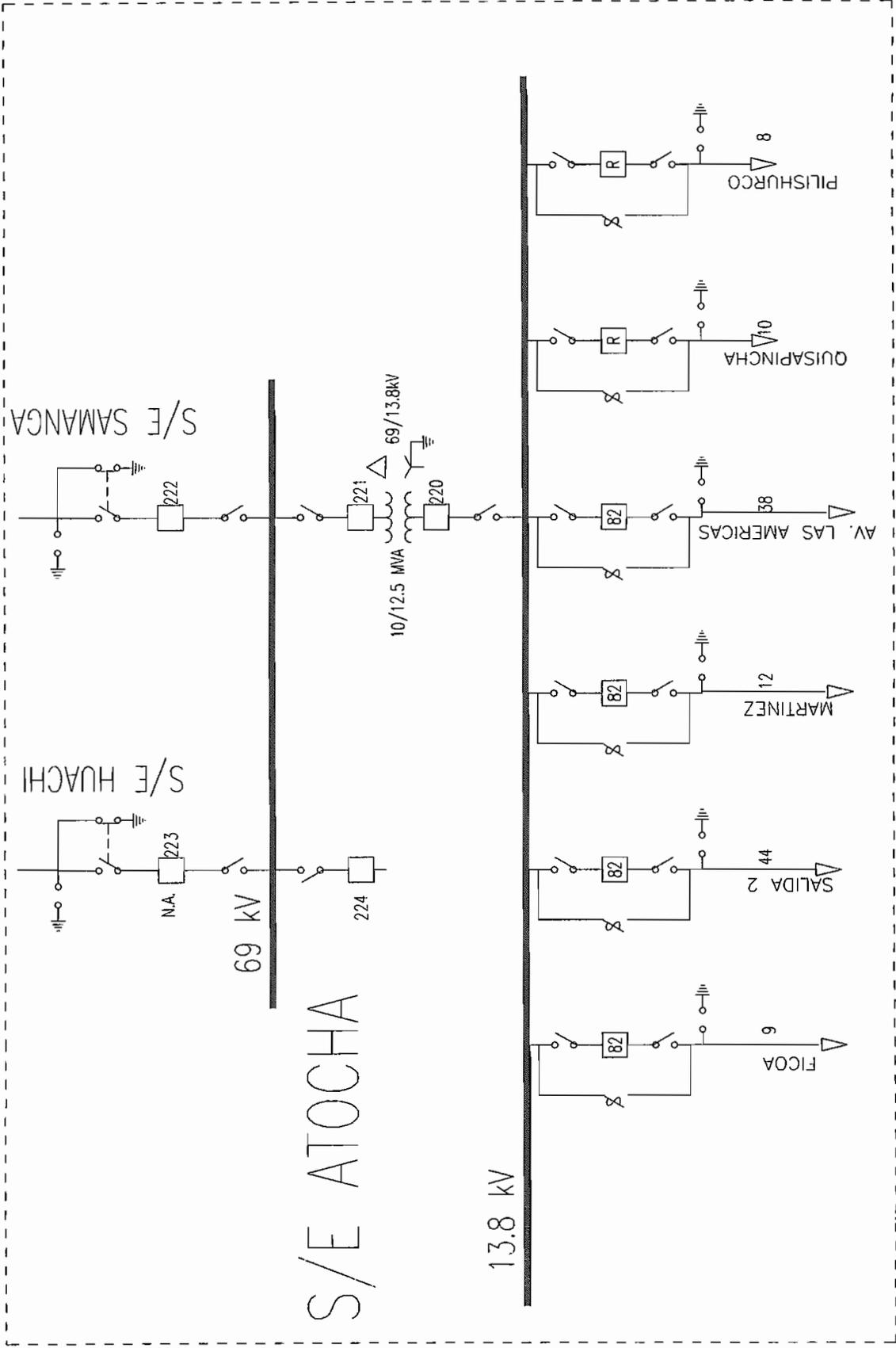
12. **IEEE**, "Proposed definition of terms for Reporting and Analyzing Outages of Electrical Transmission and Distribution Facilities and Interruptions", 1980
13. **CIER**, "Interrupciones de Suministro, Manual de Estadística CIER para distribución", 1984
14. **MONCAYO Antonio**, "Análisis de Confiabilidad en Sistema Eléctricos de Distribución", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1987.
15. **CONELEC**, "Anexo 5 del contrato de Concesión.- Procedimiento para aplicación de compensación de los consumidores finales por incumplimientos del servicio de distribución", Quito, 2001.
16. **VÉLEZ Claudio**, "Evaluación del seccionamiento en redes de distribución mediante índices de confiabilidad y costos", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1988.
17. **EEASA**, "Guías de Diseño", redes Aéreas, EEASA, 1995.
18. **MARCIAL Luis – TORRES Danny**, "Incremento del margen de confiabilidad en los alimentadores primarios de la S/E de distribución Huachi mediante el mejoramiento del sistema de protecciones", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2003.
19. **GRIGSBY Leo**, "The Electric Power Engineering Handbook", CRC Press and IEEE Press, USA 2001.

ANEXO 2.1

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA ELÉCTRICO EEASA

ANEXO 2.2

DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN ATOCHA

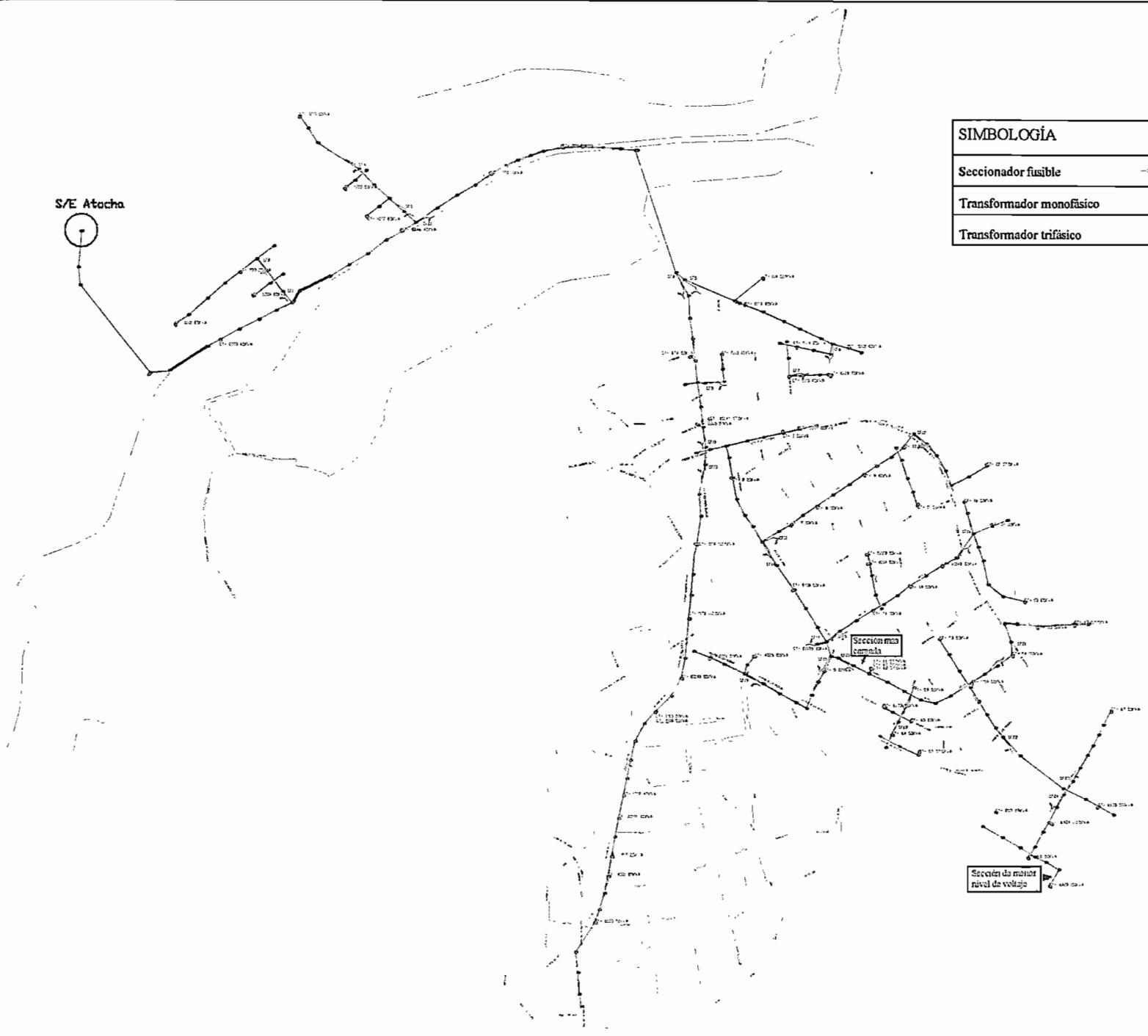


ANEXO 2.3

**PLANOS DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS
AV. AMÉRICA, FICOA, MARTÍNEZ, PILISHURCO,
QUISAPINCHA**

S/E Atocha

SIMBOLOGÍA	
Seccionador fusible	—/—
Transformador monofásico	▽
Transformador trifásico	⊙



Sección más elevada

Sección de menor nivel de voltaje

S/E Atocha



Sección de la línea
cable de redija

SIMBOLOGÍA

Seccionador fusible	
Transformador monofásico	
Transformador trifásico	

Subestación
FICOA

ALIMENTADOR FICOA

Subestación Atocha

Escala 1 : 14 000



Sección de menor nivel de voltaje

SIMBOLOGÍA	
Seccionador fusible	⌋
Transformador monofásico	▽
Transformador trifásico	⊙

S/E Atocha

Sección más cargada

ALIMENTADOR MARTÍNEZ
 Subestación Atocha
 Escala 1 : 46 400

Sección de menor nivel de voltaje

SIMBOLOGÍA	
Seccionador fusible	↙
Transformador monofásico	▽
Transformador trifásico	⊙



Sección más cargada

ALIMENTADOR PILISHURCO
Subestación Atocha
Escala 1 : 48 400



S/E Atocha

SIMBOLOGÍA	
Seccionador fusible	— —
Transformador monofásico	∇
Transformador trifásico	⊙



ALIMENTADOR QUISAPINCHA
 Subestación Atocha
 Escala 1 : 53 600

ANEXO 3.1

RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES

ALIMENTADOR : **ALIMENTADOR_AV_AMERICA**
TENSIÓN PRIMARIA : 13.8 kVLL 0.0 Grados

FACTOR DE INCREMENTO DE CARGAS : 0.0 %(kW) 0.0 %(KVAR)
CARGA TOTAL LEÍDA (NO REGULADA) : 1559.2 kW 222.1 KVAR
: 1574.9 kVA 99.0 PF(%)
CARGA TOTAL UTILIZADA (REGULADA) : 1559.2 kW 222.1 KVAR
: 1574.9 kVA 99.0 PF(%)
POTENCIA TOTAL A OTROS ALIMENTADORES : 0.0 kW 0.0 kVAR (Anillo)
CAPACITANCIA TOTAL DE CONDUCTORES : 3.51 kVAR
PÉRDIDAS TOTALES : 3.32 kW 4.94 kVAR
: 5.95 kVA 55.81 PF(%)

POTENCIA TOTAL DESDE SUBESTACIÓN : 1562.5 kW 223.5 KVAR
: 1578.4 kVA 99.0 PF(%)

SECCIÓN CON MENOR TENSIÓN :
-> Fase A: Sección = CT6409 Tensión = 0.996 (p.u.)
-> Fase B: Sección = CT6409 Tensión = 0.996 (p.u.)
-> Fase C: Sección = CT6409 Tensión = 0.997 (p.u.)

