

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**PLANIFICACIÓN DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LOS
ALIMENTADORES LAS AMERICAS Y CATIGLATA DE
LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S. A. RCN.**

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

AGUILAR POZO MARCELO JAVIER

VALLEJO CÉSPEDES CÉSAR VINICIO

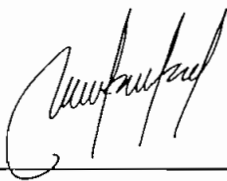
DIRECTOR: Ing. LUIS TAPIA

Quito, Abril 2005

DECLARACIÓN

Nosotros, **AGUILAR POZO MARCELO JAVIER** y **VALLEJO CÉSPEDES CÉSAR VINICIO** declaramos que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normativa institucional vigente.



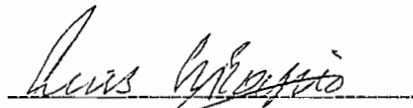
Aguilar Pozo Marcelo Javier



Vallejo Céspedes César Vinicio

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por *Aguilar Pozo Marcelo Javier* y *Vallejo Céspedes César Vinicio*, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read "Luis Tapia", is written over a horizontal line.

Ing. Luis Tapia

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradecemos en primer lugar a DIOS, por la existencia y la oportunidad de seguir adelante, siendo una guía sabiéndonos dar esperanza en los peores momentos y sobre todo por habernos brindado una familia que siempre a estado a nuestro lado de forma incondicional.

A nuestros catedráticos que en forma desinteresada han sabido transmitir sus conocimientos y enseñanzas en las aulas, a ellos que además de buenos profesionales han sabido transmitir sus valores éticos morales y humanos.

Al Ingeniero Luís Tapia por su gran ayuda y acertada dirección durante la elaboración del presente proyecto.

A la Empresa Eléctrica Ambato, por la facilidad que nos ha brindado para la realización de este proyecto, en especial al Ingeniero Manuel Otorongo Cornejo por todo el apoyo y el interés demostrado durante toda la elaboración del presente trabajo.

J A M J E R

M J N N M

DEDICATORIA

Para mi esposa LILIAN que ha sabido darme un apoyo incondicional para poder culminar mi carrera a mis hijos ALEXANDER y ANGIE SALOME, que han sido la luz de esperanza en mi vida.

A mis padres que me han dado la vida y con su esfuerzo han podido darme la fuerza y sabiduría para seguir siempre el camino correcto.

J A H J E R

DEDICATORIA

Para mis padres, un verdadero ejemplo de amor y trabajo, el soporte principal de mi desarrollo personal y profesional.

A mi familia y en especial a mis hermanos, que siempre me han apoyado en todo momento.

A mis amigos y todas aquellas personas que supieron darme su respaldo.

FIN

CONTENIDO

RESUMEN

PRESENTACIÓN

CAPITULO I. GENERALIDADES

1.1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.2	OBJETIVOS.	
	1.2.1 GENERAL.....	2
	1.2.2 ESPECÍFICOS.....	2
1.3	ALCANCE.	3

CAPITULO II. ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

2.1	GENERALIDADES.....	5
2.2	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. RCN.....	5
	2.2.1 ORGANIZACIÓN	5
	2.2.2 DATOS ESTADÍSTICOS	6
	2.2.3 ÁREA DE SERVICIO.....	7
	2.2.4 ASPECTOS TÉCNICOS RELEVANTES.	7
	2.2.4.1 Generación.....	8
	2.2.4.2 Subtransmisión.....	9
	2.2.4.3 Distribución	11
2.3	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ESTUDIO.....	11
	2.3.1 Subestación de distribución Atocha.....	11
	2.3.2 Alimentador las Américas.....	12
	2.3.3 Subestación de distribución Lligua – Península.....	13
	2.3.4 Alimentador Catiglata.....	13
	2.3.5 Parámetros de las líneas involucradas.....	14
2.4	MODELACIÓN DIGITAL DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS EN ESTUDIO.....	15
	2.4.1 ANTECEDENTES.....	15
	2.4.2 PROGRAMA COMPUTACIONAL DPA/G.	16

2.4.2.1	SKETCH (DIBUJO).....	17
2.4.2.2	SECTION RECORD (ARCHIVO DE SECCIONES).....	18
2.4.2.3	FEEDER RECORD (ARCHIVO DE ALIMENTADORES).....	19
2.4.2.4	ALLOCATE LOADS (DISTRIBUCIÓN DE CARGA).....	20
2.4.2.5	CHECK (CHEQUEO).....	20
2.4.2.6	BUILD (CONSTRUCCIÓN).....	21
2.4.2.7	BALANCED ANALYSIS (ANÁLISIS BALANCEADO).....	21
2.4.3	DESCRIPCIÓN DE LA MODELACIÓN DIGITAL DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO.....	22
2.5	OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA.....	24
2.5.1	LA DEMANDA.....	24
2.5.2	EL PERFIL DE VOLTAJE.....	25
2.5.3	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE LOS CONDUCTORES.....	27
2.5.4	PÉRDIDAS.....	28

CAPITULO III. ANALISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.

3.1	JUSTIFICACIÓN.....	29
3.2	INTRODUCCIÓN.....	29
3.3	PRINCIPIOS Y FUNCIONES DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.....	30
3.4	CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES.....	31
3.5	DETRMINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.....	33
3.5.1	Protecciones para diferentes tipos de fallas en sistemas de distribución.....	34
3.5.1.1	Protección por mínima impedancia.....	34
3.5.1.2	Protección diferencial.....	34
3.5.1.3	Sobrecorriente.....	36
3.5.1.4	Falle a tierra.....	36
3.5.1.5	Falla a tierra direccional.....	36
3.5.1.6	Sobre y bajo voltaje.....	36
3.5.1.7	Sobrecorriente direccional.....	36

3.5.1.8	Relés con operación en tiempo definido.....	37
3.5.1.9	Relé con operación bajo característica de tiempo Inverso.....	37
3.5.1.10	Protección de sobrecorriente instantánea.....	37
3.5.1.11	Autocierre.....	38
3.5.1.12	Sobre y baja frecuencia.....	38
3.6	EQUIPOS REQUERIDOS PARA LA PROTECCIÓN.....	38
3.6.1	Fusible.....	39
3.6.2	Seccionador fusible.....	42
3.6.3	Reconectador.....	43
3.6.4	Disyuntor	45
3.6.5	Relé.....	45
3.7	SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN.....	48
3.7.1	SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS.....	48
3.7.1.1	Voltaje nominal.....	49
3.7.1.2	Nivel básico de aislamiento.....	49
3.7.1.3	Capacidad de interrupción.....	49
3.7.1.4	Corriente nominal.....	48
3.7.2	UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS.....	50
3.8	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	51
3.8.1	PLANEAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.....	52
3.8.2	CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES....	53
3.8.2.1	Coordinación Fusible - Fusible.....	54
3.8.2.2	Coordinación Reconectador – Reconectador.....	57
3.8.2.3	Coordinación Reconectador – Fusible.....	58
3.8.2.4	Coordinación Reconectador – Relé.....	61
3.8.3	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE MÁXIMA CORRIENTE.....	62
3.9	MAGNITUDES DE FALLA DEL SISTEMA ACTUAL.....	66
3.10	DESCRIPCIÓN DE LAS PROTECCIONES EXISTENTES.....	67
3.10.1	Estructuras existentes.....	67
3.11	ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES EXISTENTES.....	68

3.12	MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.....	69
3.13	COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES PROPUESTAS PARA EL SISTEMA EN ESTUDIO.....	70
3.13.1	Coordinación en el alimentador Las Américas.....	71
3.13.2	Coordinación en el alimentador Catiglata.....	77

CAPITULO IV. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA EN ESTUDIO.

4.1	JUSTIFICACIÓN.....	80
4.2	INTRODUCCIÓN.....	81
4.3	DEFINICIONES PARA EL ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD.....	81
4.4	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	84
4.5	MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD.....	86
4.5.1	PROCESOS CONTINUOS DE MARKOV.	87
4.5.2	TÉCNICAS DE DURACIÓN Y FRECUENCIA.....	91
4.6	METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD.....	92
4.6.1	MODELO DE LA RED.....	93
4.6.1.1	Estructura Topológica.....	93
4.6.1.2	Caracterización de los elementos.....	94
4.6.1.3	Clasificación de los estados.....	97
4.6.2	DETERMINACIÓN DE ESTADOS DE LOS ELEMENTOS.....	98
4.6.2.1	Determinación de estados.....	98
4.6.2.2	Evaluación de estados.....	99
4.7	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS EN ESTUDIO.....	102
4.7.1	CARACTERIZACIÓN DE LOS ELEMENTOS EN LOS ALIMENTADORES.....	103
4.7.2	ÍNDICES ACTUALES DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO.....	106

CAPITULO V. PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN.

5.1	INTRODUCCIÓN.....	111
5.2	GENERALIDADES	112
5.3	AUTOMATIZACIÓN	113
5.3.1	FASES DE LA AUTOMATIZACIÓN	113
5.4	QUÉ ES LA AUTOMATIZACIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN.....	114
5.4.1	LA AUTOMATIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES	115
5.5	ALGORITMO	117
5.5.1	LOCALIZACIÓN DE LA FALLA	117
5.5.2	AISLAMIENTO DE LA FALLA.....	119
5.5.3	RESTAURACIÓN DEL SERVICIO.....	119
5.5.4	BALANCE DE CARGA ENTRE LOS ALIMENTADORES.....	119
5.5.5	VERIFICACIÓN DE LOS LIMITES ELÉCTRICOS DE LA RED.....	120
5.6	SISTEMA SCADA.....	120
5.6.1	DEFINICIÓN GENERAL.....	120
5.6.2	SISTEMA DE COMUNICACIÓN.....	121
5.6.2.1	Por cable.....	122
5.6.2.2	Líneas telefónicas Dial-up.....	123
5.6.2.3	Por radio.....	123
5.6.3	Protocolos de comunicación.....	125
5.6.3.1	Manejo de Fallas de Comunicaciones.....	126
5.6.4	MTU - Master Terminal Unit o Centro de Control.....	127
5.6.4.1	Funciones.....	127
5.6.5	Adquisición de datos.....	128
5.6.6	Sistema de Adquisición Local ó RTU.....	130
5.6.6.1	Funcionalidad del Hardware de un Sistema de Automatización Local.....	133
5.6.6.2	Funcionalidad del Software de un Sistema de Automatización Local.....	133
5.6.6.3	Operación básica de los Sistemas de Automatización Local.....	134
5.6.6.4	Algunos tipos (medidas) de RTU's.....	135

5.6.7	Especificaciones de una RTU o Sistema de Automatización Local.....	135
5.6.8	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA AUTOMÁTICO EXISTENTE.....	137
5.6.8.1	Sistema Remoto.....	137
5.6.9	Características del SCADA existente.....	137
5.6.9.1	Sistema de comunicaciones.....	139
5.7	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA AUTOMATIZACIÓN.....	139
5.7.1	NECESIDADES GENERALES DE LA AUTOMATIZACIÓN.....	140
5.7.2	Requerimientos de adquisición de datos.....	141
5.7.3	REQUERIMIENTOS DEL EQUIPO AUTOMÁTICO.....	142
5.7.3.1	Relé de Sobre corriente y falla a tierra.....	142
5.7.3.1.1	Características.....	143
5.7.3.2	RECONNECTADOR AUTOMÁTICO.....	145
5.7.3.2.1	Protocolos de Comunicación.....	145
5.7.3.3	Protección del Equipo.....	146
5.7.3.4	Software.....	146
5.7.3.5	Gabinete de Control	146
5.7.3.6	Especificaciones Técnicas	148
5.8	UBICACIÓN DEL EQUIPO AUTOMÁTICO.....	148
5.8.1	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD CON EL EQUIPO AUTOMÁTICO.....	149
5.8.2	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN LOS ALIMENTADORES AUTOMATIZADOS.....	150

CAPITULO VI. ESTUDIO ECONÓMICO

6.1	INTRODUCCIÓN.....	156
6.2	ÍNDICES ECONÓMICOS A CONSIDERARSE EN LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	157
6.2.1	LA RELACIÓN BENEFICIO COSTO.....	157
6.2.2	FACTOR VALOR PRESENTE.....	158
6.2.3	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	159
6.2.4	FLUJO NETO DE CAJA	159

6.2.5	PERÍODO DE RECUPERACIÓN.....	159
6.2.6	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	160
6.2.7	IMPUESTOS.....	161
6.2.8	DEPRECIACIÓN.....	161
6.3	RELACIÓN BENEFICIO COSTO.....	161
6.3.1	COSTO DEL PROYECTO	161
6.3.1.1	COSTOS DE INVERSIÓN.....	162
6.3.1.1.1	Costo del Equipo.....	162
6.3.1.1.2	Mano de Obra Calificada.....	163
6.3.1.1.3	Costo por Suspensión del Servicio.....	163
6.3.1.1.4	Costo de Inversión total.....	164
6.3.2	BENEFICIOS DEL PROYECTO.....	164
6.3.2.1	Localización y despeje de fallas.....	164
6.3.3	BENEFICIOS DE LA INVERSIÓN.....	166
6.4	EL MÉTODO DE LA TIR	168
6.5	PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL.....	169

CAPITULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1	CONCLUSIONES.....	170
7.2	RECOMENDACIONES.....	173

BIBLIOGRAFÍA.....	174
--------------------------	------------

ANEXOS.

2.1	Datos Estadísticos de la EEA S.A. RCN.
2.2	Área de Concesión.
2.3	Diagrama eléctrico unifilar de la EEA S.A. RCN.
2.4	Diagramas eléctricos unificares de la subestación Atocha y Lligua-Península
2.5	Diagramas eléctricos unificares de los alimentadores Las Américas y Catiglata.

- 2.6 Estructuras de los alimentadores.
- 2.7 Reporte de los resultados del flujo de potencia de los alimentadores en análisis con el programa DPA/G.
- 3.1 – 3.2 – 3.3 Características generales de los fusibles.
- 3.4 Reporte de los resultados de las corrientes de cortocircuito de los alimentadores en análisis con el programa DPA/G.
- 3.5 Características de los Disyuntores.
- 3.6 Registro de interrupciones de la EEA S.A. RCN. del año 2003
- 3.7 Magnitudes de falla de los alimentadores en estudio.
- 3.8 Diagramas de magnitudes de falla de los alimentadores en estudio.
- 3.9 Curvas características Tiempo – Corriente.
- 3.10 Coordinación de los equipos de protección existentes de los alimentadores.
- 3.11 Curvas características Tiempo – Corriente de los fusibles de los alimentadores.
- 4.1 Diagramas de seccionamiento de las estructuras existentes en los alimentadores.
- 4.2 Matriz de estado para las estructuras existentes.
- 5.1 Diagramas de seccionamiento de los alimentadores automatizados.
- 5.2 Matriz de estado para los alimentadores automatizados.
- 5.3 Tabla de estados para el mantenimiento y transferencia de carga.
- 5.4 Reporte de resultados del flujo de potencia de la transferencia de carga entre los alimentadores las Américas y Catiglata.
- 5.5 Especificaciones técnicas del equipo disponible en el mercado.

RESUMEN

El trabajo que se presenta a continuación, describe los aspectos técnicos de la EEA S.A. RCN. en forma general, poniendo énfasis en el análisis del comportamiento en estado normal y en emergencia de los alimentadores Las Américas y Catiglata; gracias al programa computacional DPA/G, se puede determinar los niveles de voltaje, pérdidas de demanda, capacidad de conducción, corrientes de cortocircuito, etc., y de resultados obtenidos se deduce que la operación actual de los alimentadores analizados no presentan problemas.

Para colocar un equipo automático a lo largo de un alimentador, se debe primero entender el comportamiento del sistema en condiciones normales y de emergencia, ya que un inadecuado funcionamiento impediría el correcto desarrollo del automatismo de los alimentadores, por lo que es necesario realizar un estudio del sistema de protecciones existente en los alimentadores Las Américas y Catiglata. El análisis del reporte de interrupciones indica que la mayor parte de fallas deja fuera de servicio a la totalidad del alimentador primario, por lo que el sistema de protecciones eléctricas existente en cada uno de los alimentadores, presenta una operación inadecuada; evidenciando la incorrecta selectividad y coordinación de las protecciones. En virtud de lo cual se procede a realizar las correcciones necesarias en el dimensionamiento de los elementos existentes para un adecuado funcionamiento en la coordinación de protecciones, presentando el esquema de los resultados encontrados.

Con el análisis de confiabilidad que presenta el sistema actual, se determinan los tiempos medios de interrupción del servicio eléctrico y su frecuencia, y al realizar un nuevo análisis una vez implementado el equipo automático, se observa que los tiempos y frecuencia antes encontrados decrecen alrededor de un 77%. A más de estas consideraciones, este análisis permite seleccionar de varias alternativas, el lugar que preste el mayor índice de confiabilidad para el sistema; logrando así determinar el sitio propicio para la ubicación del equipo automático a implementar.

Con la automatización de los alimentadores Las Américas y Catiglata, se consigue realizar una transferencia total o parcial de carga entre estos, los niveles de voltaje, capacidad de conducción de los conductores y las pérdidas se encuentran dentro de los niveles permitidos; teniendo presente que el alimentador Catiglata suministra energía eléctrica a una importante zona industrial, la misma que debe ser abastecida del servicio eléctrico de forma permanente. El sistema de automatización propuesto en el presente trabajo, a más de permitir realizar la transferencia automática de carga; nos permite realizar el control, monitoreo y adquirir datos.

Se plantean las especificaciones técnicas del equipo automático a instalar, y el análisis económico indica que el presente proyecto es rentable.

PRESENTACIÓN

Lo desarrollado en el presente proyecto, busca principalmente realizar una planificación para automatizar un alimentador primario, logrando realizar la transferencia de carga, control, monitoreo y adquisición de datos; indicando los aspectos técnicos relevantes para escoger un equipo, el cual puede ser implementado en el trayecto de la red primaria en estudio.

Primero se realiza un análisis global del comportamiento del sistema eléctrico en el que se va a trabajar, y en especial de los alimentadores Las Américas y Catiglata. Con la ayuda del programa computacional DPA/G, se determina el comportamiento de dichos alimentadores en estado normal, en emergencia y cuando se realiza la transferencia total o parcial de la carga de una alimentador al otro.

Al suceder una falla o cortocircuito en un punto del alimentador, se debe aislar esta contingencia, por lo que juega un papel importante el sistema de protecciones que dispone dicho primario, así como la manera en que coordinan los elementos que realizan esta operación.

A más de los criterios técnicos para la ubicación de elementos de protección, se busca un sitio para ubicar el equipo automático que preste el mayor grado de confiabilidad para el sistema, por lo que se realiza un análisis de los lugares que conlleven a este fin, y una vez determinados se encuentran los índices de confiabilidad para cada caso; una vez encontrados, se realiza la comparación entre estos resultados y la alternativa elegida es aquella que presente los menores tiempos medios de interrupción y su frecuencia,

Se realiza una descripción de la automatización de los alimentadores, y se plantean las especificaciones técnicas del equipo que puede ser implementado para este objetivo. Además se encuentran los índices de confiabilidad una vez realizada la automatización.

Todo proyecto a más de los beneficios técnicos que presente, debe ser económicamente rentable; razón por la cual, se realiza un análisis económico de la alternativa elegida, y de esta manera se puede determinar si dicho proyecto es o no económicamente aplicable.

Finalmente se plantean las conclusiones, las cuales permiten determinar los aspectos trascendentales del presente trabajo; y las recomendaciones, que deben ser consideradas por la empresa interesada ya que permiten mejorar técnica y económicamente la implementación del presente proyecto.

**CAPITULO
I****GENERALIDADES****1. INTRODUCCIÓN**

El desarrollo de las comunicaciones y el adelanto diario de la tecnología digital, conlleva a un proceso de modernización y automatización en todos los procesos de nuestro diario vivir. En el caso de la energía eléctrica anteriormente, el proceso de automatización, se lo realizaba en las instalaciones de mayor costo, esto es, a nivel de la generación y transmisión; en las que el monto global de la inversión permitía, como un costo marginal, la implementación de costosos equipos para recoger y analizar los datos o ejecución de secuencias automáticas. Con las posibilidades y costos que fueron ofreciendo las comunicaciones y dispositivos electrónicos, las soluciones basadas en este tipo de equipos fueron migrando desde las instalaciones de mayor tamaño hacia instalaciones cada vez más pequeñas. Actualmente se demuestra que es posible conseguir no sólo una solución homogénea a toda la problemática de la automatización de subestaciones, sino que es posible exportar estas soluciones a los niveles más bajos de tensión utilizados por las compañías distribuidoras y obtener ventajas económicas, si hacemos la comparación contra las soluciones tradicionales.

Dentro del proceso de entrega de energía eléctrica, el sistema de distribución es quizá el más complejo e importante ya que sus redes están en constante crecimiento y expansión, por lo que se hace necesario una adecuada recolección de datos e historial de fallas de los circuitos, para poder saber el comportamiento dinámico de los mismos, y de esta manera realizar las diferentes implementaciones de elementos, equipos de control y protección que permitan la correcta entrega del suministro eléctrico al usuario final.

En los últimos años se ha visto que los clientes de las empresas de distribución utilizan sistemas y equipos con tecnología cada vez más avanzada, los cuales

siendo sensibles a variaciones e interrupciones de energía requieren que el servicio suministrado sea más fiable; por lo que es necesario realizar un esquema para evitar cortes de energía y en caso de suscitarse reducir el tiempo de restablecimiento del servicio.

Por lo ya expuesto, y en virtud que la tecnología de control en la automatización se encuentra firmemente vinculado a la obtención de información útil, en tiempo real y calidad, para facilitar la toma de decisiones operacionales, así como una identificación más rápida de fallas, que conduzca a su adecuada resolución, las Empresas de distribución de Energía Eléctrica se encuentran realizando análisis para la implementación de equipos que presten estas características.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 GENERAL

Realizar una propuesta de renovación y automatización para un sistema convencional de distribución, que permita la adquisición de datos, monitoreo, control y transferencia automática de carga; basado en un estudio técnico y económico de factibilidad para los alimentadores: Las Américas que parte de la Subestación Atocha y Catiglata que nace en la Subestación Lligua, ambas pertenecientes a la Empresa Eléctrica Ambato S.A. RCN.

1.2.2 ESPECÍFICOS

- Diagnosticar y evaluar las condiciones del sistema actual.
- Evaluar técnicamente las alternativas propuestas de automatización de los alimentadores Las Américas y Catiglata.
- Evaluar económicamente las alternativas propuestas de automatización de los alimentadores Las Américas y Catiglata.
- Realizar una planificación adecuada para poder implementar un equipamiento que permita transferir automáticamente la carga entre los

alimentadores Las Américas y Catiglata, considerando las zonas de importancia.

1.3 ALCANCE

En el desarrollo del presente proyecto, se realiza una descripción de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. RCN. En lo relacionado a su organización, sistemas y subsistemas que la conforman. Se presentan los diagramas unifilares de las subestaciones urbanas y los alimentadores que se encuentran en análisis, evaluando el estado actual de los esquemas de control, protección, medición y monitoreo utilizados en la empresa mencionada. Además gracias a la ayuda del programa computacional DPA/G se determina el comportamiento de los alimentadores y se simula situaciones de emergencia determinando la posibilidad de realizar la transferencia automática de carga entre los alimentadores Las Américas y Catiglata.

El análisis del sistema de protecciones existente, determina si los elementos de protección se encuentran correctamente dimensionados y coordinados; en el caso de no estarlo, se realiza los correctivos necesarios en el dimensionamiento de los elementos existentes para que el sistema de protecciones funcione adecuadamente.

Mediante el estudio de confiabilidad de los alimentadores Las Américas y Catiglata, se determina el lugar adecuado donde colocar el equipo automático; ya que a más de tener en cuenta criterios propios y las consideraciones lógicas para su ubicación, se debe tomar en cuenta un criterio técnico que permita determinar el lugar en donde se ubicará el equipo para la automatización.

En el Capítulo 5 se presenta la teoría sobre la automatización de alimentadores, subestaciones eléctricas y se detallan las características técnicas del sistemas planteado para automatizar la transferencia de carga entre los alimentadores Las Américas y Catiglata; llevar un control y monitoreo de los eventos suscitados en

cada un de los alimentadores en estudio y obtener una base mediante la adquisición permanente de datos.

Con el análisis económico se evalúan las diferentes alternativas de automatización, sus beneficios y costos. Se realiza la evaluación económica mediante los métodos de la TIR y la relación Beneficio/Costo para determinar la factibilidad del proyecto.

Por último se presentan las conclusiones y recomendaciones.

**CAPITULO
II****ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA
EN ESTUDIO Y MODELACIÓN DIGITAL****2.1 GENERALIDADES**

El 29 de abril de 1959, se suscribe la escritura de constitución de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., promovida por el Ilustre Municipio de Ambato y la H. Junta de Reconstrucción de Tungurahua, como entidad de derecho privado con finalidad social o pública, dotada de autonomía propia, para garantizar la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica para Ambato y las zonas aledañas, que a esa fecha no tenían más de cinco mil clientes, servidos por 110 trabajadores y un capital inicial de \$ 97.070.000. El 2 de julio de ese mismo año, se hace la entrega oficial de los bienes que constituían su patrimonio.

2.2 EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. RCN.**2.2.1 ORGANIZACIÓN ⁽¹⁾**

Su accionista mayoritario es el Fondo de Solidaridad. Sus accionistas minoritarios: I. Municipio de Ambato, H. Consejo Provincial del Tungurahua, I. Municipio de Pastaza, H. Consejo Provincial de Pastaza, I. Municipios de: Pelileo, Baños, Píllaro, Patate, Quero, Tisaleo, Cevallos, Mocha, Mera, Palora; Cámara de Industrias de Tungurahua y Cámara de Comercio de Tungurahua.

Su Organismo de Gobierno es la Junta General de Accionistas, y sus órganos de Administración: El Directorio y la Presidencia Ejecutiva, las pautas y políticas del Directorio son ejecutadas por el Presidente a través de los diferentes niveles.

⁽¹⁾ Empresa Eléctrica Ambato S.A. RCN. – Departamento de Planificación

2.2.2 DATOS ESTADÍSTICOS ¹⁾

El número de usuarios atendidos en la actualidad por la EEA SA. RCN. se encuentra en el orden de los ciento cuarenta y ocho mil, correspondiendo el 85.43% al sector residencial, el 9.97% al sector comercial, el 2.33% al sector industrial y el restante 2.27% a otros servicios, demandando el sistema una potencia de 62 MW y un consumo de energía de 25 GWh al mes, que es suministrada en un 61% a contratos, 36% al mercado SPOT y el restante 3% es cubierto con generación propia de la Empresa, el sector residencial consume el 39.44%, el sector comercial el 12.37%, el sector industrial el 23.41% y el saldo 24.78% en otros servicios.

Si se especifica un área en particular de este sistema eléctrico, aproximadamente el 92% de los usuarios corresponde a la provincia del Tungurahua, de los cuales el 65% se encuentra en la zona urbana y rural del cantón Ambato; considerándolo el punto de mayor concentración de carga. Se estima una población servida de quinientos treinta mil habitantes. Un resumen se indica en el cuadro 2.1.

ABONADOS	CANTIDAD	%	Energía Consumida MWh al mes	%
RESIDENCIALES	126605	85,43	9860	39,44
COMERCIALES	14775	9,97	3093	12,37
INDUSTRIALES	3453	2,33	5853	23,41
OTROS	3364	2,27	6195	24,78
TOTALES	148197	100	25000	100

CUADRO 2.1 Distribución de abonados

En el Anexo 2.1 se puede apreciar diferentes datos relacionados a las características generales de la EEA S.A. RCN.

^{**} Otros: incluye entidades oficiales, municipios, beneficio público, bombeo de agua, asistencia social

2.2.3 ÁREA DE SERVICIO.

El Sistema de Subtransmisión en la actualidad se halla configurado en anillo, relacionando las subestaciones Ambato (SNI), Samanga, Atocha, Huachi, Montalvo, Totoras (SNI), Oriente y Nueva Loreto ubicadas geográficamente en el sector periférico de la ciudad de Ambato; y, en forma radial partiendo de la subestación Totoras (SNI) las subestaciones Pelileo, Baños y Puyo, más la subestación Tena del EX-INECEL, ubicadas geográficamente en el lado sur-oriental de la Provincia del Tungurahua y las Provincias de Pastaza y Napo.

La Empresa a niveles de distribución entrega el servicio a las Provincias de Tungurahua, Pastaza, Morona Santiago (cantones Palora y Huamboya) y Napo (cantón Arosemena Tola), con una extensión aproximada de 45.000 km² de área de concesión de servicio.

Paulatinamente se ha ido incrementando, en la medida en que la zona de concesión se ha ido extendiendo hasta los sectores rurales de Ambato, todos los cantones de la provincia del Tungurahua, hasta rebasar los límites provinciales y dentro del ambicioso plan de integración hacia el Oriente, llega a la provincia de Pastaza y Huamboya de Morona Santiago; y, desde el mes de noviembre del 2003, la provincia de Napo.

Su domicilio esta ubicado en Ambato, en el **ANEXO 2.2** se observa el área de concesión de la EEA S.A.

2.2.4 ASPECTOS TECNICOS RELEVANTES. ^[3]

En el Anexo 2.3, se presenta el diagrama unifilar del sistema de generación y distribución, con la interconexión de todas las subestaciones y centrales de generación. Además en el Anexo 1 se indica: niveles de voltaje, capacidad de transformación, capacidad de generación, los alimentadores y demás datos técnicos relevantes.

2.2.4.1 Generación ⁽²⁾

La EEA S.A. RCN cuenta con generación propia, tras la conclusión de la primera etapa de la central Hidroeléctrica de "La Península", en octubre de 1961, lo cual permitió la instalación de tres grupos generadores con una potencia de 150 kW., ampliados a 3000 kW en 1962.

En 1967, entra en servicio la central Termoeléctrica "El Batán" con dos grupos de 750 kW cada uno y luego en 1969 se incrementa un grupo adicional de 1500 kW. En 1975 se incorpora a la generación un nuevo grupo de 3000 kW. En 1976 entra en servicio la central Termoeléctrica "Lligua" con una capacidad de 5000 kW.

En 1977 la empresa se integra al Sistema Nacional Interconectado, SNI, con la energía proveniente de la central Hidroeléctrica "Pisayambo", por intermedio de la subestación "Oriente". Tomando como base la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, la empresa escindirá o enajenará las Centrales de Generación propias, proceso iniciado en el mes de mayo del 2003

En el cuadro 2.2 se presenta la potencia que puede generar la EEA S.A. RCN y aquella adquirida al SIN, para el período de demanda máxima.

POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA DE CENTRALES DE GENERACIÓN EN EMPRESAS DISTRIBUIDORAS A DICIEMBRE DE 2003							
Empresa	Central	Hidráulica		Térmica MCI		Total Nominal (MW)	Total Efectiva (MW)
		Nominal (MW)	Efectiva (MW)	Nominal (MW)	Efectiva (MW)		
Ambato	Batán	-	-	5,42	-	5,42	-
	Lligua	-	-	5,00	3,60	5,00	3,60
	Península	3,00	2,80	-	-	3,00	2,80
	Tena	-	-	2,64	-	2,64	-
Total Ambato		3,00	2,80	13,06	3,60	16,06	6,40

CUADRO 2.2 Distribución de la potencia instalada y efectiva de la EEA SA. RCN. ^(A)

⁽²⁾ Fuente: EEA SA RCN- Dirección de Operación y Mantenimiento – Departamento de Subestaciones – Revista 45 Aniversario EEA S.A.

^(A) Reporte Estadístico del CONELEC del Año 2003

En el cuadro 2.3 constan las centrales generadoras que posee la empresa:

CENTRAL DE GENERACIÓN	CAPACIDAD (kVA)	TIPO
Península	3750	Hidráulica
Batan	5000	Termoeléctrica
Lligua	3725	Termoeléctrica

CUADRO 2.3 Distribución de Generación de la EEA S.A. RCN.

ENERGÍA GENERADA BRUTA Y ENTREGADA AL MEM EN EL AÑO 2003							
		Hidráulica		Térmica MCI		Total Energía Bruta (MWh)	Total Energía Entregada al MEM (MWh)
Tipo de Empresa	Empresa	Energía Bruta (MWh)	Energía Entregada al MEM (MWh)	Energía Bruta (MWh)	Energía Entregada al MEM (MWh)		
Distrib.	Ambato	8.256	8.241	1.150	1.125	9.406	9.366

CUADRO 2.4 Distribución de la Energía Generada y Entregada por la EEA SA. RCN. ^(A)

2.2.4.2 Subtransmisión ^[2]

En 1980 la empresa incorpora a sus activos, la línea de interconexión a 69 kV construida por INECEL entre las ciudades de Ambato y Riobamba.

En 1982 se ponen en operación la línea de Subtransmisión "Ambato - Baños" a 69 kV, con la subestación Baños de 5 MVA, lo cual contribuye al mejoramiento del servicio de la zona oriental de la provincia y garantiza la provisión de energía para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico "Agoyán".

En 1985 se pone en operación las subestaciones "Montalvo" de 5 MVA, "Samanga" de 5 MVA, y "Atocha" de 10 MVA, así como la línea de subtransmisión "Ambato – Samanga - Atocha".

En 1986 entra en funcionamiento la línea de transmisión “Baños - Puyo”, diseñada a 138 kV que actualmente opera a 69 kV, conjuntamente con la subestación “Puyo” a 10 MVA. Esta obra, la primera en su género en el país, permitió inicialmente la integración con la provincia de Pastaza; posteriormente la de Morona Santiago y actualmente de la provincia de Napo.

En el mismo año, entra en funcionamiento la subestación “Pelileo” de 10 MVA, en el mes de agosto, a través de la línea “Ambato - Riobamba”, se integra también la provincia de Bolívar.

En 1988 se inicia la construcción de la subestación “Huachi” de 10 MVA, para integrar la zona sur de la provincia. En 1998 se inicia la construcción de la red Subterránea de la ciudad y a la fecha ha concluido la primera fase, con el montaje de siete cámaras de transformación.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA A DICIEMBRE DE 2003								
Empresa	Nombre Línea	Nombre S/E Salida	Nombre S/E Llegada	Voltaje (kV)	Circuitos (#)	Capacidad de Transmisión por Límite Térmico (MW)	Capacidad de Transmisión por Regulación de Voltaje (MW)	Longitud (km)
Ambato	A - O	Ambato	Oriente	69	1	59,80	12,00	2,65
	A - S	Atocha	Samanga		1	80,10	12,00	5,11
	B - P	Baños	Puyo		1	55,00	12,00	50,84
	H - A	Huachi	Atocha		1	80,10	12,00	8,15
	M - H	Montalvo	Huachi		1	80,10	12,00	6,71
	O - L	Oriente	Loreto		1	59,80	12,00	1,84
	O - T		Totoras		1	55,00	12,00	5,37
	P - B	Pelileo	Baños		1	55,00	12,00	18,10
	S - A	Samanga	Ambato		1	87,20	12,00	4,80
	S - P		Píllaro		1	55,00	12,00	5,66
	T - M	Totoras	Montalvo		1	80,10	12,00	6,07
	T - P		Pelileo		1	55,00	12,00	8,33
Total Ambato						802,20	144,00	123,64

CUADRO 2.5 Características de las líneas de subtransmisión de la EEA S.A.. RCN. ^(A)

^(A) Reporte Estadístico del CONELEC del Año 2003

2.2.4.3 Distribución ^{2}

En 1964 se inicia la construcción de la línea de interconexión "Ambato - Pelileo", a 13800 voltios, que entra en servicio en 1966.

A partir de 1970 se impulsan, en forma notable, los programas de "electrificación rural", posibilitando con ello la incorporación de los sectores marginales al beneficio de la energía eléctrica y su incorporación a las actividades de tipo económico. En este mismo año se construye también la línea "Pelileo - Baños" a 13.8 kV entre los dos cantones.

En 1974 se construye la línea "Samanga - Píllaro" que permite la incorporación del Cantón Píllaro y sus parroquias.

En 1986 se contrata el "Estudio Integral de Distribución" que concluye en 1987 y proporciona una guía esencial para el futuro desarrollo de la empresa. A partir de 1998, se inicia la segunda etapa del programa de Electrificación Rural con aportes del Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal.

En el año 2000 se inicia la automatización de las redes con el proyecto denominado Sistema de Información de Distribución SID, con el objeto de tener todas las redes en una base de datos utilizando programa tipo GIS.

A partir del año 2002, se da inicio a la implementación de un Sistema de Supervisión y control de los circuitos primarios de distribución, contando a la presente fecha con un Centro de Control.

2.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ESTUDIO.

2.3.1 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN ATOCHA.

El diagrama unifilar de la subestación Atocha se encuentra en el Anexo 2.4 en el cual se puede apreciar claramente lo que a continuación se describe.

Esta subestación recibe energía por medio de una línea de subtransmisión de conductor calibre 477MCM con una capacidad de 670 Amperios y con una longitud de 4.5km; de la subestación Samanga, la misma que recibe energía de la subestación Ambato perteneciente a Transelectric. Al suceder algún percance en esta línea de subtransmisión, se abastece por otra línea de las mismas características con una longitud de 8.24km con la subestación Huachi, la cual se alimenta de la subestación Montalvo que es abastecida por la subestación Totoras perteneciente a Transelectric.

La subestación tiene un transformador con una capacidad de 10 / 12.5 MVA, es un transformador reductor de 69 kV a 13.8 kV. Este transformador tiene protección propia con relés diferenciales; y también en alta y media tensión con relés de sobrecorriente.

Esta subestación de distribución tiene en el lado de 69kV un disyuntor dimensionado para la capacidad del transformador, luego se ubica el transformador de potencia; y en el lado de 13.8 kV para su protección se tiene otro disyuntor. De la subestación se derivan cinco alimentadores de un nivel de 13.8 kV; tres urbanos y dos rurales, a la salida de cada primario cuenta con un disyuntor a la salida.

2.3.2 ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS.

El diagrama unifilar del alimentador las Américas se encuentra en el Anexo 2.5; en el que se puede apreciar que es un alimentador urbano radial, su recorrido al salir de la subestación Atocha es por la Av. Los Capulies, Colombia, Av de las Américas y Av. El Rey. Presta servicio a toda la zona residencial y comercial ubicada en los sectores aledaños a estas calles.

Es un alimentador aéreo en su totalidad y la disposición de los conductores corresponde a las estructuras CP o CR para la parte trifásica y UR o UP para la monofásica en postes de hormigón de 11m de altura; en su mayoría es de

configuración trifásica, pero con algunos ramales monofásicos; con un nivel de voltaje de 13.8 kV.

2.3.3 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN LLIGUA – PENÍNSULA.

El diagrama unifilar de la subestación Atocha se encuentra en el Anexo 2.4 en el cual se observa claramente lo siguiente.

Esta subestación recibe energía por medio de una línea de subtransmisión de la central La Península, que cuenta con un grupo de tres generadores de 625 kVA y un generador de 1875 kVA. Además esta subestación, cuenta con la central Ligua, la cual está conformada por dos generadores de 2500 kVA.

La subestación tiene dos transformador uno con capacidad de 3MVA y el otro de 1 MVA, son transformadores reductores de 69 kV a 13.8 kV. Estos transformadores tienen protecciones propias con relés diferenciales; y también en alta y media tensión con relés de sobrecorriente.