SECCIÓN CON MAYOR CARGA :
-> Fase A: Sección = CT60 Carga (%) = 12.7
-> Fase B: Sección = CT60 Carga (%) = 15
-> Fase C: Sección = CT60 Carga (%) = 11.9

ALIMENTADOR : **ALIMENTADOR_FICOA**
TENSIÓN PRIMARIA : 13.8 kVLL 0.0 Grados

FACTOR DE INCREMENTO DE CARGAS : 0.0 %(kW) 0.0 %(kVAR)
CARGA TOTAL LEÍDA (NO REGULADA) : 2290.0 kW 328.6 kVAR
: 2313.5 kVA 99.0 PF(%)
CARGA TOTAL UTILIZADA (REGULADA) : 2290.0 kW 328.6 kVAR
: 2313.5 kVA 99.0 PF(%)
CAPACITANCIA TOTAL DE CONDUCTORES : 6.94 kVAR
PÉRDIDAS TOTALES : 5.34 kW 7.72 kVAR
: 9.39 kVA 56.87 PF(%)

POTENCIA TOTAL DESDE SUBESTACIÓN : 2295.3 kW 329.4 kVAR
: 2318.9 kVA 99.0 PF(%)

SECCIÓN CON MENOR TENSIÓN :
--> Fase A: Sección = CT2131 Tensión = 0.996 (p.u.)
--> Fase B: Sección = CT2073 Tensión = 0.996 (p.u.)
--> Fase C: Sección = CT2075 Tensión = 0.994 (p.u.)

SECCIÓN CON MAYOR CARGA :
--> Fase A: Sección = CT2127 Carga (%) = 85.8
--> Fase B: Sección = CT2127 Carga (%) = 89.4
--> Fase C: Sección = CT2127 Carga (%) = 86.9

ALIMENTADOR : **ALIMENTADOR_MARTINEZ**
TENSIÓN PRIMARIA : 13.8 kVLL 0.0 Grados

FACTOR DE INCREMENTO DE CARGAS : 0.0 %(kW) 0.0 %(kVAR)
CARGA TOTAL LEÍDA (NO REGULADA) : 1316.5 kW 192.5 kVAR
: 1330.5 kVA 98.9 PF(%)
CARGA TOTAL UTILIZADA (REGULADA) : 1316.5 kW 192.5 kVAR
: 1330.5 kVA 98.9 PF(%)
POTENCIA TOTAL A OTROS ALIMENTADORES : 0.0 kW 0.0 kVAR (Anillo)
CAPACITANCIA TOTAL DE CONDUCTORES : 10.12 kVAR
PÉRDIDAS TOTALES : 5.36 kW 7.12 kVAR
: 8.91 kVA 60.20 PF(%)

POTENCIA TOTAL DESDE SUBESTACIÓN : 1321.9 kW 189.5 kVAR
: 1335.4 kVA 99.0 PF(%)

SECCIÓN CON MENOR TENSIÓN :
-> Fase A: Sección = CT1013 Tensión = 0.990 (p.u.)
-> Fase B: Sección = CT20144 Tensión = 0.995 (p.u.)
-> Fase C: Sección = CT1148 Tensión = 0.995 (p.u.)

SECCIÓN CON MAYOR CARGA :
-> Fase A: Sección = CT1750 Carga (%) = 22.6
-> Fase B: Sección = CT1750 Carga (%) = 22.6
-> Fase C: Sección = CT1750 Carga (%) = 24.7

ALIMENTADOR : **ALIMENTADOR_PILISHURCO**
TENSIÓN PRIMARIA : 13.8 kVLL 0.0 Grados

FACTOR DE INCREMENTO DE CARGAS : 0.0 %(kW) 0.0 %(kVAR)
CARGA TOTAL LEÍDA (NO REGULADA) : 533.2 kW 78.3 kVAR
: 538.9 kVA 98.9 PF(%)
CARGA TOTAL UTILIZADA (REGULADA) : 533.2 kW 78.3 kVAR
: 538.9 kVA 98.9 PF(%)
CAPACITANCIA TOTAL DE CONDUCTORES : 3.31 kVAR
PÉRDIDAS TOTALES : 2.14 kW 1.39 kVAR
: 2.55 kVA 83.87 PF(%)

POTENCIA TOTAL DESDE SUBESTACIÓN : 535.3 kW 76.4 kVAR
: 540.8 kVA 99.0 PF(%)

SECCIÓN CON MENOR TENSIÓN :
--> Fase A: Sección = CT20132 Tensión = 0.997 (p.u.)
--> Fase B: Sección = CT20133 Tensión = 0.992 (p.u.)
--> Fase C: Sección = CT6022 Tensión = 0.995 (p.u.)

SECCIÓN CON MAYOR CARGA :
--> Fase A: Sección = P8 Carga (%) = 8.3
--> Fase B: Sección = P8 Carga (%) = 9.8
--> Fase C: Sección = P8 Carga (%) = 9.6

ALIMENTADOR : **ALIMENTADOR_QUISAPINCHA**
TENSIÓN PRIMARIA : 13.8 kVLL 0.0 Grados

FACTOR DE INCREMENTO DE CARGAS : 0.0 %(kW) 0.0 %(kVAR)

CARGA TOTAL LEÍDA (NO REGULADA) : 977.1 kW 145.8 kVAR
: 987.9 kVA 98.9 PF(%)

CARGA TOTAL UTILIZADA (REGULADA) : 977.1 kW 145.8 kVAR
: 987.9 kVA 98.9 PF(%)

CAPACITANCIA TOTAL DE CONDUCTORES : 17.46 kVAR

PÉRDIDAS TOTALES : 13.87 kW 14.71 kVAR
: 20.22 kVA 68.61 PF(%)

POTENCIA TOTAL DESDE SUBESTACIÓN : 990.9 kW 143.0 kVAR
: 1001.2 kVA 99.0 PF(%)

SECCIÓN CON MENOR TENSIÓN :

--> Fase A: Sección = CT2870 Tensión = 0.968 (p.u.)

--> Fase B: Sección = CT20060 Tensión = 0.987 (p.u.)

--> Fase C: Sección = CT2882 Tensión = 0.987 (p.u.)

SECCIÓN CON MAYOR CARGA :

--> Fase A: Sección = CT20063 Carga (%) = 88.7

ANEXO 4.1

CARACTERÍSTICAS DE LOS DISYUNTORES

CARACTERÍSTICAS DE LOS DISYUNTORES

Tipo	20-VPR-25B	Norma IEC Pub. 56	
Voltaje nominal	13,8 kV	Tensión de impulso (nivel del mar)	125 kV
Corriente nominal	600/1200 Amp	Frecuencia nominal	50/60 Hz
Corriente nominal de interrupción	18 kA	Corriente de corta duración	23 kA
Tensión de reencendido	0,34 kV/ μ s	Tiempo de interrupción	3 ciclos
Tiempo de cierre	0,1 s	Tiempo de apertura	0,033 s
Voltaje de cierre	125 V - dc	Ciclo de operación	0-3M-CO-3M-CO
Voltaje de apertura	126 V - dc	Peso total	290 kg

ANEXO 4.2

ESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES

ESTRUCTURAS ACTUALES DE LOS ALIMENTADORES

ALIMENTADOR AVENIDA AMERICA		
Equipo	Designación	Sección
Disyuntor	DA1	A1
Seccionador Fusible 1	SF1	A5
Seccionador Fusible 2	SF2	A6
Seccionador Fusible 3	SF3	A9
Seccionador Fusible 4	SF4	CT1203
Seccionador Fusible 5	SF5	A14
Seccionador Fusible 6	SF6	A16
Seccionador Fusible 7	SF7	CT6129
Seccionador Fusible 8	SF8	CT274
Seccionador Fusible 9	SF9	A18
Seccionador Fusible 10	SF10	A19
Seccionador Fusible 11	SF11	CT7
Seccionador Fusible 12	SF12	CT10
Seccionador Fusible 13	SF13	A38
Seccionador Fusible 14	SF14	CT9000
Seccionador Fusible 15	SF15	CT13
Seccionador Fusible 16	SF16	CT16
Seccionador Fusible 17	SF17	CT20190
Seccionador Fusible 18	SF18	CT5
Seccionador Fusible 19	SF19	A29
Seccionador Fusible 20	SF20	CT60
Seccionador Fusible 21	SF21	A34
Seccionador Fusible 22	SF22	A35
Seccionador Fusible 23	SF23	CT67
Seccionador Fusible 24	SF24	CT6424

ALIMENTADOR FICOA		
Equipo	Designación	Sección
Disyuntor	DF1	F1
Seccionador Fusible 1	SF1	CT1339
Seccionador Fusible 2	SF2	F51
Seccionador Fusible 3	SF3	F52
Seccionador Fusible 4	SF4	F62
Seccionador Fusible 5	SF5	CT2035
Seccionador Fusible 6	SF6	F63
Seccionador Fusible 7	SF7	F58
Seccionador Fusible 8	SF8	CT2046
Seccionador Fusible 9	SF9	CT2048
Seccionador Fusible 10	SF10	F68
Seccionador Fusible 11	SF11	F69
Seccionador Fusible 12	SF12	F71
Seccionador Fusible 13	SF13	F73
Seccionador Fusible 14	SF14	F75
Seccionador Fusible 15	SF15	F80
Seccionador Fusible 16	SF16	CT2081
Seccionador Fusible 17	SF17	CT2076
Seccionador Fusible 18	SF18	CT2084
Seccionador Fusible 19	SF19	CT1340
Seccionador Fusible 20	SF20	F7
Seccionador Fusible 21	SF21	CT4357
Seccionador Fusible 22	SF22	CT3537
Seccionador Fusible 23	SF23	F24
Seccionador Fusible 24	SF24	F28
Seccionador Fusible 25	SF25	CT2114
Seccionador Fusible 26	SF26	CT2121
Seccionador Fusible 27	SF27	CT2056
Seccionador Fusible 28	SF28	CT3504
Seccionador Fusible 29	SF29	CT4872
Seccionador Fusible 30	SF30	CT2127
Seccionador Fusible 31	SF31	F38
Seccionador Fusible 32	SF32	F41

ALIMENTADOR PILISHURCO		
Equipo	Designación	Sección
Disyuntor	DP1	P1
Seccionador Fusible 1	SF1	P4
Seccionador Fusible 2	SF2	CT1475
Seccionador Fusible 3	SF3	CT1478
Seccionador Fusible 4	SF4	P17
Seccionador Fusible 5	SF5	P20
Seccionador Fusible 6	SF6	P21
Seccionador Fusible 7	SF7	P22
Seccionador Fusible 8	SF8	P26
Seccionador Fusible 9	SF9	P31
Seccionador Fusible 10	SF10	P32
Seccionador Fusible 11	SF11	CT2623
Seccionador Fusible 12	SF12	CT20150