Esta subestación de distribución tiene en el lado de 69kV un disyuntor dimensionado por la capacidad del transformador, luego se ubica el transformador de potencia; y en el lado de 13.8 kV para su protección se tiene otro disyuntor. De la subestación se derivan dos alimentadores de un nivel de 13.8 kV; uno urbano y otro rural, a la salida de cada primario cuenta con un disyuntor a la salida.

2.3.4 ALIMENTADOR CATIGLATA.

El diagrama unifilar del alimentador Catiglata se encuentra en el Anexo 2.5; del cual se puede indicar que es un alimentador rural – industrial, radial; su recorrido al salir de la subestación Ligua – Península es por la Av. Indoamérica en una zona industrial, presta servicio a toda la zona residencial y comercial ubicada en los sectores aledaños al sector La Península.

Es un alimentador aéreo en su totalidad y la disposición de los conductores son montados en estructuras CP o CR para la parte trifásica y UR o UP para la monofásica en postes de hormigón de 11m. de altura; en su mayoría es de configuración trifásica, pero con algunos ramales monofásicos; con un nivel de voltaje de 13.8 kV.

2.3.5 PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS INVOLUCRADAS. ^[3]

Para realizar el presente análisis es aconsejable empezar determinando las características de los conductores (material y calibre) que conforman las líneas, así como también la disposición de los conductores en las estructuras que conforman el circuito. La EEA. S.A. RCN cuenta con las estructuras trifásicas tipo CP y VP (figuras A y B) y estructuras monofásicas tipo UP (figura C) como se indica en el Anexo 2.6.

Las redes de los alimentadores primarios de 13.8 kV, son sistemas con múltiples puestas a tierra es decir, que a más de la puesta a tierra del neutro del transformador de potencia en la subestación, en el recorrido del alimentador, el neutro es puesto a tierra en diferentes sitios.

Las distancias entre conductores, fase-fase y fase-neutro en las estructuras descritas se muestran en el siguiente cuadro 2.6

Estructura	Distancia (m)			Alturas (m)		
	RS	ST	RT	hSR	hRN	hFR
CP	0.75	0.75	1.5	0.5	2.15	
VP	0.74	0.74	1.48		2.4	
UP						2.45

CUADRO 2.6 Distancias entre conductores fase-fase y fase-neutro

^[3] 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" E.P.N. Quito, junio 2003

A lo largo del recorrido de los alimentadores primarios, involucrados en el análisis, existen diferentes tipos de conductores, cuyas características de resistencia, reactancia y capacidad de corriente se presenta en el cuadro 2.7.

DATOS DE CONDUCTOR			
Calibre	R (Ω/km)	X (Ω/km)(1m esp)	Capacidad de Corriente (A)
ACSR-1	0.68	0.51	150
ACSR-1/0	0.54	0.5	175
ACSR-2	0.85	0.5	130
ACSR-2/0	0.42	0.49	200
ACSR-266	0.21	0.39	320
ACSR-3	1.07	0.5	110
ACSR-3/0	0.34	0.48	235

CUADRO 2.7 Datos de los conductores

2.4 MODELACIÓN DIGITAL DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS EN ESTUDIO.

2.4.1 ANTECEDENTES.

A continuación, se detalla la utilización de un programa computacional, que permite determinar el comportamiento técnico actual de los alimentadores primarios en estudio; así como también permite realizar varias simulaciones en estados extremos, como: cortocircuitos, transferencia de carga a demanda máxima, etc.

De esta manera se puede realizar un estudio detallado de las condiciones actuales en la que se encuentran los alimentadores analizados, logrando conocer las condiciones en las cuales se realizará la automatización.

2.4.2 PROGRAMA COMPUTACIONAL DPA/G. ^{4} ^{5}

El software de DPA/G es una herramienta computacional para planeamiento, diseño, y análisis de sistemas eléctricos de distribución. El uso del DPA/G es particularmente académico porque refuerza la enseñanza de sistemas eléctricos de distribución a través de estudios de casos bases o un sistema eléctrico real con información proporcionada por la empresa eléctrica local.

El software DPA/G tiene la habilidad de modelar la mayoría de los componentes del sistema de distribución. Estos componentes incluyen líneas aéreas y subterráneas, transformadores, reguladores, banco de condensadores, interruptores, motores de inducción, generadores sincrónicos, y dispositivos de protección incluidos los fusibles, reconectores, seccionalizadores, y relés. La capacidad analítica incluye análisis de flujo de carga equilibrado y por fase, análisis de fallas, ubicación de condensadores, análisis del rotor bloqueado, análisis de arranque de motores y análisis de contingencias.

Con un óptimo cambio de los seccionadores en el programa también es posible determinar las configuraciones del alimentador que producen mínimas pérdidas del sistema.

Las capacidades de los gráficos incluyen diagramas en los cuales, los conductores cambian de color si en operación la carga de la línea o el voltaje de la línea exceden límites prefijados.

Las cargas se modelan a potencia constante y se simulan con el 50% de la carga al inicio de la sección y 50% al final de ésta, pudiendo con ello considerar que la carga se encuentra en el centro de la sección.

^{4} "Estudio del cambio de voltaje en la S/E de 6.3kV a 23 kV para mejorar el servicio en el área noroccidental de Quito", Calispa Juan e Iza Elva, Tesis de Grado, Quito Dic. 2003. Cáp. 2 Págs. 33-38.

^{5} SCOTT & SCOTT "Distribution Primary Analysis / Graphics".

También pueden simularse cargas distribuidas y el crecimiento en porcentaje por año para estudios de crecimiento de carga.

Al iniciar el trabajo con el programa, se debe crear una nueva base de datos que utilice el Sistema Internacional de Unidades (S.I.), debido a que la base original trabaja con el Sistema Inglés. Al crear una nueva base de datos se crea una protección para la base original del programa, ya que se puede corromper. Por ello es necesario siempre crear respaldos,

El programa tiene varias herramientas para ingresar las redes, tanto su topología como sus parámetros y toda la información necesaria para su análisis. Las más importantes se describen a continuación.

2.4.2.1 SKETCH (DIBUJO)

Luego de haber procedido al trabajo de campo, es decir haber obtenido la información de la ubicación de todos los elementos que componen las redes, se utiliza esta herramienta para construir en forma gráfica, modelos de alimentadores y subestaciones, con la opción de ser ubicadas con sus respectivas coordenadas si fuera necesario. Para el modelo de distribución, primero se crean las subestaciones, luego los alimentadores y luego las secciones. En la caja de diálogo se presentan las siguientes alternativas: crear un nuevo alimentador o subestación, copiar un alimentador o subestación que ya existe pero con otro nombre o a su vez editar un alimentador o subestación ya existente dentro de la base de datos.

Para crear un alimentador, en primer lugar, se asigna un nombre y su primera sección. El dibujo del alimentador se construye con base en secciones, las cuales serán identificadas por su respectivo nombre. Con esta herramienta se puede utilizar el menú de dibujos de los diferentes elementos como condensadores, fusibles, motores, reguladores, interruptores abiertos o cerrados, etc., también se permite añadir, borrar o mover secciones.

2.4.2.2 SECTION RECORD (ARCHIVO DE SECCIONES)

Después de haber gravado el "SKETCH", se ingresan los datos que requiere el programa para cada sección.

Las secciones son definidas como líneas entre dos puntos de un alimentador. Al construir una topología se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos, para definir los límites de una sección:

- Comienzo de una derivación
- Cambio de conductor
- Cambio del número de fases
- Punto en el que se encuentran equipos especiales como condensadores, reguladores, interruptores, transformadores primarios.
- Carga instalada representativa o demanda previamente determinada.

No existe límite en cuanto a la longitud de la sección, esto depende netamente de los aspectos captados anteriormente. También se debe tomar en cuenta que la carga se simula como concentrada en la mitad de la sección para el análisis, por ello las secciones se deben aproximar a la realidad y se debe tomar más atención en los lugares más alejados del primario y por lo tanto de la subestación, ya que estos serán los lugares más problemáticos.

Los datos que se deben ingresar para cada sección están en el menú en el botón "Características" y son:

- Calibre del conductor: fase y neutro
- Número de fases
- Espaciamiento equivalente fase-fase y fase-neutro, dado por las siguientes fórmulas:

$$GMD_{3-FASES} = \sqrt[3]{Dab * Dac * Dbc} \quad (2.1)$$

$$GMD_{(FASE-NEUTRO)_{3,M}} = \sqrt[3]{Dan * Dbn * Dbn} \quad (2.2)$$

$$GMD_{2 \text{ FASES}} = \sqrt{Dab * Dba} \quad (2.3)$$

$$GMD_{(FASE-NEUTRO)_{2,M}} = \sqrt{Dan * Dbn} \quad (2.4)$$

$$GMD_{1 \text{ FASES}} = Dan \quad (2.5)$$

Donde D es la distancia entre conductores en centímetros. Para este trabajo se utilizaron las estructuras que se indican en la sección 2.3.5

- Longitud de la sección que se ingresa en metros y el programa multiplica este valor por la impedancia del conductor para tener la impedancia total de la sección.
- KVA conectados totales de los transformadores en cada fase para la sección excluyendo las cargas puntuales, este dato es necesario para la asignación de la demanda en la sección si se trabaja con el método de los kVA.

En el archivo de secciones, en caso de existir, se incluyen la carga instalada o demandas puntuales, además equipos adicionales como transformadores primarios, generadores, interruptores, condensadores, reguladores, etc.

El DPA/G define como cargas puntuales (spot loads) aquellas cuya demanda individual es conocida.

2.4.2.3 RECORD (ARCHIVO DE ALIMENTADORES)

Identificado el alimentador previamente grabado, se necesitan los siguientes datos:

- » Nombre del primario (Feeder ID).
- » Subestación a la cual está asignado (Substation ID), en la base de datos se relaciona el nombre del primario con las subestación.

- » Nombre de la primera sección (First section), para establecer la conectividad del primario con la subestación.
- » El voltaje nominal línea a línea en kV.
- » El nivel de voltaje de barra (%), que es el voltaje de operación, medido en la barra.

En la ventana "Demands for allocation", se ingresa la demanda máxima (kVA) y el factor de potencia (%) a nivel de la barra de la subestación.

2.4.2.4 ALLOCATE LOADS (DISTRIBUCIÓN DE CARGA)

Con todos los datos necesarios introducidos en el programa, se utiliza esta herramienta, para realizar una distribución de la demanda total del alimentador primario en cada una de sus secciones con base en los kVA conectados o los kWh mes de esas secciones. Se puede escoger la opción de distribuir la carga por fase y/o por las demandas del alimentador en las secciones usando las tablas y el método de la REA.

Al utilizar esta herramienta, los cálculos internos hacen que los valores de demanda total, nivel de voltaje y factor de potencia se vayan ajustando por medio de un criterio de convergencia, a los valores introducidos en el "FEEDER RECORD", a través de un número limitado de iteraciones, dando como resultado, la demanda total distribuida, las pérdidas en kW y los requerimientos de kvar en la red.

2.4.2.5 CHECK (CHEQUEO)

Esta herramienta permite que el usuario verifique todos los alimentadores seleccionados, la consistencia de fases, es decir chequea que por ejemplo, las fases A y C en una sección continúen en otra sección con las fases A y C, no teniendo nada que ver la fase B.

2.4.2.6 BUILD (CONSTRUCCIÓN)

Esta opción verifica la conectividad de la fuente y las cargas, así como también las relaciones entre las secciones del alimentador, la cual debe ser utilizada cada vez que se realice algún cambio en cualquier sección.

2.4.2.7 BALANCED ANÁLISIS (ANÁLISIS BALANCEADO)

El análisis balanceado calcula las pérdidas y las caídas de voltaje en los primarios que se seleccionen. Este análisis encuentra las pérdidas en cada sección usando el nivel de voltaje dado.

Para realizar este análisis previamente se debe revisar la construcción del primario con las herramientas CHECK y BUILD. Al utilizar esta herramienta (BALANCED ANALYSIS) el programa señalará gráficamente con un color apropiado, las secciones del primario con voltajes mayores o menores que los voltajes límite y la carga de los conductores y transformadores. Y además en las corridas se puede tomar en cuenta el crecimiento de la demanda, especificada para cada sección, para el número de años que se requiera.

Las pérdidas y las caídas de voltaje se encuentran con el voltaje que se calcula nuevamente en cada sección, el cual se compara con el nivel de voltaje dado. Si la diferencia entre estos dos valores es menor o igual que el factor de convergencia el análisis se completa. Al final del análisis el programa despliega un mensaje que indica que el nivel de voltaje ha llegado a su punto de convergencia y el número de iteraciones requeridas para ello.

Los resultados de las corridas del BALANCED ANALYSIS son visualizados en forma analítica y se presenta en un listado de cinco grupos de datos:

- Nombre de la sección, longitud en km, configuración de fases y el calibre del conductor,

- Los kVA conectados, kW, kvar, amperios y número de clientes para la carga en la sección. Los kW y kvar es lo que considera el programa como demanda distribuida y los kVA conectados es la carga instalada dada.
- El porcentaje de carga en los conductores con respecto al límite térmico, kW, kvar, amperios y número de clientes acumulados.
- Caída de voltaje por sección, caída de voltaje acumulado y el nivel de voltaje.
- Las pérdidas en conductores en kW y los kvar requeridos por la red para cada sección.

2.4.3 DESCRIPCIÓN DE LA MODELACIÓN DIGITAL DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO.

El programa computacional DPA/G en cada uno de los alimentadores, se usa principalmente para poder determinar su comportamiento en estado normal-continuo y para el cálculo de las corrientes de cortocircuito que servirán para poder calibrar los elementos de protección.

El programa computacional DPA/G necesita de varios parámetros de los alimentadores para realizar el análisis propuesto, algunos de ellos son comunes entre alimentadores y otros son propios de cada uno.

Para el presente análisis se tomará en cuenta el estado más desfavorable al que pueda operar un alimentador, dicho momento sucede cuando se produce la demanda máxima.

En el análisis de operación del alimentador en estado normal-continuo se necesita correr los flujos de carga para cada uno de ellos. Para ello el programa necesita de los siguientes parámetros:

- Voltaje nominal del alimentador.
- Configuración del alimentador, distancia por nodo y calibre del conductor para las fases y para el neutro.

- Demanda máxima del alimentador primario y factor de potencia.
- Potencia instalada por cada fase y por nodo.
- Para el caso del análisis de fallas, en el que se requiere encontrar las corrientes de corto circuito; a más de los requerimientos enunciados anteriormente, se necesita:
- Resistencia de falla: este valor de resistencia puede estar entre 0 - 10 Ω para el presente trabajo utilizará el valor de 5 Ω .

Impedancia equivalente Thevenin, vista en los terminales de baja tensión de la subestación de distribución.

Dicha impedancia, que en el programa es la impedancia de la fuente, es la impedancia equivalente del sistema en el lado de baja tensión de la subestación de distribución y puede ser determinada como la suma de la impedancia que el sistema de potencia representa en el lado de alta más la impedancia del transformador de la subestación de distribución.

Impedancia equivalente del sistema de potencia (Z_e).- Es el valor de la impedancia del sistema de la EEA. S.A. RCN hasta los terminales de alta de la subestación de distribución, se analiza para condiciones de máxima y mínima generación, tanto para las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero.

Impedancia del transformador de la subestación de distribución (Z_t).- Es el valor de dicha impedancia de predominio inductivo, siendo las impedancias de secuencia positiva y negativa iguales mientras que la de secuencia cero es diferente a las dos, ya que depende de la conexión del transformador.

Por lo tanto, para encontrar la impedancia de secuencia positiva de la fuente vista desde los terminales de baja se puede enunciar la siguiente fórmula:

$$Z_{f(+)} = Z_{e(+)} + Z_{t(+)} \quad (2.6)$$

Además, la impedancia de secuencia cero de la fuente es la misma que la de secuencia cero del transformador, debido a la conexión delta – estrella con puesta a tierra, entonces:

$$Z_{f(0)} = Z_{t(0)} \quad (2.7)$$

Para el presente trabajo, el valor de la impedancia de la fuente es el siguiente:

$$Z_{f(+)} = j1.737 \ \Omega$$

$$Z_{f(0)} = j1.169 \ \Omega$$

2.5 OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA.

El comportamiento actual de la red y el análisis de la operación de los alimentadores primarios vienen determinados por los siguientes aspectos técnicos relevantes:

2.5.1 LA DEMANDA.

Para el análisis de las condiciones y el comportamiento actual del sistema en estudio una de las características de los circuitos es la demanda.

El análisis de la operación de los alimentadores debe realizarse en condiciones desfavorables, es decir, cuando se presente la mayor demanda; y en estas circunstancias es cuando se debe cumplir con varios límites aceptables dentro de los cuales se puede mencionar: caídas de voltaje, pérdidas, capacidad de conducción de los cables, etc.

Los cuadros 2.8 y 2.9 indican los valores proporcionados por la EEA S.A. RCN correspondientes a la demanda Máxima de los alimentadores Las Américas y Catiglata respectivamente, obtenidos en el mes de Marzo del 2004. Cabe señalar que la demanda máxima en dicha empresa sucede por lo general los días miércoles de cada semana y aproximadamente en el horario de la noche de 19h30 a 20h15

Como no se dispone de valores de demanda (la integral de la potencia en un intervalo de tiempo) se aproxima con las corrientes instantáneas.

ALIMENTADOR LAS AMERICAS						
D max (kW)	Amperios			kV	Hora	Fecha
	Fase A	Fase B	Fase C			
1691.4	71.5	78.2	63	13.8	07:45	03/03/04
1737.26	74	81	64.7	13.8	08:00	10/03/04
1731.61	72.1	79.8	63.9	13.8	08:15	17/03/04
1692.15	72.3	78	62.8	13.8	08:00	24/03/04

CUADRO 2.8 Demandas Máximas del alimentador Las Américas.

ALIMENTADOR CATIGLATA						
D max (kW)	Amperios			kV	Hora	Fecha
	Fase A	Fase B	Fase C			
1848	88	96	88	13.8	07:30	03/03/04
1968	92	96	92	13.8	08:00	10/03/04
1980	100	104	100	13.8	07:30	17/03/04
1782	80	84	82	13.8	08:00	24/03/04
1846	92	96	92	13.8	08:00	31/03/04

CUADRO 2.9 Demandas Máximas del alimentador Catiglata.

Con los valores de demanda máxima de cada alimentador primario se procede a simular en el programa computacional DPA/G, para obtener los flujos de carga.

2.5.2 EL PERFIL DE VOLTAJE.

La caída de voltaje se la puede encontrar en base a la siguiente ecuación matemática:

$$\Delta V_{(\%)} = \frac{V_F - V_K}{V_N} * 100 \tag{2.8}$$

Donde:

ΔV (%): Caída de voltaje en el punto requerido,

- V_F : Voltaje en la fuente.
 V_K : Voltaje medido en cualquier punto del alimentador.
 V_N : Voltaje nominal del alimentador.

El voltaje que llega al usuario sufre pérdidas en su magnitud; lo que trae como consecuencia que el usuario no cuente con un voltaje constante. En los alimentadores primarios dichas caídas de voltaje suceden por la impedancia que presentan los conductores al paso de la corriente eléctrica.

Los perfiles de voltaje varían de acuerdo a la ubicación y al tipo de carga que éste alimenta.

Según la regulación concerniente a la calidad de Servicio eléctrico dictada por el CONELEC, la variación de voltaje permitida con respecto al voltaje nominal, no debe exceder al $\pm 8\%$ para bajo voltaje. ^(B)

En el cuadro 2.10 se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el programa DPA/G (Anexo 2.6), el cual indica la máxima caída de voltaje en valor porcentual, la sección donde ocurre y su nivel de voltaje en el alimentador.

Alimentador	% de V	Max. Caída de V (%)	caída (kV)	Nivel de V (kV)	sección
AMERICAS	99.08	0.92	0.1270	13.6730	AM-21
CATIGLATA	99.49	0.51	0.0704	13.7296	CA-13

CUADRO 2.10 Máxima caída de voltaje en los alimentadores

Analizando los resultados obtenidos, se puede decir que, los alimentadores Las Américas y Catiglata están dentro de los límites permitidos de caída de voltaje para media tensión.

^(B) CONELEC, "Calidad del servicio eléctrico en distribución"; Regulación N° 004/01.

2.5.3 CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE LOS CONDUCTORES.

En los sistemas de distribución eléctrica uno de los aspectos relevantes en su operación es la carga que tienen los conductores correspondientes a los alimentadores. La correcta elección del tipo de conductor para que los alimentadores puedan operar de forma correcta dependerá de varios factores como la demanda de cada alimentador, las caídas de voltaje, etc.

Es requisito fundamental conocer la capacidad máxima de conducción de corriente que soporta el conductor, de esta manera la elección del conductor adecuado evitará que el paso de la corriente requerida provoque una ruptura o daño en el alimentador.

Con la modelación digital del programa DPA/G se puede determinar la cantidad de corriente que circula a través de cada sección de los alimentadores en estudio (Anexo 2.6), obteniendo además el porcentaje de carga de cada sección dependiendo del tipo de conductor.

En el siguiente cuadro se detallan las secciones más cargadas de cada alimentador analizado.

Alimentador	Sección más cargada	Porcentaje de carga (%)	Conductor
AMERICAS	AM-19	23.04	4 ACSR
	AM-D	22.1	266 ACSR
CATIGLATA	CA-10	37.87	2/0 ACSR

CUADRO 2.11 Secciones más cargadas.

De los resultados expuestos en el cuadro 2.11, se puede concluir que en los alimentadores primarios las secciones más cargadas con respecto a la capacidad de conducción de corriente que proporciona el conductor, están localizadas en el

inicio de cada uno de sus respectivos alimentadores. Además se puede indicar que en la sección AM-19 del alimentador Las Américas es la más cargada del alimentador y el conductor no es el correcto, por lo que se recomienda realizar el cambio de este por uno de diferente calibre como el 1/0 ACSR.

Se puede apreciar claramente que los porcentajes de carga son bajos, por lo cual el conductor puede resistir sin ningún problema una transferencia de carga o el incremento de demanda por algunos años.

2.5.4 PÉRDIDAS.

Con la ayuda del programa computacional DPA/G se encuentran las pérdidas de demanda concernientes a cada alimentador, cabe indicar que es en situación a demanda máxima, ver Anexo 2.6

En el cuadro 2.12 se presentan las pérdidas totales de demanda en cada alimentador y el porcentaje en relación a su demanda máxima.

Alimentadores	Perdidas de demanda a dem max (kW)	demanda max (kW)	Porcentaje de perd (%)
AMÉRICAS	7	1713.105	0.41
CATIGLATA	5.3	1884.8	0.28

CUADRO 2.12 Pérdidas de demanda.

Como se puede observar claramente, los alimentadores tienen valores muy bajos de pérdidas de demanda a demanda máxima, estando dentro de los rangos aceptables de pérdidas en alimentadores.

**CAPITULO
III****ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES
ELÉCTRICAS.****3.1 JUSTIFICACIÓN.**

Para colocar cualquier equipo de protección en un sistema eléctrico existente, es necesario entender como se comporta en condiciones normales y emergencia; ya que su desconocimiento implicaría un posible daño para el equipo y por lo tanto al sistema que se desea implementar. Es por esto que a continuación se desarrollo un análisis del estado del sistema de protecciones con el propósito de determinar como se comportan los alimentadores para los estados normales y extremos, es decir cuando sucede una falla en cualquier punto a lo largo de los primarios en análisis.

En caso de encontrar una anomalía en la conformación del sistema a analizar, se realizaran las correspondientes correcciones en el dimensionamiento de los elementos de protección, con el propósito de tener un sistema adecuado que no presente inconvenientes en la selectividad, sensibilidad y velocidad al presentarse una falla y al momento de encontrar el equipo adecuado para su instalación.

3.2 INTRODUCCIÓN

Las líneas eléctricas sirven para la transferencia de energía y permiten el transporte rápido y económico de esta energía, en grandes cantidades y sobre largas distancias. Su importancia es particularmente relevante en los casos en que los centros de producción y los centros de consumo no están próximos, por causas que pueden ser geográficas o económicas.

Como elementos que enlazan productores y usuarios, cualquier interrupción en la línea de la red, interrumpe la alimentación de la energía a una parte más o menos importante de consumidores.

El objeto primordial de la explotación de las redes eléctricas es asegurar la energía a los consumidores, en todo tiempo y sin interrupción. Cualquier avería que afecte a las líneas, perturba las exigencias normales del servicio, y por lo tanto, debe evitarse, o al menos, eliminarse tan rápido como sea posible.

En la actualidad va apareciendo la necesidad de mejorar la calidad del servicio de energía debido al crecimiento poblacional, industrial y comercial que se está dando, por lo cual es necesario la expansión de las redes eléctricas con sistemas de protección más eficaces, más rápidos y más confiables.

Puesto que todo sistema eléctrico no está exento de cualquier tipo de falla, es necesario la colocación de algún tipo de protección, para que en el caso que se realicen interrupciones momentáneas o de largo período porque ocurrió una falla, no se afecte a todos los componentes del sistema eléctrico sino sólo a la parte afectada o una pequeña parte, o en el caso de un sistema de distribución sea mínimo el número de consumidores afectados.

3.3 PRINCIPIOS Y FUNCIONES DEL SISTEMA DE PROTECCIONES. ^{6}

En el sistema eléctrico se presentan:

- ❖ fallas transitorias
- ❖ fallas permanentes

El objeto del sistema de protección es:

- ❖ minimizar la duración de la falla
- ❖ minimizar el número de consumidores afectados

^{6} MASON, Russell "El arte y la ciencia de la protección por relevadores" México.

La función principal de un sistema de protecciones es originar el retiro del servicio de cualquier elemento, cuando éste sufra un cortocircuito o cuando empieza a funcionar de manera anormal y que pueda ocasionar daño o a su vez interfiera de otra manera con el funcionamiento normal de la red.

Existen dos tipos de protección: primaria y secundaria.

La protección primaria es la primera línea de defensa que actúa frente a una falla y *la protección secundaria* o llamada de respaldo, actúa cuando falla la protección primaria y se emplea únicamente contra cortocircuito, debido a que este tipo de falla es la que predomina en los Sistemas Eléctricos de Potencia

La actuación de las protecciones en el sistema de distribución tiende a: eliminar peligros, limitar pérdidas, proteger aparatos consumidores, proteger el sistema de interrupciones y perturbaciones, desconectar líneas y transformadores.

3.4 CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES. ^{7}

Las principales características que debe tener un sistema de protecciones son:

- ❖ Sensibilidad.
- ❖ Selectividad.
- ❖ Velocidad.
- ❖ Confiabilidad.

Estos términos son comúnmente utilizados para describir las características funcionales de cualquier equipo o sistema de protección.

^{7} BRAND, Luis –MONCADA, Juan. “Protecciones de sistemas eléctricos” Santiago de Chile, 1976

Cualquier equipo o sistema de protección debe ser suficientemente **sensible** para que funcione en forma segura cuando sea necesario; es decir, en una falla (máxima o mínima) con la condición real de que produzca la tendencia de funcionamiento mínimo, además permanecer inalterable para fallas externas a su zona de protección.

Un sistema de protección debe ser capaz de **seleccionar** entre aquellas condiciones en las que se requiere un funcionamiento rápido y aquellas en las que no debe funcionar, o se requiere funcionamiento de acción retardada. El cumplimiento de esta característica tiene relación directa con la configuración de la red de distribución y su sistema de protección.

Además, un sistema de protecciones debe funcionar a la **velocidad** requerida, o sea, debe aislar el equipo fallado en el menor tiempo posible. La rapidez de operación y aislamiento de falla permite:

- Disminuir las perturbaciones en el resto del sistema.
- Disminuir el daño de los equipos.
- Permitirá que el sistema se vuelva más estable.
- Efectividad en las reconexiones automáticas.

La **confiabilidad** permite garantizar la operación de los elementos de protección, cada vez que se produzca una falla para la cual están destinados a proteger. La simplicidad y robustez del equipo de protección contribuye a la seguridad,

Cualquier sistema de protección debe ajustarse a los dos principios generales de la protección y que son:

- 1) En ningún caso una protección debe operar si no existe una falla en su zona de control.
- 2) Si existe falla en esa zona las órdenes de operación de la protección deben corresponder exactamente a lo que se espera de ésta.

Es decir, que una protección de cualquier sistema por medio de relés tiene dos funciones principales:

- a) La función principal es la de promover una rápida salida de servicio de un elemento del sistema cuando éste sufre una falla de cortocircuito o cuando opera de modo anormal tal que pueda causar daños o de otra forma interferir con la correcta operación del resto del sistema.
- b) La función secundaria, es la de promover e indicar la localización del tipo de falla, permitiendo una reparación más rápida y las posibilidades de análisis de la eficiencia de la protección adoptada.

3.5 DETERMINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

En la determinación del Sistema de protecciones es muy importante como primer punto tener conocimiento de la configuración que tenga el sistema, y además realizar un análisis para obtener la siguiente información;

- a. Un estudio de cortocircuito para el sistema en análisis.
- b. Los valores máximos de carga que se pueden esperar.
- c. Ubicación de los transformadores y su relación de transformación,
- d. Programas de expansión futura en el sistema.
- e. Grado de protección requerida.

Las personas que se dedican a la protección de los sistemas de energía deben estar familiarizados con los parámetros del sistema que afectan las cantidades usadas por los relés de protección, tales como: las impedancias de los transformadores y su tipo de conexión, auto-transformadores con conexión a tierra o sin conexión a tierra, forma de conexión a tierra de los neutros, parámetros de los generadores que pueden afectar la magnitud de la corriente de falla y la estabilidad transitoria y dinámica. Todo este estudio es necesario puesto que un sistema de protección debe estar diseñado para detectar cualquier condición anormal que ocurra en el sistema e inmediatamente actuar,

3.5.1 PROTECCIONES PARA DIFERENTES TIPOS DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN. ^{8}

Para poder determinar un correcto sistema de protecciones, se debe además conocer las protecciones que existen para las diferentes fallas que se presentan en un alimentador en el sistema de distribución.

Para cada falla que se presente en el sistema, las protecciones que se utilizan son las siguientes:

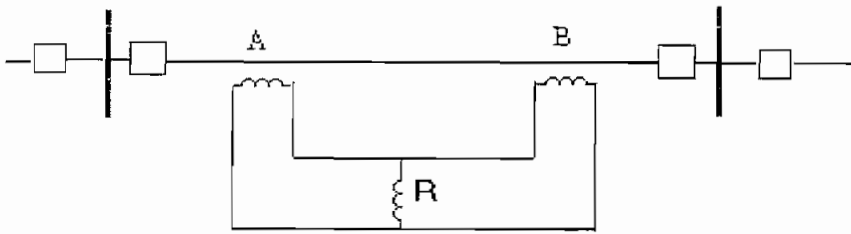
- Protección por Mínima Impedancia
- Protección Diferencial
- Protección para Sobrecorriente
- Protección para Sobrecorriente Direccional
- Protección para Falla a Tierra
- Protección para Falla a Tierra Direccional
- Protección para Sobre y Bajo Voltaje
- Protección para Sobre y Baja Frecuencia

3.5.1.1 Protección por Mínima Impedancia

Este tipo de protección se utiliza en fallas donde se ven afectados transformadores o también generadores. Para este caso se sitúan relés temporizados de mínima impedancia en las líneas de alimentación, cuya impedancia de funcionamiento se escoge más pequeña que la de los transformadores, con el fin de que no funcionen en caso de cortocircuito bajo este valor.

3.5.1.2 Protección Diferencial

Se puede controlar un juego de barras formando la diferencia entre todas las corrientes que llegan y todas las corrientes que salen, aplicándose esta diferencia a un relé de corriente.

*Figura 3.1*

En su forma más sencilla, Figura 3.1; este método no puede emplearse, porque habría de tomarse en cuenta, que a consecuencia de las inevitables diferencias entre las características de los diversos transformadores de intensidad, el relé de protección también quedaría igualmente excitado en caso de cortocircuito sobre una salida, lo que haría funcionar al relé provocando la desconexión abrupta. En el caso de un solo juego de barras, esta condición se elimina usando relés diferenciales compensados.

Este sistema de protección no es conveniente para juegos de barras múltiples ni para juegos de barras fraccionables. Una protección selectiva de acción rápida, utilizable para cualquier conjunto de juegos de barras, también para fracciones de juegos de barras, funciona con la ayuda de relés sensibles al producto vectorial de dos corrientes, estos relés se insertan en las derivaciones y están atravesados por las corrientes de línea y por la diferencia de las corrientes de llegada y de salida en las derivaciones del juego de barras o de la fracción del juego de barras en servicio. Para las fallas que se encuentran fuera de la zona protegida, aparece una corriente diferencial solamente a consecuencia de una saturación eventual de los transformadores de intensidad.

La adaptación automática de la protección a las variaciones de configuración de los juegos de barras por fraccionamiento, acoplamiento, conmutación de líneas de derivación, se efectúa en los circuitos auxiliares,

3.5.1.3 Sobrecorriente:

Una protección contra sobrecorriente es aquella que se inicia, cuando el valor de la corriente sobrepasa el límite tolerable durante un determinado tiempo.

3.5.1.4 Falla a tierra.

En sistemas de neutro aislado, cuando se produce una condición de contacto de una o varias fases con tierra el comportamiento de falla no es igual a una situación de sobrecorriente, por lo que un sistema de protección de sobrecorriente, no tiene la capacidad de despejar estas fallas.

3.5.1.5 Falla a tierra direccional

Bajo la condición de una falla a tierra, la dirección de la sobrecorriente de falla se obtiene de la posición vectorial relativa de la corriente de neutro y el voltaje residual, la localización de la falla se determinará entonces comparando con los valores medidos en la red en condiciones normales.

3.5.1.6 Sobre y bajo voltaje.

Las desviaciones por encima o por debajo del valor de voltaje nominal de un sistema, corresponden a las fallas de sobre o bajo voltaje respectivamente. Y al igual que la falla de sobrecorriente los relés de sobre y bajo voltaje pueden operar en función de un tiempo definido de permanencia de la falla o según curvas con característica de tiempo inverso,

3.5.1.7 Sobrecorriente direccional.

Un sistema de protecciones de sobrecorriente direccional opera cuando se ha detectado que una sobrecorriente fluye en la dirección específica para condición de disparo de la protección.

La dirección de la corriente se puede determinar utilizando los voltajes fase - fase y las corrientes de las fases que participan en la falla.

3.5.1.8 Relé con operación en tiempo definido

Los Relés que operan bajo este criterio, operan cuando se ha alcanzado una situación de sobrecorriente en un tiempo definido, sin importar el rango de sobrecorriente que se ha sobrepasado en el momento de la falla.

3.5.1.9 Relé con operación bajo característica de tiempo inverso

Los tiempos de operación para los relés que basan su funcionamiento en características de tiempo inverso, dependen de la magnitud de la corriente al momento de la falla. El tiempo de operación será menor cuanto más grande sea la magnitud de sobre corriente, es decir de una manera inversamente proporcional, como se muestra en el siguiente gráfico;

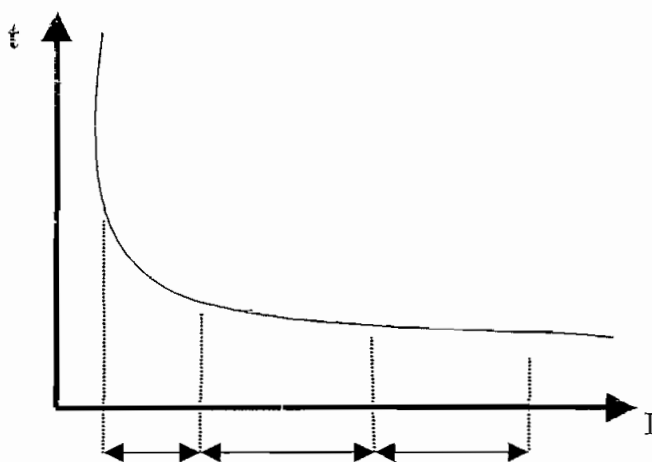


Figura 3.2 Curva del relé de tiempo inverso

3.5.1.10 Protección de sobrecorriente instantánea.

Los relés con unidades de disparo instantáneo son relés que operan la protección a alta velocidad y actúan cuando la corriente máxima de falla esta entre el 500% al 2000% de la corriente nominal.

3.5.1.11 Autocierre

La gran mayoría de fallas que suceden en las líneas son de carácter transitorio, bajo este punto de vista las fallas pueden ser despejadas desenergizando a éstas momentáneamente.

Un relé de Autocierre realiza una reconexión automática de las líneas luego de una situación de falla por lo general sobrecorriente o falla a tierra. Esto permite que la continuidad de servicio mejore, especialmente en sistemas radiales en donde la continuidad de servicio es afectada directamente frente a una interrupción.

3.5.1.12 Sobre y baja frecuencia

Los relés de sobre y baja frecuencia operan cuando la frecuencia del sistema sobrepasa o cae en relación al valor de frecuencia nominal o un valor establecido o a su vez cuando las variaciones de frecuencia (df/dt) fluctúan en rangos no aceptables.

Estas variaciones de frecuencias se dan cuando el equilibrio: Generación + Carga + perdidas, es alterado, llevando inclusive a condiciones de colapso del sistema. La función del relé de frecuencia es operar en sistemas de alivio de carga como alternativa para establecer la estabilidad del sistema

3.6 EQUIPOS REQUERIDOS PARA LA PROTECCIÓN. ^{8}

Los fusibles inventados por Edison, fueron los primeros y más económicos elementos de protección aplicados a cables y transformadores. Las mayores exigencias de servicio, continuidad y aprovechamiento de componentes les han ido quitando una gran parte de su campo de aplicación.

^{8} <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/dee/dee-8/dee-8.htm>

Las características de los fusibles que particularmente interesan son:

- ❖ curva mínima de fusión
- ❖ tiempo total de despeje

Los interruptores son aparatos más complejos, y para los sistemas de distribución se han desarrollado interruptores con recierre y seccionadores automáticos.

Los relés alimentados por la corriente principal, o a través de transformadores de corriente, permiten detectar la situación de sobrecorriente, y generar una orden de actuación del interruptor asociado.

3.6.1 Fusible. ^[9]

Tanto las sobrecargas como los cortocircuitos son condiciones de funcionamiento que implican calentamientos anormales de los elementos que componen la red eléctrica. En consecuencia deben detectarse estas condiciones de funcionamiento y limitar su duración a tiempos admisibles.

Cuando se produce una falla en un punto de la red, por ejemplo un arco, es importante limitar al mínimo el tiempo de duración del arco, para minimizar los daños que el arco produce. Para que los restantes elementos de la red no sufran daños, es suficiente en cambio que la falla no persista por tiempos inadmisibles.

Un componente de una red, transformador, cable, aparato, se caracteriza por tener determinados valores que miden su aptitud a soportar una falla, corriente permanente, sobrecarga por un tiempo dado.

El aparato de protección a fusible tiene por finalidad interrumpir automáticamente, mediante la fusión de una parte destinada a ello el circuito en el cual se encuentra, cuando la corriente que circula se mantiene superior a un valor determinado durante cierto tiempo.

^[9] <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/ie/ie-04/ie-04.htm>

En algunos fusibles el elemento fusible, está contenido en un cartucho, envoltorio aislante, que puede contener una sustancia destinada a facilitar la interrupción de la corriente, este medio de apagado del arco se encuentra rodeando al fusible (y puede ser sólido o líquido).