ALIMENTADOR MARTÍNEZ		
Equipo	Designación	Sección
Disyuntor	DM1	M1
Seccionador Fusible 1	SF1	M10
Seccionador Fusible 2	SF2	CT3573
Seccionador Fusible 3	SF3	CT779
Seccionador Fusible 4	SF4	CT2392
Seccionador Fusible 5	SF5	M26
Seccionador Fusible 6	SF6	CT1009
Seccionador Fusible 7	SF7	M32
Seccionador Fusible 8	SF8	CT20127
Seccionador Fusible 9	SF9	M35
Seccionador Fusible 10	SF10	CT5788
Seccionador Fusible 11	SF11	M78
Seccionador Fusible 12	SF12	M81
Seccionador Fusible 13	SF13	CT20122
Seccionador Fusible 14	SF14	CT3554
Seccionador Fusible 15	SF15	M84
Seccionador Fusible 16	SF16	CT1121
Seccionador Fusible 17	SF17	CT774
Seccionador Fusible 18	SF18	M39
Seccionador Fusible 19	SF19	CT6318
Seccionador Fusible 20	SF20	M49
Seccionador Fusible 21	SF21	M56
Seccionador Fusible 22	SF22	M66
Seccionador Fusible 23	SF23	CT1147
Seccionador Fusible 24	SF24	M102
Seccionador Fusible 25	SF25	CT5231
Seccionador Fusible 26	SF26	CT20129
Seccionador Fusible 27	SF27	CT764
Seccionador Fusible 28	SF28	M96
Seccionador Fusible 29	SF29	M97

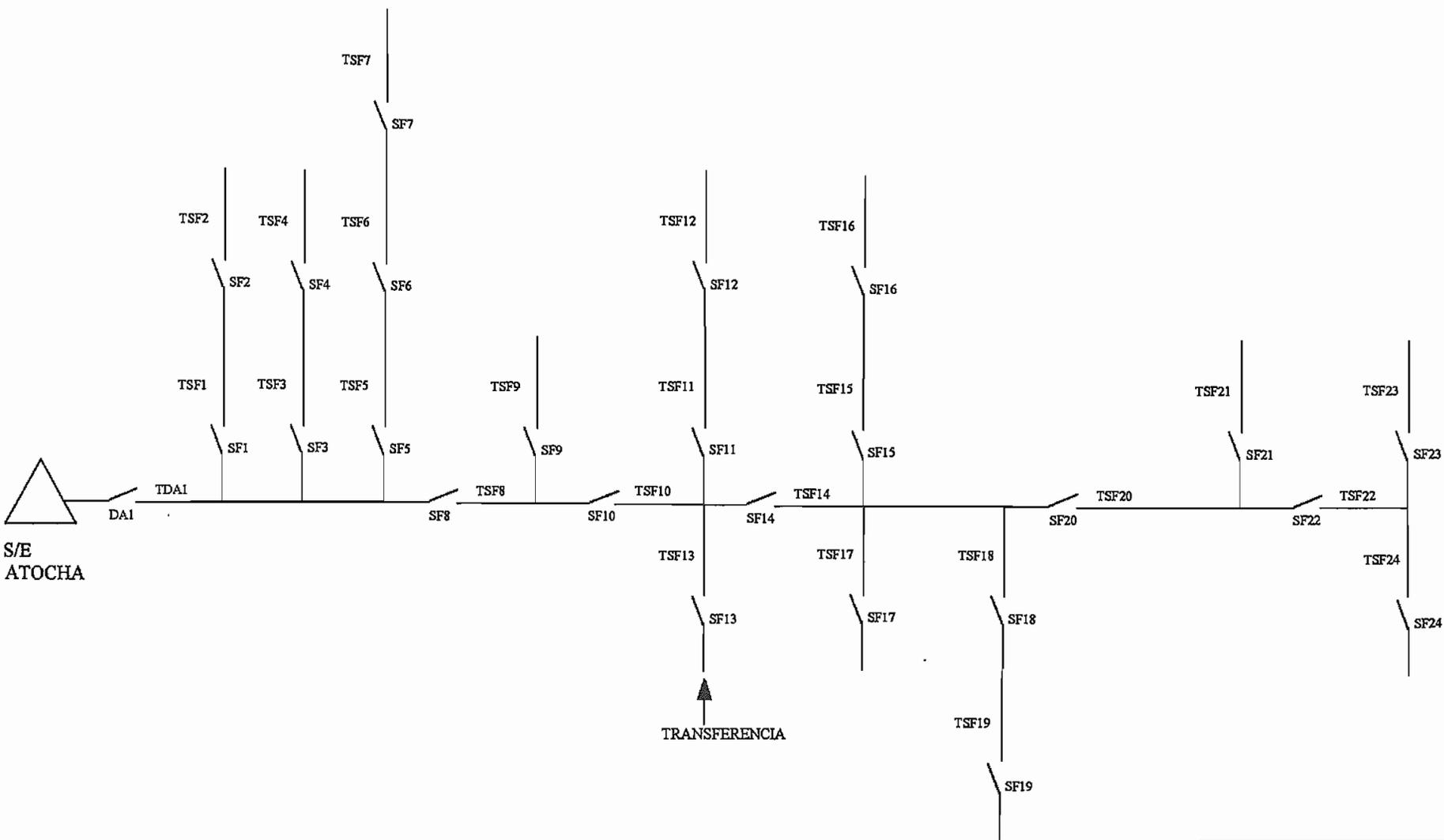
ALIMENTADOR QUISAPINCHA		
Equipo	Designación	Sección
Disyuntor	DQ1	Q1
Seccionador Fusible 1	SF1	CT2799
Seccionador Fusible 2	SF2	CT334
Seccionador Fusible 3	SF3	Q8
Seccionador Fusible 4	SF4	CT2801
Seccionador Fusible 5	SF5	CT2357
Seccionador Fusible 6	SF6	Q10
Seccionador Fusible 7	SF7	CT2805
Seccionador Fusible 8	SF8	Q12
Seccionador Fusible 9	SF9	Q15
Seccionador Fusible 10	SF10	CT2807
Seccionador Fusible 11	SF11	Q18
Seccionador Fusible 12	SF12	CT20069
Seccionador Fusible 13	SF13	CT2818
Seccionador Fusible 14	SF14	CT869
Seccionador Fusible 15	SF15	Q25
Seccionador Fusible 16	SF16	CT20070
Seccionador Fusible 17	SF17	CT2814
Seccionador Fusible 18	SF18	CT2833
Seccionador Fusible 19	SF19	CT2795
Seccionador Fusible 20	SF20	Q30
Seccionador Fusible 21	SF21	Q33
Seccionador Fusible 22	SF22	CT4934
Seccionador Fusible 23	SF23	CT2867
Seccionador Fusible 24	SF24	CT2811
Seccionador Fusible 25	SF25	CT2822
Seccionador Fusible 26	SF26	Q41
Seccionador Fusible 27	SF27	Q47
Seccionador Fusible 28	SF28	CT20066
Seccionador Fusible 29	SF29	CT1612
Seccionador Fusible 30	SF30	CT20101
Seccionador Fusible 31	SF31	CT20068
Seccionador Fusible 32	SF32	Q55
Seccionador Fusible 33	SF33	CT3493
Seccionador Fusible 34	SF34	CT5384
Seccionador Fusible 35	SF35	CT2839
Seccionador Fusible 36	SF36	Q64
Seccionador Fusible 37	SF37	CT5463
Seccionador Fusible 38	SF38	CT2842
Seccionador Fusible 39	SF39	Q67

ANEXO 4.3

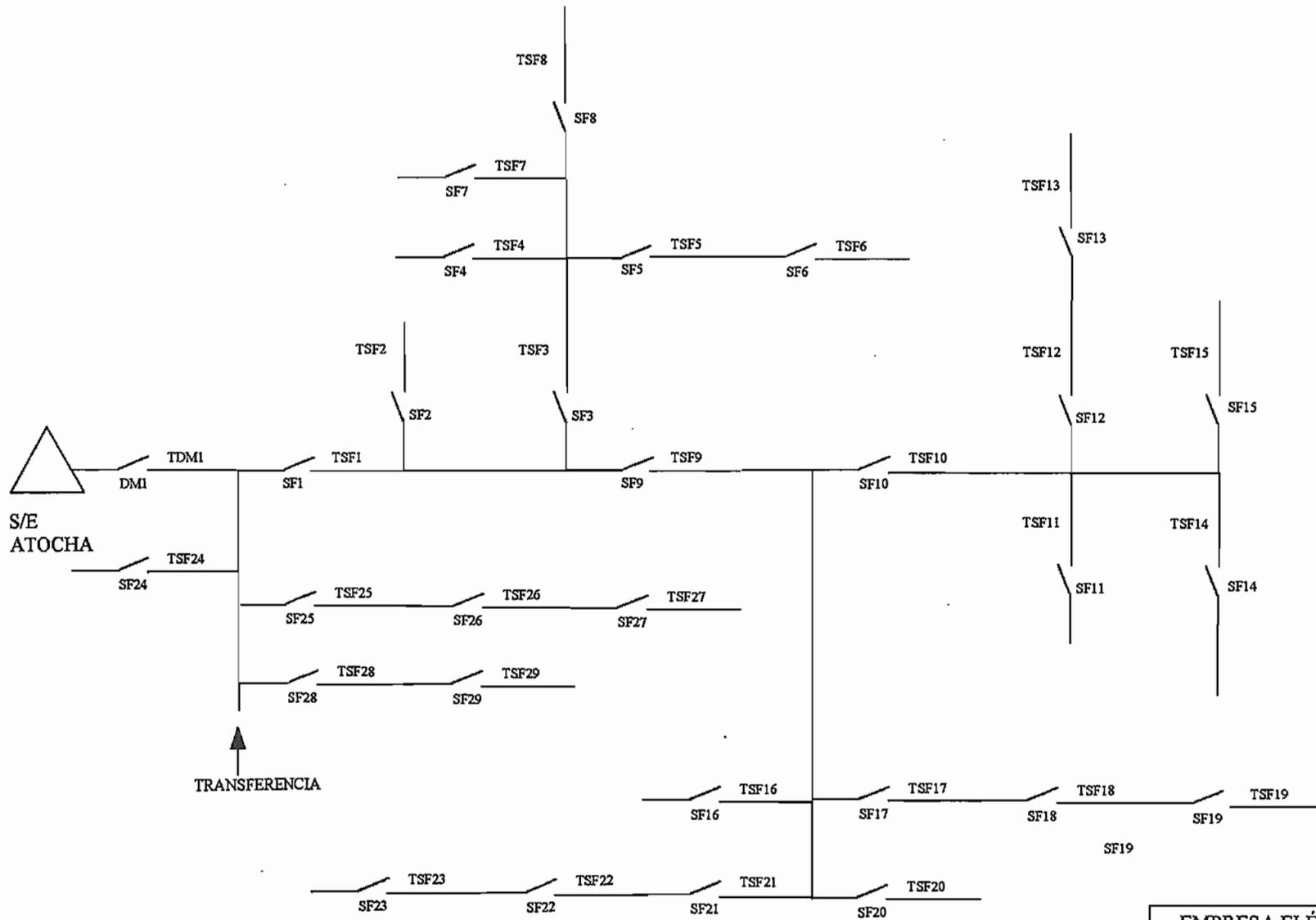
MAGNITUDES DE FALLA Estructura actual de los alimentadores