Algunos tipos de cartuchos poseen un dispositivo indicador de fusión del elemento, y para ciertos fusibles (de media tensión) este dispositivo cumple también la función de percutor para disparar la apertura de un seccionador con poder de interrupción de corrientes de carga.

Por la forma de la fusión se pueden clasificar en fusibles de fusión libre, si no hay dispositivos para contener el desarrollo del arco, fusión semicerrada, si las manifestaciones que acompañan el desarrollo del arco son guiadas, fusión cerrada, si no se produce ningún efecto externo.

Los fusibles tienen variadas formas constructivas para cubrir las distintas necesidades de instalación. A continuación se examinan las características eléctricas de los fusibles, que son en gran parte comunes con las de otros tipos de aparatos, y en consecuencia el comentario solo se extiende en algunos casos.

- Tensión nominal; a la que se refieren las condiciones de ensayo, caracteriza la parte fusible, reemplazable.
- Frecuencia nominal; a la que se refieren las condiciones de ensayo.
- Corriente nominal de la parte sustituible, es la que designa esta parte, y que el fusible puede soportar en forma continua sin sufrir deterioro ni superar los límites admitidos de calentamiento.
- Corriente nominal de la base, corresponde al máximo valor de corriente nominal de la parte sustituible que puede colocarse en dicha base.
- Potencia disipada de la parte sustituible, corresponde a la corriente nominal, en algunos tipos de fusibles se indica la caída de tensión.
- Corriente presunta, es la que circularía en las mismas condiciones del circuito y de la alimentación, si el aparato se reemplazara con una conexión de impedancia despreciable.

- Corriente crítica es la corriente presunta comprendida entre la corriente mínima de fusión y el poder de interrupción nominal para la cual se manifiesta el máximo de energía transformada en el arco.
- Poder de interrupción, es la máxima corriente presunta que el fusible, en determinadas condiciones del circuito, de alimentación, y de instalación, puede interrumpir. En corriente alterna este valor se da en valor eficaz de la componente simétrica, en corriente continua este valor es el máximo del transitorio de establecimiento. El fusible debe interrumpir en las condiciones prescritas desde la corriente mínima de fusión, y en corriente alterna con cualquier componente unidireccional.
- Corriente limitada. Ciertos fusibles limitan la intensidad de la corriente a un valor notablemente inferior a la corriente presunta, para estos existe una corriente limitada que es la máxima que pueden alcanzarse en condiciones definidas de tensión y de alimentación, de manera que exista un notable margen con los valores máximos de la corriente presunta, ver Anexo 3.1 figura 1 y figura 2
- Corriente de cresta admisible de la base, en condiciones definitivas de tensión y de alimentación.
- Duración del prearco es el lapso comprendido entre la iniciación de la sobrecorriente y el instante de inicio del arco.
- Duración del arco es el lapso entre el inicio del arco y la extinción definitiva de la corriente en el circuito.
- Duración del funcionamiento es la suma del prearco y arco.
- Corriente máxima de no fusión y corriente mínima de fusión, se definen para un tiempo asignado.
- Factor de fusión es la relación entre la corriente mínima de fusión y la corriente nominal.
- Característica del prearco, es la curva que relaciona el tiempo virtual de duración del prearco y la corriente presunta en condiciones determinadas.
- Característica de funcionamiento, es la curva que relaciona el tiempo virtual de funcionamiento y la corriente presunta en condiciones determinadas.
- Zonas de fusión es la comprendida entre las características arriba definidas.

- Selectividad es la coordinación entre características de aparatos de interrupción automáticos (entre los que se incluyen los fusibles) por la cual al producirse una sobrecorriente que circula por varios aparatos en serie, solo actúa uno determinado del grupo.
- Grado de retardo es la aptitud de un fusible a operar en un tiempo más o menos largo, generalmente se expresa para un tiempo determinado (relativamente pequeño) indicando las correspondientes corrientes máximas de no fusión y mínima de fusión.
- Tensión transitoria de retorno.
- Tensión de retorno (fundamental).
- Tensión de arco,
- Tensión de cresta es la máxima tensión de arco o de retorno que se presenta cuando el fusible opera en condiciones determinadas.

La comparación entre fusibles e interruptores no es fácil, en general el fusible se destaca por ser de menor precio que un interruptor, y permitir por sus efectos limitadores, economía en el diseño de la red, a su vez el interruptor es en general más grande, pesado, lento, y en consecuencia costoso.

El fusible pierde sus ventajas cuando la frecuencia de las fallas hace que el costo de operación suba.

Por otra parte, para cumplir normas de seguridad el fusible debe ser cerrado en cajas especiales, combinado con un seccionador con poder de interrupción de corrientes nominales y sobrecorrientes que corresponden a tiempos de actuación del fusible del orden de 0,5 segundos.

3.6.2 Seccionador fusible. ^{10}

Los seccionadores en principio, son elementos de operación sin carga; para aislar parte de la red o realizar transferencias de sectores.

^{10} Westinghouse, "Distribution Systems: electric utility engineering reference book", Westinghouse Electric Corporation, Pittsburgh, USA 1965

Los elementos fusibles son los dispositivos de sobrecorriente más sencillos que se han utilizado en sistemas de protecciones, pero sin embargo son los más confiables debido a que, brindan protección en el transcurso de un tiempo largo sin ser necesario realizar mantenimiento.

Algunos seccionadores fusibles están provistos de un dispositivo adicional (load buster) para operación con pértiga aislada, la cual al conectarse en paralelo con el porta fusible, en el momento de la apertura establece un camino en el cual se intercala una cámara de extinción del arco, haciendo posible de esta manera la interrupción de la corriente de carga.

El seccionador fusible puede ser utilizado para dos funciones: la función de protección y seccionamiento.

Es importante indicar que para la correcta selección del elemento fusible es necesario conocer el voltaje y nivel de aislamiento, el tipo de sistema en el cual se va emplear, máximo y mínimo nivel de cortocircuito y la corriente de carga.

En la selección de la corriente nominal del fusible se debe considerar un valor mayor que la corriente máxima de carga, debe permitirse un porcentaje de sobrecarga de acuerdo a las condiciones del equipo protegido; los fabricantes realizan tablas al fin de seleccionar en forma apropiada el fusible para diferentes valores nominales.

3.6.3 Reconectador. ^{10}

El Reconectador es un dispositivo de interrupción (interruptor) de carga eléctrica, con posibilidad de recierre automático ajustable de circuitos de corriente alterna con una secuencia determinada de apertura y cierre seguido de una operación final de cierre o apertura definitiva, además se puede tener monitoreo y operación telemandada.

La mayoría de reconectores operan con una secuencia de 4 disparos 3 recierres en un intento de despejar una falla persistente, hasta que finalmente cierra o abre sus contactos.

La coordinación con otros dispositivos de protección es muy importante ya que permite asegurar que al momento de suceder una falla se desconecte la mínima sección posible del circuito para minimizar la interrupción del servicio a los usuarios. Las características de secuencia y tiempo de operación del reconector se las elige cuando se coordina con los elementos de protección que se encuentran aguas abajo.

Los siguientes requisitos son básicos para asegurar una correcta operación:

1. La capacidad normal de interrupción del reconector deberá ser igual o mayor que la corriente máxima de falla.
2. La capacidad de corriente constante del restaurador deberá ser igual o mayor que la máxima corriente de carga.
3. El mínimo valor de disparo seleccionado deberá permitir al restaurador ser sensible al cortocircuito que se presente en la zona a proteger.

En los reconectores controlados electrónicamente se detectan las condiciones de sobrecorriente mediante transformadores de corriente que alimentan al circuito electrónico que controla las operaciones de apertura y cierre del mecanismo del reconector, al utilizar este control se tienen las siguientes ventajas:

- El dispositivo de control se adapta a diferentes tipos de reconectores.
- Facilita cambios en la característica de operación.
- Permite la operación a distancia del reconector.
- Un diagnóstico adecuado y rápido de los daños en la operación del equipo.
- Facilidad para pruebas,

3.6.4 Disyuntor

Los disyuntores, son dispositivos que permiten desconectar carga de un alimentador primario de distribución en condiciones normales de operación o con corrientes de cortocircuito, estos elementos para cumplir su misión necesitan un medio de extinción del arco, que por lo general es el exafluoruro de azufre (SF_6) ya que es un excelente dieléctrico.

Los disyuntores son dispositivos mecánicos de apertura que están comandados por relés.

Estos relés detectan una perturbación que comprometan a los equipos o en sí al funcionamiento normal del sistema, enviando una señal eléctrica que ordena la apertura de uno o más disyuntores, de modo que aísla el equipo o parte del sistema afectado por la falla, de esta manera impide que la perturbación provoque daños en los equipos, comprometa la operación normal del sistema o se propague hacia otros componentes.

3.6.5 Relé. ⁽⁹⁾

Las fallas que se manifiestan con sobrecorrientes, se detectan con relés sensibles a la corriente que pueden funcionar por distintos principios y que comandan la apertura de los interruptores, interrumpiendo la corriente de falla.

Por el tiempo de actuación los relés de máxima corriente pueden clasificarse en instantáneos y temporizados, estos últimos pueden ser de tiempo dependiente (inverso) o de tiempo definido.

Si bien los relés de corriente son sensibles a la corriente, por su principio de funcionamiento pueden ser sensibles al valor medio, al valor eficaz, o al valor pico de la corriente.

Por otra parte en ciertos casos la amplitud de la corriente varía en el tiempo (por ejemplo en la proximidad de máquinas sincrónicas) esta condición afecta o no la forma de actuación según sea el principio de funcionamiento (el relé puede funcionar por valores medios).

Para la protección de sobrecargas se utilizan en muchos casos relés de imagen térmica que tratan de reflejar la temperatura en el punto característico de la máquina protegida. También se utilizan termómetros de contactos, o sensores de temperatura (que permiten medirla o simplemente actúan a cierta temperatura).

Las características de actuación de los relés de corriente se representan normalmente en un diagrama con ambas escalas logarítmicas; esta representación es conveniente debido a que un cambio de regulación del relé, o un cambio de relación del transformador de corriente que alimenta al relé producen un desplazamiento de la curva característica de actuación del relé, sin que se produzca ningún cambio de forma, (debido a la propiedad particular de los gráficos logarítmicos en los cuales el multiplicar una función por un valor constante significa solo desplazar la escala en el valor de la constante), ver Anexo 3.2 figura 1.

Las características de actuación de los relés se representan con una línea que corresponde a los tiempos medios de actuación, o con una zona limitada por los tiempos mínimos y máximos, que tienen cuenta la precisión del relé.

Para ciertas protecciones una línea superior representa los tiempos máximos después del cual la protección seguramente actuó, y una curva inferior los tiempos transcurridos los cuales, si la corriente de falla baja por debajo de la corriente nominal del relé (por ejemplo al 80 %) la protección no actúa.

Desde el momento que el relé da la orden de actuación hasta que se ha interrumpido la corriente transcurre el tiempo total de interrupción que es característico del interruptor.

Y en consecuencia ese tiempo va sumado a la característica de actuación del relé para representar la característica de extinción de la corriente de falla. Al elegir la regulación de la corriente de un relé es importante asegurarse que el valor elegido protege al equipo contra sobrecargas de breve duración, es decir se encuentra por debajo del punto (o recta) que representa la capacidad de acumulación de calor del equipo ($I^2 * t$), ver Anexo 3.2 figura 2.

Por otra parte la regulación del relé de máxima corriente en particular no debe limitar la capacidad de soportar sobrecargas (del 10, 20, 30 %) por tiempos largos (horas, minutos) que tiene el equipo, y en consecuencia la asíntota del relé se encontrará regulada entre 1,15 y 2,5 de la corriente nominal según el tipo de máquina.

Una particular atención debe prestarse a los alternadores para los cuales el relé de máxima corriente debe actuar con corrientes del orden de la corriente de cortocircuito permanente (80 %) y que generalmente es del orden de la corriente nominal.

En estos últimos casos se utiliza un relé de máxima corriente con restricción de tensión, que para actuar exige que además de producirse la corriente elevada se manifieste simultáneamente una tensión relativamente baja; también se utilizan relé de corriente que modifican sus características a medida que la tensión es menor.

Los relés de tiempo definido y los de tiempo inverso se ajustan mediante la selección de los siguientes parámetros:

El TAP.- Es un valor que define la corriente de "pick up" o de arranque del relé; este dispositivo varía la sensibilidad del relé, permitiendo que opere con diversos valores de corriente. Para los relés de fases el valor del TAP es determinado permitiendo un margen de sobrecarga superior a la corriente nominal indicada en la siguiente fórmula:

$$TAP = \frac{(1.2-1.5) * I_N}{RTC} \quad (3.1)$$

donde:

I_N = Corriente Nominal.

RTC = Relación de Transformación de Corriente.

Para los relés de falla a tierra, el valor del TAP es determinado tomando en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema bajo las condiciones de operación normal, como se indica:

$$TAP = \frac{0.2xI_N}{RTC} \quad (3.2)$$

El DIAL.- Representa el retardo de tiempo antes de que el relé opere, siempre que la corriente de falla alcance un valor igual o mayor que la corriente de "pick up". Este dispositivo varía los tiempos de operación del relé.

3.7 SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN. ^{3}

Uno de los aspectos importante a considerar para el funcionamiento adecuado del sistema de protecciones de sistemas primarios de distribución, es elegir correctamente los equipos, por lo que a continuación se indica varios requerimientos que deben satisfacer dichos equipos:

3.7.1 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS.

Escoger el equipo adecuado para que realice las operaciones deseadas, es muy importante, ya que de ello depende la correcta entrega de la energía eléctrica a los usuarios. En tal virtud los equipos de protección de sobrecorriente seleccionados para la aplicación en sistemas primarios de distribución deben satisfacer los siguientes parámetros básicos:

3.7.1.1 Voltaje nominal.

El voltaje de diseño del equipo de protección debe ser mayor que el voltaje fase a fase que existe en el lugar de la instalación, si el equipo es instalado en un ramal monofásico de un sistema trifásico, el voltaje de diseño del equipo de protección debe exceder al voltaje fase a neutro.

3.7.1.2 Nivel básico de aislamiento.

El nivel básico de aislamiento BIL debe ser escogido a ser consistente con el de los otros equipos en donde el elemento va a ser instalado.

3.7.1.3 Capacidad de interrupción.

Todos los equipos de protección de sobrecorriente deben ser capaces de resistir y operar correctamente cuando se presente la máxima corriente de cortocircuito asimétrica en el punto de instalación del equipo.

Aunque los niveles de falla sean bajos, pueden existir cambios en el futuro en la red de distribución que incrementen estos niveles, por lo tanto el equipo seleccionado debe ser capaz de interrumpir adecuadamente la máxima corriente de cortocircuito que se pueda presentar en el futuro.

3.7.1.4 Corriente nominal.

Existen dos corrientes nominales a ser consideradas:

Corriente de carga nominal.- La capacidad nominal de corriente del equipo de protección debe ser mayor que la corriente máxima que circule en el lugar de su instalación en condiciones normales.

Corriente de interrupción nominal.- La capacidad de interrupción de corriente del equipo de protección, debe ser mayor que la corriente de falla máxima que

circularía por el lugar de instalación. Además la corriente mínima para que los equipos actúen debe ser menor que la mínima corriente de falla que se espera al final de la zona de protección del elemento.

3.7.2 UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS.

La ubicación de los equipos de protección y seccionamiento a lo largo de un alimentador primario es de suma importancia, ya que permite obtener una correcta coordinación de protecciones, logrando así que en el caso de suceder un corte de energía este afecte al menor número de usuarios.

Ciertamente, no hay una regla definida para la ubicación de estos elementos en la trayectoria del alimentador primario. Quien realice la ubicación de los elementos deberá emplear su propio criterio con el fin de alcanzar la meta propuestas; sin embargo, existen recomendaciones y varios criterios que dan la pauta para dichas implementaciones, tal como:

Primeramente se debe decidir geográficamente el lugar que se va a seccionar, por lo que es necesario considerar la configuración del sistema de distribución, las magnitudes de las cargas y el número de usuarios con que cuenta cada sección.

Los equipos deben ubicarse en las partes del sistema donde los valores nominales sean adecuados para su funcionamiento.

Cada desviación lateral de suficiente longitud que represente peligro de falla, debe ser considerado como punto de seccionamiento, con lo cual se consigue que si sucede una falla en este trayecto, quede aislado y no provoque desabastecimiento al resto del circuito.

Cualquier lateral o ramal que contenga una carga considerable, sea propenso a recibir rayos, las ramas de los árboles u otros elementos pongan en peligro la línea, necesariamente debe ser seccionado.

El sitio donde se va a colocar el equipo, debe prestar la garantía de operación y mantenimiento, es decir, que debe tener fácil acceso desde las vías de comunicación para poder llegar con los instrumentos de mantenimiento.

En un circuito de distribución no es justificado emplear tres o cuatro reconectores automáticos en serie.

3.8 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

El Estudio de Coordinación de Protecciones consiste en realizar el esquema de protecciones contra sobrecorrientes del Sistema Eléctrico. En éste se representa gráficamente el comportamiento de la corriente de operación de las protecciones en función del tiempo. Cada dispositivo tiene una gráfica de tiempo - corriente que en algunos casos puede ser fija y en otras ajustable, con esto se busca lograr la máxima protección sin que se traslapen las curvas de operación de las protecciones, en otras palabras, que las fallas de sobrecorrientes sean aisladas por la protección inmediata y no se pierda continuidad en todo el sistema.

El Estudio de Coordinación de Protecciones tiene un impacto directo sobre la Seguridad Eléctrica y la Producción continua en la planta. En caso de presentarse una falla por sobrecorrientes, la protección deberá operar inmediatamente antes de que los cables o los equipos se dañen y se provoque la falta de suministro de energía eléctrica o en el peor de los casos un conato de incendio. El dispositivo que protege al circuito fallado deberá aislar la falla sin que las otras protecciones tengan que dispararse.

Al presentarse un cortocircuito u otra anomalía, la coordinación de las protecciones como fundamento debe cumplir los siguientes puntos:

- » Aislar a la brevedad posible (casi inmediata) la parte de la red afectada, tratando de minimizar los daños; pero teniendo muy en cuenta que debe mantenerse en servicio normal el resto del sistema.

- » Minimizar las magnitudes de corriente de cortocircuito, con el propósito de reducir los daños potenciales en la red y sus componentes.

- » Determinar equipos de seccionamiento y reconexión automática, proveyendo de circuitos alternativos para lograr minimizar la duración y extensión de la interrupción.

3.8.1 PLANEAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES. ^{11}

El procedimiento a seguir para la realización del estudio de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico, requiere que antes de la calibración en sí de los equipos de protección, se realice una planificación inicial, la misma que debe constar de especificaciones claras relacionadas con la red y los equipos disponibles. Se recomienda seguir los siguientes pasos:

1. Desarrollar un diagrama unifilar del sistema involucrado, el cual debe presente la siguiente información:
 - ✓ Rangos de voltaje, impedancias, potencia aparente, conexión del transformador de potencia.
 - ✓ Condiciones de seccionamiento para operación normal y de emergencia.
 - ✓ Calibre y tipo de conductores, así como la configuración de la red.
 - ✓ Características y rangos de ajuste de los dispositivos de protección.

2. Determinar las magnitudes mínima y máxima de las corrientes de cortocircuito esperadas en los distintos puntos de coordinación de la red, para los diferentes tipos de falla.

3. Determinar los requerimientos de protección mediante la revisión de las características tiempo – corriente de los diferentes elementos del sistema y

^{11} IEEE, "Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power system", New York, 1975

establecer los diferentes puntos de la red, notando cual es la máxima carga sobre cada uno de ellos.

4. Determinar las características de los dispositivos de protección implicados en el sistema, de igual manera indicar las limitaciones de los equipos.

3.8.2 CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES. ^[12] ^[3]

Dentro de la coordinación de protecciones es importante determinar el valor de las corrientes mínimas y máximas de cortocircuito que se espera tener en los puntos de seccionamiento; en tal virtud se debe indicar que:

El valor de la corriente mínima de cortocircuito se tiene cuando se produce una falla entre la línea y tierra con el mínimo número de generadores operando entre sí y con la presencia de una resistencia en el punto de falla (para este caso se toma un valor de 5Ω), el valor de esta corriente debe obtenerse en cada punto de coordinación incluyendo las barras de subestación y los puntos más alejados de los ramales de los alimentadores.

La corriente máxima de cortocircuito se asume en las circunstancias en que todas las plantas generadoras estén operando entre sí a potencia máxima, o que la energía provenga de un sistema fuertemente integrado, que la falla sea sólida (cobre con cobre, aluminio con aluminio) y que la resistencia en el punto de falla sea cero, de igual forma que la corriente mínima de cortocircuito ésta debe ser conocida en el punto de coordinación incluyendo en las barras de la subestación.

La coordinación de los equipos (seccionadores, reconectadores y fusibles) se realiza en base a las corrientes de cortocircuito máxima para así tener un dimensionamiento correcto, en cambio los valores de corriente mínima de cortocircuito ayudará a verificar que los equipos actúen correctamente dentro de sus zonas de operación.

^[12] LÓPEZ, Luis; PAUCAR Patricio, "Mejoramiento del sistema de protecciones del sistema primario de la S/E 16 de la EEQ S.A.", Quito, Septiembre 2004.

Además es importante conocer que en un sistema se utilizan dos o más dispositivos de protección, con lo que se tiene:

Dispositivo remoto o protector; que es aquel que se encuentra más cercano a la falla en el lado de la alimentación y,

Dispositivo de respaldo o protegido; que se encuentra adyacente al protector hacia el lado de la alimentación.

Se debe indicar que para el adecuado funcionamiento de un sistema de protecciones, es recomendable tomar en cuenta los siguientes criterios:

- ❖ El dispositivo protector debe despejar la falla permanentemente evitando que opere el dispositivo protegido y cuando ocurra una falla transitoria, en caso de existir un elemento con capacidad de recierre, deberá ser éste el que opere para eliminarla.
- ❖ Las salidas ocasionadas por fallas permanentes deben ser restringidas a pequeñas secciones del sistema para tiempos lo más cortos posibles.

El estudio de coordinación requiere además de lo señalado, la correcta comprensión de las curvas características tiempo – corriente (trazado del tiempo de operación en el eje vertical, y en el eje horizontal la corriente; en una escala logarítmica) de los diferentes dispositivos de protección, así también de las secuencias de operación para el reconectador.

Los diferentes casos de coordinación a ser analizados son:

3.8.2.1 Coordinación Fusible - Fusible.

En el caso de coordinar fusibles o seccionadores fusibles conectados en serie, existen tres métodos los mismos que son: usando las curvas de Tiempo – Corriente, utilizando las tablas de coordinación y experimentalmente basándose en la observación de los comportamientos de los diferentes tipos de fusibles. Es importante indicar que las tablas de coordinación están basadas en los datos de

las curvas de Tiempo – Corriente, proporcionando los mismos resultados pero de una forma más sencilla; por lo que se indica el método utilizando las curvas Tiempo – Corriente.

La operación del fusible es en sí la fusión del elemento y todo ello tiene que ver con tres aspectos a ser considerados, como son: la magnitud de la corriente de falla, el tiempo que dura dicha corriente y las propiedades eléctricas del elemento. Sus características están definidas por dos curvas: la de Mínimo Tiempo de Fusión (MTF) y Tiempo Total de Despeje (TTD), como se aprecia en la figura.

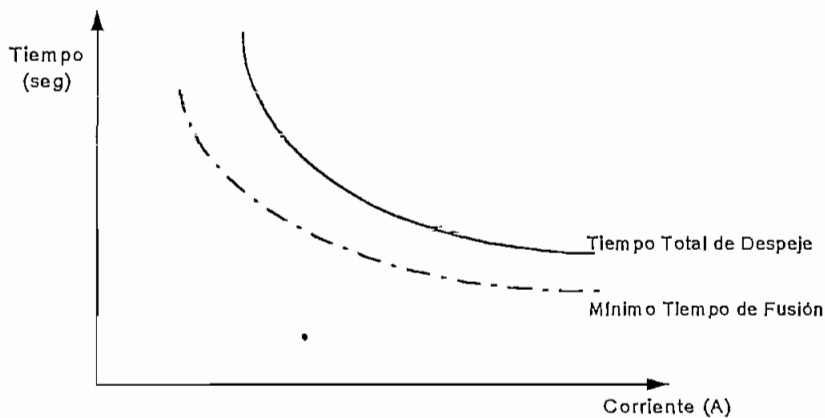


Fig.3.3 Curvas Características Tiempo-Corriente de los fusibles

La curva de mínimo tiempo de fusión se encuentra mediante recopilación de datos eléctricos; la magnitud de la corriente y el tiempo que toma para fundir son registrados y luego dibujados, luego se traza una curva ajustada a los valores encontrados representando una curva promedio de fusión, Finalmente se substraen el 10% a los tiempos, logrando así encontrar la curva del MTF.

Además el fusible tiene un tiempo de formación del arco asociado con él, este tiempo es el que toma el fusible para interrumpir el circuito luego de que el fusible se funde; los tiempos de arco, los cuales se registran para diferentes magnitudes de corriente, se suman al máximo tiempo de fusión (110% del tiempo promedio de fusión), la curva resultante se la denomina TTD.

Una vez aclarado el proceder de las curvas que determinan los extremos de las características del fusible, se indica como realizar la coordinación de dos fusibles.

Primeramente cabe indicar que un fusible se encuentra en el lado de la fuente y el otro en el lado de la carga como se puede observar en la figura 3.4.

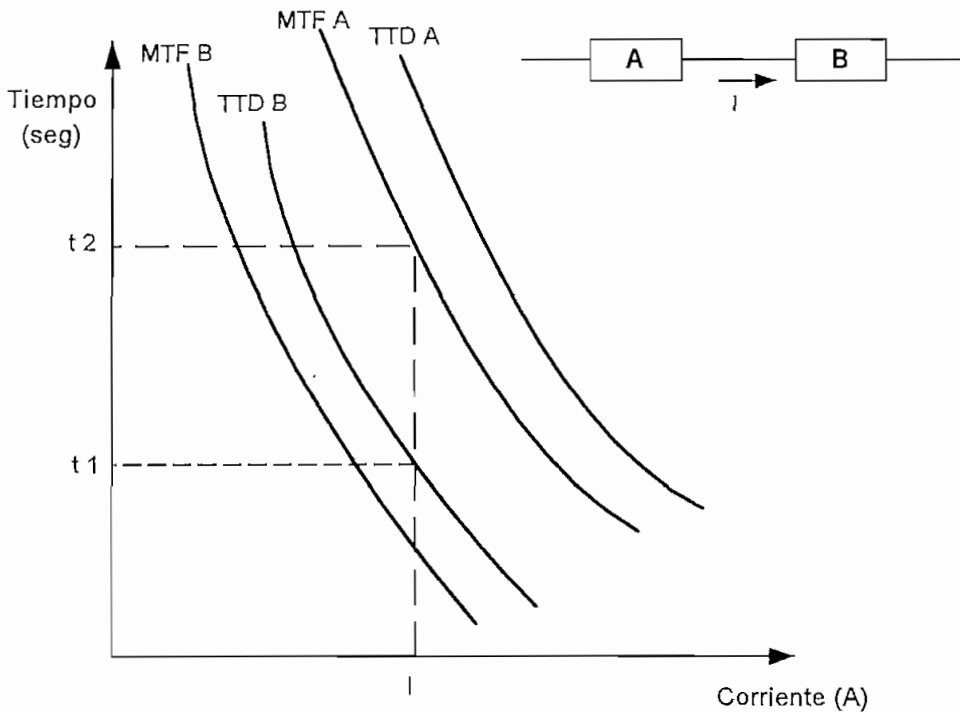


Fig. 3.4 Coordinación entre dos fusibles.

La coordinación entre dos fusibles se basa en la comparación de las curvas características Tiempo – Corriente de cada uno. Para una falla delante del fusible “B” del lado de la carga, se debe asegurar que se funde antes que el fusible “A” del lado de la fuente. Para este fin, se debe considerar las condiciones más desfavorables; es decir, tomar la curva del mínimo tiempo de fusión de “A” y la del tiempo total de despeje de “B”; para todas las corrientes de falla la curva “A” debe quedar por arriba de “B”.

Cuando existe coordinación entre dos fusibles, la curva máxima de despeje del elemento protector debe ser menor o igual al 75% de la curva mínima de fusión del elemento protegido. Esta condición debe cumplirse para el valor de corriente de falla del elemento protector. El 75% provee un margen para compensar las

variables de operación de los fusibles: precalentamiento debido a la corriente de carga, temperatura ambiente y calor de fusión.

3.8.2.2 Coordinación Reconectador – Reconectador.

Para coordinar entre reconectores es importante seleccionar adecuadamente el ajuste de la corriente de la bobina de disparo en reconectores hidráulicos o de los pick-ups en reconectores electrónicos.

Reconectores Hidráulicos.- Los márgenes de coordinación en este caso dependen del tipo de equipamiento utilizado. Para cuando se tenga reconectores pequeños, donde la bobina de corriente y su pistón producen la apertura de los contactos, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- » La separación de las curvas en un valor menor a dos ciclos siempre resulta en operación simultánea.
- » La separación de las curvas entre 2 y 12 ciclos podría resultar en operación simultánea.
- » La separación de las curvas en más de 12 ciclos asegura que no habrá operación simultánea.

En el caso de reconectores grandes, solamente el pistón asociado con la bobina de corriente activa el mecanismo de apertura. En tal caso, los márgenes de coordinación son los siguientes:

- » La separación de las curvas en un valor menor a dos ciclos siempre resulta en operación simultánea.
- » La separación de las curvas en más de 8 ciclos asegura que no habrá operación simultánea.

Reconectores de control electrónico.-

Los reconectores adyacentes de este tipo pueden ser coordinados más estrechamente dado que no hay errores inherentes como aquellos que existen en los mecanismos electromecánicos. El reconector aguas abajo debe ser más rápido que los que están aguas arriba, y el tiempo de despeje de los reconectores aguas abajo más su tolerancia debe ser menor que los tiempos de los reconectores aguas arriba menos su tolerancia. Normalmente, el ajuste de los reconectores en la subestación se la realiza para por lo menos llevar a cabo un recierre rápido, para despejar fallas temporales en las líneas entre la subestación y el reconector del lado de carga. Debe notarse que el criterio de espaciamiento entre características Tiempo – Corriente de este tipo de reconectores es diferente que para los controlados en forma hidráulica.

También es posible coordinar reconectores con curvas idénticas o similares a condición de que tengan secuencias apropiadamente distintas. Como por ejemplo un reconector R con secuencia 1A3B cercano a la fuente puede coordinar con otro reconector R1 de curvas iguales e instalado más alejado pero de secuencia 2A2B. Puede comprobarse que para una falla, el desenganche definitivo lo realizará R1.

3.8.2.3 Coordinación Reconector – Fusible.

En este caso se debe aclarar y analizar los casos que se pueden presentar, ya que el reconector puede estar ubicado en el lado de la carga y actuar como protector o en el lado de la fuente y actuar como protegido. Entonces se tiene:

Reconector en el lado de la carga.- En este caso todas las operaciones del reconector deben ser más rápidas que el tiempo mínimo del fusible. Esto puede realizarse a través del uso de factores de multiplicación en las curvas Tiempo – Corriente del reconector para compensar la fatiga del fusible producida por el efecto del calentamiento acumulativo generado por las operaciones sucesivas del

reconector. La curva así modificada por el factor apropiado se torna más lenta pero aún así, sería más rápida que la curva del fusible, (figura 3.5)

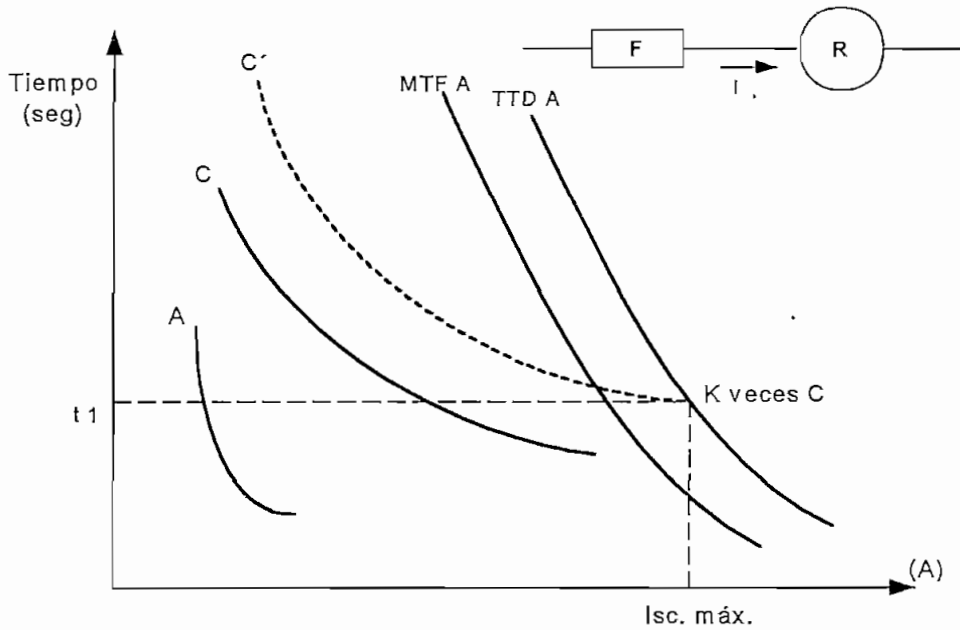


Fig 3.5 Coordinación Fusible - Reconector.

- Donde:
- A: Curva del reconector.
 - C: Curva temporizada del reconector.
 - C': Curva temporizada del reconector multiplicada por "k"

Tiempo de reconexión en ciclos	Factores de multiplicación por:		
	Secuencia 2 rápidas, 2 lentas	Secuencia 1 rápidas, 3 lentas	Secuencia 4 lentas
25	2.7	3.2	3.7
30	2.6	3.1	3.5
50	2.1	2.5	2.7
90	1.85	2.1	2.2
120	1.7	1.8	1.9
240	1.4	1.4	1.45
600	1.35	1.35	1.35

Tabla 3.1 Factores de multiplicación para las curvas del reconector.

Estos factores de multiplicación dependen del tiempo de recierre en ciclos y del número de intentos de recierre (ver tabla 3.1)

Reconectador en el lado de la fuente.- El procedimiento para coordinar un reconectador en el lado de la fuente y el fusible en el lado de la carga, se lleva a cabo teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- El tiempo mínimo del fusible debe ser mayor que la curva rápida del reconectador por el factor de multiplicación, dado en la tabla 3.2 y teniendo en cuenta las mismas consideraciones anteriores.
- El tiempo total del fusible debe ser menor que la curva temporizada del reconectador sin la aplicación del factor de multiplicación, el reconectador debe tener al menos dos o más operaciones con retardo para evitar la pérdida de servicio en caso que el reconectador dispare cuando el fusible opera.

Se obtiene una mejor coordinación entre el reconectador y el fusible ajustando el reconectador con dos operaciones instantáneas seguidas de dos temporizadas. En general, la primera operación de un reconectador despeja el 80% de las fallas temporales, y la segunda despejará un 10% adicional. Los fusibles de carga se definen para operar antes de la tercera apertura, despejando fallas permanentes.

Se obtiene una coordinación menos efectiva utilizando una operación instantánea seguida de tres operaciones temporizadas.

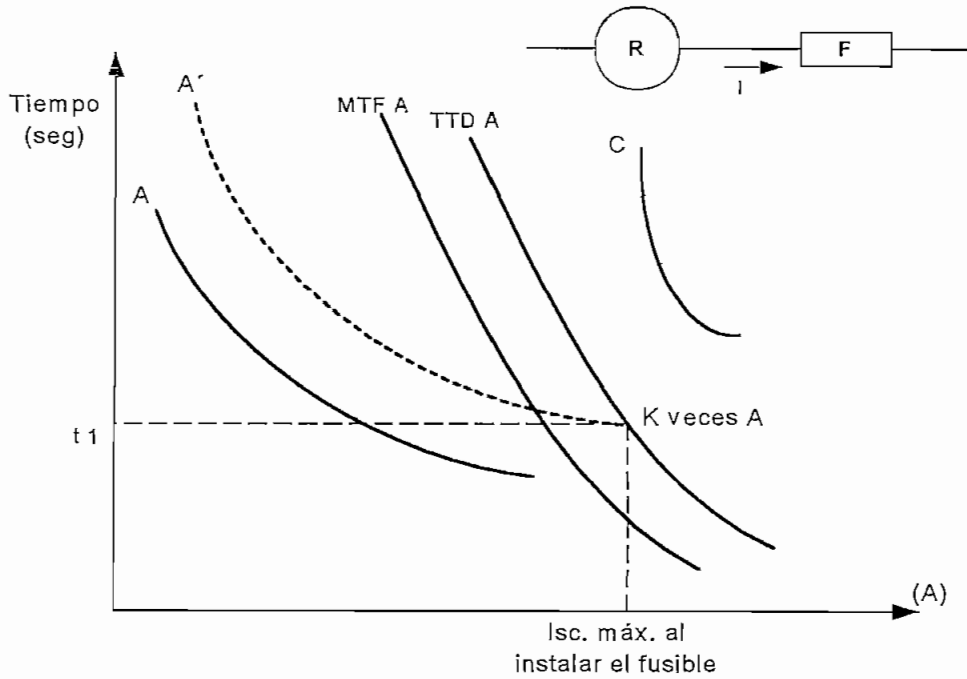


Figura 3.6 Coordinación Reconectador - Fusible.

- Donde:
- A: Curva rápida del reconectador.
 - A': Curva rápida del reconectador multiplicada por "k"
 - C: Curva temporizada del reconectador,

Tiempo de reconexión en ciclos	Factores de multiplicación por:	
	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
25 -30	1.25	1.8
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

Tabla 3.2 Factores de multiplicación para las curvas del reconectador.

3.8.2.4 Coordinación Reconectador – Relé.

Para coordinar estos dos elementos, se debe considerar dos aspectos importantísimos: el interruptor abre el circuito unos ciclos después del disparo del relé asociado, y el relé tiene que integrar el tiempo de despeje del reconectador.

El tiempo de reseteo del relé es normalmente largo y, si la corriente de falla es reaplicada antes de que el relé resetee completamente, el relé se moverá hacia sus punto de operación desde esa posición del reseteo parcial; por lo tanto, para que la coordinación sea exitosa, el viaje neto del relé debe ser menor al 100%.

3.8.3 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE MÁXIMA CORRIENTE. ^{9}

En una red en la cual existen varios aparatos de protección que actúan en forma unívoca, según cual sea la ubicación y la entidad de la falla, se dice que las protecciones son selectivas. En ciertos casos la coordinación de las protecciones exige sacrificar la selectividad a fin de asegurar la protección.

En las redes de tipo radial, en las cuales el flujo de corriente es en una única dirección la selectividad se logra con algunos principios muy simples.

» Debe actuar solo un equipo, y debe ser el más próximo a la falla (según sea la posición y entidad de la misma).

» Cuando la corriente circula por dos equipos en serie, el equipo más alejado de la fuente debe actuar, y la corriente de falla se debe extinguir, antes que el equipo más próximo inicie acciones que impliquen una orden de actuación.

» Cuando se tienen dos fusibles en serie, la fusión y extinción del arco en el más alejado de la fuente, debe haberse producido antes de que se haya iniciado el prearco en el otro.

Las características de protección se coordinan manteniendo una distancia mínima entre cada par, en el punto correspondiente al tiempo mínimo.

La distancia entre características debe tener en cuenta la precisión de los dos equipos, el tiempo total de interrupción del interruptor, y cierta tolerancia que asegure una correcta actuación.

Análogamente para fusibles debe haber cierto tiempo entre la fusión y extinción del fusible más próximo a la falla, y el prearco en el más alejado.

Cuando se realiza una protección selectiva todos los interruptores deben tener poder de interrupción igual o mayor que la máxima corriente de cortocircuito presunta en el punto de su instalación, deben poder establecer la máxima corriente de falla, y deben soportar la corriente de falla por el máximo retardo.

En una protección selectiva el último interruptor más lejano a la fuente puede poseer relé instantáneo, pero los que están más cerca de la fuente deben ser temporizados ya que dos relés instantáneos no pueden ser coordinados (salvo que exista gran diferencia entre las corrientes de cortocircuito presuntas para un relé y el otro), ver Anexo 3.3 figura 1.

Cuando se tienen varios interruptores en serie, y las corrientes de cortocircuito presuntas se mantienen en el mismo orden la protección selectiva, al exigir tiempos cada vez mayores de actuación del relé de máxima corriente temporizado impide se pueda realizar una buena protección con más de cuatro o cinco aparatos.

En ciertos casos, cuando el interruptor cierra sobre falla el relé de máxima corriente temporizado mediante un artificio actúa instantáneamente, pero si permanece cerrado porque no hay falla, transcurrido cierto tiempo comenzará a funcionar en forma normal (temporizado).

Cuando se tienen transformadores es necesario coordinar los interruptores del lado de baja tensión con los del lado de alta tensión, generalmente tratándose de transformadores de distribución del lado de alta tensión se tiene un fusible, figura 2. Anexo 3.3.

Dado la gran diferencia que normalmente hay entre las corrientes de cortocircuito (en valores relativos) en alta tensión y baja tensión es posible instalar en alta tensión relés instantáneos que actúan selectivamente y coordinados con los relés temporizados de baja tensión.

El fusible de alta tensión debe ser capaz de soportar las corrientes magnetizantes (del orden de dos veces la corriente nominal) y debe proteger al sistema contra fallas internas del transformador.

El interruptor del lado de baja tensión tendrá los relés regulados para una corriente 125 a 130 % de la nominal del transformador, para aprovechar la capacidad de sobrecarga del transformador, y debe asegurar la protección contra cortocircuitos y sobrecargas, antes de que se dañe el transformador y los fusibles de alta tensión.

Como esta exigencia es muy difícil de satisfacer se admite que en caso de falla en las barras de baja tensión (muy poco probable) se dañen los fusibles de alta tensión. En un tablero se debe tener coordinación entre el interruptor de entrada y las salidas en particular la curva que representa el tiempo total de interrupción del interruptor de salida, no debe tener interferencia con la curva que corresponde a la no actuación del interruptor de entrada cuando la corriente cae después del tiempo representado por la curva por debajo del 80 % de la nominal del relé.

Cuando del lado de alta tensión se tienen relés indirectos instantáneos, alimentados por transformadores de corriente, los relés no deben actuar en caso de falla trifásica en baja tensión, y entonces deben estar regulados por encima de la corriente de cortocircuito máximo, y en rigor, para tener en cuenta la asimetría de la corriente, por encima del 160 % de la corriente de cortocircuito máximo.

Los transformadores de corriente se eligen con una corriente nominal de 2 a 2,5 veces la corriente nominal primaria del transformador, a fin de poder regular bien las protecciones.

Cuando hay interruptor de acoplamiento de barras, si se quiere que haya selectividad deberá poder incluirse su característica entre el interruptor del transformador y las salidas, y esto disminuye la eficiencia de la protección, porque las fallas en barras persistirán más tiempo.

Cuando dos transformadores deben trabajar en paralelo la selectividad contra fallas internas exige que aparezcan relés direccionales.

En ciertos casos se instalan fusibles e interruptores dejando confiadas a los interruptores las protecciones contra sobrecargas y a los fusibles las protecciones de cortocircuitos; en este caso debe tenerse en cuenta que los fusibles pueden alterar sus características en función de sobrecargas o cortocircuitos interrumpidos por el interruptor, las características de los fusibles son fijas y su coordinación no siempre puede ser fácil, las fallas monofásicas funden un único fusible.

Los aparatos combinados interruptor fusible construidos especialmente tiene la característica de prearco combinada con la característica de protección del relé del interruptor de manera de que no se produzca envejecimiento del fusible; por otra parte la fusión del fusible dispara la apertura tripolar del interruptor e impide el cierre del mismo.

La protección selectiva exige que todos los interruptores posean el poder de interrupción que corresponde a la máxima corriente de falla presunta.

Cuando la continuidad del servicio no es indispensable se puede hacer una protección no selectiva, denominada en cascada que permite instalar en algunas salidas aparatos de poder de interrupción inferior al necesario, con la consiguiente economía.

En este caso la protección incluye dos interruptores en serie que deben haber sido declarados idóneos para este uso por el fabricante. Los interruptores principales tienen poder de cierre y de interrupción suficientes.

Todos los interruptores tienen relé instantáneo y las corrientes máximas de disparo instantáneo de los interruptores principales deben ser el 80 % del poder de interrupción del menor interruptor.

Los interruptores de las derivaciones pueden soportar la corriente de cortocircuito hasta que intervenga el interruptor principal, y deben asegurar seguridad al personal (por lo que generalmente son con comando a distancia).

La coordinación de fusibles en serie es más simple y es suficiente asegurar que la característica de prearco del fusible de mayor calibre no interfiere con la característica de funcionamiento,

Es importante tener en cuenta que las protecciones deben estar coordinadas hasta la corriente de cortocircuito máxima que se puede tener en caso de falla, pero en muchos casos, ya por la poca importancia de la red, como por la poca probabilidad de que una falla franca produzca la máxima corriente de cortocircuito, puede aceptarse que las protecciones estén coordinadas hasta un valor menor de la corriente de cortocircuito máxima.

3.9 MAGNITUDES DE FALLA DEL SISTEMA ACTUAL.

Gracias al programa computacional DPA/G, se pudo determinar las magnitudes de falla de los alimentadores que están en análisis; ya que como se indicó en el capítulo 2, permite obtener flujos de corriente de cortocircuito para las fallas como; monofásicas a tierra, entre dos fases y trifásicas; ya que son las más comunes en un sistema de distribución.

En las tablas que se indican en el Anexo 3.4, se puede observar las corrientes de falla en cada uno de las secciones.

Es importante indicar que según las tablas que se indican en el Anexo 3.4, en los alimentadores involucrados en este análisis, la máxima corriente de falla se tiene en las secciones o tramos que se encuentran en la salida de la subestación, y va disminuyendo conforme la longitud de la red aérea va creciendo, llegando a alcanzar el valor mínimo de corriente de cortocircuito en los puntos más apartados.

3.10 DESCRIPCIÓN DE LAS PROTECCIONES EXISTENTES.

3.10.1 ESTRUCTURAS EXISTENTES.

En lo referente a los seccionadores fusibles, no existe una base de datos que brinde una información precisa acerca de las características de cada uno de estos elementos instalados a lo largo de los diferentes alimentadores en análisis; y debido a los trabajos de reparación y mantenimiento en el caso de realizar una sustitución de este elemento, no se los registra.

Las características de los disyuntores de cada alimentador se las especifica en el Anexo 3.5.

➤ *Alimentador Las Américas.*

Este alimentador consta de un disyuntor instalado al inicio del alimentador, el mismo que provee protección contra sobrecorriente tanto para las fases como para el neutro. Es importante indicar que este alimentador nace en la subestación Atocha, un ramal llega a la subestación Loreto y otro ramal llega a encontrarse con el alimentador Catiglata.

Se utiliza seccionadores con fusible tipo K ubicados en diferentes puntos a lo largo del troncal y las ramificaciones laterales, pero al realizar un análisis a lo largo del alimentador se puede apreciar claramente que, no posee el número de dispositivos de protección adecuado, y lo que es más, algunos de los dispositivos existentes se encuentran en una disposición incorrecta.

Los transformadores ubicados a lo largo del alimentador están protegidos con seccionadores fusible, provistos de tirafusibles, los mismos que se colocan de acuerdo a la capacidad del transformador.

➤ *Alimentador Catiglata.*

Este alimentador nace en la subestación Lligua – La Península, llegando a encontrarse con el alimentador Las Américas.

En condiciones de sobrecorriente que no puedan ser manejadas adecuadamente por el resto de dispositivos de protección, en este alimentador se encuentra a su inicio un disyuntor, el cual es accionado por relés, que sirve para protección de las fases y el neutro.

Utiliza seccionadores fusible ubicados en diferentes puntos a lo largo del troncal y las ramificaciones laterales, pero al realizar un análisis del alimentador se puede apreciar claramente que, no posee el número de dispositivos de protección adecuado, y lo que es más, algunos de los dispositivos existentes se encuentran ubicados erróneamente.

Los transformadores ubicados a lo largo del alimentador están protegidos con seccionadores fusible, provistos de tirafusibles, los mismos que se los coloca de acuerdo a la capacidad del transformador.

3.11 ANALISIS DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES EXISTENTES.

Al revisar el reporte de interrupciones de los registros históricos correspondientes al año 2003 (Anexo 3.6), se puede decir que en el caso de los alimentadores en estudio al suceder una falla en cualquier parte del alimentador, ocasiona que actúe el disyuntor; con lo cual dichos alimentadores en su totalidad quedan sin servicio eléctrico. Esto conduce a determinar que en estos momentos no existe coordinación de protecciones, es decir, no está cumpliendo los objetivos de sensibilidad y selectividad que debe poseer.

Las causas probables del comportamiento erróneo del sistema de protecciones, pueden deberse al mantenimiento mal programado, ya que al momento de realizar un cambio de los equipos que inicialmente se tenía por otros de distintas características y rangos, el sistema de protecciones debería cambiar, por lo tanto; la coordinación inicial entre equipos ya no es válida. Además es importante no dejar a un lado el constante crecimiento de la carga que también influye en la descoordinación de los equipos de protección,

Al realizar un análisis de los datos obtenidos para la calibración de los relés de fase y neutro correspondientes a los alimentadores en estudio (Anexo 3.7), y los niveles de cortocircuito que se esperan tener en los alimentadores (Anexo 3.4); se deduce que no están calibrados correctamente, ya que para estos niveles de cortocircuito los relés operan instantáneamente y no permiten que los fusibles cumplan con su función de elemento protector en caso de producirse un cortocircuito.

Otro de los aspectos ha tomarse en cuenta para el análisis de una correcta coordinación entre los equipos de protección es contar con una buena base de datos de los equipos de protección instalados actualmente a lo largo de los alimentadores, ya que de esta forma se puede determinar sus rangos y características logrando así tener un buen cronograma para la realización del mantenimiento de los equipos, y en el caso de cambiar uno de ellos, hacerlo por uno de características similares,

3.12 MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.

Al realizar el análisis de la coordinación entre los equipos de protecciones existentes de cada uno de los alimentadores en estudio y, gracias a los reportes de fallas de los alimentadores primarios se pudo determinar claramente que al suceder una falla en cualquier parte del alimentador, ocasiona la apertura de su respectivo disyuntor; revelando así la falta de selectividad por parte de los equipos que desempeñan la función de protección.

Razón por la cual, se procede a realizar una propuesta de mejoramiento del sistema de protecciones en cada uno de los alimentadores en estudio; efectuando una adecuada y correcta coordinación entre los elementos existentes a lo largo del alimentador.

3.13 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PROPUESTAS PARA EL SISTEMA EN ESTUDIO. [3]

Gracias a la coordinación de los equipos de protección ubicados a lo largo del alimentador, se logra el despeje adecuado de una falla; sectorizando la zona en conflicto y operar con la certeza que se verán afectados por este percance el menor número de clientes.

Para lograr este propósito, se consideran los criterios indicados en la sección 3.7; para ello se dispone de las tablas que indican las magnitudes de falla en los puntos de ubicación de los equipos de protección y seccionamiento, dichos datos son proporcionados por el paquete computacional DPA/G; como se puede apreciar en el Anexo 3.7; de diagramas de cada alimentador con las respectivas indicaciones de la ubicación de los dispositivos a ser coordinados en el Anexo 3.8 se puede apreciar claramente las corrientes de cortocircuito máxima y mínima, de igual forma la corriente que circula por cada sección en régimen permanente.

Necesariamente las curvas características de Tiempo – Corriente de los dispositivos de protección a ser coordinados, son una importante herramienta; por lo que se puede apreciar en el Anexo 3.9.

Los fusibles considerados para la coordinación, son del tipo “T” (fusión lenta); a diferencia de los tipo “K” (fusión rápida), facilitan la coordinación y al tener rangos más altos de corriente permiten la coordinación de un mayor número de elementos fusibles colocados en serie.

Los relés de protección individual del alimentador que operan el disyuntor, proveerán protección tanto para las fases como para el neutro, teniendo que

seleccionar las curvas de operación para estos dispositivos. El relé de protección del neutro deberá censar el des-balance que existe entre las corrientes que circulan por las fases del alimentador, por lo que se convierte en una protección contra fallas monofásicas y de dos fases.

3.13.1 COORDINACIÓN EN EL ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS.

En el Anexo 3.8; se puede apreciar el diagrama detallado del presente alimentador con las magnitudes de falla en cada punto de coordinación. Los equipos utilizados en el alimentador son seccionadores fusible, y a la salida de la subestación cuenta con un disyuntor, el mismo que esta operado por los relés de protección de las fases y el neutro.

Al suceder una falla en los extremos (secciones terminales) del alimentador produce una corriente de cortocircuito, el camino que sigue dicha corriente hacia la fuente es la que determina el grupo de los equipos a coordinar; por lo tanto, los grupos de coordinación entre los equipos son las siguientes:

- SF22 – SF20 – SF19 – SF13 – SF10 – SF8
- SF21 – SF20 – SF19 – SF13 – SF10 – SF8
- SF24 – SF10 – SF8
- SF23 – SF19 – SF13 – SF10 – SF8
- SF18 – SF17 – SF13 – SF10 – SF8
- SF16 – SF13 – SF10 – SF8
- SF15 – SF14 – SF13 – SF10 – SF8
- SF12 – SF11 – SF10 – SF8
- SF9 – SF8
- SF7 – SF6 – SF5
- SF4 – SF3
- SF2 – SF1

Coordinación entre los equipos: SF22 – SF20 – SF19 – SF13 – SF10 – SF8

Como la sección correspondiente al equipo SF22 es la más alejada, se procede a iniciar el análisis de coordinación con este grupo.

Se empieza escogiendo los fusibles correctos que satisfagan los requerimientos para el SF22, que en este caso se lo denomina protector; y para el SF20 llamado protegido. Si se mira el Anexo 3.7 por el SF22 circula 1 amperio correspondiente a la corriente nominal, como existe incremento de carga futura, se debe asegurar un margen aceptable de reserva y debido a la corriente de cortocircuito máxima que puede suceder en este tramo, es conveniente escoger un fusible de mayor capacidad; observando la tabla 3.3 donde se indican los rangos de corriente de los fusibles utilizados, se escoge el fusible 6T, ya que es el de mínimo valor del grupo "T" y satisface correctamente con las características que se necesitan.

FUSIBLES TIPO "T"			
TIPO	I carga _{MAX}	Icc max	Frecuencia
6T	9	400	50/60 Hz
10T	15	800	50/60 Hz
15T	22.5	1300	50/60 Hz
25T	37.5	2000	50/60 Hz
30T	45	2400	50/60 Hz
40T	60	3000	50/60 Hz
65T	97.5	5000	50/60 Hz
100T	150	9000	50/60 Hz

Tabla 3.3 Especificaciones de los fusibles tipo "T"

Es importante indicar que el valor de los voltajes para cada uno de los tipos de fusibles varían de acuerdo al fabricante.

Considerando la corriente de cortocircuito máxima en el punto de ubicación del SF22 que alcanza una magnitud de 1935 amperios, el tiempo máximo de despeje de éste, debe ser menor o igual al 75% del tiempo mínimo de fusión del SF20. Basándose en las curvas características de Tiempo – Corriente correspondientes

a los fusibles tipo "T" mostradas en el Anexo 3.9; se escoge para el SF20 (protector) un fusible de 30T; sus tiempos correspondientes de las curvas son: SF22 como protegido es de 0.031 segundos y SF20 como protector es de 0.022 segundos. Realizando la relación del máximo tiempo de despeje del SF22 y el mínimo tiempo de fusión del SF20, se tiene:

$$0.022 / 0.031 = 0.709$$

Lo que corresponde un 70.9%; con lo que se comprueba que la coordinación es correcta.

Luego se escogen el fusible para el SF19, pero en este caso el SF20 actuará como protegido. La corriente de falla para el SF20 es de 2041 amperios, y de igual forma que el caso anterior; para esta corriente el tiempo máximo de despeje del SF20 debe ser menor o igual al 75% del tiempo mínimo de fusión del SF19, de las curvas características se escogen el fusible 50T. Los tiempos para el SF20 como protegido es 0.04 segundos y para el SF19 como protector es de 0.031 segundos, con lo se tiene:

$$0.031 / 0.04 = 0.75$$

Lo que corresponde a un 75%, por lo que se concluye que la coordinación es aceptable.

Se escoge, el fusible para el SF13, pero en este caso el SF19 actuará como protegido. La corriente de falla para el SF19 es de 2311 amperios, y de igual forma que el caso anterior; para esta corriente el tiempo máximo de despeje del SF19 debe ser menor o igual al 75% del tiempo mínimo de fusión del SF13, de las curvas características se escoge el fusible 80T. Los tiempos para el SF19 como protegido es 0.06 segundos y para el SF13 como protector es de 0.085 segundos, con lo que se tiene:

$$0.085 / 0.06 = 0.705$$

Lo que corresponde a un 70.5%, por lo que se concluye que la coordinación es aceptable.

De esta manera se sigue realizando para los demás equipos de este grupo, hasta llegar al último de los elementos. Se puede apreciar en la siguiente tabla el resumen de la coordinación del primer grupo de elementos seccionadores fusibles, así:

Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{CCMAX} (A)	Fusible		CM	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF22	1	-	6T	-	-	-	-
SF20	7	1935	30T	6T	0.031	0.022	70.968
SF19	18	2041	50T	30T	0.041	0.031	75.610
SF13	34	2311	80T	50T	0.085	0.06	70.588
SF10	49	2618	100T	80T	0.13	0.095	73.077
SF8	53	2796	140T	100T	0.195	0.14	71.795

Tabla 3.4. Coordinación de los seccionadores fusibles.

Donde:

CM = Tiempo mínimo de fusión del equipo protegido.

CT = Tiempo máximo de despeje del equipo protector.

Para los demás grupos de equipos a ser coordinados en el Anexo 3.10 se puede apreciar las tablas en las que se indican los valores de los fusibles a ser considerados para obtener una coordinación óptima en este alimentador.

Coordinación fusible – relé en el alimentador Las Américas.

Para el presente caso de coordinación, es importante tener presente la siguiente condición: las curvas de operación del relé de protección del alimentador deben estar por encima de las curvas de máximo tiempo de despeje de los fusibles de mayor capacidad que se tengan en el sistema a coordinar; teniendo en cuenta que debe ser para la máxima y mínima corrientes de cortocircuito detectadas por el relé. De esta manera se permite asegurar que estos fusibles y los de menor rango, con tiempos de despeje rápidos, operen antes que el relé; de esta manera

se evitan las salidas innecesarias de la totalidad del alimentador por causa de una falla en uno de sus ramales.

En el presente caso el fusible de mayor capacidad es de 140T seleccionado para el tramo AM-8; por lo tanto este fusible será el que permita coordinar con el relé de protección del alimentador en estudio. Tanto para la protección de las fases y el neutro el alimentador cuenta con el relé SPAJ 140C de la marca ABB, los transformadores de corriente son de relación 200 / 5 amperios.

La corriente nominal de carga máxima del alimentador es 70 amperios, entonces aplicando la ecuación (3.1), se tiene:

$$TAP = \frac{1.3 * 70}{40} = 2.275$$

Se escoge el valor mas cercano y el TAP = 2

Para el valor del DIAL se escoge de las curvas el 0.2

La regulación de la unidad instantánea para los valores de corriente de falla de fases es:

$$3655 / 40 = 91.38 \text{ amperios.}$$

La unidad instantánea del relé de fase será calibrada para: 91 amperios.

En lo relacionado a la calibración del relé para el neutro, se tiene:

$$TAP = \frac{0.2 * 70}{40} = 0.35$$

Para el valor del DIAL se escoge de las curvas el 0.5

La regulación de la unidad instantánea para los valores de corriente de falla de neutro es:

$$3495 / 40 = 87.38 \text{ amperios.}$$

La unidad instantánea del relé de neutro será calibrada para: 87 amperios.

Es importante especificar que los valores de corriente utilizado para calibrar las unidades instantáneas de los relés, corresponden a las magnitudes de fallas trifásicas y monofásicas en el tramo a partir del cual los únicos elementos de protección son los relés.

A continuación en la tabla 3.5 se indican los resultados de la coordinación de protecciones para el alimentador Las Américas.

ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS					
TRAMO	EQUIPO	FUSIBLE	TRAMO	EQUIPO	FUSIBLE
AM-1	SF1	100T	AM-13	SF13	80T
AM-2	SF2	40T	AM-14	SF14	50T
AM-3	SF3	80T	AM-15	SF15	6T
AM-4	SF4	30T	AM-16	SF16	8T
AM-5	SF5	100T	AM-17	SF17	50T
AM-6	SF6	65T	AM-18	SF18	6T
AM-7	SF7	10T	AM-19	SF19	50T
AM-8	SF8	140T	AM-20	SF20	30T
AM-9	SF9	25T	AM-21	SF21	6T
AM-10	SF10	100T	AM-22	SF22	6T
AM-11	SF11	40T	AM-23	SF23	10T
AM-12	SF12	6T	AM-24	SF24	10T

RELÉ			
Posición.	S/E Atocha	Nivel.	13.8KV
Estudio	Neutro	Relé	SPAJ 140C
TAP=	2.00	Curva	Extrem. Inversa
RTC=	40	Dial	0.2
Inst=	91.38	Marca	ABB
Posición.	S/E Atocha	Nivel.	13.8KV
Estudio	Fase	Relé	SPAJ 140C
TAP=	0.35	Curva	Extrem. Inversa
RTC=	40	Dial	0.5
Inst=	87.38	Marca	ABB

Tabla 3.5. Coordinación de protecciones del alimentador Las Américas.

En el Anexo 3.11 se aprecia las curvas características de Tiempo – Corriente correspondiente a los fusibles propuestos para la colocación en el alimentador Las Américas

3.13.2 COORDINACIÓN EN EL ALIMENTADOR CATIGLATA.

Los equipos de protección instalados en el presente alimentador, son seccionadores fusibles y a la salida de la subestación se dispone de un disyuntor; operado por relés de protección de las fases y el neutro: Se aprecia el diagrama de este alimentador en el Anexo 3.8 las corrientes de cortocircuito máxima y mínima; además, el valor de la corriente en estado permanente.

Siguiendo los criterios indicados para el alimentador Las Américas, el grupo de equipos a ser coordinados para este alimentador son los siguientes:

- SF18 – SF14 – SF10 – SF7 – SF6
- SF17 – SF14 – SF10 – SF7 – SF6
- SF16 – SF14 – SF10 – SF7 – SF6
- SF15 – SF14 – SF10 – SF7 – SF6
- SF13 – SF11 – SF10 – SF7 – SF6
- SF13 – SF11 – SF10 – SF7 – SF6
- SF9 – SF8 – SF7 – SF6
- SF5 – SF4
- SF3 – SF1
- SF2 – SF1

La coordinación de los distintos grupos de equipos correspondiente al alimentador Catiglata, se la presenta en el Anexo 3.10

Coordinación fusible – relé en el alimentador Catiglata.

En el presente caso el fusible de mayor capacidad es de 140T seleccionado para el tramo CA-6; por lo tanto este fusible será el que permita coordinar con el relé de protección del alimentador en estudio. Tanto para la protección de las fases y el neutro el alimentador cuenta con el relé CO-8 de la marca Mitsubishi, los transformadores de corriente son de relación 200 / 5 amperios.

La corriente nominal de carga máxima del alimentador es 91 amperios, entonces aplicando la ecuación (3.1), se tiene:

$$TAP = \frac{1.3 * 91}{40} = 2.96$$

Se escoge el valor más cercano y el TAP = 3

Para el valor del DIAL se escoge de las curvas el 0.2

La regulación de la unidad instantánea para los valores de corriente de falla de fases es:

$$4479 / 40 = 111.98 \text{ amperios.}$$

La unidad instantánea del relé de fase será calibrada para: 112 amperios.

En lo relacionado a la calibración del relé para el neutro, se tiene:

$$TAP = \frac{0.2 * 91}{40} = 0.46$$

Se escoge el valor más cercano y es TAP = 0.5

Para el valor del DIAL se escoge de las curvas el 0.5

La regulación de la unidad instantánea para los valores de corriente de falla de neutro es:

$$4928 / 40 = 123.2 \text{ amperios.}$$

La unidad instantánea del relé de neutro será calibrada para: 123 amperios.

A continuación en la tabla 3.6 se indican los resultados de la coordinación de protecciones para el alimentador Catiglata.

ALIMENTADOR CATIGLATA					
TRAMO	EQUIPO	FUSIBLE	TRAMO	EQUIPO	FUSIBLE
CA-1	SF1	65T	CA-10	FS10	80T
CA-2	SF2	6T	CA-11	FS11	50T
CA-3	SF3	25T	CA-12	FS12	6T
CA-4	SF4	80T	CA-13	FS13	25T
CA-5	SF5	8T	CA-14	FS14	50T
CA-6	SF6	140T	CA-15	FS15	6T
CA-7	SF7	100T	CA-16	FS16	6T
CA-8	SF8	50T	CA-17	FS17	8T
CA-9	SF9	6T	CA-18	FS18	6T

RELÉ			
Posición.	S/E Ligua	Nivel.	13.8KV
Estudio	Neutro	Relé	CO - 8
TAP=	3	Curva	Inversa
RTC=	40	Dial	1.5
Inst=	111.98	Marca	Mitsubishi
Posición.	S/E Ligua	Nivel.	13.8KV
Estudio	Fase	Relé	CO - 8
TAP=	0.5	Curva	Inversa
RTC=	40	Dial	0.5
Inst=	123.2	Marca	Mitsubishi

Tabla 3.6. Coordinación de protecciones del alimentador Catiglata.

En el Anexo 3.11 se aprecian las curvas características de Tiempo – Corriente correspondiente a los fusibles propuestos para la colocación en el alimentador Catiglata.

**CAPITULO
IV****ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA EN
ESTUDIO.****4.1 JUSTIFICACIÓN.**

Al no haber una regla definida que permita seleccionar la correcta ubicación de los equipos de protección y seccionamiento; se ha venido realizando dicha actividad tomando en cuenta criterios propios de las personas a cargo de la coordinación con varias recomendaciones técnicas, como se describe en la sección 3.6.2; y como el equipo a instalar es de suma importancia para la adquisición de datos estadísticos, control automático, monitoreo del comportamiento del alimentador y protección del mismo; se busca la forma de poder determinar el lugar y el punto mismo donde colocar dicho equipo, de manera que represente el sitio óptimo para los fines descritos.

Teniendo en cuenta estas consideraciones y principalmente con el objetivo que toda empresa de distribución de energía eléctrica busca, que es el de prestar un servicio eficiente; se realiza un análisis de la ubicación del equipo a ser instalado utilizando un estudio de confiabilidad de los alimentadores involucrados.

Para indicar el punto de ubicación del equipo donde preste la mayor confiabilidad para el sistema, se parte de la percepción de las zonas preferentes, siendo estas hospitales, industrias o clientes especiales que reporten una necesidad de tener un servicio continuo de energía eléctrica; por lo que dicha zona tendrá prioridad para la implementación.

Es obvio que existirán muchos lugares en esta zona que serán propicios para la ubicación del equipo, pero aquí es donde interviene el presente estudio, puesto que; los lugares elegidos, se realiza individualmente un estudio de confiabilidad

obteniendo sus respectivos resultados para luego compararlos y, determinar cual de ellos es el que presenta un índice de confiabilidad alto, se procede a recomendar la colocación en dicho lugar.

4.2 INTRODUCCIÓN.

Un Sistema Eléctrico es un conjunto de componentes eléctricos elementales que están interconectados entre si para la producción, transporte y utilización de la energía eléctrica.

La confiabilidad de sistemas complejos se puede encarar con metodología probabilística, la familia se identifica con la población, una muestra (elegida en forma aleatoria entre la población, es representativa de esta última).

El objetivo es conocer el valor del parámetro de confiabilidad correspondiente a la población, se parte de mediciones correspondientes a las muestras, con método experimental (estadístico) se determina la magnitud observada, y la magnitud de utilización.

En el sistema de distribución de energía eléctrica, la confiabilidad está asociada con la posibilidad de disponer de energía eléctrica en cualquier instante ya que dicho sistema está expuesto a sufrir cortes de suministro de energía dado que los elementos del sistema sufren condiciones de desperfectos o fallas (por condiciones de operación o accidentales).

4.3 DEFINICIONES PARA EL ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD.

Para el desarrollo del presente tema, es necesario e importante definir y aclarar varios de los conceptos y definiciones que están involucrados dentro del análisis de confiabilidad de un sistema, así:

La *Confiabilidad* es la capacidad de que un componente o sistema desempeñe la función exigida de él sobre condiciones preestablecidas, en un periodo de tiempo determinado, pudiendo ser expresada como una probabilidad.

La confiabilidad es la habilidad del sistema de distribución, para entregar ininterrumpidamente el suministro eléctrico a los consumidores finales y, soportar perturbaciones repentinas como cortocircuitos o la pérdida de componentes importantes del sistema.

Por tanto, la confiabilidad del sistema de distribución se establece en base a una serie de cuantificadores, que describen, en promedio, las veces que el servicio eléctrico es interrumpido (por fallas o mantenimientos) y las probables duraciones de dichas interrupciones.

La confiabilidad es una función que expresa una probabilidad de supervivencia a través del tiempo.

$$R(t) = P(T > t)$$

Función de confiabilidad $R(t)$ es la probabilidad que el sistema, puesto en servicio en el instante $t = 0$, todavía se encuentre en funcionamiento en el tiempo T

Para un componente aislado, la función de confiabilidad es una exponencial decreciente, la cual indica que la probabilidad de estar operando es mayor mientras menor es el tiempo transcurrido desde su puesta en funcionamiento y esta irá disminuyendo conforme transcurra el tiempo hasta que será cero en el tiempo infinito.

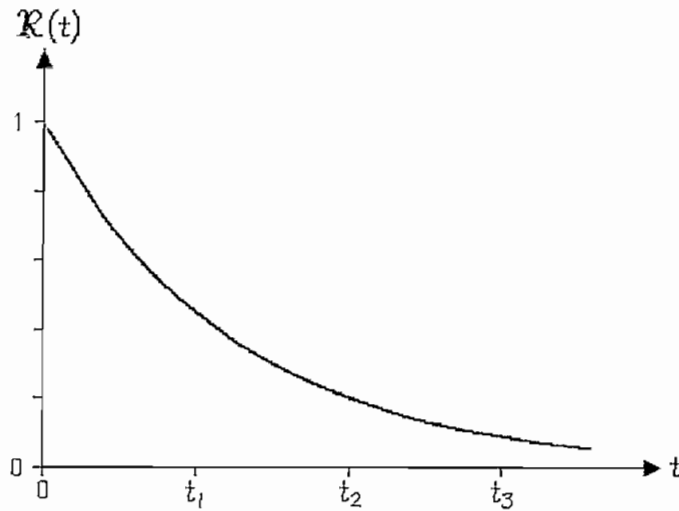


Figura 4.1

Confiabilidad (reliability), probabilidad que un dispositivo funcione adecuadamente.

Indisponibilidad (outage), un componente queda fuera de servicio por un evento asociado a él (falla).

Indisponibilidad forzada (forced outage), una salida causada por error, o condiciones de emergencia asociadas a un componente que requiere inmediata salida de servicio.

Indisponibilidad programada (scheduled outage), un componente se saca de servicio por determinado tiempo, con propósito de construcción, mantenimiento, reparación.

- Indisponibilidad parcial (partial outage), reducción de capacidad.
- Indisponibilidad transitoria forzada (transient forced outage), la salida del componente elimina la falla.
- Indisponibilidad permanente forzada (persistent forced outage), la salida del componente persiste.
- Interrupción (interruption), es la pérdida de servicio de uno o más usuarios dependiendo de la configuración.
- Las interrupciones también pueden ser: Forzadas, Programadas, Momentáneas, Temporarias y Sostenidas.

4.4 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Los índices más utilizados para cuantificar la confiabilidad de un sistema de distribución eléctrica son los relacionados con la *Frecuencia* y *Duración* de fallas o cortes del suministro de la energía eléctrica.

▪ Indisponibilidad (U)

Se define como la probabilidad de encontrar el sistema averiado en un instante dado. Esta probabilidad puede interpretarse como la parte de tiempo sobre un período concreto que el sistema estará indisponible. Si se toma unidades distintas para describir la parte del tiempo durante el cual se está indisponible, y el periodo en el que se calcula, se puede tener el índice en horas al año.

▪ Frecuencia de interrupción (λ)

También llamada *tasa de falla* o *tasa de riesgo*, representa la cantidad de veces que el suministro de electricidad es interrumpido, por unidad de tiempo. Generalmente se considera como unidad de tiempo el período de 1 año, ya que la disponibilidad de electricidad normalmente es alta. En el caso de tasa de fallas constantes, el inverso de la tasa de falla se conoce como *tiempo medio entre fallas*, a este tiempo suele denominarse *MTTF (Mean Time To Failure)*.

$$FI = \frac{NI}{HPA} * 8760 \frac{\text{Interrupciones}}{\text{año}} \quad (4.1)$$

donde NI = Número de interrupciones de servicio
 HPA = Horas del período analizado

▪ Duración media de la interrupción (r)

También llamada *tiempo medio de reparación (MTTR)*, es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como *tasa de reparación (u)*.

▪ **Energía anual interrumpida (EAI).**

También llamada *energía no suministrada (ENS)*, representa la cantidad de energía que se interrumpe debido a las interrupciones del servicio de electricidad.

$$ENS = \frac{\sum_i^{NI} (PIN)_i * TI_i}{HPA} * 8760 \frac{kWh}{año} \tag{4.2}$$

$(PIN)_i$ = Potencia interrumpida (kW) en la interrupción i

TI_i = Tiempo en horas, que dura la interrupción i

- Índice de frecuencia de interrupciones del sistema, numero de interrupciones acumuladas por número de usuarios (por año).
- Índice de frecuencia de interrupciones a usuario, número de interrupciones por número de usuarios afectados.
- Índice de interrupción de carga kVA interrumpidos por kVA servidos (conectados)
- Índice de restricción del usuario kVA minutos de carga conectada por usuario.
- Índice de duración de la interrupción de usuario suma de todos las duraciones de las interrupciones a usuarios, por usuarios que han sufrido interrupciones.

▪ **Frecuencia media de interrupción (FI).**

Es el número de interrupciones que soportó el consumidor medio del sistema en análisis, durante un período.

$$FI = \frac{\sum_i (\lambda_i * kVA_i)}{\sum_i kVA_i} \tag{4.3}$$

λ_i = Tasa de falla del punto i, de la red de análisis.

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

- **Tiempo total de interrupción medio (TI).**

Es el período de tiempo en que el consumidor medio del sistema quedo sin servicio de energía eléctrica durante un período.

$$TI = \frac{\sum_i (\lambda_i * r_i * kVA_i)}{\sum_i kVA_i} \quad (4.4)$$

4.5 MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD.

Para el análisis de la confiabilidad en sistemas de distribución se emplean métodos determinísticos y probabilísticos, los primeros más utilizados en el SEP indican que el sistema debe ser capaz de transportar en estado estable la energía en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito a la vez. Pero los métodos probabilísticos son más utilizados dentro de los sistemas de distribución.

Existen dos clases de métodos para evaluar la confiabilidad, orientados a predecir índices de comportamiento futuros: los métodos de *simulación estocástica* y los métodos de *análisis*. De los métodos de simulación estocástica, el más conocido es el de *Monte Carlo* y, entre los métodos de análisis, se tienen los *procesos continuos de Markov*, los de redes y sus aproximaciones.

Método de Monte Carlo.- El método de Monte Carlo consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones, generadas en forma aleatoria, donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los momentos de las distribuciones de probabilidad. Sin embargo, hay preferencia por los métodos de análisis, dado que es mucho más fácil su manejo.

Procesos continuos de Markov.- Un sistema de distribución se considera como un sistema reparable, es decir, que al fallar un elemento, éste es reemplazado o reparado, dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión. De esta manera se restablece la condición de operación normal del sistema, o de su parte afectada. Así entonces, el sistema es *continuo en el tiempo, con estados discretos finitos*, ajustándose muy bien a una representación por medio de procesos continuos de Markov.

4.5.1 PROCESOS CONTINUOS DE MARKOV. ^{[14] [3]}

Una red eléctrica de distribución se considera como un sistema reparable, es decir, que al faltar un elemento, éste es reemplazado o reparado; dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión. De esta manera se restablece una condición de operación normal del sistema o parte de la red afectada. Así entonces, el sistema es continuo en el tiempo, con estados discretos finitos, con lo que se ajustan muy bien a una representación mediante los procesos continuos de Markov.

Previo a efectuar cualquier análisis, debe formularse un criterio de éxito para el sistema. Para tal defecto, es necesario definir las condiciones de trabajo de los elementos y sus características generales. Si como criterio de éxito se considera solamente la continuidad de servicio y, suponiendo líneas con capacidad suficiente para soportar toda la carga (condición denominada redundancia completa de elementos), entonces los estados que implican una falla del sistema dependerán de la forma de conexión de éstos.

Si las líneas se conectan en paralelo, el estado falla del sistema se alcanza cuando los dos elementos han fallado, mientras que si la conexión es serie, bastará que cualquiera de ellos falle.

^[14] ARRAIGADA, Aldo, "Evaluación de confiabilidad en sistemas de distribución", Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile 1994

Es importante notar que el método de Markov permite obtener, con excelente precisión, la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles, no la probabilidad de falla en un punto del sistema (que es lo que se busca). A pesar de esta buena característica, resulta un método poco atractivo, debido a que la cantidad de estados posibles en un sistema crece dramáticamente a medida que aumenta el número de elementos que intervienen.

Para determinar la probabilidad de residencia en uno de los estados posibles, considerese un sistema compuesto de un único elemento, reparable; caracterizado por una tasa de falla λ y una tasa de reparación μ .

Si la tasa de transición entre estados son constantes con el tiempo, se denomina proceso estático de Markov. El que las tasas de transición sean constantes quiere decir que la probabilidad de que el sistema pase de un estado a otro es independiente del tiempo en que pase en un estado. En el caso de un sistema con dos estados, quiere decir que la probabilidad de que el sistema falle o sea reparado es la misma independiente del tiempo que lleve funcionando o fuera de operación.