ANEXO 5.1

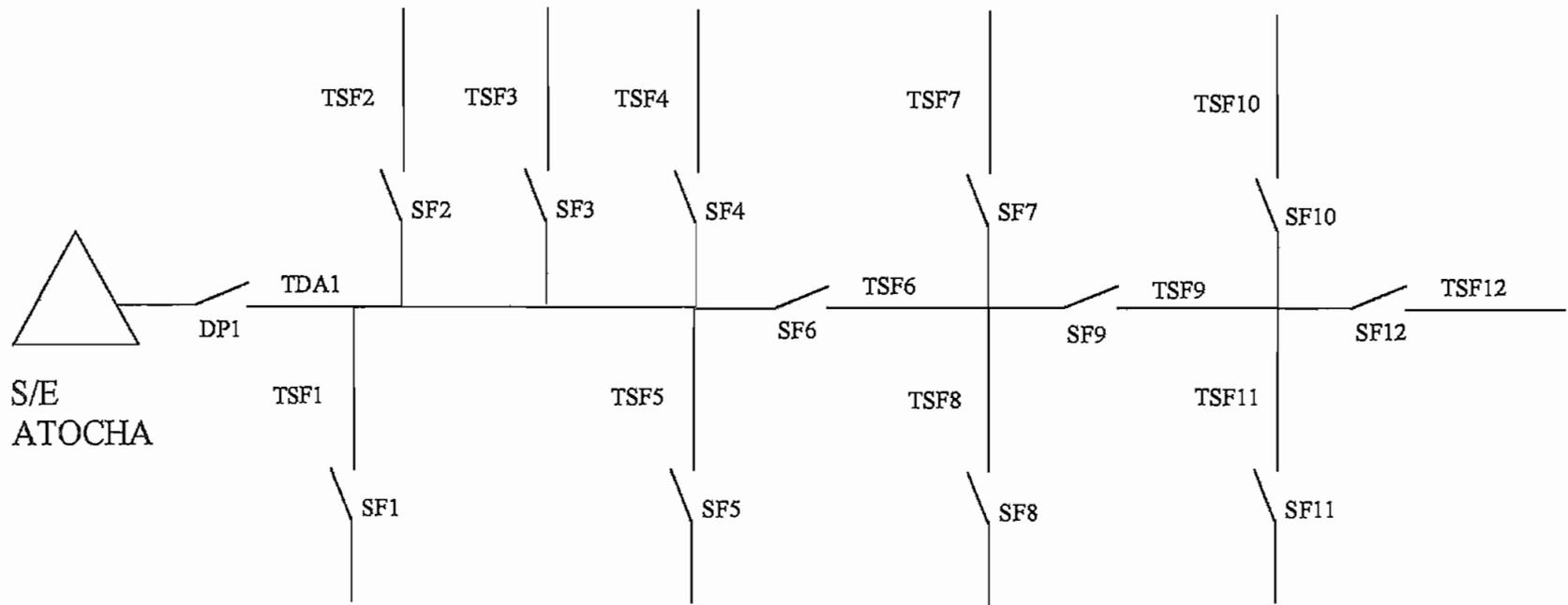
ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD ESTRUCTURA TOPOLÓGICA ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.	
Esquema de seccionamiento y protección actual	ALIMENTADOR AMÉRICA



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.	
Esquema de seccionamiento y protección actual	ALIMENTADOR MARTÍNEZ



S/E
ATOCHA

EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.	
Esquema de seccionamiento y protección actual	ALIMENTADOR PLISHURCO

ANEXO 6.1

ESTRUCTURA PROPUESTA DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES

ESTRUCTURAS PROPUESTAS DE LOS ALIMENTADORES

ALIMENTADOR AVENIDA AMERICA		
Equipo	Designación	Sección
Disyuntor	DA1	A1
Seccionador Fusible 1	SF1	A5
Seccionador Fusible 2	SF3	A9
Seccionador Fusible p1	SFp1	CT1205
Seccionador Fusible 5	SF5	A14
Seccionador Fusible 6	SF6	A16
Seccionador Fusible 9	SF9	A18
Seccionador Fusible 10	SF10	A19
Seccionador Fusible 11	SF11	CT7
Seccionador Fusible 12	SF12	CT10
Seccionador Fusible 13	SF13	CT574
Seccionador Fusible 15	SF15	CT13
Seccionador Fusible 16	SF16	CT16
Seccionador Fusible 17	SF17	CT20190
Seccionador Fusible 18	SF18	CT5
Seccionador Fusible 20	SF20	CT60
Seccionador Fusible 21	SF21	A34
Seccionador Fusible 23	SF23	CT67
Seccionador Fusible 24	SF24	CT6424
Seccionador Fusible p2	SFp2	CT6138

ALIMENTADOR FICOA		
Equipo	Designación	Sección
Disyuntor	DF1	F1
Seccionador Fusible 2	SF2	F51
Seccionador Fusible 3	SF3	F52
Seccionador Fusible 4	SF4	F62
Seccionador Fusible 5	SF5	CT2035
Seccionador Fusible 6	SF6	F63
Seccionador Fusible 7	SF7	F58
Seccionador Fusible 8	SF8	CT2046
Seccionador Fusible 9	SF9	CT2048
Seccionador Fusible 10	SF10	F68
Seccionador Fusible 13	SF13	F73
Seccionador Fusible 14	SF14	F75
Seccionador Fusible 15	SF15	F80
Seccionador Fusible 16	SF16	CT2081
Seccionador Fusible 17	SF17	CT2076
Seccionador Fusible 18	SF18	CT2084
Seccionador Fusible 20	SF20	F7
Seccionador Fusible 21	SF21	CT4357
Seccionador Fusible 22	SF22	CT3537
Seccionador Fusible 23	SF23	F24
Seccionador Fusible 24	SF24	F28
Seccionador Fusible 25	SF25	CT2114
Seccionador Fusible 26	SF26	CT2121
Seccionador Fusible 27	SF27	CT2056
Seccionador Fusible 28	SF28	CT3504
Seccionador Fusible 29	SF29	CT4872
Seccionador Fusible 30	SF30	CT2127
Seccionador Fusible 31	SF31	F38
Seccionador Fusible 32	SF32	F41

ALIMENTADOR PILISHURCO		
Equipo	Designación	Sección
Disyuntor	DP1	P1
Seccionador Fusible 1	SF1	P4
Seccionador Fusible 2	SF2	CT1475
Seccionador Fusible p4	SFp4	CT1477
Seccionador Fusible p5	SFp5	P10
Seccionador Fusible 3	SF3	CT1478
Seccionador Fusible 4	SF4	P17
Seccionador Fusible 5	SF5	P20
Seccionador Fusible 6	SF6	P21
Seccionador Fusible 7	SF7	P22
Seccionador Fusible 8	SF8	P26
Seccionador Fusible p3	SFp3	P27
Seccionador Fusible 9	SF9	P31
Seccionador Fusible 10	SF10	P32
Seccionador Fusible 11	SF11	CT2623
Seccionador Fusible p2	SFp2	CT20132
Seccionador Fusible p1	SFp1	P42

ALIMENTADOR MARTÍNEZ		
Equipo	Designación	Sección
Disyuntor	DM1	M1
Seccionador Fusible 1	SF1	M10
Seccionador Fusible 2	SF2	CT3573
Seccionador Fusible 3	SF3	CT779
Seccionador Fusible 4	SF4	CT2392
Seccionador Fusible p5	SFp5	M18
Seccionador Fusible 5	SF5	M26
Seccionador Fusible 7	SF7	M32
Seccionador Fusible 10	SF10	CT5788
Seccionador Fusible 11	SF11	M78
Seccionador Fusible 12	SF12	M81
Seccionador Fusible 14	SF14	CT3554
Seccionador Fusible 15	SF15	M84
Seccionador Fusible p6	SFp6	CT3863
Seccionador Fusible 16	SF16	CT1121
Seccionador Fusible 17	SF17	CT774
Seccionador Fusible 18	SF18	M39
Seccionador Fusible 19	SF19	CT6318
Seccionador Fusible 20	SF20	M49
Seccionador Fusible 21	SF21	M56
Seccionador Fusible 22	SF22	M66
Seccionador Fusible 23	SF23	CT1147
Seccionador Fusible p1	SFp1	M85
Seccionador Fusible p4	SFp4	CT825
Seccionador Fusible 24	SF24	M102
Seccionador Fusible 25	SF25	CT5231
Seccionador Fusible p3	SFp3	CT20137
Seccionador Fusible p2	SFp2	M94
Seccionador Fusible 28	SF28	M96

ALIMENTADOR QUISAPINCHA		
Equipo	Designación	Sección
Disyuntor	DQ1	Q1
Seccionador Fusible 1	SF1	CT2799
Seccionador Fusible 2	SF2	CT334
Seccionador Fusible 4	SF4	CT2801
Seccionador Fusible 5	SF5	CT2357
Seccionador Fusible 7	SF7	CT2805
Seccionador Fusible 8	SF8	Q12
Seccionador Fusible 9	SF9	Q15
Seccionador Fusible 10	SF10	CT2807
Seccionador Fusible 11	SF11	Q18
Seccionador Fusible 12	SF12	CT20069
Seccionador Fusible 13	SF13	CT2818
Seccionador Fusible 14	SF14	CT869
Seccionador Fusible 15	SF15	Q15
Seccionador Fusible 16	SF16	CT20070
Seccionador Fusible 17	SF17	CT2814
Seccionador Fusible 18	SF18	CT2833
Seccionador Fusible 19	SF19	CT2795
Seccionador Fusible 20	SF20	Q30
Seccionador Fusible 21	SF21	Q33
Seccionador Fusible 22	SF22	CT4934
Seccionador Fusible 23	SF23	CT2867
Seccionador Fusible p1	SFp1	CT20064
Seccionador Fusible 24	SF24	CT2811
Seccionador Fusible 25	SF25	CT2822
Seccionador Fusible 26	SF26	Q41
Seccionador Fusible 27	SF27	Q47
Seccionador Fusible 28	SF28	CT20066
Seccionador Fusible 29	SF29	CT1612
Seccionador Fusible 30	SF30	CT20101
Seccionador Fusible 31	SF31	CT20068
Seccionador Fusible 32	SF33	CT3493
Seccionador Fusible 33	SF34	CT5384
Seccionador Fusible 34	SF35	CT2839
Seccionador Fusible p2	SFp2	Q58
Seccionador Fusible 36	SF36	Q64
Seccionador Fusible 38	SF38	CT2842
Seccionador Fusible 39	SF39	Q67