Si la tasa de transición λ y μ son constantes, las funciones de la probabilidad de los estados de disponibilidad e indisponibilidad del sistema obedecen a una distribución exponencial negativa:

$$f_0(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (4.5) \qquad f_1(t) = \mu e^{-\mu t} \quad (4.6)$$

Además se considera que $P_0(t)$ y $P_1(t)$, son las probabilidades de que el sistema este operando y fuera de operación, en un tiempo cualquiera t .

Considerando un intervalo infinitesimal de tiempo, dt , se acepta que la probabilidad de ocurrencia de dos o más eventos es despreciable; de esta manera:

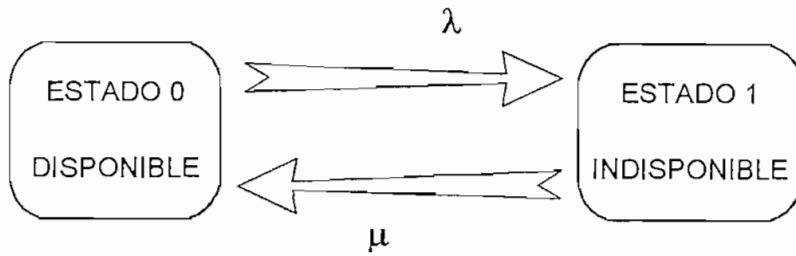


Figura 4.2 Espacio de estados de un sistema de un elemento.

$$P_o(t+dt) = P_o(t) (1 - \lambda dt) + P_1(t) \mu dt \tag{4.7}$$

$$P_1(t + dt) = P_o(t) \lambda + P_1(t) (1 - \mu dt) \tag{4.8}$$

Dividiendo para dt:

$$\frac{P_o(t + dt) - P_o(t)}{dt} = -\lambda P_o(t) + \mu P_1(t) \tag{4.9}$$

$$\frac{P_1(t + dt) - P_1(t)}{dt} = \lambda P_o(t) - \mu P_1(t) \tag{4.10}$$

Si dt tiende a cero, las ecuaciones (4.9) y (4.10) corresponden a la definición de derivada, por lo que se tiene:

$$P'_o(t) = -\lambda P_o(t) + \mu P_1(t) \tag{4.11}$$

$$P'_1(t) = \lambda P_o(t) - \mu P_1(t) \tag{4.12}$$

Estas expresiones representan un sistema de dos ecuaciones diferenciales lineales, con coeficientes constantes, solucionándolo por cualquier método matemático; se tiene:

$$P_o(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \{P_o(0) + P_1(0)\} + \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \{\lambda P_o(0) - \mu P_1(0)\} \tag{4.13}$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \{P_o(0) + P_1(0)\} + \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \{\mu P_o(0) - \lambda P_1(0)\} \tag{4.14}$$

Donde $P_0(0)$ y $P_1(0)$ corresponden a las condiciones iniciales, y como:

$$P_0(0) + P_1(0) = 1 \quad (4.15)$$

Puesto que el componente, en un instante cualquiera, t , estará en falla u operando, se tiene:

$$P_0(0) = 1 \quad P_1(0) = 0$$

Por lo tanto, las ecuaciones (4.13) y (4.14) se transforman en:

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \lambda \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (4.16)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \mu \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (4.17)$$

Cuando el tiempo tiende a infinito, se tiene las probabilidades de estado estacionario, que son resultados de interés en los estudios de confiabilidad.

$$P_0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (4.18)$$

$$P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (4.19)$$

Utilizando los conceptos de tiempo medio para falla (m), y tiempo medio de reparación (r), se tiene:

$$MTTF = m = \frac{1}{\lambda} \quad (4.20)$$

$$MTTR = r = \frac{1}{\mu} \quad (4.21)$$

De esta manera, las probabilidades de operación y falla, en estado de régimen permanente, en función de los tiempos de operación y reparación, son:

$$P_o = \frac{m}{m + r} \quad (4.22)$$

$$P_1 = \frac{r}{m + r} \tag{4.23}$$

Las ecuaciones (4.18) y (4.19), así como las (4.22) y (4.23); permiten calcular la probabilidad de residencia en el estado de operación y en el estado de falla, de un sistema modelado como un único elemento.

4.5.2 TÉCNICAS DE DURACIÓN Y FRECUENCIA. ^[14]

El propósito central del análisis de confiabilidad en una red eléctrica es disponer de información cuantitativa, que de alguna manera indique el comportamiento y la calidad del servicio que se entrega a los usuarios.

La técnica de Markov es perfectamente adecuada para determinar la probabilidad de estado y disponibilidad, sin embargo otros parámetros de confiabilidad, tales como la frecuencia de encontrarse en un estado determinado y la duración promedio de la residencia en dicho estado entrega mucha más información que una simple probabilidad. Para un consumidor que se desee conectar a un nodo de la red de una empresa eléctrica, lo más probable es que desee conocer la cantidad de veces que quedará sin suministro de energía eléctrica y cuanto durará esta falta de entrega. Esta técnica busca encontrar relaciones entre la cantidad de veces que puede quedar sin servicio y cuanto tiempo dura. En la siguiente figura 4.3, se representa el proceso de operación – falla – operación de un elemento.

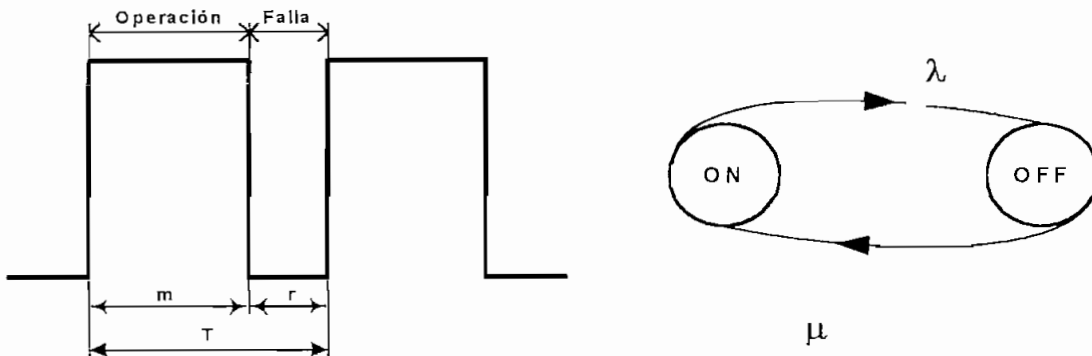


Figura 4.3 Diagrama de ciclos operación – falla – operación.

Claramente la frecuencia de este ciclo es $1 / T$. La probabilidad de que un elemento esté en operación viene dada por la relación:

$$\text{Probabilidad de operación} = P_o = m / (m+r)$$

Como $T = m+r$, entonces se tiene:

$$P_o = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda T} = \frac{f}{\lambda}$$

De aquí se obtiene lo siguiente:

$$f = P_o * \lambda \quad (4.24)$$

La frecuencia de encontrarse en un estado determinado esta determinado por la probabilidad de encontrarse en el estado, por la tasa de partida desde dicho estado. La aplicación de esta técnica para sistemas de cualquier tamaño se resume en lo siguiente:

- » Evaluar las probabilidades límites de estado,
- » Evaluar la frecuencia de encuentro en un estado.
- » Evaluar la duración media de cada estado.

Realizando estas evaluaciones, se establece la duración media de residencia media en cada estado de los estados acumulados.

4.6 METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD. ^{3} {14}

En los sistemas de distribución de media tensión, normalmente las redes son de tipo radial, por lo que el método de evaluación propuesto se basa en una combinación de metodologías, aprovechando esta condición de radialidad en la red eléctrica. El objetivo final es determinar los estados de cada uno de los elementos que componen el modelo de la red, cuando cada uno de ellos presentan falla.

En ciertos casos existe la posibilidad de alimentar un tramo del alimentador desde distintos puntos a través de la operación abierto/cerrado de switches desconectados y/o interruptores. En muy pocos casos se operan redes malladas, dentro del segmento de la distribución, dada la complejidad de operación y protección, además del alto costo, por estas razones se desarrolla el estudio bajo las siguientes condiciones:

- Las redes son operadas radialmente.
- Las redes consideradas son las que corresponden a media tensión para la subestaciones en estudio de acuerdo al voltaje nominal.
- Algunos tramos de los alimentadores pueden alimentarse, eléctricamente, de varios puntos, manteniendo siempre la condición de radialidad es la operación de la red.
- Existiendo esta condición la reconexión de un alimentador será posible, sin considerar la posibilidad de sobrecarga.
- Los tipos de fallas simuladas corresponden a los denominados activos, es decir, requieren la operación de un dispositivo de protección.

4.6.1 MODELO DE LA RED. ^{4}

4.6.1.1 Estructura Topológica.

Para realizar la evaluación de los parámetros de confiabilidad para el sistema y para los usuarios, se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra. Esto, dado que los usuarios conectados a un mismo tramo sufrirán las mismas consecuencias ante las diversas contingencias que se suscitarán en la red.

Los tramos del alimentador se definen como conductores separados por un elemento de protección y/o maniobra; se incluirán en este modelo: interruptores, fusibles y desconectores. La decisión de presentar distintos elementos de protección se justifica dada la forma de operación diferente de cada uno de estos elementos. Por una parte los fusibles operan ante una falla activa, mientras que

los interruptores además pueden ser comandados a voluntad e incluso ser telecomandados, al igual que los desconectadores; excepto que éstos no operan ante una falla. La existencia de algún grado de automatismo en la red se debe reflejar en los tiempos de maniobra de los dispositivos considerados.

Cada elemento presente en el modelo de la red estará caracterizado a través de sus propios parámetros, tasa de falla y tiempo de reparación. En caso de suponer elementos perfectos, es decir, 100% confiables; bastará señalarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero.

En la Figura 4.4, se muestra el esquema de un red de distribución y su modelación.

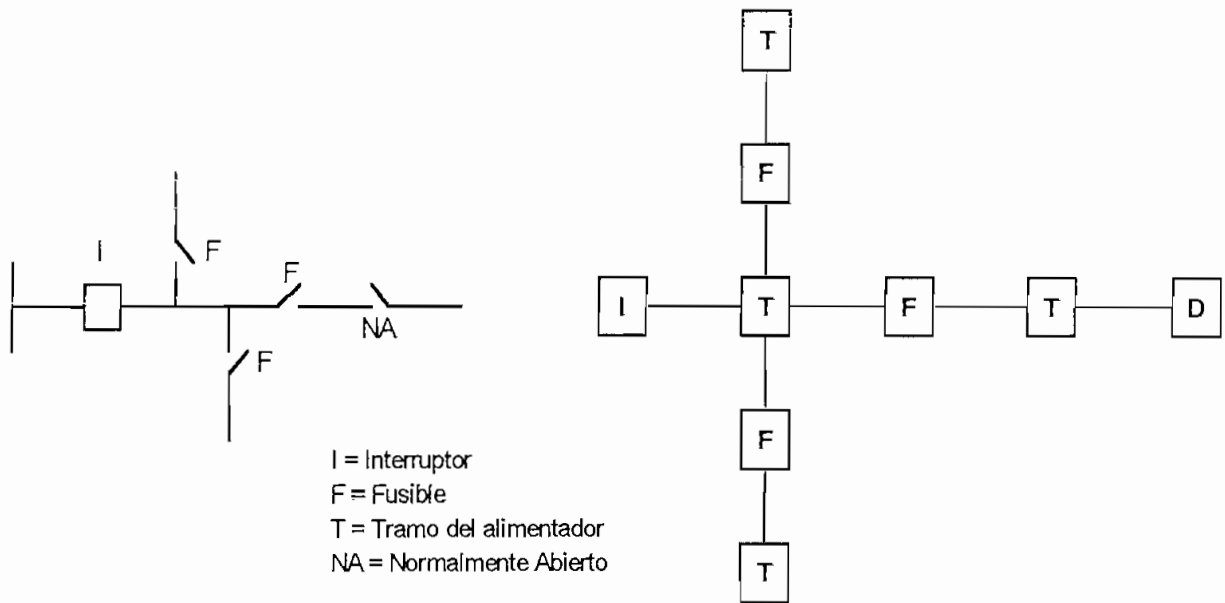


Figura 4.4 Modelación de la red de distribución.

4.6.1.2 Caracterización de los elementos.

Los tramos de los alimentadores y los elementos de protección considerados, se caracterizan por los siguientes indicadores:

❖ **Tasa de Falla (λ).**- Para un tramo o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que, en promedio, dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Incluye fallas por cortocircuito, sobrecargas, descargas atmosféricas, accidentes, etc. En ciertos casos puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, basta asignar a tal elemento una tasa de falla igual a cero.

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la forma siguiente:

- a través del historial, para el tramo individual,
- mediante una estimación, considerando el sistema completo:

$$\lambda = b * I \cdot \left(\frac{1}{\text{año}} \right) \quad (4.25)$$

$$b = \frac{m}{L * T} \cdot \left[\frac{1}{\text{km} \cdot \text{año}} \right] \quad (4.26)$$

donde:

m = cantidad de fallas.

L = longitud total de líneas expuestas a falla, en km

T = período de estudio, en años

b = Número de fallas, por km por año

I = longitud de la línea de interés.

Para elementos individuales, como transformadores, switches, interruptores, etc., se tiene:

$$\lambda = \frac{m}{N * T} \cdot \left(\frac{1}{\text{año}} \right) \quad (4.27)$$

donde:

m = cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento

N = cantidad de elementos expuestos a falla

T = periodo de observación, en años.

- ❖ **Tiempo de interrupción (μ).**- El tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, limpieza, etc.).

Se denomina tiempo total de interrupción del servicio eléctrico, al periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo. El tiempo que tarda el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla y de los equipo presentes en el sistema. En general, se tendrá para una red de distribución cualquiera, la clasificación de tiempos siguiente:

- ⇒ **Tiempo para conocimiento de la falla (T_c).**- Es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella. La automatización juega un papel importante, puesto que si existe señalización del estado de las protecciones (en un panel de control), la magnitud de este tiempo es muy pequeña; a tal punto que se lo consideraría cero.
- ⇒ **Tiempo de preparación (T_p).**- Corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.
- ⇒ **Tiempo de localización (T_l).**- Es el tiempo que se gastan en trasladarse a las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla,

- ⇒ **Tiempo de maniobra para transferencia.**- Es el tiempo que se realiza las maniobras de transferencia para restablecer el servicio en los tramos donde lo sea posible,
- ⇒ **Tiempo de reparación (T_r).**- Es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos dañados.
- ⇒ **Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (T_v).**- Es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

Para la cuantificación de estos parámetros, la sección de operación y mantenimiento de las empresas eléctricas, disponen de tiempos promedios ya que ellos están en constante realización de estas operaciones.

4.6.1.3 Clasificación de los estados.

En función de la protección asociada, así como de sus alternativas de alimentación, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que pueda definirse de la siguiente manera ante la existencia de una falla en otro tramo del alimentador:

- **Normal.**- el estado del tramo de alimentador i se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en elemento j .
- **Restablecible.**- el estado del tramo de alimentador i se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes de reparar el elemento j fallado; aislando j mediante algún elemento de maniobra.
- **Transferible.**- el estado del tramo de alimentador i se define como transferible, cuando exista alguna maniobra para re-energizarlo, antes de reparar el bloque j en falla.

- **Irrestablecible.**- son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobras.
- **Irrestablecible con espera.**- el tramo j en falla, se define como irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación deben realizar algunas maniobras.

4.6.2 DETERMINACIÓN DE ESTADOS DE LOS ELEMENTOS.

4.6.2.1 Determinación de estados.

Para saber la duración y frecuencia de las fallas en los tramos de un alimentador, así como otros índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento de la red ante las contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes.

Para un mejor ordenamiento, se propone la construcción de una matriz, donde en las columnas presentan la condición del elemento, ante falla del elemento indicado por la fila. A continuación se presenta un algoritmo:

- a) Describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra. Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros frecuencia y duración de fallas.
- b) Preparar una matriz de orden $n \times n$, donde n es el número de elementos del modelo.
- c) Tomando un elemento a la vez, simular una falla (elemento i).
- d) Para el resto de elementos (j), analizar los efectos de la protección asociada al elemento fallado (i).

- Si la actuación de la protección no afecta al elemento j , este se define como **normal**.
 - Si el elemento j se ve afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un switch normalmente abierto, entonces este elemento es **transferible**.
 - El elemento que sufre la falla ($i=j$), se define inmediatamente **irrestablecible**, o bien **irrestablecible con tiempo de espera**, si previo a su reparación se debe realizar alguna maniobra de transferencia.
 - El elemento j debe definirse como **restablecible**, si antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su separación de la red, es posible reponer el suministro de electricidad al resto del sistema.
- e) Calcular los índices frecuencia y duración de fallas para cada uno de los elementos del sistema.
- f) Calcular los índices asociados a los clientes, al sistema en general, etc.

4.6.2.2 Evaluación de estados.

Para los sistemas de topología radial, como los a analizar; se demuestra fácilmente que:

$$\lambda_T = \sum_i \lambda_i \tag{4.28}$$

$$U_i = \lambda_i * r_i \tag{4.29}$$

$$U_T = \sum_i U_i \tag{4.30}$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum_i \lambda_i * r_i}{\sum_i \lambda_i} \tag{4.31}$$

donde:

λ_i = tasa de falla del elemento i , fallas / año.

r_i = tiempo de reparación del elemento i . Horas.

U_i = indisponibilidad anual del elemento i , horas / año.

λ_T = tasa de falla del sistema serie, fallas / año.

r_T = tiempo de reparación total, horas.

U_T = indisponibilidad anual total del sistema serie, horas / año.

Como puede apreciarse de la metodología descrita, cada elemento "genera" independientemente una cierta cantidad de fallas, pero la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de energía eléctrica es mayor, considerando los efectos de los otros elementos.

La cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado definido para cada elemento, según se muestra en la tabla 4.1:

Interrupciones aportadas, según tipo de elemento	
Tipo de Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	λ
Irrestablecible	λ
Irrestablecible en espera	λ
Transferible	2λ

TABLA 4.1 Evaluación de los estados.

Se puede observar que cuando un elemento es transferible, aparece una tasa de falla doble; esto se debe a que luego de efectuada la reparación del elemento afectado por una falla, se debe volver a la configuración original del sistema, por lo tanto se interrumpe el servicio con una duración T_v (tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación).

Para el caso de elementos que representan tramos de alimentador, la tasa de falla debe calcularse como:

$$\lambda_T = \lambda_i * l_i \tag{4.32}$$

donde:

λ_i = tasa de falla unitaria del tramo l_i , fallas / año.km

λ_T = tasa de falla del tramo, fallas / año

l_i = longitud del tramo alimentador i , km

Entonces, la tasa de falla total para 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 y la tabla 4.1, es decir:

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \tag{4.33}$$

donde: λ_{Ei} = tasa de falla total del elemento i , fallas / año

λ_i^j = cantidad de interrupciones en elemento i , debido a falla en elemento j

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

Por su parte el tiempo total de interrupciones también depende de la definición de tipo, como se indica en la tabla 4.2. El tiempo total de interrupciones de un elemento, corresponde a la indisponibilidad de él en el periodo considerado. Para obtener el tiempo total de indisponibilidad anual, se debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportadas por cada elemento, según se indica en la columna de la matriz de estados y la tabla 4.2.

TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN	
Tipo de Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	Tc+Tp+TI
Irrestablecible	Tc+Tp+TI+Tr
Irrestablecible en espera	Tc+Tp+TI+Tt+Tr
Transferible	Tc+Tp+TI+Tt+Tv

Tabla 4.2 Tipos de interrupción.

$$T_i^j = \lambda_i^j * r_j \quad (4.34)$$

$$T_{Ei} = \sum_{j=1}^n T_i^j \quad (4.35)$$

donde:

λ_i^j = cantidad de interrupciones del elemento i, debido a fallas en el elemento j, fallas / año.

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

T_i^j = indisponibilidad anual del elemento i, debido a la falla en elemento j, horas / año

T_{Ei} = indisponibilidad anual total del elemento i, horas / año

n = cantidad de elementos del modelo de la red.

Adicionalmente, se determina índices orientados a medir la calidad de servicio que reciben los usuarios. Para ello, debe considerarse que los usuarios están conectados a algún tramo, de manera que en forma individual, la frecuencia de interrupciones, así como la indisponibilidad del servicio de energía eléctrica corresponde a la del tramo a la cual están conectados. Como índices globales para los consumidores, se determina, frecuencia media de interrupción (FI), (4.3); y el tiempo total de interrupción medio (TI), (4.4).

4.7 ANALISIS DE CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS EN ESTUDIO.

A continuación se realiza un análisis para determinar los índices actuales de confiabilidad en los tramos de los alimentadores, para luego obtener de forma global un índice para cada alimentador. Los tramos del alimentador se define como conductores separados por un tipo de elemento de seccionamiento y/o protección, como se ve en el anexo 5.1 en donde se representa la ubicación del equipo de seccionamiento y los tramos en estudio.

Los elementos de seccionamiento y/o protección se lo designa mediante la siguiente nomenclatura: seccionador fusible (SF), seccionador barra (SB),

reconectador (R) y disyuntor (D). Cada tramo es identificado por el elemento de protección cercano aguas arriba del mismo, así: si el elemento de protección es el SF1, el tramo será el T1; si el elemento protector es el SF8 el tramo será el T8 y así según corresponda.

Según la metodología del análisis de confiabilidad, una vez modelada la red de distribución a través de tramos del alimentador y caracterizados sus elementos, se prepara una matriz de orden $n \times n$, donde n es el número de elementos del modelo; en donde las columnas presentan la condición del elemento, ante falla del elemento indicado por la fila. Pero para los primarios en estudio, se plantean matrices de orden $n \times m$, siendo m el número de tramos del alimentador que conforman la topología de la red propuesta para el análisis; esto se debe a que únicamente interesa conocer la confiabilidad de los tramos en donde se encuentran los usuarios, es importante indicar que al realizar esto no se está dejando de lado el efecto que provoca la falla de un elemento de protección.

4.7.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS ELEMENTOS EN LOS ALIMENTADORES.

Caracterizar a los elementos en los alimentadores es encontrar la tasa de falla y el tiempo de reparación de cada uno de los tramos y elementos de protección presentes en la red en análisis.

La EEA. S.A. no dispone de registros detallados que permita establecer la cantidad de fallas que se han producido en cada uno de los tramos o elementos de protección asociados a estos. Por esta razón y considerando que una falla es igualmente probable que se presente en cualquier punto a lo largo del alimentador; para caracterizar los tramos una alternativa útil es utilizar los reportes de las interrupciones debido a toda las fallas ocurridas a lo largo de un año de todos los alimentadores de la EEA. S.A.

Una vez que se disponga de los reportes de interrupciones provocados por fallas a lo largo de un año (para el presente caso el año 2003), y diferenciándolas entre

las que se producen en alimentadores urbanos y rurales; se calcula la tasa de falla promedio para tramos, los cuales serán aplicables a todos los alimentadores según su tipo urbano o rural.

Ante falla de los seccionadores, para establecer la condición de los diferentes tramos, se ha considerado que si el elemento de seccionamiento fallado corta el flujo de corriente hacia el punto o tramo en análisis, provoca sobre éste la condición de tramo irrestablecible, esto se lo efectúa así; debido a que los tiempos de reparación de los seccionadores son cortos, similares a los que involucra el realizar maniobras de traspaso de carga, por lo que resulta conveniente reparar el elemento dañado.

El cálculo de la tasa de falla promedio para tramos de alimentadores se realiza utilizando la ecuación 4.26, así:

$$b = \frac{m}{LT} (1/km - \text{año})$$

donde:

m = cantidad de fallas ocurridas en todos los alimentadores urbanos o rurales, según sea el caso.

L = Longitud total de las líneas urbanas o rurales expuestas a fallas.

T = Período de estudio años.

b = número de fallas, por kilómetro de fallas.

Por lo tanto se tiene que, para tramos urbanos:

$$b = \frac{334 \text{ fallas}}{953 .3 \text{ km} * 1 \text{ año}} = 0.3504 \left[\frac{\text{fallas}}{\text{km} * \text{año}} \right]$$

Para los tramos rurales:

$$b = \frac{135 \text{ fallas}}{956 .1 \text{ km} * 1 \text{ año}} = 0.1412 \left[\frac{\text{fallas}}{\text{km} * \text{año}} \right]$$

Al encontrarse los alimentadores ubicados en una misma área de concesión, este proceso es el adecuado, pues las condiciones de falla distinguiendo primario urbanos y rurales van a ser relativamente similares; por lo que los índices que se encuentren se pueden aplicarse sin ningún problema a un alimentador cualquiera.

Los tiempos medios de interrupción ocasionados por las fallas en los tramos del alimentador se han establecido tomando en consideración el tipo y longitud del alimentador, así como de información proporcionada por parte del personal de reparación y mantenimiento de la EEA. S.A. acerca de los tiempos de conocimiento, preparación, trasposos y reparación de los tramos de los alimentadores primarios de distribución.

No se dispone de información detallada acerca del número de fallas que han ocurrido en los elementos y equipos de protección para un determinado periodo, por lo tanto se ve imposibilitado desarrollar una caracterización de estos elementos; tomando en cuenta el comportamiento real que se ha dado a lo largo del tiempo, aplicando la ecuación 4.35, lo recomendable es la utilizar índices teóricos (tasa de falla y tiempos de reparación) obtenidos de la referencia {15}, en base al monitoreo de equipos sometidos a similares condiciones operativas.

Las tasas de falla y tiempos de interrupción que se aplicarán sobre los tramos y elementos de protección de los alimentadores primarios analizados, son:

TRAMOS	λ fallas/km.año	Tc (min)	Tp (min)	Tl (min)	Tt (min)	Tr (min)	Tv (min)
URBANO	0.3504	10	5	15	15	90	15
RURAL	0.1412	10	5	40	25	60	25

Elemento de protección y/o seccionamiento		
Elemento	λ (fallas/km.año)	r (horas)
Disyuntor	0.003	27
Seccionador	0.006	0.68

Tabla 4.3 Caracterización de elementos.

Es importante indicar que debido a la metodología de evaluación de la confiabilidad descrita en secciones anteriores, no se considera el efecto de reconexión automática, puesto que se esta realizando primeramente un estudio de las condiciones actuales del sistema.

Los tiempos de interrupción a aplicarse en cada uno de los tramos y elementos de protección de los alimentadores, se lo presenta en la siguiente tabla 2.4

		Tiempo de interrupción en los tramos	
Tipo de Elemento	Interrupciones	Urbana (h)	Rural (h)
Normal	0	0	0
Restablecible	$T_c+T_p+T_I$	0.50	0.917
Irrestablecible	$T_c+T_p+T_I+T_r$	2.00	1.917
Irrestablecible en espera	$T_c+T_p+T_I+T_t+T_r$	2.25	2.333
Transferible	$T_c+T_p+T_I+T_t+T_v$	1.00	1.750

Tabla 4.4 Tiempos de interrupción.

4.7.2 ÍNDICES ACTUALES DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO

Para cada uno de los tramos de los alimentadores se encontrará la tasa de falla (λ), tiempo de interrupción (r) e indisponibilidad (U); para luego encontrar los índices globales de frecuencia de interrupción (FI) y tiempo total de interrupción medio (Ti). Los elementos presentes en el modelo se caracterizan utilizando los parámetros de frecuencia y duración de fallas indicados en la tabla 4.3.

Se especifican las siguientes características para cada alimentador en análisis: la longitud de cada tramo, sus kVAs instalados y los equipos de seccionamiento instalados en sus respectivos tramos; pero un punto importante es considerar la posibilidad de realizar transferencia a otro alimentador.

» **Índices actuales del alimentador Las Américas.**

El alimentador Las Américas es urbano y sus tramos tienen la posibilidad de ser transferidos a otro alimentador (al alimentador Catiglata) en su totalidad ante la ocurrencia de contingencias o debido al desarrollo de trabajos de mantenimiento. La información necesaria para el desarrollo del presente análisis se encuentra detallado en la tabla 4.5; al tener estos datos, se plantea la matriz de estados que para este caso es de orden 50 x 25 y siguiendo con lo señalado en la sección 4.6 se obtiene los índices de confiabilidad para cada uno de los tramos del alimentador en análisis. La matriz de estado se puede apreciar en el Anexo 4.2.

Una vez determinada la matriz de estados, se calcula la tasa de falla promedio para los tramos del alimentador Las Américas utilizando la ecuación 4.26, como se indica en la sección 4.7.1; y se escoge el valor correspondiente al urbano ya que este alimentador así lo es. Los datos cualitativos de la matriz de estados, son reemplazados por los cuantitativos utilizando las tablas 4.1 y 4.3, tanto para los equipos como para los tramos de la matriz de estado, de esta forma se obtiene la matriz con valores numéricos.

Para encontrar la matriz de tasa de falla, se multiplica cada uno de los elementos de la matriz de estado por la longitud del tramo al que corresponde y por la tasa de falla promedio de los tramos del alimentador. En lo concerniente a los equipos de la matriz de estados, se multiplica por la tasa de falla del equipo indicado en la tabla 4.3. Como las columnas de esta matriz representan los tramos, al realizar la sumatoria; se obtiene la tasa de falla al año correspondiente al tramo indicado.

Para encontrar la matriz de tiempos de interrupción, se utilizan las tablas 4.2 y 4.3 y de esta forma se puede obtener la matriz de indisponibilidad realizando la multiplicación de la matriz de tasa de falla por la matriz de tiempos de interrupción; al realizar la sumatoria de los elementos de cada columna, encontrando los índices de indisponibilidad para cada tramo. Gracias al manejo de datos a través de tablas en el programa MICROSOFT EXCELL se realizaron los presentes cálculos.

Para tener los tiempos de interrupción de cada tramo, se divide el resultado del tiempo de indisponibilidad para la tasa de falla correspondiente al tramo.

ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD TRAMO (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	\bar{U} (horas/año)	r (horas)
AM-D	D	0.563	150	2.60081	1.80460	0.69386
AM-1	SF1	0.106	25	2.60681	1.81508	0.69628
AM-2	SF2	0.216	50	2.61281	1.93267	0.73969
AM-3	SF3	0.159	75	2.60681	1.84293	0.70697
AM-4	SF4	0.259	10	2.61281	1.98313	0.75900
AM-5	SF5	0.607	370	2.60681	2.07838	0.79729
AM-6	SF6	0.237	70	2.61281	2.20701	0.84469
AM-7	SF7	0.200	75	2.61881	2.31620	0.88445
AM-8	SF8	0.346	137.5	2.80406	1.93864	0.69137
AM-9	SF9	0.220	15	2.81006	2.02803	0.72170
AM-10	SF10	0.204	262.5	2.93129	2.01729	0.68819
AM-11	SF11	0.482	155	2.93729	2.25682	0.76833
AM-12	SF12	0.280	37.5	2.94329	2.40805	0.81815
AM-13	SF13	0.283	50	3.00876	2.16511	0.71960
AM-14	SF14	0.310	230	3.01476	2.30732	0.76534
AM-15	SF15	0.150	105	3.02076	2.39023	0.79127
AM-16	SF16	0.050	30	3.01476	2.17068	0.72002
AM-17	SF17	0.250	50	3.01476	2.27579	0.75488
AM-18	SF18	0.070	100	3.02076	2.31665	0.76691
AM-19	SF19	0.427	487.5	3.11392	2.38968	0.76742
AM-20	SF20	0.419	300	3.11992	2.57657	0.82584
AM-21	SF21	0.367	175	3.12592	2.77352	0.88727
AM-22	SF22	0.185	50	3.12592	2.67787	0.85667
AM-23	SF23	0.189	162.5	3.26952	2.43076	0.74346
AM-24	SF24	0.827	432.5	3.00876	2.42622	0.80638

Tabla 4.5 Resumen de índices de confiabilidad del alimentador Las Américas.

Una vez encontrados los índices de confiabilidad para los tramos, se procede a encontrar los índices globales para el alimentador.

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i * kVA_i}{\sum_i kVA_i} = 2.9427 \text{ salidas / año}$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i * r_i * kVA_i}{\sum_i kVA_i} = 2.28478 \text{ horas / año}$$

Al realizar un análisis de los resultados obtenidos, se observa que el tiempo total de interrupción medio (TI) del tramo, y como cada tramo esta asociado a una determinada cantidad de clientes; por lo que el promedio de cada cliente o consumidor de esta red experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica de 2.28 horas en un año, con una frecuencia de 2.94 veces al año.

» **Índices actuales del alimentador Catiglata.**

Este alimentador es rural y sus tramos tienen la posibilidad de ser transferidos a otro alimentador (al alimentador Las Américas) en su totalidad ante la ocurrencia de contingencias o debido al desarrollo de trabajos de mantenimiento.

La información necesaria para el desarrollo del presente análisis se encuentra detallado en la tabla 4.6; al tener estos datos, se plantea la matriz de estados que para este caso es de orden 38 x 19 y siguiendo con lo señalado es la sección 4.6 se obtiene los índices de confiabilidad para cada uno de los tramos del alimentador en análisis. La matriz de estado se puede apreciar en el Anexo 4.2. Las matrices de tasa de falla, tiempos de interrupción y duración de la indisponibilidad del servicio, se plantea a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de falla y tiempos de interrupción presentados en la tabla 4.3.

De la misma manera que se realizan los cálculos en el alimentador Las Américas, se lo realiza para este caso, pero se debe tener en cuenta que es un alimentador rural.

ALIMENTADOR CATIGLATA						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD TRAMO (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	U (horas/año)	r (horas)
CA-D	D	0.040	0	1.15126	1.22019	1.05987
CA-1	SF1	1.527	215	1.15726	1.43754	1.24219

CA-2	SF2	0.230	60	1.16326	1.47410	1.26721
CA-3	SF3	0.196	25	1.16326	1.46930	1.26308
CA-4	SF4	0.369	105	1.15726	1.27404	1.10090
CA-5	SF5	0.896	20	1.16326	1.40463	1.20749
CA-6	SF6	0.150	0	1.16291	1.26080	1.08418
CA-7	SF7	0.553	30	1.19009	1.39999	1.17638
CA-8	SF8	0.523	55	1.19609	1.44567	1.20866
CA-9	SF9	0.063	10	1.20209	1.45865	1.21343
CA-10	SF10	0.341	1325	1.27417	1.56346	1.22704
CA-11	SF11	0.401	60	1.32832	1.68050	1.26513
CA-12	SF12	0.457	70	1.39094	1.83874	1.32194
CA-13	SF13	0.226	1160	1.33432	1.71649	1.28641
CA-14	SF14	1.154	180	1.32832	1.85412	1.39583
CA-15	SF15	0.058	100	1.33432	1.79909	1.34832
CA-16	SF16	0.557	35	1.49726	2.12749	1.42092
CA-17	SF17	0.212	300	1.33432	1.82083	1.36461
CA-18	SF18	0.158	90	1.33432	1.82083	1.36461

Tabla 4.6 Resumen de índices de confiabilidad del alimentador Catiglata.

Una vez encontrados los índices de confiabilidad para los tramos, se procede a encontrar los índices globales para el alimentador.

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i * kVA_i}{\sum_i kVA_i} = 1.2928 \text{ salidas / año}$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i * r_i * kVA_i}{\sum_i kVA_i} = 1.6465 \text{ horas / año}$$

Al realizar un análisis de los resultados obtenidos, se observa que el tiempo total de interrupción medio (TI) del tramo, y como cada tramo esta asociado a una determinada cantidad de clientes; por lo que el promedio de cada cliente o consumidor de esta red experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica de 1.6465 horas en un año, con una frecuencia de 1.2928 veces al año.

**CAPITULO
V**

PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN.

En capítulos anteriores se realizó una descripción de los elementos y conceptos necesarios para realizar un análisis completo del estado actual de los alimentadores Las Américas y Catiglata, con lo cual se determinaron las magnitudes eléctricas que intervienen en cada uno de ellos.

Acorde con ello, en el presente capítulo se analizan técnicamente las diferentes alternativas para automatizar los alimentadores Las Américas y Catiglata del sistema de distribución perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato S.A. Logrando describir las características técnicas de los equipos a implementarse en cada configuración de los sistemas para la automatización, con la finalidad de escoger cual sistema de automatización para los alimentadores de distribución es el más conveniente.

El análisis de confiabilidad descrito en el capítulo anterior no permite determinar los índices de calidad de servicio eléctrico entregado por la EEA. S.A., sino que, como se verá más adelante permitirá determinar el lugar propicio para la ubicación del equipo a implementar.

Hay una variedad de equipos en el mercado que prestan un servicio eficiente para la automatización de los alimentadores, pero; en el presente análisis se determinarán los parámetros básicos para la colocación de los equipos automáticos a lo largo de un alimentador y la indicación de parámetros que permitan determinar los beneficios que resultan de esta planificación.

5.2 GENERALIDADES

La fiabilidad de las Redes de Distribución Eléctricas Radiales es un aspecto de suma importancia cuando se habla de calidad y eficiencia de los sistemas de suministro eléctrico a los consumidores.

La instalación en las redes de distribución de consumidores que utilizan sistemas y equipos con tecnología cada vez más avanzada requiere que el servicio que se ofrezca a través de ellas sea siempre más fiable.

Las fallas en los circuitos de distribución tienen un costo elevado no sólo para los consumidores sino también para las Empresas donde se traducen en:

- Costo de mantenimiento
- Reducción de la facturación
- Multas
- Costo social
- Imagen de la Empresa Eléctrica

La estadística mundial indica que el costo del kilowatt – hora no distribuido es elevado y el costo del mantenimiento se debe principalmente a:

- Tiempo de localización de la falla
- Personal de mantenimiento
- Equipos de mantenimiento
- Piezas de repuesto
- Tiempo de mantenimiento mismo

Debido a esto es necesario analizar e implementar variantes que sean factibles económicamente y que respondan a las especificaciones técnicas de nuestras líneas de distribución y la necesidad de brindar un servicio con calidad a los consumidores.

De ahí la alternativa de introducir el concepto de automatización del sistema de distribución, ya que se encuentra firmemente vinculado a la obtención de información útil, en tiempo y calidad, para facilitar la toma de decisiones operacionales, así como una identificación más rápida de fallos, que conduzca a su adecuada resolución.

5.3 AUTOMATIZACIÓN ^{15}

La automatización es la implementación de un sistema diseñado para operar, controlar, supervisar y coordinar remotamente el uso de todos los componentes del Sistema en tiempo real con el fin de optimizar la dirección de recursos importantes y reforzar la eficacia de operación y mantenimiento (O&M) con la mínima intervención humana.

5.3.1 FASES DE LA AUTOMATIZACIÓN ^{16}

Si se desea automatizar cualquier proceso ya sea este físico, químico y principalmente en un estudio eléctrico, se debe destacar las siguientes fases a realizar:

- ⇒ Estudio de las condiciones actuales del sistema.
- ⇒ Balance del estado de las comunicaciones internas y externas del sistema.
- ⇒ Identificación de las necesidades de control, protección y medición del elemento.
- ⇒ Planteamiento de la alternativa que cumpla las necesidades especificadas.
- ⇒ Selección con el equipo acorde con la alternativa propuesta.
- ⇒ Planteamiento y diseño del esquema de Automatización.