ANEXO 6.2

MAGNITUDES DE FALLA Estructura propuesta de los alimentadores

MAGNITUDES DE FALLA EN ESTRUCTURAS PROPUESTAS

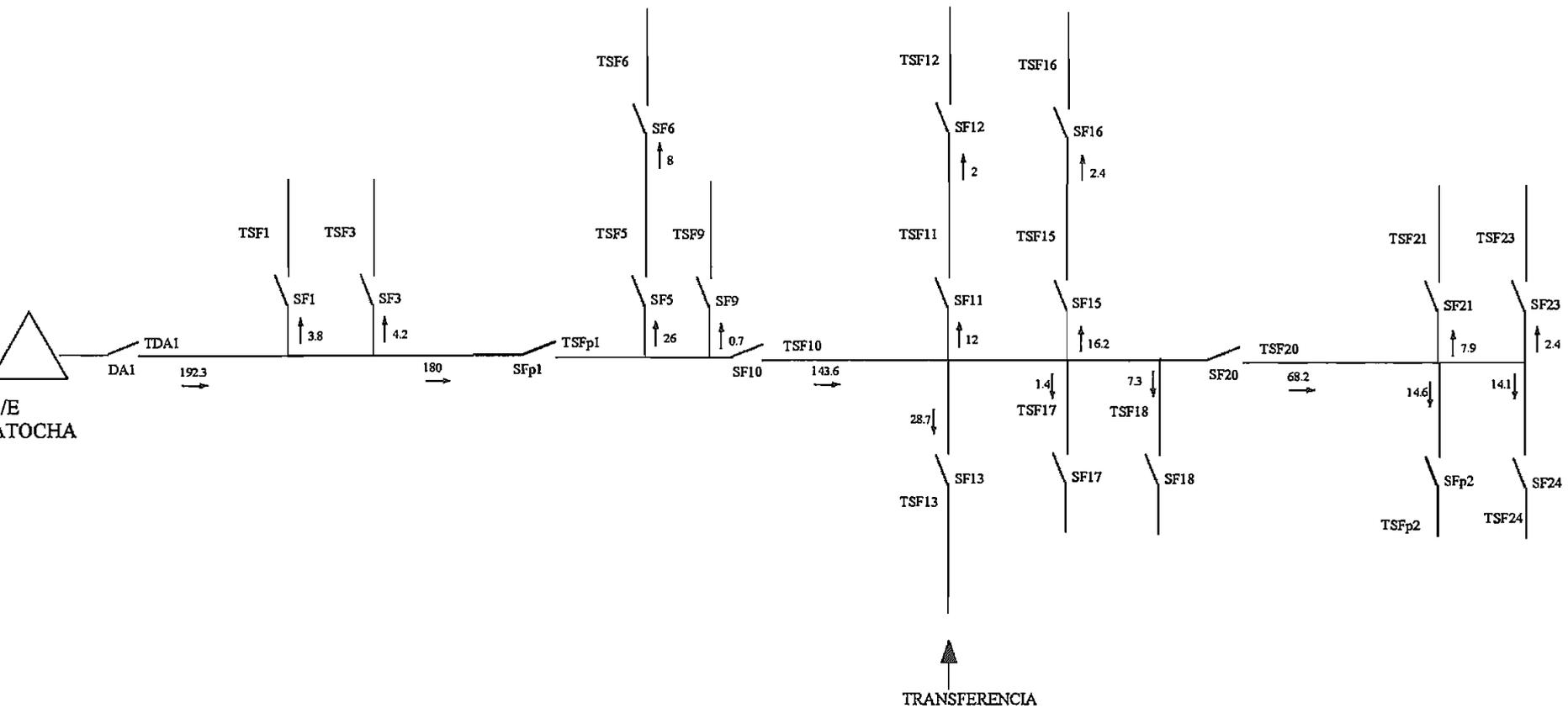
Alimentador Avenida América				
Equipo	Sección	Icarga (Amp)	Icc max (Amp)	Iccmin (Amp)
DA1	A1	192,3	4262	3173
SF1	A5	3,8	3941	3039
SF3	A9	4,2	3805	2977
SFp1	CT1205	179,7	3805	2977
SF5	A14	26,0	3503	2827
SF6	A16	8,0	3314	2718
SF9	A18	0,70	3196	3196
SF10	A19	143,6	3327	2731
SF11	CT7	11,9	3166	2633
SF12	CT10	2,0	2885	2455
SF13	CT574	28,7	3327	2731
SF15	CT13	16,2	3048	2559
SF16	CT16	2,4	2848	2433
SF17	CT20190	1,4	3048	2559
SF18	CT5	7,3	3016	2538
SF20	CT60	68,2	3016	2538
SF21	A34	7,9	2721	2348
SF23	CT67	2,4	2732	2355
SF24	CT6424	14,1	2732	2355
SFp2	CT6138	14,6	2732	2355

Alimentador Ficoa				
Equipo	Sección	Icarga (Amp)	Icc max (Amp)	Iccmin (Amp)
DF1	F1	282,5	4140	3124
SF2	F51	40,2	3448	2786
SF3	F52	3,9	3189	3189
SF4	F62	17,7	3018	2530
SF5	CT2035	4,5	2606	2606
SF6	F63	4,6	2909	2463
SF7	F58	1,8	2695	2695
SF8	CT2046	2,7	2620	2620
SF9	CT2048	67,5	3448	2786
SF10	F68	30	3187	2632
SF13	F73	10,4	2426	2101
SF14	F75	2,6	2309	2000
SF15	F80	7	3004	2518
SF16	CT2081	19,2	2915	2461
SF17	CT2076	4,7	3004	2518
SF18	CT2084	123,8	3779	2965
SF20	F7	114,9	3660	2908
SF21	CT4357	4,4	3573	2863
SF22	CT3537	5,6	3261	2694
SF23	F24	94,1	3261	2694
SF24	F28	5,2	3009	2537
SF25	CT2114	9	3075	2578
SF26	CT2121	5,2	2959	2503
SF27	CT2056	48,3	2912	2472
SF28	CT3504	9,4	2912	2472
SF29	CT4872	7,8	2803	2400
SF29	CT1340	6,2	3714	2934
SF30	CT2127	2,7	2716	2340
SF31	F38	3,3	2412	2412
SF32	F41	19,1	2642	2288

Alimentador Quisapincha				
Equipo	Sección	Icarga (Amp)	Icc max (Amp)	Iccmin (Amp)
DQ1	Q1	122,4	4272	3173
SF1	CT2799	0,9	4112	4112
SF2	CT334	1,8	2958	2958
SF4	CT2801	1,1	2527	2527
SF5	CT2357	0,5	2007	2007
SF7	CT2805	3,6	1430	1430
SF8	Q12	1,6	1216	1216
SF9	Q15	3,8	1466	1466
SF10	CT2807	0,9	1395	1395
SF11	Q18	38,4	1604	1280
SF12	CT20069	8,6	1366	1156
SF13	CT2818	29,8	1461	1156
SF14	CT869	0,9	916	916
SF15	Q25	21,2	1204	946
SF16	CT20070	0,4	929	929
SF17	CT2814	0,4	862	862
SF18	CT2833	11,4	938	713
SF19	CT2795	4,3	654	654
SF20	Q30	5	726	726
SF21	Q33	3,1	619	619
SF22	CT4934	1,4	649	649
SF23	CT2867	0,5	612	612
SFp1	CT20064	0,4	1172	1172
SF24	CT2811	3,2	1227	1227
SF25	CT2822	8	1082	1082
SF26	Q41	5,4	1082	1082
SF27	Q47	46,5	1277	982
SF28	CT20066	3,1	975	975
SF29	CT1612	3,1	956	956
SF30	CT20101	3,3	902	902
SF31	CT20098	5,7	891	891
SF33	CT3493	2,2	882	882
SF34	CT5384	1,6	876	876
SF35	CT2839	3,1	1154	876
SFp2	Q58	16,1	1154	876
SF36	Q64	2	709	709
SF38	CT2842	2,9	667	667
SF39	Q67	1,8	636	636