^{15} Seminario “ Integración y Automatización de Subestaciones, SCADA y Comunicaciones” , IEEE, 24 y 25 de Abril del 2003

^{16} CUASMIQUER, Raúl – NARANJO Silvia, “Estudio de la factibilidad de la automatización de la S/E Santa Rosa de Transelectric”. Quito, Enero del 2003.

5.4 QUE ES LA AUTOMATIZACIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN^{17} {18}

Un Sistema Automatizado de Distribución – SAD – es una combinación de sistemas automatizados que permite a una empresa distribuidora de energía, planear, coordinar, operar y controlar algunos o todos los componentes de sus sistema eléctrico, en tiempo real.

Este sistema abarca funciones como la de adquisición, control y supervisión de datos, operación remota de primarios, aislamiento de fallas y reestablecimiento del servicio, medición y lecturas de consumo remotas y control automático de las cargas.

La automatización en redes de Distribución, tiene como objetivos fundamentales los siguientes:

- Minimizar los requerimientos de recursos económicos.
- Disminución de costos de Operación y Mantenimiento.
- Ahorros en atención de interrupciones de servicio.
- Aumentar en la confiabilidad del sistema.
- Cumplir con las normas de continuidad y calidad de servicio.
- Mejorar las decisiones a nivel de planeamiento y diseño.

En la distribución hay tres áreas dónde la automatización puede llevarse a cabo, como se puede observar en la figura 5.1:

- A nivel de usuario
- en los alimentadores; y,
- en la subestación

^{17} Automatización de la Operación de Sistemas de Distribución, Narcisca Romero Vega Tesis de Grado EPN Noviembre 1990. Capítulo 4 Pág. 34 – 36

^{18} IEE “ Electric Energy T&D Magazine”. Successful integration and automation relies on strategic plan, Enero/Febrero 2003. Pág. 14 - 18

Cada uno tiene su importancia, pero las subestaciones son los puntos focales típicos porque se concentra la información, en forma más adecuada con datos que ayudan al análisis técnico y mejoramiento de la calidad del suministro de energía eléctrica.

La automatización de la distribución depende de muchos aspectos como: edad de su infraestructura, geografía del área de servicio y grado de automatización existente. Por esta razón, todas las tres áreas de automatización de la distribución deben ser consideradas desarrollando un plan de aplicación estratégico.

En el presente estudio, se realizará un análisis enfocado a la automatización en los alimentadores.

5.4.1 LA AUTOMATIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES ⁽¹⁹⁾

La automatización de los alimentadores comprende la instalación y vinculación de los dispositivos de seccionamiento o interruptores, a lo largo del alimentador. Cuando hay un problema con el alimentador, se darán los datos a la subestación o centro del mando para el análisis. Una vez el problema se ha identificado, un técnico puede activar el interruptor remotamente para aislar el segmento que causa el problema, hasta reparar el problema.

El desafío financiero de la automatización del alimentador es similar a los AMR, los alimentadores son numerosos y extensos, esto sería factible en alimentadores muy problemáticos.

⁽¹⁹⁾ GUERRERO, Augusto – INGA, Marco, “Automatización y coordinación de protecciones de la subestación no. 1 de distribución (clubunga) de la empresa eléctrica Riobamba” Quito, Febrero 2004.

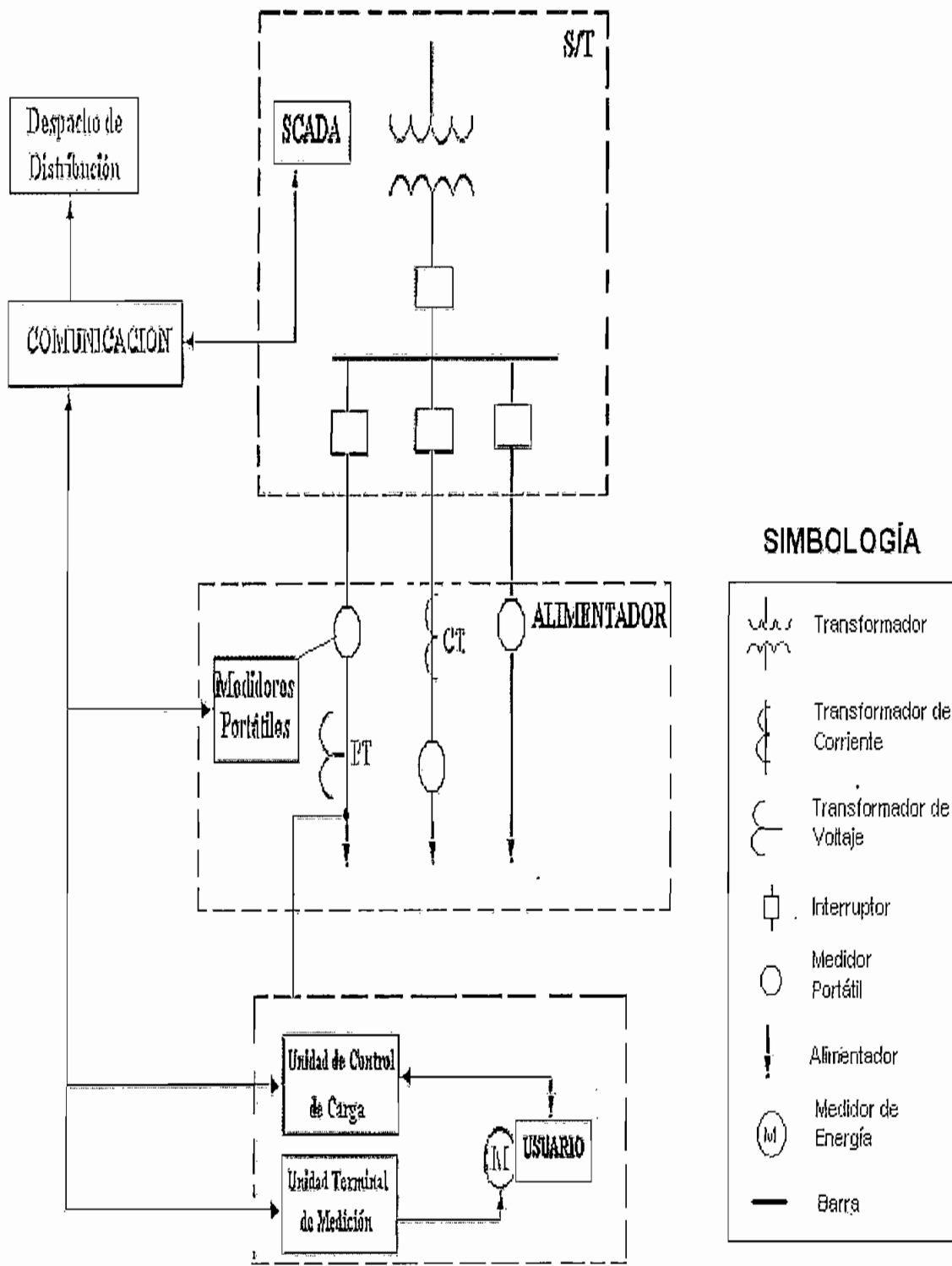


Figura 5.1 Áreas de automatización en los Sistemas de Distribución

5.5 ALGORITMO ^{17} ^{20}

La automatización no solo implica la aplicación de las funciones de supervisión y adquisición de datos (Sistema SCADA), sino también el análisis de la topología de la red y que tiene un sin número de funciones que responden a un procedimiento lógico como se muestra en la figura 3.2, estos son:

- Localización de la falla
- Aislamiento de la falla
- Restauración del servicio
- Balance de carga entre alimentadores
- Verificación de los límites eléctricos

5.5.1 LOCALIZACIÓN DE LA FALLA

Cuando una falla ocurre en un alimentador, el equipo de protección ordenará la apertura del disyuntor principal del primario. Luego vendrá la operación de reconexión y si la falla se despeja, no habrá otra acción. Sin embargo, si la falla se mantiene, el disyuntor dispara y se queda abierto.

La entrada a esta función es la identificación del disyuntor que ha disparado y la salida es una lista de las zonas a ser aisladas por la función de aislamiento de la falla.

^{20} Sistemas SCADA en distribución de energía eléctrica, Rafael Guzmán Fernández
Grado EPN Julio 2003, Capítulo 4 Pág. 239 - 243

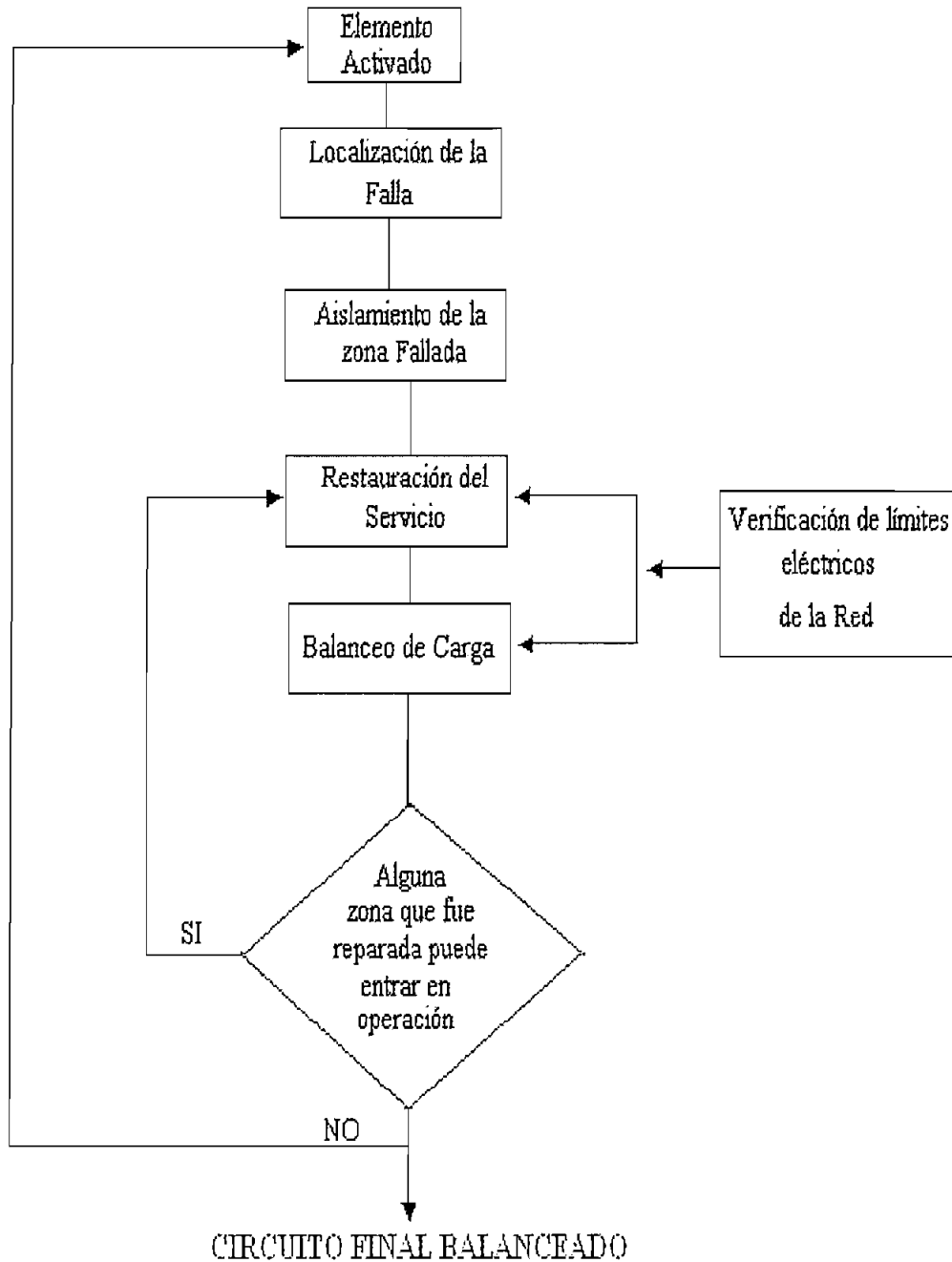


Figura 5.2 Algoritmo Lógico

5.5.2 AISLAMIENTO DE LA FALLA

Esta función determina las maniobras que deben ser ejecutadas para aislar las zonas defectuosas del resto de la red, una vez localizada la falla. La entrada a

esta función es una lista de las zonas falladas identificadas por la función de localización de falla, la salida es una lista de los elementos de protección bajo carga a ser abiertos para aislar la falla.

5.5.3 RESTAURACIÓN DEL SERVICIO

Luego de que las zonas defectuosas son localizadas y aisladas del resto de la red, las zonas que no están con falla, que fueron desenergizadas, deben entrar en servicio, entonces esta función determina las operaciones de maniobra necesarias para restaurar el servicio a las zonas no falladas en la red. La entrada a esta función es la lista de los elementos de protección bajo carga a ser abiertos, proporcionada por la función de aislamiento de la falla. La salida es una lista de los elementos de protección a cerrarse para restaurar el servicio en la mayor parte posible de la red.

5.5.4 BALANCE DE CARGA ENTRE LOS ALIMENTADORES

El objetivo de esta función es el determinar las maniobras necesarias para transferir zonas de un alimentador a otro, que conduzcan a una mejor distribución de la carga entre los alimentadores, pero debe tenerse en cuenta la capacidad de cada uno de los alimentadores.

5.5.5 VERIFICACIÓN DE LOS LÍMITES ELÉCTRICOS DE LA RED

Las decisiones que se tomen en cuanto a las maniobras para los procesos de restauración del servicio así como para el balance de carga, estarán influenciadas por el comportamiento de la red en términos de sus características eléctricas (voltajes y corrientes). Con la finalidad de verificar el cumplimiento de los límites eléctricos de la red, se utiliza un programa de flujo de carga que es un paquete muy conocido y disponible en la mayoría de las Empresas Eléctricas.

5.6 SISTEMA SCADA {21} {22}

5.6.1 DEFINICIÓN GENERAL.

El SCADA (supervisory control and data acquisition), se define como un sistema industrial de mediciones y control que consiste de una computadora principal o master (generalmente llamada Estación Principal, Master Terminal Unit o MTU); una o más unidades de control obteniendo datos de campo denominadas generalmente llamadas estaciones remotas, Remote Terminal Units, o RTU's; y una colección de software estándar y/o a medida usado para monitorear y controlar remotamente dispositivos de campo.

Los sistemas SCADA contemporáneos exhiben predominantemente características de control a lazo abierto y utilizan comunicaciones generalmente interurbanas, aunque algunos elementos de control a lazo cerrado y/o de comunicaciones de corta distancia pueden también estar presentes.

Sistemas similares a SCADA son vistos rutinariamente en fábricas, plantas de tratamiento, etc. Éstos son llamados a menudo como Sistemas de Control Distribuidos (DCS - Distributed Control Systems). Tienen funciones similares a los sistemas SCADA, pero las unidades de colección o de control de datos de campo se establecen generalmente dentro de un área confinada. Las comunicaciones pueden ser vía una red de área local (LAN), y serán normalmente confiables y de alta velocidad. Un sistema DCS emplea generalmente cantidades significativas de control a lazo cerrado.

Un sistema SCADA por otra parte, generalmente cubre áreas geográficas más grandes, y normalmente depende de una variedad de sistemas de comunicación menos confiables que una LAN. El control a lazo cerrado en esta situación será menos deseable.

^[21] IEE " Power & Energy Magazine", Substation Automation – IED Integration and availability of information, Marzo/Abril 2003, Pág. 22 - 26

^[22] FIALLOS, Diego. "Estudios de factibilidad para implementar un sistema scada de distribución de la empresa eléctrica de EMELORO" EPN Quito, Mayo 2003

Por lo tanto un SCADA se utiliza para vigilar, controlar planta industriales, procesos, mediante el control que puede ser automático, o iniciado por comandos de operador. La adquisición de datos se logra en primer lugar con los RTU's que exploran las entradas de información de campo conectadas con ellos, función que en la actualidad lo realiza un PLC's lo cual lo realiza en intervalos muy pequeños. Y en una segunda parte la MTU (Master Terminal Unit) explora los RTU's para obtener datos y así establecer las condiciones de instantaneas del proceso, planta industrial, alarmas, etc.

Los datos pueden ser de tres tipos principales:

- Datos analógicos (por ejemplo números reales) que quizás sean presentados en gráficos.
- Datos digitales (on / off) que pueden tener alarmas asociadas a un estado o al otro.
- Datos de pulsos (por ejemplo conteo de revoluciones de un medidor) que serán normalmente contabilizados o acumulados.

La interfaz primaria al operador es un display que muestra una representación de la planta o del equipamiento en forma gráfica. Los datos vivos (dispositivos) se muestran como dibujos o esquemas en primer plano (foreground) sobre un fondo estático (background). Mientras los datos cambian en campo, el foreground es actualizado (una válvula se puede mostrar como abierta o cerrada, etc.). Los datos analógicos se pueden mostrar como números, o gráficamente (esquema de un tanque con su nivel de líquido almacenado). El sistema puede tener muchos de tales displays, y el operador puede seleccionar los más relevantes en cualquier momento.

5.6.2 SISTEMA DE COMUNICACIÓN

El Sistema de comunicación se constituye en una las partes más importante de un SCADA al ser el medio que mantiene enlazado todo un sistema de procesos industriales mediante un enlace por cable o inalámbrico.

5.6.2.1 Por Cable.

El medio de cables propietarios, cables (líneas) rentadas y fibra óptica pertenecen a esta categoría. En el caso de los medios propietarios, la industria realiza una inversión en el tendido de sus redes de comunicación que puede tener costos iniciales elevados. La ventaja está en que puede emplearlos a voluntad y sin tener que compartirlos. Una tarea que debe evaluarse es que deberá contratar personal para que mantenga operativo el sistema de comunicaciones y le de mantenimiento.

En el caso de las líneas rentadas, se recurre a entidades privadas o estatales que le proveen de una o varias líneas dedicadas solo para la industria que solicita tal servicio. La desventaja de este servicio es su costo pues se debe pagar una cuota inicial de conexión y luego una renta mensual. Las tareas de mantenimiento generalmente se pasan a la empresa que provee el servicio.

5.6.2.2 Líneas Telefónicas Dial – up

Son convenientes cuando las comunicaciones vía cable o radio no son posibles debido a la distancia, terreno, etc. En este caso se recurre a la PSTN (red telefónica pública) que en nuestro caso sería ANDINATEL, PACIFITEL o ETAPA.

Las RTU's que deban emplear esta metodología de comunicación deben ser capaces de efectuar una llamada telefónica al otro sitio.

Un inconveniente para emplear esta tecnología sería que no exista servicio telefónico justo en el sitio donde está ubicada una RTU. Este problema se soluciona si la zona dentro de la cobertura de una de las redes de celulares.

5.6.2.3 Por Radio.

Los sistemas SCADA basados de transmisión vía radio son probablemente los más comunes. Éstos evolucionaron con el tiempo, y lo más básico es el uso de FSK (frequency shift keying - codificación por conmutación de frecuencia) sobre canales de radio analógicos. Esto significa que aquellos 0 y 1 son representados por dos diversas frecuencias (1800 y 2100 hertzios son comunes). Estas frecuencias se pueden sintetizar y enviar sobre una radio de audio normal. Velocidades de hasta 1200 baudios son posibles.

Una consideración especial necesita ser dada al retardo de RTS (request to send - petición de enviar) que normalmente se presenta. Esto se produce porque una radio tomará algún tiempo después de ser encendida (on) para que la señal alcance niveles aceptables, y por lo tanto el sistema SCADA debe poder configurar estos retardos. La mayoría de las otras consideraciones con respecto a radio y SCADA se relacionan con el diseño básico de la red de radio.

Los servicios basados en satélites son numerosos, pero la mayoría son muy costosos. Hay situaciones donde no hay alternativas no obstante, existe un servicio basado en satélites que es económico: los sistemas VSAT: Very Small Aperture Terminal. Con VSAT, usted alquila un segmento del espacio (64k o más), y los datos se envían de un sitio remoto a un hub vía satélite.

La velocidad de transmisión de datos sobre radio estaba en su momento limitada al rango 300 baudios a 1200 baudios, pero las radios de datos modernas soportan hasta 9600 baudios (e incluso hasta 64k). Una red de radio que funciona en la banda de 900 Mhz es autorizada normalmente para utilizar 12,5 o 25 kHz de ancho de banda. En 25 kHz, las velocidades de 9600 baudios pueden ser alcanzadas, pero en 12,5 kHz solamente 4800 baudios son posibles con el equipamiento actual.

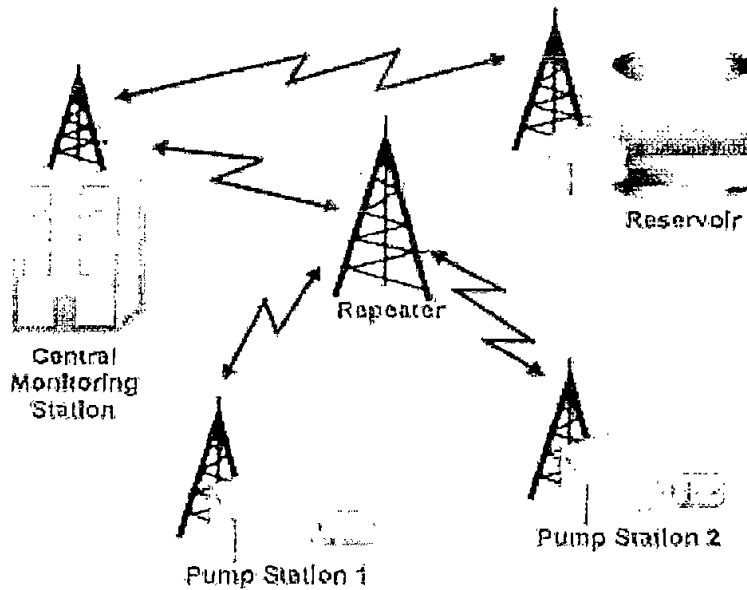


Figura 5.3 Red de Radio Típica

Una red de radio típica consiste en una conversación a través del repetidor situado en algún punto elevado, y un número de RTU's que comparten la red.

Todos los RTU's "hablan" sobre una frecuencia ($F1$) y escuchan en una segunda frecuencia ($F2$). El repetidor escucha en $F1$, y retransmite esto en $F2$, de modo que un RTU que transmite un mensaje en $F1$, lo tiene retransmitido en $F2$, tal que el resto de RTU's pueda oírlo. Los mensajes del Master viajan sobre un enlace de comunicación dedicado hacia el repetidor y son difundidos desde el repetidor en $F2$ a todos los RTU's. Si el protocolo de comunicaciones usado entre el Master y el repetidor es diferente al usado en la red de radio, entonces debe haber un "Gateway" en el sitio del repetidor. Este hecho permitiría utilizar los protocolos apropiados para cada uno de los medios. Se ha utilizado con éxito DNP3 sobre la red de radio y después encapsulado el DNP3 en el TCP/IP para permitir que una red de fines generales lleve los datos al Master.

El número de RTU's que puede compartir un repetidor depende de un número de factores. En primer lugar el tipo de equipo de radio puede afectar esto, teniendo en cuenta el retardo en alcanzar una señal estable. La aplicación también es un factor importante, ya que de ella depende el tiempo de respuesta requerido. Las

características del protocolo (la interrogación, informe por excepción, las transmisiones iniciadas por el RTU) también pueden ser significativas. La velocidad tiene obviamente un impacto también.

En el mercado existen radios en banda de los 150 y 450 MHz donde hay que pagar una licencia, o aquellos que usan ESPECTRO DISPERSO (Spread Spectrum) que no requieren el pago de licencias.

5.6.3 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN.

Se han desarrollado técnicas para la transmisión confiable sobre medios pobres, y es así que muchas compañías alcanzaron una ventaja competitiva respecto de sus competidoras simplemente debido al mérito técnico de sus protocolos. Estos protocolos por lo tanto tendieron a ser propietarios, y celosamente guardados.

Esto no representaba un problema al instalar el sistema, aunque sí cuando eran requeridas extensiones. Lo obvio y casi absolutamente necesario era acudir de nuevo al proveedor original. No era generalmente factible considerar el uso de un protocolo distinto, pues eran generalmente mutuamente excluyentes. Los progresos recientes han considerado la aparición de un número apreciable de protocolos "abiertos". IEC870/5, DNP3, MMS, MODBUS son algunos de éstos.

Los protocolos más adecuados son los multicapa completamente "encapsulados", y los sistemas SCADA que utilizan éstos pueden confiar en ellos para garantizar la salida de un mensaje y el arribo a destino. Un número de compañías ofrece los códigos fuente de estos protocolos, y otras ofrecen conjuntos de datos de prueba para ceder la implementación del mismo. Por medio de estos progresos está llegando a ser factible, por lo menos a este nivel, considerar la interoperabilidad del equipamiento de diversos fabricantes

5.6.3.1 Manejo de Fallas de Comunicaciones

Un sistema SCADA debe ser muy confiable. Los sistemas de comunicación para los sistemas SCADA se han desarrollado para manejar comunicaciones por redes de una manera predecible. Esto es especialmente importante donde está implicado el control - podría ser desastroso si las fallas de comunicaciones causaran que el sistema SCADA haga funcionar inadvertidamente el sector incorrecto del sistema de distribución.

Los sistemas SCADA hacen uso típicamente de las técnicas tradicionales de la paridad, del chequeo de sumas polinómicas, códigos de Hamming y demás. Sin embargo no confían simplemente en estas técnicas. La operatoria normal para un sistema SCADA es esperar siempre que cada transmisión sea reconocida. El sistema de interrogación que emplea tiene seguridad incorporada, en la que cada estación externa está controlada y debe periódicamente responder. Si no responde, entonces un número predeterminado de recomprobaciones será procurado. Las fallas eventualmente repetidas harán que el RTU en cuestión sea marcado como "fuera de servicio" (en un sistema de interrogación una falla de comunicación bloquea la red por un período de tiempo relativamente largo, y una vez que se haya detectado una falla, no hay motivo para volver a revisar).

La exactitud de la transmisión de un SCADA se ha mirado tradicionalmente como tan importante que la aplicación SCADA toma directamente la responsabilidad sobre ella. Esto se produce en contraste con protocolos de comunicación más generales donde la responsabilidad de transmitir datos confiablemente se deja a los mismos protocolos. A medida que se utilicen protocolos de comunicación más sofisticados, y los proveedores de SCADA comiencen a tomar confianza con ellos, entonces la responsabilidad de manejar errores será transferida al protocolo.

5.6.4 MTU - Master Terminal Unit o Centro de Control.

El "centro" de SCADA consiste típicamente en una colección de computadoras conectadas vía LAN (o LAN redundante). Cada máquina realiza una tarea especializada. La responsabilidad de la colección de datos básicamente puede residir en una de ellas (con un sistema mirror), las visualizaciones pueden ser manejadas por una segunda computadora, etcétera.

5.6.4.1 FUNCIONES

La parte más visible de un sistema SCADA es la estación central o MTU. Este es el "centro neurálgico" del sistema, y es el componente del cual el personal de operaciones se valdrá para ver la mayoría de la planta. Una MTU a veces se llama HMI -Human Machine Interface, interfaz hombre - máquina. Las funciones principales de una MTU de SCADA son:

Adquisición de datos.- Recolección de datos de los RTU's.

Trending.- Salvar los datos en una base de datos, y ponerlos a disposición de los operadores en forma de gráficos.

Procesamiento de Alarmas.- Analizar los datos recogidos de los RTU's para ver si han ocurrido condiciones anormales, y alertar a personal de operaciones sobre las mismas

Control.- Control a Lazo Cerrado, e iniciados por el operador.

Visualizaciones.- Gráficos del equipamiento actualizado para reflejar datos del campo.

Informes.- La mayoría de los sistemas SCADA tienen un ordenador dedicado a la producción de reportes conectado en red (LAN o similar) con el principal.

Mantenimiento del Sistema Mirror.- es decir, mantener un sistema idéntico con la capacidad segura de asumir el control inmediatamente si el principal falla.

Interfaces con otros sistemas.- Transferencia de datos hacia y desde otros sistemas corporativos para, por ejemplo, el procesamiento de órdenes de trabajo, de compra, la actualización de bases de datos, etc.

Seguridad.-Control de acceso a los distintos componentes del sistema.

Administración de la red.-Monitoreo de la red de comunicaciones.

Administración de la Base de datos.- Agregar nuevas estaciones, puntos, gráficos, puntos de cambio de alarmas, y en general, reconfigurar el sistema.

Aplicaciones especiales.- Casi todos los sistemas SCADA tendrán cierto software de aplicación especial, asociado generalmente al monitoreo y al control de la planta.

Sistemas expertos, sistemas de modelado.- Los más avanzados pueden incluir sistemas expertos incorporados, o capacidad de modelado de datos.

5.6.5 ADQUISICIÓN DE DATOS

La función de adquisición de datos de un sistema SCADA es obviamente una Función preponderante. Hay un número de características asociadas a la adquisición de datos.

Interrogación, informes por excepción, y transmisiones iniciadas por RTU's. Los primeros sistemas SCADA tenían RTU's y el sistema central debía utilizar un sistema de interrogación para tener acceso a sus datos.

El Master controlaba todas las comunicaciones, y un RTU nunca hablaba a menos que fuera interrogado. El Master preguntaba así a cada RTU alternadamente, pidiendo que le envíen sus datos.

El RTU haría lo necesario para recuperar los últimos datos de sus instrumentos (además de la conversión de señales analógicas a digitales) y después contestaría a la petición del Master. Al ser controladas las comunicaciones por el Master, éste registraba los datos con la hora de recepción, muchas veces muy distinta a la hora en que fueron generados.

Algunas variaciones en esto se han introducido para mejorar la eficacia de comunicaciones. El Master podía solicitar solamente algunos de los datos de un RTU en cada encuesta principal, y extraería los datos menos importantes en una segunda encuesta disparada con una frecuencia más baja.

Con RTU's más inteligentes, se podían explorar independientemente sus entradas de información, sobre una base continua, e incluso agrupar por hora los datos. El Master entonces preguntaría al RTU si tiene cualquier cosa para informar. Si nada hubiera cambiado desde la vez última, el RTU respondería sin novedad, y el Master se movería al RTU siguiente. Para asegurarse de que un cierto acontecimiento no fue salteado, ocasionalmente el Master haría una encuesta completa como un chequeo de salud.

Está claro lo que implica cuando una entrada de información digital ha cambiado, pero el uso del informe por excepción con valores analógicos significa que un cierto cambio del umbral está definido (típicamente 1-2%), y sobre éste se ha producido algún cambio.

El informe por excepción puede reducir dramáticamente el tráfico de comunicaciones, siempre y cuando los datos estén cambiando en forma relativamente lenta. Cuando se están midiendo parámetros altamente volátiles puede aumentar drásticamente el tráfico. En este caso una solución es poner estos parámetros volátiles en una encuesta rutinaria, sacrificando una cierta exactitud en la hora de registro en pos de la reducción del tráfico.

El acercamiento más sofisticado es permitir que el RTU reporte por excepción sin la encuesta previa por parte del Master. Esto significa que el sistema de comunicaciones no se está utilizando para las repetidas encuestas con sin novedad siendo la respuesta más frecuente. Esto permite que un sistema típico controle muchos más RTU's con la misma anchura de banda de comunicaciones.

Como los asuntos asociados con parámetros altamente volátiles todavía existen, un chequeo de salud en background sigue siendo necesario, de otro modo un RTU podría salir de servicio y el sistema nunca se daría por enterado.

Para utilizar esta técnica, el protocolo de comunicación debe tener la capacidad de proporcionar las direcciones de destino del mensaje, y de la fuente del mismo.

Este sistema también implica que dos RTU's pueden transmitir simultáneamente, interfiriendo uno con otro. Un sistema SCADA normalmente repetirá la transmisión si no recibe un acuse de recibo dentro de cierto tiempo. Si interfieren dos RTU's transmitiendo simultáneamente, y, luego si ambos poseen el mismo tiempo de reenvío, interferirán otra vez. Por esta razón, el acercamiento típico es repetir el envío después de un período aleatoriamente seleccionado.

5.6.6 SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN LOCAL ó RTU

(Unidad Terminal Remota)

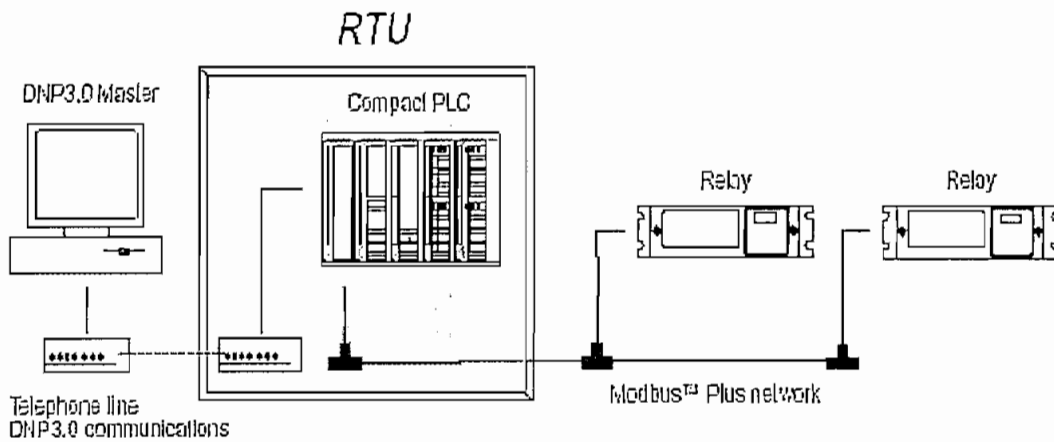


Figura 5.4 Arquitectura Actual de una RTU o Sistema de Automatización Local

El SCADA RTU conocido anteriormente y debido al desarrollo tecnológico en estos sistemas de lo que era en un principio un esquema físico y funcional RTU, ahora solo ha quedado la parte funcional de él, y la parte física es actualmente un PLC'S.

Con el advenimiento de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's), muchos expertos de la industria han predicho el fallecimiento del RTU. La teoría era que los IED's proporcionarían todos los datos requeridos por un SCADA y que los RTU se volvería nada más que en un conversor y concentrador de datos.

Mientras que la teoría parece ser legítima, la aplicación de la teoría ha demostrado ser difícil.

Con una multitud de protocolos que existe para los diversos IED's fabricados por las diferentes proveedores, los mismos que crean nuevas versiones de protocolos, mejorando los mismos, por lo cual se ha vuelto en una tecnología volátil.

Cada conversor protocolar degrada actuación típicamente y fiabilidad mientras el costo del sistema creciente y complejidad. Reconociendo este problema, la industria ha comenzado a adopte un protocolo común para todos los IED's. Mientras esto es un paso positivo adelante, puede ser de años para que todos los fabricantes de IED's lleven a cabo el protocolo común para todos sus productos.

El RTU's unidad sumamente pequeña, es un computador robusto que proporciona inteligencia en el campo para permitir que el Master se comuniquen con los instrumentos. Es una unidad stand-alone (independiente) de adquisición y control de datos. Su función es controlar el equipamiento de proceso en el sitio remoto, adquirir datos del mismo, y transferirlos al sistema central SCADA.

A continuación se observa como evoluciono el RTU al pasar de equipo sumamente voluminoso a un mini PLC's descrito a continuación.

a. Primeros RTU

RTU's- "single boards" (de un solo módulo), compactos, que contienen todas las entradas de datos en una sola tarjeta, y "modulares" que tienen un modulo CPU separado, y pueden tener otros módulos agregados, normalmente enchufándolos en una placa común (similar a una PC con una placa madre donde se montan procesador y periféricos).

Un RTU single board tiene normalmente I/O fijas, por ejemplo, 16 entradas de información digitales, 8 salidas digitales, 8 entradas de información analógicas, y 4 salidas analógicas. No es normalmente posible ampliar su capacidad.

Un RTU modular se diseña para ser ampliado agregando módulos adicionales. Los módulos típicos pueden ser un módulo de 8 entradas análogas, un módulo de 8 salidas digitales.

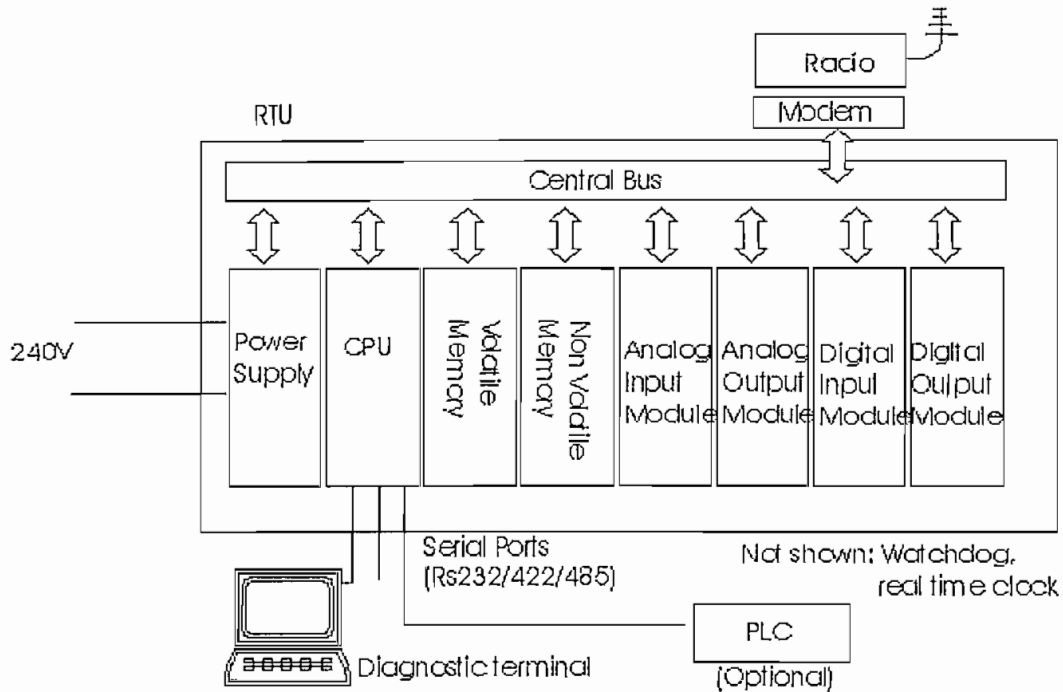


Figura 5.5 Esquema anterior de un RTU.- Predominante espacio físico.

b. Sistemas de Automatización Local o Actuales RTU

Posee las funciones Básicas de todos los RTU, y los demás requerimientos que necesite el sistema. Establecidos en un PLC's.

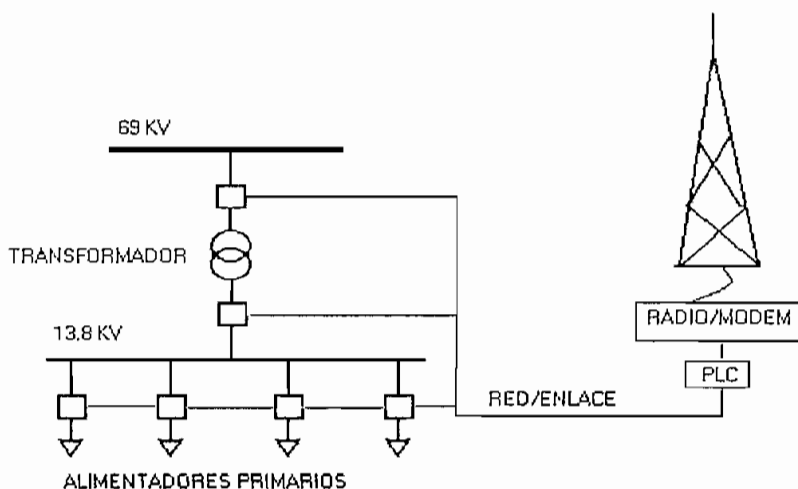


Figura 5.6 Sistema de Automatización Local en base a una Subestación de Distribución

En la figura anterior se aprecia la compatibilidad de un RTU en un PLC's para un Sistema de distribución.