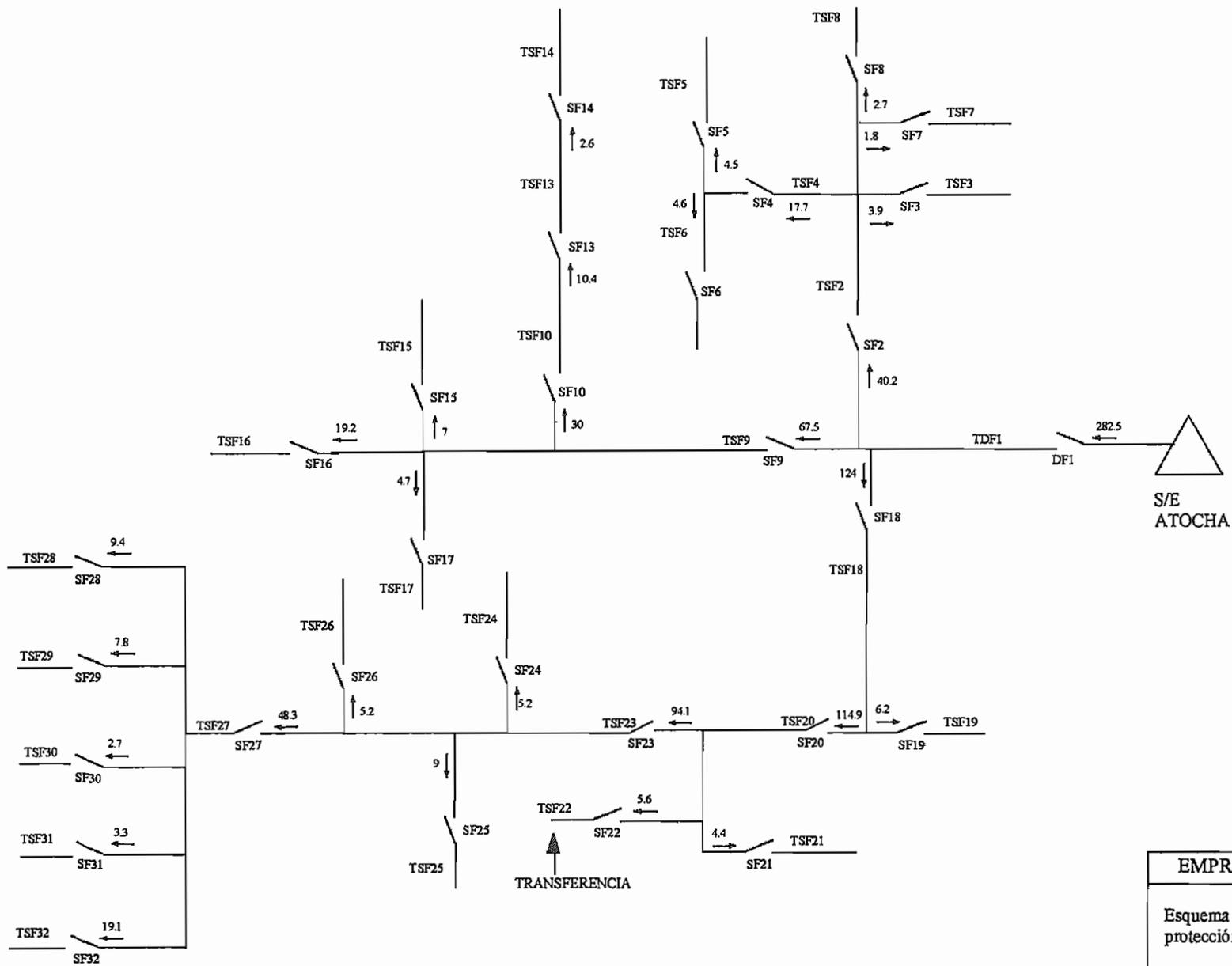
ANEXO 6.3

ANÁLISIS DE CONFIBILIDAD ESTRUCTURA TOPOLÓGICA PROPUESTA DE LOS ALIMENTADORES

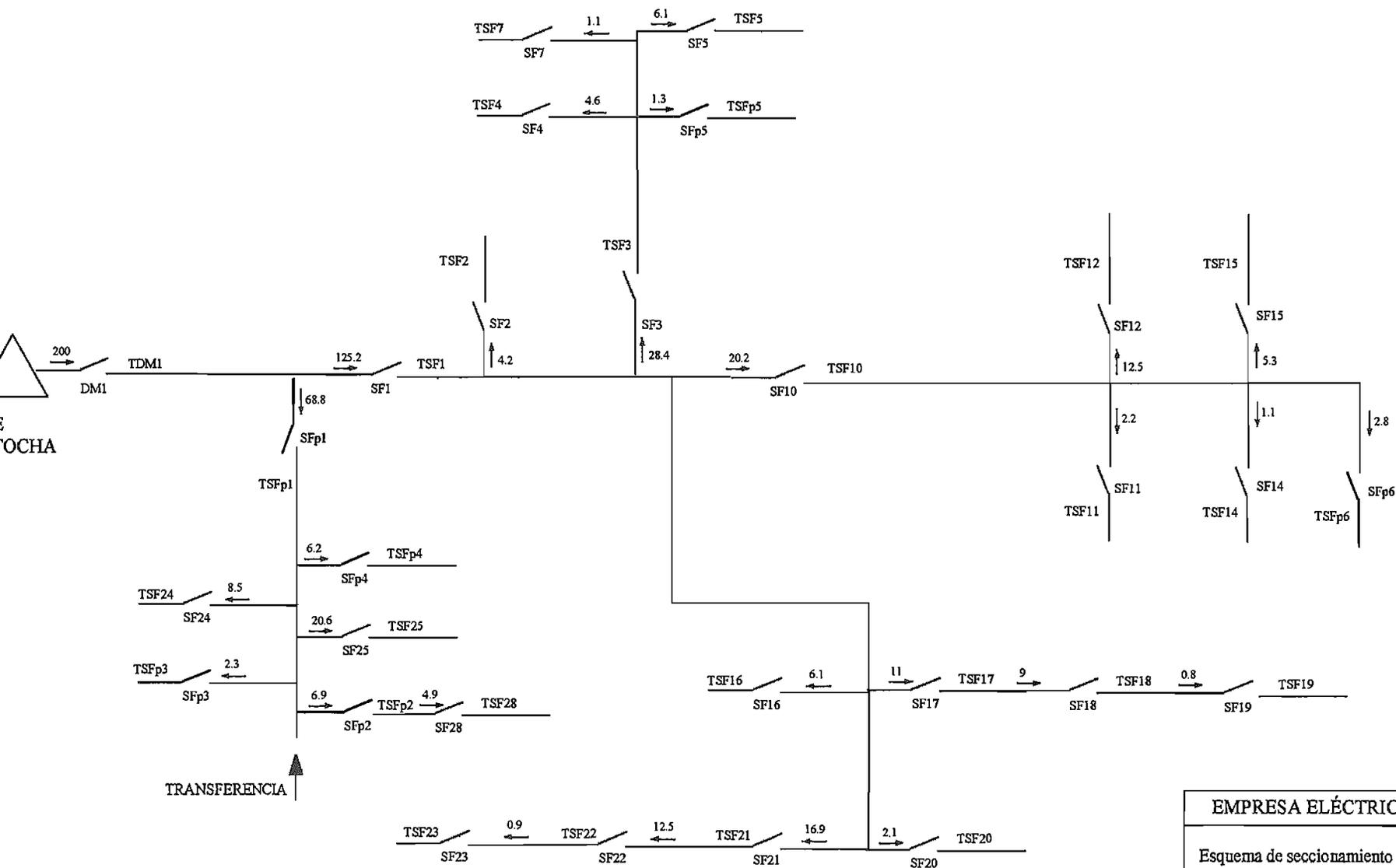


VE
ATOCHA

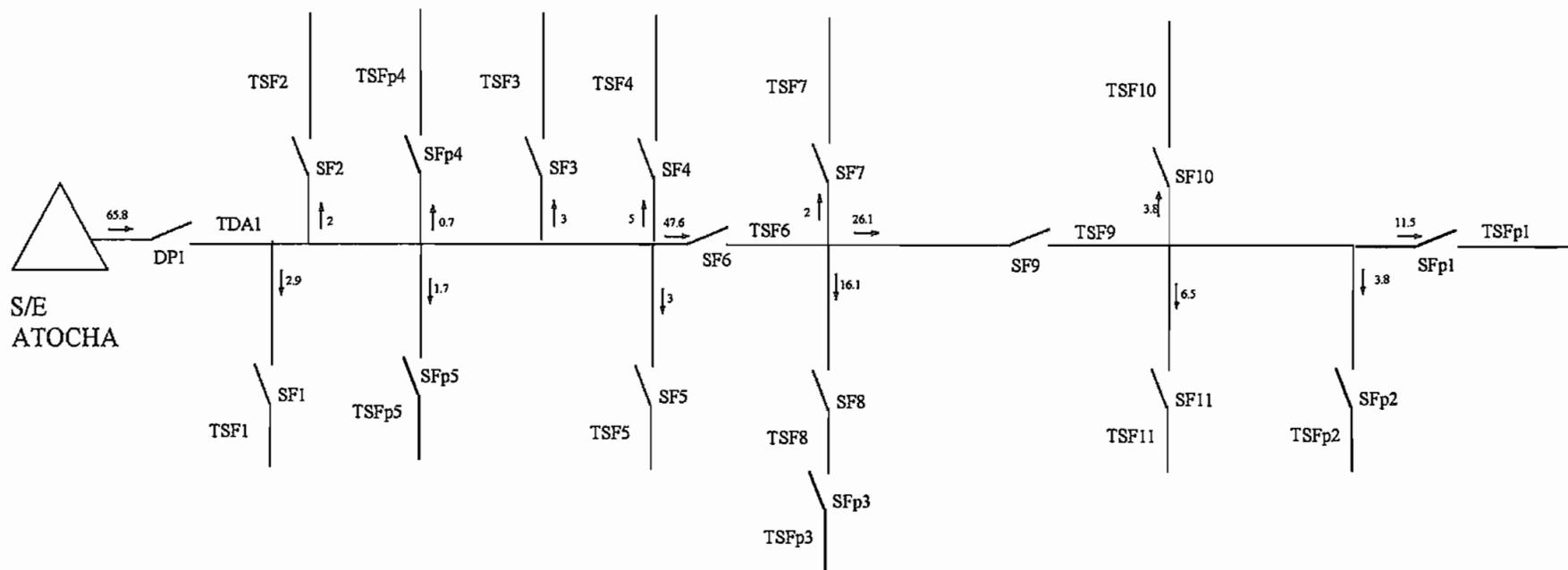
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.	
Esquema de seccionamiento y protección propuesto	ALIMENTADOR AMÉRICA



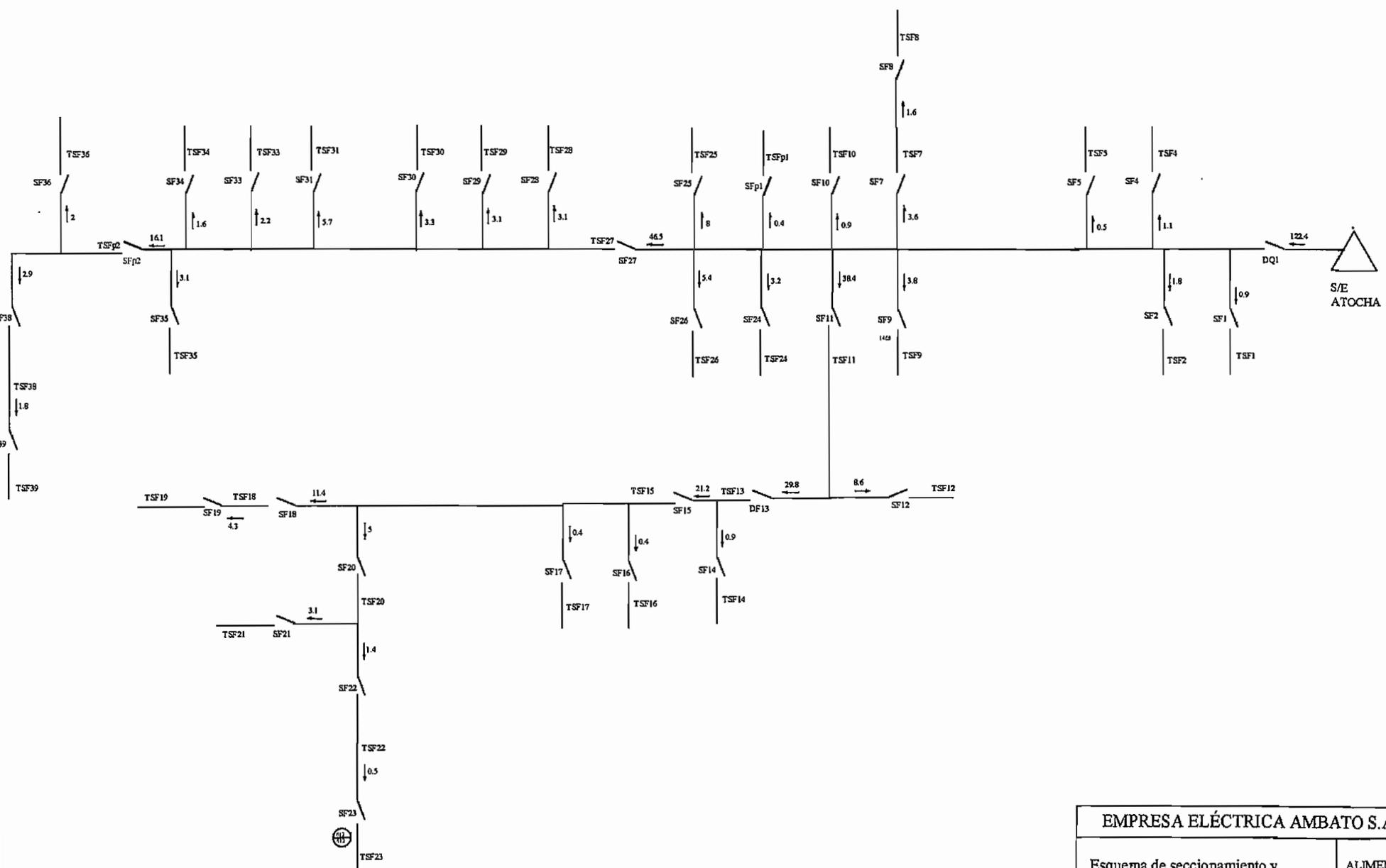
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.	
Esquema de seccionamiento y protección propuesto	ALIMENTADOR FICOA



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.	
Esquema de seccionamiento y protección propuesto	ALIMENTADOR MARTÍNEZ



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.	
Esquema de seccionamiento y protección propuesta	ALIMENTADOR PLISHURCO