5.6.6.1 Funcionalidad del Hardware de un Sistema de Automatización Local

El hardware de un RTU tiene los siguientes componentes principales:

- CPU y memoria volátil (RAM).
- Memoria no volátil para grabar programas y datos.
- Capacidad de comunicaciones a través de puertos seriales o a veces con módem incorporado.
- Fuente de alimentación segura (con salvaguardia de batería).
- Watchdog timer (que asegure reiniciar el RTU si algo falla).
- Protección eléctrica contra fluctuaciones en la tensión.
- Interfaces de entrada-salida a DI/DO/AI/AO's.
- Reloj de tiempo real.

5.6.6.2 Funcionalidad del Software de un Sistema de Automatización Local.

Todos los Sistemas de Automatización Local o RTU's requieren la siguiente funcionalidad. En muchos de ellos éstas se pueden mezclar y no necesariamente ser identificables como módulos separados.

- Sistema operativo en tiempo real.
- Driver para el sistema de comunicaciones, es decir la conexión con el Master.
- Drivers de dispositivo para el sistema de entrada-salida a los dispositivos de campo.
- Aplicación SCADA para exploración de entradas de información, procesamiento y el grabado de datos, respondiendo a las peticiones del Master sobre la red de comunicaciones.
- Algún método para permitir que las aplicaciones de usuario sean configuradas en el RTU. Ésta puede ser una simple configuración de parámetros, habilitando o deshabilitando entradas-salidas específicas que invalidan o puede representar un ambiente de programación completo para el usuario.
- Diagnóstico.
- Algunos RTU's pueden tener un sistema de archivos con soporte para descarga de archivo, tanto programas de usuario como archivos de configuración.

5.6.6.3 Operación básica de Los Sistemas de Automatización Local

Operarán la exploración de sus entradas de información, normalmente con una frecuencia bastante alta. Puede realizar algún procesamiento, por ejemplo cambios de estado, timestamping de cambios, y almacenaje de datos que aguardan el polling del Master. Algunos RTU's tienen la capacidad de iniciar la transmisión de datos al Master, aunque es más común la situación donde el Master encuesta a los RTU's preguntando por cambios. El RTU puede realizar un cierto procesamiento de alarmas. Cuando es interrogado el RTU deber responder a la petición, la que puede ser tan simple como *dame todos tus datos*, o una compleja función de control para ser ejecutada.

5.6.6.4 Algunos tipos (medidas) de RTU's

Sistemas stand-alone minúsculos que emplean las mismas baterías por un año entero o más. Estos sistemas registran los datos en la EPROM o FLASH ROM y descargan sus datos cuando son accedidos físicamente por un operador. A menudo estos sistemas usan procesadores de chip simple con memoria mínima y pueden no ser capaces de manejar un protocolo de comunicaciones sofisticado.

Sistemas stand-alone pequeños que pueden accionar periódicamente a los sensores (o radios) para medir y/o reportar. Generalmente las baterías son mantenidas por energía solar con capacidad para mantener la operación por lo menos 4 meses durante la oscuridad completa. Estos sistemas tienen generalmente bastante capacidad para un esquema mucho más complejo de comunicaciones.

Sistemas medios. Ordenadores industriales single board dedicados, incluyendo IBM-PC o compatibles en configuraciones industriales tales como VME, MultiBus, STD megabus, PC104, etc.

Sistemas grandes. Completo control de planta con todas las alarmas visuales y sonoras. Éstos están generalmente en DCS en plantas, y se comunican a menudo sobre LAN de alta velocidad. La sincronización puede ser muy crítica.

5.6.7 Especificaciones de una RTU o Sistema de Automatización Local

- » Rango de temperatura para la aplicación, por ejemplo entre -10 y 65° C.
- » Humedad relativa 0 a 95%.
- » Protección del polvo, de la vibración, de la lluvia, de la sal y de la niebla.
- » Inmunidad al ruido eléctrico.
- » Consumo de energía.
- » Capacidad de almacenamiento y de entrada-salida. Permita siempre algo de repuesto (alrededor 10-20%).

- » Control de exactitud de entradas analógicas, y el tipo de señales digitales esperadas (ej. 0-5v). Programabilidad y flexibilidad de configuración.
- » Diagnóstico - local y remoto.
- » Capacidad de comunicaciones incluyendo soporte para radio, PSTN, landline, microonda, satélite, X.25.
- » El uso del PSTN implica el timestamp y el grabado de los datos mientras no está conectado, y que el Master pueda marcar, validar esta reserva de datos, y llenar su base de datos con estos datos históricos (archivos incluyendo los de tendencia). También considere cómo las alarmas deben ser manejadas con PSTN. Considere los protocolos estándares tales como DNP3, IEC870, MMS en vez de protocolos propietarios.
- » Funcionalidad soportada - ej.: timestamping, capacidad de memoria para salvar datos en caso de pérdida de comunicación, capacidad de hacer cálculos.
- » Soporte para las comunicaciones punto a punto incluyendo almacenaje y capacidad de redespacho si las comunicaciones son complicadas (especialmente radio).
- » Baud Rates utilizado (1200 baudios en FSK, o 9600 baudios en radios de datos).
- » Puertos seriales adicionales especialmente interconectar con PLC's.
- » Soportar especialmente el timestamping de datos analógicos, y los protocolos de comunicaciones.
- » Direccionabilidad máxima (Ej. máximo de 255 RTU's).
- » Indicación local clara del diagnóstico.
- » Chequeos de compatibilidad de la configuración del software contra el hardware actual
- » Capacidad de registro de todos los errores producidos y de acceso remoto a estos registros.
- » Filtración por software de los canales de entrada de información analógica.

5.6.8 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA AUTOMÁTICO EXISTENTE. ^{1}

La Empresa Eléctrica Ambato S.A. RCN., posee un sistema automático a nivel de subestaciones mediante el Sistema SCADA que es monitoreado a través del Centro de Control ubicado en el edificio de la empresa, lugar desde donde se pueden operar los diferentes estados en cada una de las subestaciones que son parte de la empresa

5.6.8.1 Sistema Remoto.

Cuando una subestación necesita ser controlada remotamente, lo hace un operador ubicado en el centro de control. Ninguna estación de trabajo para el operador está disponible en la subestación. Para el mando dentro de la subestación puede usarse el mínimo de las unidades de control de bahía. Esta solución proporciona la funcionalidad necesaria para el control y monitoreo a distancia. Sus características son:

- ❖ Monitoreo y control remoto de la Subestación
- ❖ Alta disponibilidad
- ❖ La mayoría de las funciones son independientes del dispositivo de estación, control y protección
- ❖ Reporte local de eventos, alarmas y medidas
- ❖ Protocolos de comunicación estándar
- ❖ Sistemas de interface abiertos
- ❖ Conexión remota al centro de control
- ❖ Se pueden incorporar varios tipos de unidades de control de bahía
- ❖ Se pueden incorporar varios tipos de dispositivos de protección

5.6.9 CARACTERÍSTICAS DEL SCADA EXISTENTE.

Este sistema automático controla mediante el mando a distancia, los disyuntore de cada alimentador de la subestación. Desde la RTU existe un cableado hasta los equipos de protección, en este sistema la RTU posee un módulo de entradas analógicas, ya que los elementos de protección existentes en subestaciones no automatizadas envían estas señales hacia la RTU.

Es sistema posee las siguientes características:

- ❖ Monitoreo y control remoto de subestaciones
- ❖ Adquisición de datos en tiempo real
- ❖ Conexión centralizada del proceso
- ❖ Comunicación con el Centro de Control
- ❖ Alta disponibilidad
- ❖ Protocolos de comunicación estándar
- ❖ Fácil de maniobrar
- ❖ Administración de tiempo (ajuste y sincronización)
- ❖ Procesamiento de la información, y distribución de la misma hacia varios canales de transmisión
- ❖ La comunicación de datos segura y confiable
- ❖ Satisfacen las demandas de sistemas que se encuentran ubicados geográficamente distantes.
- ❖ Cuando existen errores en la transmisión de datos, el sistema es capaz de reconocer errores en la transmisión de datos

La disposición y dimensiones de los equipos de la interfaz hombre máquina (IHM) es de tal manera concebida que permite comodidad, visibilidad, acceso, etc., bajo situaciones ergonómicas satisfactorias considerando factores humanos como actitudes, reacciones comportamientos y costumbres operativas. Esta interfaz es capaz y suficiente como para llevar a cabo todas las maniobras operaciones y comandos, sin otros requerimientos; que el usuario estará dotado de lo necesario para desarrollar satisfactoriamente sus funciones sin tener que abandonar su asiento.

En sus entradas analógicas se tienen las diferentes señales proveniente de los transformadores de corriente y potencial, así como de los transductores y de esta manera obtener los diferentes datos; en sus entradas digitales y mediante sensores de estado podemos determinar el estado de los equipos automáticos (abierto/cerrado) y así realizar un control a distancia de sus estados, es decir, que permita realizar el accionamiento de equipos por telecontrol en las salidas digitales y tener señales de regulación en las salidas analógicas.

5.6.9.1 Sistema de comunicaciones.

El sistemas SCADA esta basado en transmisión vía radio para lo cual la Empresa cuenta con diferentes estaciones repetidoras para mantener una total comunicación entre subestaciones. Se utiliza el FSK (frequency shift keying - codificación por conmutación de frecuencia) sobre canales de radio analógicos. Esto significa que aquellos 0 y 1 son representados por dos diversas frecuencias (1800 y 2100 hertzios son comunes). Éstas frecuencia es sintetizada y enviada sobre una radio de audio normal a una velocidad de hasta 1200 baudios con una comunicación asintota. La codificación utilizada para este efecto es la NRZ con una paridad impar de 8 bit.

El retardo de portadora es de 50 / 100 segundos, con un modo de transmisión Half Duplex a dos hilos y el protocolo de comunicación GESTEL. Los RTU's cuentan con dispositivos de entrada y salida I/O fijos, 16/8 digitales; 8/4 analógicas.

5.7 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA AUTOMATIZACIÓN.

Con este sistema automático, se encuentra una solución económica y fiable de la distribución, encaminada a la mejora del suministro eléctrico a los usuarios. Con una menor inversión en la Operación y Mantenimiento, reduciendo los errores en maniobras y una rapidez en la respuesta de operación.

Técnicamente se presenta un sistema integrado con más prestaciones que las soluciones convencionales, incorpora mayor información (medidas de tensión, corriente, potencia, eventos, modificaciones de ajuste a distancia). Siendo capaz de ejecutar secuencias automáticas programadas que optimicen la transferencia de carga entre dos alimentadores para la realización de mantenimiento.,

Con la implementación de los equipos automáticos se realizará la transferencia de carga entre los alimentadores Las Américas y Catiglata en caso de realizar el mantenimiento en uno de ellos; de tal manera que el tiempo de transición para lograrlo sea corto y el número de clientes sin servicio eléctrico procure ser el

menor posible. Esta transferencia permite de forma totalmente automática realizar maniobras para mantenimiento tomando en cuenta las zonas de importancia de cada uno de los alimentadores involucrados, como en el caso del alimentador Catiglata que en su recorrido abastece a buen sector industrial. De la misma forma gracias a los equipos automáticos, se logra fraccionar al alimentador y de esta manera como se indica en el Anexo 5.3 se tienen los diferentes estados para realizar el mantenimiento y la transferencia de carga entre los alimentadores analizados.

Gracias al programa computacional DPA/G se realizan las simulaciones necesarias para determinar el comportamiento del sistema al realizar la transferencia total o parcial de carga entre los alimentadores Las Américas y Catiglata; determinando que los niveles de caída de voltaje, cargabilidad de las líneas y pérdidas se encuentran dentro de los niveles permitidos, como se aprecia en el Anexo 5.4 y en el cuadro 5.0 se tiene un resumen.

TRANSFERENCIA DE CARGA						
Alimentador	TOTAL			PARCIAL		
	Max. Caída V (%)	% Cargabilidad	% Pérdida	Max. Caída V (%)	% Cargabilidad	% Pérdida
Las Américas	1.82	48.1	0.92	1.3	35.67	0.57
Catiglata	1.57	41.44	0.64	1.26	35.67	0.48

Cuadro 5.0 Resumen de magnitudes para la transferencia de carga.

Además permitirá realizar el monitoreo de los diferentes eventos que suceden en el trayecto del alimentador, facilitando la elaboración de una base de datos del sistema con los sucesos y las magnitudes involucradas. Esta información será transmitida vía radio desde el alimentador al centro de control como se explica en la sección 5.6.2.3. y 5.6.9.1

5.7.1 NECESIDADES GENERALES DE LA AUTOMATIZACIÓN.

Acorde a las características técnicas y a las exigencias de proporcionar un servicio con los niveles de calidad exigidos, los alimentadores Las Américas y Catiglata, requieren la instalación de sistemas de automatización que comprendan: la supervisión, control, medición y comunicaciones constituidos por

un conjunto de equipos (hardware) y programas (software), que deben cumplir los siguientes objetivos básicos:

- ❖ Proveer un sistema de procesamiento de arquitectura abierto, de alta velocidad y con capacidad distribuida en las acciones de control.
- ❖ Proveer las facilidades necesarias para transmisión, recepción de datos, indicación de estados y demás funciones relacionadas con la supervisión, control y medición.
- ❖ Proveer al personal técnico de las empresas distribuidoras de energía eléctrica de programas de soporte y facilidades computacionales, para análisis, reportes y planeamiento de la operación.
- ❖ Procesar y resolver emergencias operativas en forma automática, usando secuencias y metodologías de alta confiabilidad.
- ❖ El sistema incorporará lo siguiente:
 - Funciones de control y monitoreo necesarios.
 - Funciones de memoria, registro de eventos y registro de disturbios, para análisis operacional y estadístico.

5.7.2 Requerimientos de adquisición de datos.

Se presenta los requerimientos particulares de los alimentadores Las Américas y Catiglata, bajo el esquema de una configuración general detallada en la figura 5.7, estos valores son mínimos, se debe dar un margen de un 20%, como recursos en reserva o para futuras expansiones, a más de la expansibilidad por añadidura de tarjetas.

Para definir los requerimientos de hardware necesario para los alimentadores Las Américas y Catiglata, se presentan tablas de control y adquisición de datos, donde se han considerado todos los dispositivos generadores potenciales de datos, y todos los valores analógicos que son indispensables. Las salidas analógicas son opcionales, pero se pueden instalar a futuro; también las entradas de pulsos que permiten calcular la energía, son opcionales ya que su valor se puede calcular por integración mediante valores promedio por unidad de tiempo .SCAN.

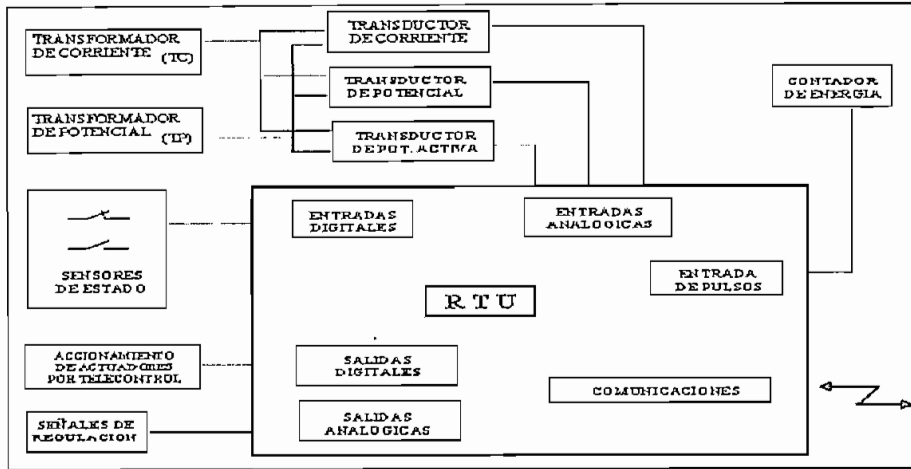


Figura 5.7 Conformación modular, del proceso de adquisición de datos

En el cuadro 5.1 se presenta las magnitudes y dispositivos, que generan y reciben información digital aplicables a la automatización de esta subestación.

VALORES MEDIDOS				
ALIMENTADOR	MAGNITUD	FASES / Nº MED	OBSERVACIONES	TOTALES
Las Américas	Voltaje	3 / 1		3
	Corriente	3 / 1		3
	cos Φ	3 / 1		3
	Frecuencia	1		1
Catiglata	Voltaje	3 / 1		3
	Corriente	3 / 1		3
	cos Φ	3 / 1		3
	Frecuencia	1		1
MAGNITUDES TOTALES				20
VALORES DE ESTADO				
DISPOSITIVO	TIPO	No cont * DISPO	UBICACIÓN	TOTAL
Seccionador A	Automático	3	alimentador: Las Américas	3
Seccionador B	Automático	3	Punto de Transferencia	3
Seccionador C	Automático	3	alimentador Catiglata	3
CONTACTOS TOTALES				9
TELECONTROL				
DISPOSITIVO	TIPO	UBICACIÓN	FUNCION	TOTAL
Seccionador A	Automático	Alim. Américas	apertura sin carga	3
Seccionador B	Automático	Pto. Transfer.	apertura sin carga	3
Seccionador C	Automático	Alim. Catiglata	apertura sin carga	3
Seccionador A	Automático	Alim. Américas	Transferencia	3
Seccionador B	Automático	Pto. Transfer.	Transferencia	3
Seccionador C	Automático	Alim. Catiglata	Transferencia	3
SALIDAS TOTALES				18

Cuadro 5.1 Medida, adquisición de datos y control para la S/E 1

5.7.3 RE QUERIMIENTOS DEL EQUIPO AUTOMÁTICO.

5.7.3.1 . Relé de Sobrecorriente y falla a tierra.

El SPAJ 140 C, está entre los relés de sobrecorriente y falla a tierra básicos, puesto que en su posición utiliza un solo módulo destinado a protección, que es el SPCJ_4D28; el módulo de entrada SPTU 4E1 se lo utiliza para las conexiones de los transformadores de corriente a la entrada, y el módulo SPTU 240 R1 o SPTU 48 R1 se utiliza como abastecedor de energía interna y relé de salida. El SPCJ_4D28 es el alma del relé y físicamente está conectado al costado derecho del SPAJ 140 C.

5.7.3.1.1 Características.

Unidad de sobrecorriente con ajuste bajo $I >$ de fase para conexión trifásica con características de tiempo definido ó DMT, (tiempo mínimo inverso definido).

Unidad de sobrecorriente con ajuste alto $I >>$ de fase para conexión trifásica con características de operación instantánea o de tiempo definido.

Unidad de sobrecorriente con ajuste súper alto $I >>>$ de fase para conexión trifásica con características de operación instantánea o de tiempo definido.

Unidad de falla a tierra con ajuste alto de fase con función de operación instantánea o de tiempo definido.

Grado de discontinuidad de fase con características de tiempo definido. El grado de discontinuidad puede dar principio a la operación de apertura del disyuntor.

Dos salidas mecánicas y cuatro de señal (relés de salida) con configuración de campo seleccionable

La matriz del relé de salida permite cualquier accionamiento o señal de disparo de los grados de protección para ser enviado al relé de salida deseado.

Las medidas, los valores de ajuste, y las grabaciones en el momento de falla se muestran en pantalla. Se puede hacer la lectura y escritura de los valores de ajuste sea por la pantalla local o botones de presión del panel frontal, o desde un sistema de alto nivel a través de su pòrtico serial y un bus de fibra óptica.

Supervisión propia continua del sistema con monitoreo de la operación de la parte electrónica y del microprocesador. Cuando una falla permanente es detectada el relé de salida de alarma opera y las otras salidas del relé se bloquean.

Unidad protección:

Esta unidad debe poseer como funciones básicas:

<u>ANSI No.</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
50/51	Tiempo / Sobrecorriente
50N/51N	Falla a Tierra

Requisitos Técnicos:

Entradas Binarias	3
Transformador de Corriente	5A
Suministro de energía	110 a 250 VDC, 115 a 230 VAC
Frecuencia	60 Hz
Versión de unidad	Montado en tablero
	Medir / Grabar falla
	Indicador de valores min / max

Comunicaciones:

Protocolo IEC 60870-5-103
Vía computador personal
Vía módem
Interface RS485
Vía RS232 – RS485 convertidor

5.7.3.2 Reconectador Automático.

Dispositivo auto controlado para interrupción y recierre automático en circuitos de corriente alterna, con una secuencia predeterminada de apertura y cierre, seguida por una fase de restablecimiento, bloqueo de apertura (enclavamiento) y desbloqueo de apertura. ^{23}

El equipo a utilizarse debe presentar características y beneficios para la automatización, el mando a distancia y el monitoreo del sistema actual o el sistema a futuro. Para de esta forma mejorar el manejo de las redes e incrementar los niveles de confiabilidad del sistema.

El reconectador recomendado para el presente estudio debe presentar particularidades especiales que se describe a continuación.

5.7.3.2.1 Protocolos de Comunicación

Esta característica es de gran importancia pues a través de ésta la información llegará al centro de control datos como niveles de voltaje y corriente o en el caso de presentarse una falla comandar para una reconexión o una maniobra. Entre las formas típicas de comunicación se recomienda que el equipo posea al menos un MODEM incorporado FSK (Frequency Shift Keying – Codificación por Conmutación de Frecuencia) es decir que trabaje sobre canales de radio analógicos con 0 y 1 representado en diversas frecuencias de 1800 y 2100 hertzios para sintetizar y enviar sobre una radio de audio normal.

Además debe poseer tarjeta ethernet TCP/IP con protocolos abiertos y multicapa como es el caso de IEC870/5, DNP3, MMS compatible con el sistema SCADA que se esta utilizando para de esta forma garantizar la salida de un mensaje y el arribo a su destino.

^{23} Norma ANSI/IEEE C37.100 – 1981

5.7.3.3 Protección del Equipo

El equipo automático deberá tener sensores para corrientes de falla, falla fase tierra perdida de fase y registrar estos eventos que a su vez sean transmitidos por el sistema SCADA como protección adicional del equipo debe poseer

- Protección de Sobrecorriente de fase
- Protección de Sobrecorriente de tierra
- Protección de Sobrecorriente de secuencia negativa
- Fuente de Energía
- Batería
- Cableado

5.7.3.4 Software

El Equipo a implementarse debe basarse en el sistema operativo Windows NT o Windows XP con una interfaz que admita una total compatibilidad con Windows permitiendo el monitoreo y control en línea y fuera de línea.

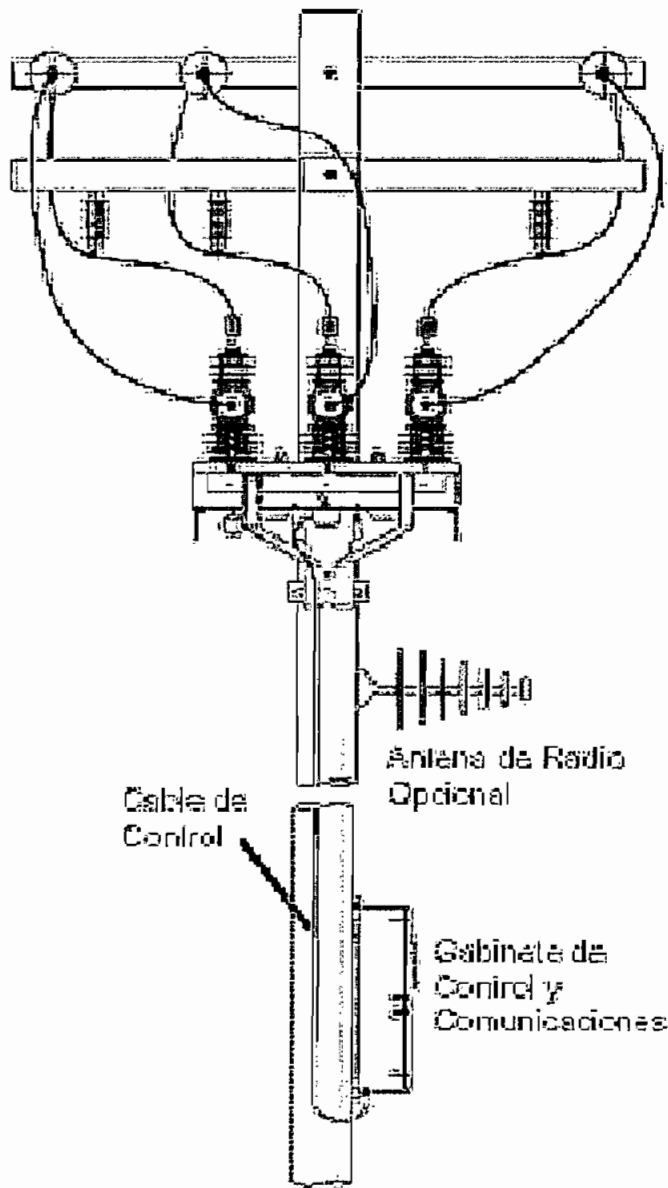
Es necesario que permita determinar la ubicación de la falla, para de esta manera poder visualizar en el tablero de control el elemento de protección que actuó; logrando minimizar el tiempo de traslado del personal de reparaciones al sitio del percance.

5.7.3.5 Gabinete de Control

Debe estar diseñado para uso exterior y montaje sobre poste a una altura baja para facilitar el acceso al mismo. Se recomienda que tenga una estructura de Acero Inoxidable para que garantice la vida útil del equipo sin descuidar los efectos que produce el ambiente y cambio de clima es decir una buena ventilación para los aumentos de temperatura producidos por los rayos solares. Aquí se debe albergar el panel de control los transformadores de alimentación interruptores de baja tensión el modulo de control la radio y el MODEM del usuario teniendo en

cuenta que las partes estén protegidas de la humedad y la condensación. Deberá ser provista de una puerta con cerradura o candado y sea accesible bajo cualquier condición climática.

Como se puede observar en la figura 5.7, el gabinete de control se monta en el mismo poste donde estará ubicado el equipo automático. Además, la antena de radio es de colocación opcional por parte del cliente.



5.7 Montaje en Poste y Gabinete de control

5.7.3.6 Especificaciones Técnicas

Valores Nominales del Reconectador	
Numero de Fases	3
Tensión Nominal	13.8 kV
Corriente Nominal	600 A
Corriente de Interrupción	10kA
Poder de Cierre sobre Falla (V_{ef})	5kVA
Poder de Cierre sobre Falla (Pico)	25 kA
Capacidad de Interrupción de Falla	10 kA
Tiempo de Operación	0.1 s
MODEM FSK	V23
Tarjeta TCP/IP	DNP3 / IEC 870
Puertos	RS232
Batería UPS	24Vcd – 48Vcd

Tabla 5.2 Especificaciones técnicas del Equipo Automático.

Todas las especificaciones descritas anteriormente, son similares a las detalladas en el Anexo 5.5 correspondiente al catalogo del equipo NU - LEC.

5.8 UBICACIÓN DEL EQUIPO AUTOMÁTICO.

Como se puede apreciar en la sección 3.7, se describe como seleccionar y ubicar un elemento para un sistema de protección eléctrica; y como el equipo que se recomienda instalar es indudablemente un elemento que funciona como un equipo de protección; dichos criterios son recomendados e implementados en la presente descripción.

Pero a más de los criterios descritos, se busca tener la certeza de haber elegido el lugar correcto; razón por la cual el análisis de confiabilidad que se presenta en el capítulo 4, juega un papel importante; ya que permite determinar los índices de confiabilidad del sistema. Para el presente caso se va a contar con dos alternativas, en las cuales se cuantificara en cada uno de los casos los índices de

confiabilidad y, una vez que se obtenga; se determinará cual es el que presenta una correcta elección.

El sistema eléctrico que presente un índice alto de confiabilidad, naturalmente será el que preste las condiciones más favorables para la implementación; con lo cual se puede incluir el presente criterio para tomar una decisión adecuada en la ubicación de los equipos de protección y/o seccionamiento; y más cuando este equipo no sólo realiza estos procedimientos, sino como en el presente caso adquisición de datos, monitoreo, etc.

5.8.1 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD CON EL EQUIPO AUTOMÁTICO.

Un 80% - 95% de todas las fallas en las redes de distribución aérea son de naturaleza temporal, que al implementarse la reconexión automática, y considerando un 80% de fallas temporales para generalizarlo; del 100% de las fallas que se presenten en una línea aérea, el 20% de estas pueden ser modeladas como la frecuencia de fallas de una línea aérea que pertenezcan a las zonas de protección de los equipos con reconexión, y el 80% como la frecuencia de falla de una línea aérea que pertenezca a las zonas de protección de los equipos de seccionamiento sin reconexión. Los parámetros de cada uno de los elementos, necesarios para el análisis de confiabilidad considerando tramos con reconexión se muestra en la tabla 5.2.

TRAMOS	λ fallas/km.año	Tc (min)	Tp (min)	Tl (min)	Tt (min)	Tr (min)	Tv (min)
URBANO	0.0743	2	5	15	15	90	15
RURAL	0.0241	2	5	40	25	60	25

Tabla 5.2 Caracterización de tramos con reconexión automática.

5.8.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN LOS ALIMENTADORES AUTÓMATIZADOS.

Para cada uno de los tramos de los alimentadores una vez implementados los equipos automáticos, se encontrará la tasa de falla (λ), tiempo de interrupción (r) e indisponibilidad (U); para luego encontrar los índices globales de frecuencia de interrupción (FI) y tiempo total de interrupción medio (Ti). Los elementos presentes en el modelo se caracterizan utilizando los parámetros de frecuencia y duración de fallas indicados en la tabla 5.2.

Se especifica las siguientes características para cada alimentador en análisis: la longitud de cada tramo, sus kVAs instalados y los equipos de seccionamiento instalados en sus respectivos tramos; pero un punto importante es considerar la posibilidad de realizar transferencia a otro alimentador; de la misma forma que se realiza el análisis en la sección 4.7.

» *Índices una vez automatizado el alimentador Las Américas.*

En el alimentador Las Américas se tiene dos posibilidades de ubicar el equipo automático, luego de realizar un análisis de los sectores preferenciales y propensos a ser automatizado, como se puede apreciar en el Anexo 5.1; para los cuales se determina los índices para cada uno de dichos casos y así poder realizar una comparación para elegir la alternativa adecuada.

Caso A.

La información necesaria para el desarrollo del presente análisis se encuentra detallado en la tabla 5.3; al tener estos datos, se plantea la matriz de estados y siguiendo con lo señalado en la sección 4.6 se obtiene los índices de confiabilidad para cada uno de los tramos del alimentador en análisis. Las matrices de tasa de falla, tiempos de interrupción y duración de la indisponibilidad del servicio, se plantea a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de falla y tiempos de interrupción presentados en la tabla 5.3.

ALIMENTADOR AUTOMATIZADO LAS AMÉRICAS (A)						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD TRAMO (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	U (horas/año)	r (horas)
AM-D	D	0.563	150	0.55627	0.43880	0.78884
AM-1	SF1	0.106	25	0.56227	0.44424	0.79009
AM-2	SF2	0.216	50	0.56827	0.47239	0.83129
AM-3	SF3	0.159	75	0.56227	0.45015	0.80059
AM-4	SF4	0.259	10	0.56827	0.48309	0.85011
AM-5	SF5	0.607	370	0.56227	0.50007	0.88939
AM-6	SF6	0.237	70	0.56827	0.53057	0.93366
AM-7	SF7	0.200	75	0.57427	0.55694	0.96983
AM-8	SF8	0.346	137.5	0.60410	0.47198	0.78129
AM-9	SF9	0.220	15	0.60410	0.49007	0.81124
AM-Autom	Autom	0.204	262.5	0.62980	0.48873	0.77601
AM-11	SF11	0.482	155	0.62980	0.53866	0.85528
AM-12	SF12	0.280	37.5	0.63580	0.57395	0.90271
AM-13	SF13	0.283	50	0.64496	0.51977	0.80589
AM-14	SF14	0.310	230	0.64496	0.54906	0.85131
AM-15	SF15	0.150	105	0.65096	0.56986	0.87541
AM-16	SF16	0.050	30	0.64496	0.52008	0.80638
AM-17	SF17	0.250	50	0.64496	0.54237	0.84094
AM-18	SF18	0.070	100	0.65096	0.55426	0.85144
AM-19	SF19	0.427	487.5	0.66599	0.56730	0.85182
AM-20	SF20	0.419	300	0.66599	0.60607	0.91002
AM-21	SF21	0.367	175	0.67199	0.65105	0.96884
AM-22	SF22	0.185	50	0.67199	0.63076	0.93865
AM-23	SF23	0.189	162.5	0.69771	0.57631	0.82599
AM-24	SF24	0.827	432.5	0.64496	0.57514	0.89174

Tabla 4.5 Resumen de índices de confiabilidad del alimentador Automatizado Las Américas (A).

Una vez encontrados los índices de confiabilidad para los tramos, se procede a encontrar los índices globales para el alimentador.

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i * kVA_i}{\sum_i kVA_i} = 0.6317 \text{ salidas / año}$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i * r_i * kVA_i}{\sum_i kVA_i} = 0.5431 \text{ horas / año}$$

Para el presente caso se tiene que el tiempo total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de este primario, tendrá una pérdida de servicio de energía eléctrica de 0.54 horas en un año; con una frecuencia (FI) de 0.63 veces en el año.

Caso B

La información necesaria para el desarrollo del presente análisis se encuentra detallado en la tabla 5.4; al tener estos datos, se plantea la matriz de estados y siguiendo con lo señalado en la sección 4.6 se obtiene los índices de confiabilidad para cada uno de los tramos del alimentador en análisis. Las matrices de tasa de falla, tiempos de interrupción y duración de la indisponibilidad del servicio, se plantea a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de falla y tiempos de interrupción presentados en la tabla 5.3.

ALIMENTADOR AUTOMATIZADO LAS AMÉRICAS (B)						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD TRAMO (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	U (horas/año)	r (horas)
AM-D	D	0.563	150	0.55924	0.36670	0.65571
AM-1	SF1	0.106	25	0.56524	0.44534	0.78788
AM-2	SF2	0.216	50	0.57124	0.47349	0.82889
AM-3	SF3	0.159	75	0.56524	0.45124	0.79833
AM-4	SF4	0.259	10	0.57124	0.48419	0.84762
AM-5	SF5	0.607	370	0.56524	0.50117	0.88666
AM-6	SF6	0.237	70	0.57124	0.53167	0.93073
AM-7	SF7	0.200	75	0.57724	0.55804	0.96674
AM-8	SF8	0.346	137.5	0.60707	0.47307	0.77928
AM-9	SF9	0.220	15	0.61307	0.49525	0.80782
AM-10	SF10	0.204	262.5	0.63878	0.49391	0.77321
AM-11	SF11	0.482	155	0.64478	0.54792	0.84978
AM-12	SF12	0.280	37.5	0.65078	0.58321	0.89617
AM-13	SF13	0.283	50	0.65993	0.52903	0.80164
AM-14	SF14	0.310	230	0.66593	0.56240	0.84453
AM-15	SF15	0.150	105	0.67193	0.58320	0.86794
AM-16	SF16	0.050	30	0.66593	0.53342	0.80102
AM-Autom	Autom	0.040	0	0.62810	0.46209	0.73571
AM-17	SF17	0.250	50	0.69296	0.56152	0.81032
AM-18	SF18	0.070	100	0.69896	0.57340	0.82036

AM-19	SF19	0.427	487.5	0.69593	0.59808	0.85939
AM-20	SF20	0.419	300	0.70193	0.64092	0.91308
AM-21	SF21	0.367	175	0.70793	0.68591	0.96889
AM-22	SF22	0.185	50	0.70793	0.66562	0.94023
AM-23	SF23	0.189	162.5	0.73366	0.61117	0.83304
AM-24	SF24	0.827	432.5	0.66891	0.60184	0.89974

Tabla 4.5 Resumen de índices de confiabilidad del alimentador Automatizado Las Américas (B).

Una vez encontrados los índices de confiabilidad para los tramos, se procede a encontrar los índices globales para el alimentador.

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i * kVA_i}{\sum_i kVA_i} = 0.65206 \text{ salidas / año}$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i * r_i * kVA_i}{\sum_i kVA_i} = 0.55954 \text{ horas / año}$$

En este caso se tiene que el tiempo total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de este primario, tendrá una pérdida de servicio de energía eléctrica de 0.56 horas en un año; con una frecuencia (FI) de 0.652 veces en el año.

RESUMEN:

Al realizar una análisis comparativo entre los resultados de los índices de confiabilidad de las dos alternativas propuestas para el alimentador Las Américas, se observa que el caso "A" presenta índices más bajos respecto a la alternativa "B", con lo que se determina que; la ubicación del equipo en el lugar escogido en la alternativa "A" presenta un tiempo promedio de pérdida de servicio de energía eléctrica con una frecuencia en el año mucho menor que la otra opción.

Por lo que, al elegir ubicar el equipo en este lugar, se garantiza la reducción del tiempo de interrupción del servicio y su frecuencia en porcentajes considerables primero al no estar el alimentador automatizado y, con la otra alternativa.

» **Índices del alimentador automatizado Catiglata.**

La información necesaria para el desarrollo del presente análisis se encuentra detallado en la tabla 5.5; al tener estos datos, se plantea la matriz de estados que para este caso es de orden 38 x 19 y siguiendo con lo señalado es la sección 4.6 se obtiene los índices de confiabilidad para cada uno de los tramos del alimentador en análisis. Las matrices de tasa de falla, tiempos de interrupción y duración de la indisponibilidad del servicio, se plantea a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de falla y tiempos de interrupción presentados en la tabla 5.3.

ALIMENTADOR AUTOMATIZADO CATIGLATA						
TRAMO	EQUIPO	LONGITUD TRAMO (km)	CARGA (kVA)	λ (fallas/año)	U (horas/año)	r (horas)
CA-D	D	0.040	0	0.20148	0.31642	1.57053
CA-1	SF1	1.527	215	0.20748	0.35690	1.72021
CA-2	SF2	0.230	60	0.21348	0.36652	1.71694
CA-3	SF3	0.196	25	0.21348	0.36571	1.71311
CA-4	SF4	0.369	105	0.20748	0.32899	1.58570
CA-5	SF5	0.896	20	0.21348	0.35467	1.66140
CA-6	SF6	0.150	0	0.20844	0.32662	1.56699
CA-7	SF7	0.553	30	0.21805	0.35332	1.62035
CA-8	SF8	0.523	55	0.22405	0.36445	1.62662
CA-9	SF9	0.063	10	0.23005	0.37005	1.60853
CA-10	SF10	0.341	1325	0.23738	0.38283	1.61272
AUTOM	AUTOM	0.401	60	0.25160	0.40507	1.60999
CA-12	SF12	0.457	70	0.26726	0.43419	1.62457
CA-13	SF13	0.226	1160	0.25760	0.41460	1.60947
CA-14	SF14	1.154	180	0.25160	0.43482	1.72821
CA-15	SF15	0.058	100	0.25760	0.42870	1.66420
CA-16	SF16	0.557	35	0.28541	0.48108	1.68556
CA-17	SF17	0.212	300	0.25760	0.43241	1.67861
CA-18	SF18	0.158	90	0.25760	0.43111	1.67356

Tabla 4.6 Resumen de índices de confiabilidad del alimentador Automatizado Catiglata.