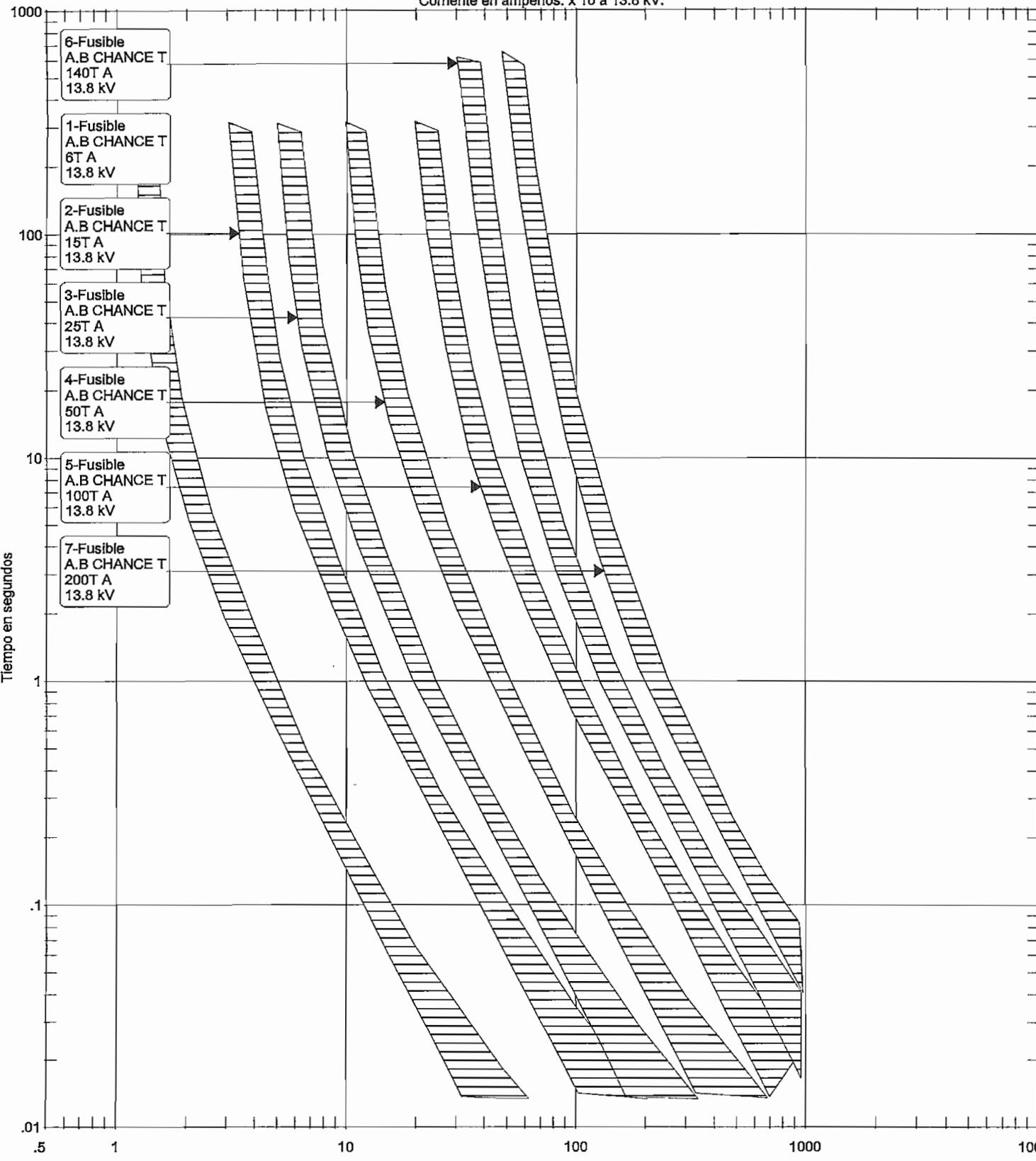


EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.	
Esquema de seccionamiento y protección propuesto	ALIMENTADOR QUISAPINCHA

ANEXO 6.4

CURVAS DE TIEMPO – CORRIENTE DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES

Corriente en amperios: x 10 a 13.8 kV.



CURVAS DE OPERACIÓN
TIEMPO - CORRIENTE

TENSION DE TRAZADO :13.8 kV
POR: CYMDIST

NRO: 1
FECHA: 2-25-2005

ANEXO 6.5

COORDINACIÓN DE LOS SECCIONADORES FUSIBLE DE LOS ALIMENTADORES

COORDINACIÓN DE FUSIBLES. Alimentador Avenida América

Coordinación SFp2 SF20 SF10 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SFp2	4,86	-	6T	-	-	-	-
SF20	22,7	2732	50T	6T	1,3	0,8	61,5
SF10	47,7	3016	100T	50T	4,6	2,3	50,0
SFp1	60	3327	140T	100T	8,5	6,3	74,1

Coordinación SF23 SF20 SF10 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF23	0,8	-	6T	-	-	-	-
SF20	22,7	2732	50T	6T	1,3	0,8	61,5
SF10	47,7	3016	100T	50T	4,6	2,3	50,0
SFp1	60	3327	140T	100T	8,5	6,3	74,1

Coordinación SF24 SF20 SF10 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF24	4,7	-	6T	-	-	-	-
SF20	22,7	2732	50T	6T	1,3	0,8	61,5
SF10	47,7	3016	100T	50T	4,6	2,3	50,0
SFp1	60	3327	140T	100T	8,5	6,3	74,1

Coordinación SF21 SF20 SF10 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF21	2,6	-	6T	-	-	-	-
SF20	22,7	2721	50T	6T	1,3	0,8	61,5
SF10	47,7	3016	100T	50T	4,6	2,3	50,0
SFp1	60	3327	140T	100T	8,5	6,3	74,1

Coordinación SF18 SF10 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF18	2,4	-	6T	-	-	-	-
SF10	47,7	3016	100T	6T	4,6	0,8	17,4
SFp1	60	3327	140T	100T	8,5	6,3	74,1

Coordinación SF17 SF10 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF17	0,46	-	6T	-	-	-	-
SF10	47,7	3048	100T	6T	4,5	0,8	17,8
SFp1	60	3327	140T	100T	8,5	6,3	74,1

Coordinación SF16 SF15 SF10 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF16	0,8	-	6T	-	-	-	-
SF15	5,4	2848	50T	6T	1,2	0,8	66,7
SF10	47,7	3048	100T	50T	4,5	2,3	51,1
SFp1	60	3327	140T	100T	8,5	6,3	74,1

Coordinación SF13 SF10 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF13	9,56	-	8T	-	-	-	-
SF10	47,7	3327	100T	8T	3,8	0,8	21,1
SFp1	60	3327	140T	100T	8,5	6,3	74,1

Coordinación SF12 SF11 SF10 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF12	0,66	-	6T	-	-	-	-
SF11	4	2885	50T	6T	1,1	0,8	72,7
SF10	47,7	3166	100T	50T	4,2	2,2	52,4
SFp1	60	3327	140T	100T	8,5	6,3	74,1

Coordinación SF9 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF9	0,7	-	6T	-	-	-	-
SFp1	60	3196	140T	6T	9,2	0,8	8,7

Coordinación SF6 SF5 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF6	2,66	-	6T	-	-	-	-
SF5	8,66	3314	65T	6T	1,5	0,8	53,3
SFp1	60	3503	140T	65T	7,7	2,8	36,4

COORDINACIÓN DE FUSIBLES. Alimentador Ficoa

Coordinación SF32 SF27 SF23 SF20 SF18

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF32	6,36	-	6T	-	-	-	-
SF27	16	2642	50T	6T	1,4	0,8	57,1
SF23	31,3	2912	100T	50T	5	2,5	50,0
SF20	38,3	3261	140T	100T	8,9	6,6	74,2
SF18	41,3	3660	200T	140T	17,1	11	64,9

Coordinación SF31 SF27 SF23 SF20 SF18

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF31	3,3	-	6T	-	-	-	-
SF27	16	2412	50T	6T	1,7	0,8	47,1
SF23	31,3	2912	100T	50T	5	2,5	50,0
SF20	38,3	3261	140T	100T	8,9	6,6	74,2
SF18	41,3	3660	200T	140T	17,1	11	64,9

Coordinación SF30 SF27 SF23 SF20 SF18

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF30	0,9	-	6T	-	-	-	-
SF27	16	2716	50T	6T	1,3	0,8	61,5
SF23	31,3	2912	100T	50T	5	2,5	50,0
SF20	38,3	3261	140T	100T	8,9	6,6	74,2
SF18	41,3	3660	200T	140T	17,1	11	64,9

Coordinación SF29 SF27 SF23 SF20 SF18

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF29	2,6	-	6T	-	-	-	-
SF27	16	2803	50T	6T	1,2	0,8	66,7
SF23	31,3	2912	100T	50T	5	2,5	50,0
SF20	38,3	3261	140T	100T	8,9	6,6	74,2
SF18	41,3	3660	200T	140T	17,1	11	64,9

Coordinación SF28 SF27 SF23 SF20 SF18

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF28	3,1	-	6T	-	-	-	-
SF27	16	2912	50T	6T	1,1	0,8	72,7
SF23	31,3	2912	100T	50T	5	2,5	50,0
SF20	38,3	3261	140T	100T	8,9	6,6	74,2
SF18	41,3	3660	200T	140T	17,1	11	64,9

Coordinación SF26 SF23 SF20 SF18

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF26	1,73	-	6T	-	-	-	-
SF23	31,3	2959	100T	6T	4,8	0,8	16,7
SF20	38,3	3261	140T	100T	8,9	6,6	74,2
SF18	41,3	3660	200T	140T	17,1	11	64,9

Coordinación SF24 SF23 SF20 SF18

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF24	1,73	-	6T	-	-	-	-
SF23	31,3	3009	100T	6T	4,7	0,8	17,0
SF20	38,3	3261	140T	100T	8,9	6,6	74,2
SF18	41,3	3660	200T	140T	17,1	11	64,9

Coordinación SF25 SF23 SF20 SF18

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF25	3	-	6T	-	-	-	-
SF23	31,3	3805	100T	6T	3,9	0,8	20,5
SF20	38,3	3261	140T	100T	8,9	6,6	74,2
SF18	41,3	3660	200T	140T	17,1	11	64,9

Coordinación SF22 SF20 SF18

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF22	1,86	-	6T	-	-	-	-
SF20	38,3	3261	140T	6T	8,9	0,8	9,0
SF18	41,3	3660	200T	140T	17,1	11	64,9

Coordinación SF21 SF20 SF18

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF21	1,46	-	6T	-	-	-	-
SF20	38,3	3573	140T	6T	7,4	0,8	10,8
SF18	41,3	3660	200T	140T	17,1	11	64,9

Coordinación SF19 SF18

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF19	2	-	6T	-	-	-	-
SF18	41,3	3714	200T	6T	16,6	0,8	4,8

Coordinación SF14 SF13 SF10 SF9

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF14	0,86	-	6T	-	-	-	-
SF13	3,4	2309	40T	6T	1,2	0,8	66,7
SF10	10	2426	80T	40T	4,3	2,4	55,8
SF9	22,5	3187	140T	80T	9,3	4,6	49,5

Coordinación SF15 SF9

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF15	2,33	-	6T	-	-	-	-
SF9	22,5	3004	140T	6T	10,5	0,8	7,6

Coordinación SF16 SF9

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF16	6,4	-	15T	-	-	-	-
SF9	22,5	2915	140T	15T	11,1	0,8	7,2

Coordinación SF17 SF9

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF17	1,56	-	6T	-	-	-	-
SF9	22,5	3004	140T	6T	10,5	0,8	7,6

Coordinación SF6 SF4 SF2

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF6	1,53	-	6T	-	-	-	-
SF4	5,9	2909	50T	6T	1,1	0,8	72,7
SF2	13,4	3018	100T	50T	4,6	2,3	50,0

Coordinación SF5 SF4 SF2

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF5	4,5	-	6T	-	-	-	-
SF4	5,9	2606	50T	6T	1,4	0,8	57,1
SF2	13,4	3018	100T	50T	4,6	2,3	50,0

Coordinación SF3 SF2

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF3	3,9	-	6T	-	-	-	-
SF2	13,4	3189	100T	6T	4,1	0,8	19,5

Coordinación SF7 SF2

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF7	1,8	-	6T	-	-	-	-
SF2	13,4	2695	100T	6T	5,8	0,8	13,8

Coordinación SF8 SF2

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF8	2,7	-	6T	-	-	-	-
SF2	13,4	2620	100T	6T	6,2	0,8	12,9

COORDINACIÓN DE FUSIBLES. Alimentador Marínez

Coordinación SF19 SF18 SF17 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF19	0,8	-	6T	-	-	-	-
SF18	9	1425	25T	6T	1,1	0,8	72,7
SF17	11	1690	50T	25T	3,4	2	58,8
SF1	41,73	1922	100T	50T	11,5	4,8	41,7

Coordinación SF23 SF22 SF21 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF23	0,9	-	6T	-	-	-	-
SF22	12,5	864	15T	6T	1,2	0,8	66,7
SF21	16,9	1367	30T	15T	2,1	1,4	66,7
SF1	41,73	1828	100T	30T	12,7	2,6	20,5

Coordinación SF20 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF20	0,7	-	6T	-	-	-	-
SF1	41,73	2228	100T	6T	8,6	0,8	9,3

Coordinación SF16 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF16	6,1	-	6T	-	-	-	-
SF1	41,73	1834	100T	6T	12,7	0,8	6,3

Coordinación SF15 SF10 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF15	1,76	-	6T	-	-	-	-
SF10	6,73	3314	65T	6T	3,6	0,8	22,2
SF1	41,73	2155	100T	65T	9,2	6	65,2

Coordinación SFp6 SF10 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SFp6	0,93	-	6T	-	-	-	-
SF10	6,73	1961	65T	6T	4,4	0,8	18,2
SF1	41,73	2155	100T	65T	9,2	6	65,2

Coordinación SF14 SF10 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF14	1,1	-	6T	-	-	-	-
SF10	6,73	1645	65T	6T	6,1	0,8	13,1
SF1	41,73	2155	100T	65T	9,2	6	65,2

Coordinación SF12 SF10 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF12	4,16	-	6T	-	-	-	-
SF10	6,73	2001	65T	6T	4,2	2,3	54,8
SF1	41,73	2155	100T	65T	9,2	6	65,2

Coordinación SF11 SF10 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF11	1,1	-	6T	-	-	-	-
SF10	6,73	2054	65T	6T	4	0,8	20,0
SF1	41,73	2155	100T	65T	9,2	6	65,2

Coordinación SF7 SF3 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF7	1,1	-	6T	-	-	-	-
SF3	9,46	1723	30T	6T	1,3	0,8	61,5
SF1	41,73	2423	100T	30T	7,2	1,7	23,6

Coordinación SF5 SF3 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF5	6,1	-	6T	-	-	-	-
SF3	9,46	1846	30T	6T	1,1	0,8	72,7
SF1	41,73	2423	100T	30T	7,2	1,7	23,6

Coordinación SF4 SF3 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF4	1,53	-	6T	-	-	-	-
SF3	9,46	2486	40T	6T	1,1	0,8	72,7
SF1	41,73	2423	100T	40T	7,2	2,4	33,3

Coordinación SFp5 SF3 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SFp5	1,3	-	6T	-	-	-	-
SF3	9,46	2326	40T	6T	1,2	0,8	66,7
SF1	41,73	2423	100T	40T	7,2	2,4	33,3

Coordinación SF2 SF1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF2	4,2	-	6T	-	-	-	-
SF1	41,73	2310	100T	6T	8	0,8	10,0

Coordinación SF28 SFp2 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF28	4,9	-	6T	-	-	-	-
SFp2	6,9	2197	40T	6T	1,3	0,8	61,5
SFp1	22,9	2251	80T	40T	5	2,7	54,0

Coordinación SFp3 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SFp3	0,76	-	6T	-	-	-	-
SFp1	22,9	2423	80T	6T	4,3	0,8	18,6

Coordinación SF25 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF25	6,86	-	6T	-	-	-	-
SFp1	22,9	2363	80T	6T	4,5	0,8	17,8

Coordinación SF25 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF25	2,83	-	6T	-	-	-	-
SFp1	22,9	2468	80T	6T	4,1	0,8	19,5

Coordinación SFp4 SFp1

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SFp4	2,3	-	6T	-	-	-	-
SFp1	22,9	2462	80T	6T	4,1	0,8	19,5

COORDINACIÓN DE FUSIBLES. Alimentador Pilishurco

Coordinación SFp1 SF9 SF6

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SFp1	11,5	-	10T	-	-	-	-
SF9	8,7	1533	30T	10T	4,1	2,4	58,5
SF6	15,86	2254	65T	30T	8,4	3,7	44,0

Coordinación SFp2 SF9 SF6

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SFp2	1,26	-	6T	-	-	-	-
SF9	8,7	1832	30T	6T	2,9	0,8	27,6
SF6	15,86	2254	65T	30T	8,4	3,7	44,0

Coordinación SF10 SF9 SF6

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF10	1,26	-	6T	-	-	-	-
SF9	8,7	2254	30T	6T	1,9	0,8	42,1
SF6	15,86	2254	65T	30T	8,4	3,7	44,0

Coordinación SF11 SF9 SF6

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF11	6,8	-	6T	-	-	-	-
SF9	8,7	1906	30T	6T	2,7	0,8	29,6
SF6	15,86	2254	65T	30T	8,4	3,7	44,0

Coordinación SF7 SF6

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF7	2	-	6T	-	-	-	-
SF6	15,86	2285	65T	6T	8,1	0,8	9,9

Coordinación SFp3 SF8 SF6

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SFp3	6,3	-	6T	-	-	-	-
SF8	16,1	1881	30T	6T	2,7	0,8	29,6
SF6	15,86	2046	65T	30T	10,2	4,3	42,2

COORDINACIÓN DE FUSIBLES. Alimentador Quisapincha

Coordinación SF39 SF38 SFp2 SF27

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF39	1,8	-	6T	-	-	-	-
SF38	2,9	636	12T	6T	1,3	0,8	61,5
SFp2	5,36	667	25T	12T	5,3	2,6	49,1
SF27	15,5	1154	40T	25T	7,8	3,6	46,2

Coordinación SF39 SFp2 SF27

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF39	2	-	6T	-	-	-	-
SFp2	5,36	709	25T	6T	4,7	0,8	17,0
SF27	15,5	1154	40T	25T	4,8	3,6	75,0

Coordinación SF35 SF27

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF35	1,05	-	6T	-	-	-	-
SF27	15,5	1154	40T	6T	4,8	0,8	16,7

Coordinación SF34 SF27

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF34	1,6	-	6T	-	-	-	-
SF27	15,5	876	40T	6T	8,2	0,8	9,8

Coordinación SF33 SF27

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF33	2,2	-	6T	-	-	-	-
SF27	15,5	882	40T	6T	8,1	0,8	9,9

Coordinación SF31 SF27

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF31	5,7	-	6T	-	-	-	-
SF27	15,5	891	40T	6T	8	0,8	10,0

Coordinación SF30 SF27

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF30	3,3	-	6T	-	-	-	-
SF27	15,5	902	40T	6T	7,8	0,8	10,3

Coordinación SF29 SF27

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF29	3,1	-	6T	-	-	-	-
SF27	15,5	956	40T	6T	6,9	0,8	11,6

Coordinación SF28 SF27

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF28	3,1	-	6T	-	-	-	-
SF27	15,5	975	40T	6T	6,6	0,8	12,1

Coordinación SF8 SF7

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF8	1,6	-	6T	-	-	-	-
SF7	3,6	1216	25T	6T	1,6	0,8	50,0

Coordinación SF23 SF22 SF20 SF15 SF13 SF11

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF23	0,5	-	6T	-	-	-	-
SF22	1,4	612	12T	6T	1,4	0,8	57,1
SF20	1,66	649	25T	12T	5,6	2,7	48,2
SF15	12,76	726	40T	25T	12	7,4	61,7
SF13	9,93	1204	65T	40T	11,2	7,3	65,2
SF11	12,8	1461	100T	65T	19,7	12	60,9

Coordinación SF21 SF20 SF15 SF13 SF11

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF21	3,1	-	6T	-	-	-	-
SF20	1,66	619	25T	6T	6,1	0,8	13,1
SF15	12,76	726	40T	25T	12	7,4	61,7
SF13	9,93	1204	65T	40T	11,2	7,3	65,2
SF11	12,8	1461	100T	65T	19,7	12	60,9

Coordinación SF19 SF18 SF15 SF13 SF11

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF19	4,3	-	6T	-	-	-	-
SF18	3,8	654	12T	6T	1,2	0,8	66,7
SF15	12,76	938	40T	12T	7,2	1,6	22,2
SF13	9,93	1204	65T	40T	11,2	7,3	65,2
SF11	12,8	1461	100T	65T	19,7	12	60,9

Coordinación SF17 SF15 SF13 SF11

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF17	0,4	-	6T	-	-	-	-
SF15	12,76	862	40T	6T	8,5	0,8	9,4
SF13	9,93	1204	65T	40T	11,2	7,3	65,2
SF11	12,8	1461	100T	65T	19,7	12	60,9

Coordinación SF16 SF15 SF13 SF11

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF16	0,4	-	6T	-	-	-	-
SF15	12,76	929	40T	6T	7,3	0,8	11,0
SF13	9,93	1204	65T	40T	11,2	7,3	65,2
SF11	12,8	1461	100T	65T	19,7	12	60,9

Coordinación SF14 SF13 SF11

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF14	0,9	-	6T	-	-	-	-
SF13	9,93	916	65T	6T	19,3	0,8	4,1
SF11	12,8	1461	100T	65T	19,7	12	60,9

Coordinación SF12 SF11

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF12	8,6	-	6T	-	-	-	-
SF11	12,8	1366	100T	6T	22,4	0,8	3,6

Coordinación SF8 SF7

Elemento	I carga (A)	Icc max (A)	Fusible		MT	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF8	1,6	-	6T	-	-	-	-
SF7	3,6	1216	25T	6T	1,6	0,8	50,0

ANEXO 6.6

MATRICES DE ESTADO PARA ESTRUCTURA PROPUESTA DE LOS ALIMENTADORES