Una vez encontrados los índices de confiabilidad para los tramos, se procede a encontrar los índices globales para el alimentador.

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i * kVA_i}{\sum_i kVA_i} = 0.24443 \text{ salidas / año}$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i * r_i * kVA_i}{\sum_i kVA_i} = 0.39928 \text{ horas / año}$$

Para el alimentador Catiglata se tiene que el tiempo total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de este alimentador, tendrá una pérdida de servicio de energía eléctrica de 0.4 horas en un año; con una frecuencia (FI) de 0.24 veces en el año.

En este alimentador no se propone alternativas para ubicar el equipo, ya que; proporciona energía eléctrica a un sector industrial el cual sin ninguna duda debe estar abastecido permanentemente, razón por la cual, se ubica el equipo en un lugar específico.

Las Américas	Alimentador	FI	TI	%	
	Sin Automatización	2.9427	2.28428		
Automatizado (A)	0.6317	0.5431	78.5	76.2	
Automatizado (B)	0.6526	0.5595	77.8	75.5	
Catiglata	Sin Automatización	1.2928	1.6465		
	Automatizado	0.24443	0.39928	81.1	75.7

Tabla 4.7 Resumen de tiempos y frecuencia de interrupción

Como se puede observar en la tabla 4.7, los tiempos de interrupción y frecuencia disminuyen en 77.9 % de promedio al realizar la automatización en los alimentadores Las Américas (A) y Catiglata.

**CAPITULO
VI****ESTUDIO ECONÓMICO****6.1 INTRODUCCIÓN.**

En capítulos anteriores se analizó detalladamente la factibilidad técnica de implementar un sistema de automatización, y se escogió un sistema con el que se puede lograr un alto grado de disponibilidad; en el presente capítulo se analizará una parte importantísima para tomar la decisión adecuada en el momento de escoger una alternativa de las propuestas en un proyecto.

En el presente capítulo se evalúa la factibilidad económica de este proyecto, ya que así se podrá decidir si es o no rentable dicha implementación. En forma general un proyecto es atractivo cuando los beneficios derivados de su implementación excede a los costos asociados al proyecto para este análisis se utilizare los siguientes métodos de evaluación financieros:

Beneficio/Costo, este método consiste en la cuantificación de los costos y los beneficios que generara el presente proyecto y a continuación se hace la relación beneficio/costo.

Tasa Interna de Retorno (TIR), es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado que consiste en encontrar la tasa de interés que permita al final de la duración del proyecto únicamente recuperar los gastos de inversión.

Período de Recuperación de Capital (PR), determina el plazo de recuperación de una inversión.

Valor Actual Neto (VAN), Determina la rentabilidad sobre la base del tiempo.

6.2 ÍNDICES ECONÓMICOS A CONSIDERARSE EN LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO

6.2.1 LA RELACIÓN BENEFICIO COSTO ^{24}

Un método de aplicación general para la toma de decisiones sobre un proyecto utiliza la llamada relación Beneficio / Costo

Esta relación puede expresarse como:

$$BC = \frac{BENEFICIO}{COSTO} \quad (6.1)$$

Donde BC: es la relación Beneficio Costo

Beneficios: Corresponden a los ingresos que produce el proyecto traídos a valor presente.

Costos: Corresponden a los egresos o gastos para la operación del proyecto en el tiempo esperado, traídos a valor presente.

Un proyecto resulta atractivo financieramente cuando los beneficios derivados de su implementación exceden a los costos generados para su funcionamiento. Por lo tanto el primer paso de esta metodología de evaluación consiste en, determinar los beneficios, así como los costos generados.

Siempre existirán al menos dos alternativas a considerarse en la ejecución de un proyecto, la una será la ejecución del proyecto (cuando no existen más alternativas), y la otra la de no hacer el proyecto. La metodología de la evaluación beneficio / costo, no solo que ayuda a la evaluación de estas dos posibilidades, si no que da una estimación de que tan rentable es el proyecto, radicando allí la importancia de este método.

^{24} THUESEN G. H. – FABRIL W. J. – THUESEN G. J. “Ingeniería Económica”, Prentice May Hispanoamericana S.A. México 1986.

La comparación entre estos dos términos tiene que realizarse dentro de las mismas unidades monetarias, y considerando un determinado instante de tiempo, por lo cual requiere de ciertos criterios económicos a considerar para la reducción de unidades monetarias en el tiempo, las cuales se cita a continuación.

6.2.2 FACTOR VALOR PRESENTE ⁽²⁴⁾

Este factor permite determinar el valor presente P de una cantidad futura F, después de n años, a una tasa de interés i.

$$P = F \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad (6.2)$$

donde:

P = Valor presente.

F = Valor al año n o valor futuro.

i = tasa de interés,

Tasa de interés i o tasa de crecimiento de capital, es la tasa de las ganancias recibidas por hacer la inversión.

La relación entre interés y tiempo conduce y desarrolla el concepto de "el efecto del tiempo en el valor de la moneda" o "el valor del dinero en el tiempo".

EL hecho de que el dinero tenga un valor en el tiempo significa que iguales cantidades de dólares pero en distintos puntos en el tiempo tienen diferente valor, siempre y cuando la tasa de interés que se pueda devengar esté por encima de cero, ya que el dinero tiene el poder de generar ganancias, y es la tasa de interés la que mide esta capacidad.

P es la cantidad de dinero que representa hoy de una cuantía de dinero a futuro F, ceñida a la tasa de interés i.

6.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) ^{24}

La tasa interna de rendimiento (TIR) o rentabilidad interna real (RIR), o tasa, interna de retorno, en un proyecto de inversión, es la tasa de interés i que hace que el valor actual de los flujos de inversión (negativos), considerando todo el tiempo de vida del proyecto.

Dicho de otra manera la tasa de interés i que reduce a cero el valor presente de una serie de ingresos y desembolsos.

El valor de la TIR es el valor que hace cumplir la siguiente ecuación:

$$0 = \sum_{t=1}^n F_t \left\langle \frac{1}{(1+i)^n} \right\rangle \quad (6.3)$$

i = TIR.

F_t = Flujo de caja del año t .

n = número de años, durante los cuales la suma de los valores actuales de los flujos de caja es cero.

6.2.4 FLUJO NETO DE CAJA ^{24}

Las oportunidades de inversión, se describen generalmente con los ingresos y desembolsos de caja que se anticipa; se tendrán en realidad en caso de que la Inversión se realice, la representación de las cantidades, y el momento en el cual se presentan los ingresos y desembolsos se conoce con el nombre de flujo de caja de inversión.

6.2.5 PERIODO DE RECUPERACIÓN ^{24}

El periodo de recuperación de una inversión, se define generalmente como el lapso de tiempo requerido para recuperar el costo inicial de una inversión a partir de los flujos de caja producidos por ella para una tasa de interés igual a

cero. Se calcula sumando los flujos efectivos sucesivos hasta que la suma sea igual a la inversión inicial. Según este método la mejor inversión es aquella que tiene un plazo de recuperación más corto. El período de recuperación no toma en cuenta el orden cronológico de los flujos de caja.

El período de recuperación PR es el valor de n que hace cumplir la siguiente igualdad:

$$P = \sum_{t=1}^n F_t \quad (6.4)$$

P es el valor de la suma de los flujos de caja F_t , desde el año 1 hasta el año n.

6.2.6 VALOR ACTUAL NETO (VAN) ^{24}

Devuelve el valor neto presente de una inversión a partir de una tasa de interés i , de una serie de pagos futuros (valores negativos) y entradas (valores positivos). El valor neto consiste en encontrar la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de beneficio y el valor, también actualizado, de la inversión y otros egresos en efectivo. La tasa que se utiliza es el rendimiento mínimo aceptable que puede esperarse de la empresa.

Para el cálculo del valor actual neto (VAN) se utiliza la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n F_t \left\langle \frac{1}{(1+i)^n} \right\rangle \quad (6.5)$$

VAN = Valor actual neto.

F_t = Flujo de caja al año t.

i = Tasa de interés que se espera del proyecto.

n = Número de años de estudio del proyecto.

6.2.7 IMPUESTOS

Tributo por la compra de los equipos que se van a instalar y por las utilidades generadas, el impuesto es un valor normalizado en porcentaje (%).

6.2.8 DEPRECIACIÓN ^[25] ^[24]

Es la disminución de valor de un activo físico con el paso del tiempo. Esta es una característica de todos los activos, a excepción de los terrenos. De acuerdo a las causas que ocasiona este fenómeno la depreciación se clasifica en: Depreciación física.- Es consecuencia del deterioro por agentes externos (por ejemplo la corrosión), daño y destrucción debido al uso.

La contabilidad de la depreciación tiene los siguientes objetivos:

- Intentar distribuir de manera sistemática la pérdida anticipada de valor a todo lo largo de la vida del proyecto.
- Tener de manera continua una medida monetaria del valor del capital físico para efectos de cálculos por ejemplo la prima del seguro.
- Determinar el gasto del capital físico en que incurre ir produciendo cada unidad de bienes y servicios.

Para el cálculo de la depreciación existen varios métodos, pero el que se usará en el presente proyecto de titulación, es el la línea recta por ser uno de los más usados y de mayor facilidad, este método supone que el valor de un activo decrece a una tasa constante en el período de tiempo considerado que en nuestro análisis es de 10 años.

6.3 RELACIÓN BENEFICIO COSTO

6.3.1 COSTO DEL PROYECTO

Los costos de los proyectos tienen dos componentes:

^[25] Proyectos-Formulación, "Evaluación y control" German Arboleda Velez

- Los costos de inversión
- Los costos de operación y mantenimiento.

6.3.1.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos de inversión son tomados sobre la base de estudios anteriores, y de consultas realizadas a la Empresa Eléctrica Ambato, a la compañía Schneider y ABB. Estos valores corresponden a: *Costos por estudios, equipos de instalación hasta su funcionamiento.*

El cálculo de todos los rubros, deben ser llevados al año base o representados en precios constantes del año base.

Los principales rubros de inversión para el equipamiento son:

1. Costo del Equipo
2. Mano de obra calificada para la instalación del Equipo
3. Imprevistos
4. Costos por suspensiones del Servicio

6.3.1.1.1 Costo del Equipo.

El reconector automático, tiene incluido RTU's, módems, software, fuentes de energía, baterías y cableado.

Cantidad	Descripción	Valor (\$)
3	Reconectores Automáticos	12.000,00
1	Antena de comunicación, montaje, varios.	4.800,00
	TOTAL	40.800,00

Cuadro 6.1 Costo del Equipo

6.3.1.1.2 Mano de Obra Calificada

Un presupuesto referencial para esta propuesta de proyecto se señala en el cuadro 6.3 en donde se presenta el detalle del costo de mano de obra herramientas movilización dentro de los Costos Directos y un análisis de los Costos Indirectos asociados al proyecto.

La información de los Sueldos Horario y Diario Real se tomaron del documento "Sueldos y Salarios del Personal de Operación y Mantenimiento Año 2004" facilitado por la Dirección Técnica de EEA. Además se consideró que el tiempo estimado para la ejecución del proyecto será de 7 días.

	Costo Horario Real incluido Alimentación (\$)	Salario Diario Real (\$)	Total (\$)
Jefe de Grupo	8,13	65,05	455,35
Chofer	6,70	53,61	375,27
Liniero 2	6,52	52,18	365,26
Liniero 1	4,00	31,97	223,79
Herramientas	0,06	12,17	85,18
Equipos	5,34	42,72	299,04
TOTAL DE COSTOS DIRECTOS			1.803,89
COSTOS INDIRECTOS (48% DE C.D.)			865,87
Costo por Suspensión de Servicio			4.745,73
COSTO MANO DE OBRA			7.415,49

Cuadro 6.2 Costos Mano de Obra asociados al proyecto.

6.3.1.1.3 Costo por Suspensión del Servicio

El Costo por Suspensión de Servicio se determinó como la compensación de a la Energía no suministrada al consumidor en kWh por la salida de servicio de las subestaciones en estudio al momento de instalar los reconectores y los seccionadores propuestos en el presente estudio. Para realizar este cálculo se usaron las lecturas de los medidores de la subestaciones, para las subestaciones "Americas" y "Catiglata" se determinó la energía en el período desde las 9:00 a.m, hasta las 12:30 p.m. en el día en que se produjo la Demanda Máxima del Sistema

EEA. S.A. RCN (11 de diciembre de 2003). Para evaluar económicamente el Costo por Suspensión de Servicio se usó el Precio Medio de Facturación de EEA en el año 2003 el cual fue de 0,112 USD/kWh.

S/E	Energía no suministrada kWh	Costo por Suspensión
S/E "AMERICAS"	26.420,74	2.959,12
S/E "LLIGUA"	15.951,82	1.786,60
Total	42.372,57	4.745,73

Cuadro 6.3 Costos Energía no suministrada

6.3.1.1.4 Costo de inversión total.

A continuación se detalla los rubros totales para la implementación del presente proyecto, tomando como consideración los valores anteriormente detallados.

DETALLE	Valor (USD)
COSTO DEL EQUIPO	40.800,00
COSTO MANO DE OBRA	7.415,49
COSTO SUSPENSIÓN DE SERVICIO	4.745,73
TOTAL INVERSIÓN	52.961,22

Cuadro 6.4 Costo total de la inversión.

6.3.2 BENEFICIOS DEL PROYECTO

A continuación se detallan los beneficios que van a ser tomados en cuenta para el análisis económico del proyecto.

6.3.2.1 Localización y despeje de fallas

No se puede sobrestimar los beneficios aspirados, es necesario ser conservadores y asignar como metas de beneficios tan solo un porcentaje del máximo posible de los beneficios, que podrían generarse teóricamente al disminuir el impacto de las desconexiones forzadas. Al respecto no existe un estudio especializado, pero existen tres referencias que establecen porcentajes

como techo de beneficio, el EX - INECEL adoptó un techo del 50%, con la implementación de un SCADA EMS para el S.N.I. ^{26}, los autores Cegrell – Dallfors ^{27}, establecen beneficios entre el 20 y el 50% de ahorro, al implantar un sistema SCADA y un EMS en la operación de un sistema de potencia. En la justificación técnico económica del Centro de Control de Generación Paute ^{28} se establecen beneficios en la reducción de salidas forzadas de unidades entre el 25 y 50 % del total. Sobre esta base, se establecerá como techo de beneficios el disminuir el 50% de las pérdidas existentes.

Por concepto de localización y despeje de fallas se puede ver claramente dos beneficios, por un lado la empresa puede vender más energía si se despeja la falla en un menor tiempo, por otro lado la empresa dejaría de pagar multas por incumplir con los índices de calidad del servicio técnico. Para cuantificar el beneficio que tendría la empresa al vender más energía se va a utilizar el costo del kWh actual, que es aproximadamente de 8.5 centavos de dólar, y para cuantificar el beneficio que tendría la empresa por dejar de pagar multas por incumplir los índices de calidad se utiliza un valor de 300 dólares/Megavatio, que es un dato referencial utilizado por el CONELEC, debido a que no hay estudios oficiales que den un valor exacto.

Los beneficios obtenidos al implementar el proyecto son:

- Mejorar la Calidad de servicio establecido en parámetros de Calidad de producto, Calidad de Servicio Técnico y Calidad de Servicio Comercial.
- Minimización de pago por conceptos de penalizaciones debido a las interrupciones dadas en el Sistema Eléctrico de Distribución de la Empresa Eléctrica Ambato.
- Disminución de Gastos de Operación y Mantenimiento realizado por la empresa en los alimentadores.

^{26} INECEL, “Proyecto sistema de supervisión y control para el S.N.I.”, Quito, Agosto 1987

^{27} CEGRELL T, DAHLFORS F, “Computerized Power System Control Centres and Experience Base Future Concepts”, International Conference on Large High Voltage Electric System, August – Sept 1984-

^{28} JATTVA, GOMEZ, CASCO, “Justificación técnico económica del proyecto Centro de Control de Generación Paute”, IEE volumen 14, 1993

6.3.3 BENEFICIOS DE LA INVERSIÓN

Para la determinación de los beneficios económicos derivados de los beneficios técnicos se emplean los costos de energía y potencia, estos costos son proporcionados por el CENACE, mientras que el costo por ahorro en inversión para sistemas de Distribución y Subtransmisión se obtuvieron a partir del estudio realizado por la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, "Eficiencia Económica Energética y Participación del Sector Privado" a partir del cual se decidió trabajar con valores conservadores con respecto a los valores determinados en dicho estudio, los mismos que se los presentan a continuación:

Precio Promedio de Compra de la Energía (USD/kWh-AÑO)	0,0693
Cargo mensual de Demanda por Transmisión (USD/kW-MES)	3,15
Costo por ahorro en Inversión para Sistemas de Distribución (USD/kW)	500
Costo por ahorro en Inversión para Sistemas de Subtransmisión (USD/kW)	300

Cuadro 6.5 Parámetros usados para evaluar los beneficios económicos.

El beneficio por el uso de reconectores automáticos se ve reflejado en la disminución de energía no suministrada y el costo que esta conlleva por motivo de penalizaciones debido a interrupciones.

A través de reportes producidos por la empresa se establece que la energía no suministrada para el año 2003 para los alimentadores Americas y Catiglata es de 25.711 kWh/anuales distribuidos de la siguiente manera:

Alimentador	Energía no Suministrada (kWh)/año
Americas	12.960
Catiglata	12.751
TOTAL	25.711

Cuadro 6.6 Energía no suministrada debido a interrupciones

Para cuantificar el valor de Energía no Suministrada se adoptará el costo de 1 USD por kWh que representa el costo para los consumidores cuyo suministro sea considerado bajo voltaje. ⁽²²⁾

Costo por Penalización de Energía no Suministrada de EEA S.A. RCN.	
Energía no Suministrada en kWh	25.711
Tarifa Global Energía no Suministrada USD/kWh	1
TOTAL USD	25.711

Cuadro 6.7 Costo de Energía no Suministrada

Al implementarse los reconectores automáticos se estima que los tiempos de reconexión y maniobras disminuyan en un 40% con lo que se ahorran 10.284 USD/anual.

A continuación se realiza el cálculo de la relación beneficio costo:

$$BC = \frac{\sum B}{\sum C} \quad (6.6)$$

BC: Relación Beneficio Costo

$\sum B$: Beneficios Totales

$\sum C$: Costos Totales

$$\sum B = A * \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n * i} \quad (6.7)$$

Cálculo costo beneficio

A = 10.284

I = 12%

Numero de años = 10

Beneficio = 64.150,47 (traído a valor presente)

Costo = 52.961,22

BC: 1.21

	Ahorro Anual (\$)	V.P a 10 años (\$)
Beneficio por implementación	10.284,00	58.106,89
Beneficio en operación y Mantenimiento	1.069,60	6.043,48
BENEFICIO TOTAL	11.353,60	64.150,47
Costos de Inversión Total		52.961.22
Beneficio/Costo		1.21

Cuadro No 6.8 Relación Beneficio/Costo de la propuesta.

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} > 1$$

De lo que se observa que la inversión es conveniente ya que los beneficios superan los costos en los dos casos de análisis. El cuadro 6.5 presenta la relación beneficio-costo de la propuesta, se debe mencionar que la tasa de interés que se usó es de 12% valor empleado en evaluaciones internacionales de proyectos y además la evaluación del proyecto se la realizó a diez años.

6.4 EL MÉTODO DE LA TIR

Mediante al ecuación del valor presente para anualidades iguales mostrada en la sección 6.3 de este capítulo se calcula la TIR.

Cabe anotar que para este análisis no se han considerado factores que también pueden reducir costos de operación y un mejor aprovechamiento de las instalaciones existentes como son:

- Secuencias de desconexión.
- Transferencia automática de carga en primarios.
- Transferencia automática de carga entre subestaciones.
- En caso de existir un aumento de la capacidad de la S/E, se optimizará tiempo debido a que para actualizar los sistemas de control, únicamente se deben realizar adecuaciones en el software de aplicación.
- Mejor administración de carga en los transformadores.

- Análisis mediante la utilización de aplicaciones computacionales, para planificación tanto de la red de subtransmisión, como de la de distribución.

Una vez determinado los valores de la inversión y los beneficios anuales del proyecto se procede a calcular el TIR por medio de la ecuación de valor presente. De donde el valor es:

$$\text{TIR} = 13.548\%$$

Con lo que se puede decir que el proyecto es viable al obtener un TIR > 12% que es la tasa activa considerada.

6.5 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL

Para determinar el período de recuperación de capital, se asume que se realizará una inversión inicial de 52.961,22 dólares, y que los beneficios totales serán aquellos que ocasionen una reducción en los costos de operación y Mantenimiento, localización y despeje de fallas, y equilibrio de carga en primarios. Trabajando con la tasa activa actual de 12% se realiza el cálculo.

$$RC = \frac{Co}{Bi} \quad (6.8)$$

Donde:

RC: Período de recuperación de capital

Co : Inversión inicial

Bi : Beneficios totales (valores en valor presente)

$$Co = 52.961,22$$

$$Bi : 64.150,47$$

$$RC = \frac{52.961,22}{64.150,47} = 0.83 \text{ años}$$

Como resumen del análisis económico, se demuestra que el proyecto que se propone es viable financieramente de acuerdo a los tres índices económicos calculados.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES.

Los objetivos planteados en el presente trabajo, se han cumplido en su totalidad; al realizar una planificación de automatización para los alimentadores Las Américas y Catiglata, se concluye que:

- ⇒ Del Análisis Económico realizado por los tres métodos: Relación Costo beneficio, TIR y Recuperación de Capital resulta que el proyecto es rentable.
- ⇒ Los alimentadores analizados, presentan una descoordinación en su sistema de protecciones; por lo que, al existir una falla en un tramo de la trayectoria de estos, hace que la relación entre protector y protegido no se cumpla y obligue a que todo el alimentador primario salga de servicio.
- ⇒ La mejor Calidad de servicio reflejada en los índices y a su vez evaluada en la energía no suministrada por Interrupciones es considerable con la utilización del equipo automático reduciendo los tiempos de reposición de fallas.
- ⇒ Este Sistema se establece como un soporte Técnico al poseer información estadística presenta los parámetros eléctricos al momento de ocurrir las fallas lo que permite estudios de post-falla y análisis de rentabilidad con lo cual se establece como una herramienta en la planificación del sistema de Distribución.
- ⇒ Los equipos disponibles en el mercado como reconectores y seccionadores automáticos de las marcas ABB, SIEMENS, General Electric entre otras; dan la posibilidad de obtener información de los parámetros eléctricos de los

- alimentadores vinculados para poder realizar un análisis y tomar las acciones adecuadas de planificación a corto mediano y largo plazo.
- ⇒ La correcta calibración del sistema de protecciones permite la utilización adecuada de estos equipos por lo que se ha considerado en este estudio tratar sobre las mismas.
 - ⇒ Los avances en la tecnología de microprocesadores permiten integrar funciones adicionales de calidad de energía en los relés digitales de protección y en los equipos de control de las líneas aéreas que combinados con un sistema SCADA han permitido:
 - a) reducir la duración media de los cortes en más de un 50%,
 - b) identificar las zonas problemáticas, para de esta manera realizar estudios de confiabilidad del sistema,
 - c) determinar los clientes afectados a una falla para brindar una mejor asistencia,
 - d) planificar y distribuir de mejor manera los recursos humanos de la compañía eléctrica.
 - ⇒ El proceso progresivo de automatización debe mantener una visión de "sistema abierto", de tal forma de generar un proceso de integración con los demás sistemas de información de la Compañía, en especial con los demás sistemas de gestión técnica.
 - ⇒ La automatización en los alimentadores Las Américas y Catigлата disminuye en un 77.9% los tiempos de interrupción en el mismo; logrando optimizar los esquemas y procedimientos de la operación y mantenimiento que la empresa distribuidora disponga.
 - ⇒ Sin lugar a dudas, automatizar un alimentador reduce los tiempos de interrupción del servicio eléctrico y, con el análisis de confiabilidad del sistema; no solo permite determinar la frecuencia de interrupción y los tiempos promedio de salida del servicio eléctrico que un cliente experimente, sino que,

también permite determinar el lugar óptimo para la ubicación de un equipo de seccionamiento y/o maniobra; mediante la comparación de los índices de confiabilidad que se presentan para cada alternativa de ubicación que previamente sea recomendada en un alimentador primario.

- ⇒ El inconveniente de no haber información de los registros de interrupciones debido a fallas, dificulta precisar el punto donde ocurre la falla, lo cual impide realizar un análisis de confiabilidad profundo.
- ⇒ Las especificaciones técnicas que se presentan para poder elegir el equipo adecuado para implementar la automatización, son generales y básicas; ya que en el mercado hay una variedad de ellos con especificaciones variadas y puntuales, de acuerdo al requerimiento del cliente.
- ⇒ Con la implementación de los equipos automáticos, se logra realizar la transferencia de carga total o parcial entre los alimentadores Las Américas y Catiglata; manteniendo niveles de voltaje, cargabilidad de los conductores y pérdidas dentro de los límites permitidos.
- ⇒ La automatización en los alimentadores Las Américas y Catiglata, permite realizar un control, monitoreo de los acontecimientos que ocurren en cada uno de los alimentadores y mediante la adquisición de datos, formar una base que permita llevar un historial de los eventos suscitados.
- ⇒ Mediante la implementación del presente proyecto, cumple con el objetivo primordial que es mejorar la calidad del producto, ya que la transferencia automática de carga es un herramienta que disminuye los tiempos de reposición de servicio de forma casi inmediata y sin necesidad de personal que manibre.

7.1 RECOMENDACIONES.

- ⇒ Las unidades remotas deben tener una configuración modular para facilitar su expansión y se recomienda que los equipos a adquirir cumplan con las especificaciones técnicas, tomando en cuenta su futura expansión.
- ⇒ Reutilizar en el proceso inicial, el equipamiento propietario existente en la compañía, de tal forma de maximizar el retorno de inversión inicial.
- ⇒ Al encontrarse el actual sistema SCADA en sus primeras etapas se recomienda continuar con una adecuada calibración de las protecciones existentes para la implementación de reconectares automáticos en los alimentadores económicamente rentables que se los determinara a través de un estudio de factibilidad para dichos alimentadores.
- ⇒ Se requiere un análisis para aumentar la confiabilidad y la calidad del servicio con la instalación de dispositivos automáticos que permitan localizar y aislar las fallas en el menor tiempo posible y que además le permitan al despachador y al personal de campo saber donde está el problema y reparar logrando disminuir el tiempo sin servicio a los clientes.
- ⇒ Necesariamente se debe realizar un estudio de coordinación de protecciones en los alimentadores primarios de la EEA S.A. RCN., principalmente para el correcto despeje de las fallas, de esta manera se lograr que los clientes gocen de un mejor servicio y por ende la imagen de la empresa mejore.
- ⇒ Ampliar el estudio a otros alimentadores con recorridos urbanos y rurales de importancia para lograr optimizar la entrega de energía eléctrica al consumidor final de todo el sistema .

BIBLIOGRAFÍA

- A) Reporte Estadístico del CONELEC del Año 2003
- B) CONELEC, "Calidad del servicio eléctrico en distribución"; Regulación N° 004/01.
- {1} Empresa Eléctrica Ambato S.A. RCN. – Departamento de Planificación
- {2} Fuente: EEA SA RCN- Dirección de Operación y Mantenimiento – Departamento de Subestaciones – Revista 45 Aniversario EEA S.A.
- {3} 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" E.P.N. Quito, junio 2003
- {4} CALISPA, Juan – IZA Elva, "Estudio del cambio de voltaje en la S/E de 6.3kV a 23 kV para mejorar el servicio en el área noroccidental de Quito", Quito EPN Dic. 2003. Cáp. 2 Págs. 33–38.
- {5} SCOTT & SCOTT "Distribution Primary Analysis / Graphics".
- {6} MASON, Russell "El arte y la ciencia de la protección por relevadores" México.
- {7} BRAND, Luis – MONCADA, Juan. "Protecciones de sistemas eléctricos" Santiago de Chile, 1976
- {8} <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/dee/dee-8/dee-8.htm>
- {9} <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/ie/ie-04/ie-04.htm>

- {10} Westinghouse, "Distribution Systems: electric utility engineering reference book", Westinghouse Electric Corporation, Pittsburgh, USA 1965
- {11} IEEE, "Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power system", New York, 1975
- {12} LÓPEZ, Luis – PAUCAR, Patricio, "Mejoramiento del sistema de protecciones del sistema primario de la S/E 16 de la EEQ S.A.", EPN Quito, Septiembre 2004,
- {13} MENA, Alfredo, "Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia" EPN Quito, 1983.
- {14} ARRAIGADA, Aldo, "Evaluación de confiabilidad en sistemas de distribución", Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile 1994
- {15} Seminario " Integración y Automatización de Subestaciones, SCADA y Comunicaciones" , IEEE, 24 y 25 de Abril del 2003.
- {16} CUASMIQUER, Raúl – NARANJO Silvia,"Estudio de la factibilidad de la automatización de la S/E Santa Rosa de Transelectric", EPN Quito, Enero del 2003.
- {17} ROMERO, Narcisa "Automatización de la Operación de Sistemas de Distribución", Noviembre 1990, Capítulo 4.
- {18} IEE "Electric Energy T&D Magazine", Successful integration and automation relies on strategic plan, Enero / Febrero 2003, Pág. 14 - 18
- {19} GUERRERO, Augusto – INGA, Marco, "Automatización y coordinación de protecciones de la subestación no. 1 de distribución (Chibunga) de la empresa eléctrica Riobamba" EPN Quito, Febrero 2004.

- {20} GUZMÁN, Rafael, "Sistemas SCADA en distribución de energía eléctrica", EPN Julio 2003, Capítulo 4.
- {21} IEE "Power & Energy Magazine", Substation Automation – IED integration and availability of information, Marzo / Abril 2003, Pág. 22 – 26
- {22} FIALLOS, Diego, "Estudios de factibilidad para implementar un sistema scada de distribución de la empresa eléctrica de EMELORO" EPN Quito, Mayo 2003
- {23} Norma ANSI / IEEE C37.100 – 1981
- {24} THUESEN G. H. – FABRIL W. J. – THUESEN G. J. "Ingeniería Económica", Prentice May Hispanoamericana S.A. México 1986.
- {25} Proyectos-Formulación, "Evaluación y control" German Arboleda Vélez
- {26} INECEL, "Proyecto sistema de supervisión y control para el S.N.I.", Quito, Agosto 1987
- {27} CEGREL T, DAHLFORS F, "Computarized Power System Control Centres and Experience Base Future Concepts", International Conference on Large High Voltage Electric System, August – Sept 1984-
- {28} JATIVA, GOMEZ, CASCO, "Justificación técnico económica del proyecto Centro de Control de Generación Paute", IEE volumen 14, 1993

ANEXOS

ANEXO 2.1

DATOS ESTADÍSTICOS DE LA E.E.A. S.A. RCN.

BALANCE DE ENERGÍA MENSUAL PRODUCIDA POR LAS GENERADORAS, POR CENTRAL, EN EL AÑO 2003

Empresa	Tipo de Central	Central	Mes	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Energía Disponible (MWh)	Energía Entregada al MEM (MWh)	Energía Generada No Incorporada al MEM (MWh)	
Ambato	Hidráulica	Península	Ene	212.01	1.56	210.45	210.45	-	
			Feb	303.11	1.44	301.67	301.67	-	
			Mar	651.96	1.44	650.52	650.52	-	
			Abr	714.02	1.25	712.78	712.78	-	
			May	1,480.40	1.30	1,479.10	1,479.10	-	
			Jun	1,312.41	0.92	1,311.49	1,311.49	-	
			Jul	1,587.26	0.81	1,586.45	1,586.45	-	
			Ago	1,036.03	0.96	1,035.07	1,035.07	-	
			Sep	209.92	0.75	209.07	209.07	-	
			Oct	149.40	1.85	147.55	146.58	0.98	
			Nov	54.57	0.54	54.03	54.03	-	
			Dic	546.01	0.85	545.17	545.17	-	
	Total Península			8,256.02	13.66	8,242.36	8,241.38	0.98	
	Total Hidráulica			8,256.02	13.66	8,242.36	8,241.38	0.98	
	Térmica MCI	Batán		Ene	-	-	-	-	-
				Feb	-	-	-	-	-
				Mar	-	-	-	-	-
				Abr	-	-	-	-	-
				May	-	-	-	-	-
				Jun	-	-	-	-	-
				Jul	-	-	-	-	-
				Ago	-	-	-	-	-
				Sep	-	-	-	-	-
				Oct	-	-	-	-	-
				Nov	-	-	-	-	-
				Dic	-	-	-	-	-
		Total Batán			-	-	-	-	-
		Llígua		Ene	305.99	3.83	302.15	289.17	12.99
				Feb	275.13	2.45	272.68	271.40	1.28
Mar				27.51	0.28	27.23	27.23	-	
Abr				108.51	0.91	107.60	107.60	-	
May				26.56	0.25	26.30	26.30	-	
Jun				5.22	0.07	5.15	5.15	-	
Jul				-	-	-	-	-	
Ago				24.75	0.20	24.56	24.56	-	
Sep	-			-	-	-	-		
Oct	376.41	3.02	373.38	373.38	-				
Nov	-	-	-	-	-				
Dic	-	-	-	-	-				
Total Llígua			1,150.07	11.01	1,139.06	1,124.79	14.27		
Total Térmica MCI			1,150.07	11.01	1,139.06	1,124.79	14.27		
Total Ambato				9,406.09	24.68	9,381.41	9,366.17	15.24	

**CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES Y
AUTOTRANSFORMADORES INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES A DICIEMBRE DE
2003**

Empresa	Nombre de La Subestación	Nombre Transf. o Autotransf.	Potencia de Transformadores (MVA)			Pérdidas (kW)	
			Solo aire	Aire Forzado	Aire forzado y aceite	En Vacío	A Plena Carga
Ambato	Atocha	Atocha 1	10.00	12.50	-	13.60	49.20
	Baños	Baños 1	5.00	-	-	7.80	20.20
	Batan	Batan 1	5.00	-	-	7.80	20.20
	Huachi	Huachi 1	10.00	12.50	-	13.60	49.20
	Lligua	Lligua 1	3.13	-	-	5.40	10.70
		Lligua 2	3.13	-	-	5.40	10.70
	Loreto	Loreto 1	2.50	-	-	5.40	10.70
		Loreto 2	3.00	-	-	5.40	10.70
	Montalvo	Montalvo 1	5.00	-	-	7.80	20.20
	Nueva Loreto	Loreto	16.00	20.00	-	13.00	80.00
	Oriente	Oriente1	13.00	18.00	-	15.12	49.47
		Oriente3	5.00	-	-	7.80	20.20
	Pelileo	Pelileo 1	10.00	12.50	-	13.60	49.20
	Peninsula	Peninsula 1	1.00	-	-	2.90	14.20
		Peninsula 2	3.00	-	-	2.90	14.20
	Pillaro	Pillaro 1	5.00	6.25	-	6.40	33.80
Puyo	Puyo 1	5.00	-	-	7.80	20.20	
	Puyo 2	5.00	-	-	7.80	20.20	
Samanga	Samanga 1	12.00	16.50	-	15.12	49.47	
Total Ambato			121.75	98.25	-	164.64	552.74

La capacidad total de los transformadores de potencia difiere de la indicada en el cuadro de subestaciones, ya que éste incluye la capacidad de las subestaciones de seccionamiento.

RESUMEN DE DATOS TÉCNICOS A DICIEMBRE DE 2003

Empresa	Líneas Subtrans. (Km.)	Substac. de Distribución OA (MVA)	Redes de Media Tensión	Transformadores de		Redes de Baja Tensión	Luminarias	
				Empresa	Particular		Número	Potencia (kW)
Ambato	123.64	121.75	2 205.44	5 592.00	1 486.00	5 938.74	28,097	5 124.67

No se incluye información del Sistema Tena. La Empresa Centro Sur incluye el SEMS (Sistema Eléctrico Morona Santiago)

POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA DE CENTRALES DE GENERACIÓN A DICIEMBRE DE 2003

Empresa	Central	Hidráulica		Térmica MCI		Total	Total
		Nominal (MW)	Efectiva (MW)	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	Nominal (MW)	Efectiva (MW)
Ambato	Batán	-	-	5.42	-	5.42	-
	Ligua	-	-	5.00	3.60	5.00	3.60
	Península	3.00	2.80	-	-	3.00	2.80
	Tena	-	-	2.64	-	2.64	-
Total Ambato		3.00	2.80	13.06	3.60	16.06	6.40

ENERGÍA GENERADA BRUTA Y ENTREGADA AL MEM EN EL AÑO 2003

Tipo de Empresa	Empresa	Hidráulica		Térmica MCI		Total	Total
		Energía Bruta (MWh)	Energía Entregada al MEM (MWh)	Energía Bruta (MWh)	Energía Entregada al MEM (MWh)	Energía Bruta (MWh)	Energía Entregada al MEM (MWh)
Distrib.	Ambato	8,256	8,241	1,150	1,125	9,406	9,366

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN A DICIEMBRE DE 2003

Empresa	Nombre Línea	Nombre S/E Salida	Nombre S/E Llegada	Voltaje (kV)	Circuitos (#)	Capacidad de Transmisión por Límite Térmico (MW)	Capacidad de Transmisión por Regulación de Voltaje (MW)	Longitud (km)
Ambato	A - O	Ambato	Oriente	69	1	59.80	12.00	2.65
	A - S	Atocha	Samanga		1	80.10	12.00	5.11
	B - P	Baños	Puyo		1	55.00	12.00	50.84
	H - A	Huachi	Atocha		1	80.10	12.00	8.15
	M - H	Montalvo	Huachi		1	80.10	12.00	6.71
	O - L	Oriente	Loreto		1	59.80	12.00	1.84
	O - T		Totoras		1	55.00	12.00	5.37
	P - B	Pelileo	Baños		1	55.00	12.00	18.10
	S - A	Samanga	Ambato		1	87.20	12.00	4.80
	S - P		Pillaro		1	55.00	12.00	5.66
	T - M	Totoras	Montalvo		1	80.10	12.00	6.07
	T - P		Pelileo		1	55.00	12.00	8.33
	Total Ambato						802.20	144.00

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS EN EL AÑO 2003

Empresa	Energía Disponible Sistema (MWh)	Energía Disponible Distribuidor (MWh)	Energía Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	Energía Facturada a Clientes Regulados (MWh)	Energía Entregada a Terceros (MWh)	Pérdidas ocasionadas por Terceros (MWh)	Pérdidas Distribuidor (MWh)	Pérdidas de Energía (%)	Demanda Máxima (MW)	Promedio Anual de Clientes	Precios Medios (US\$ ¢/kWh)	Área de Concesión (km ²)
Ambato	34: 469,94	330 735,39	40 646,49	245 909,29	9 658,43	538,06	44 179,62	13,36	73,04	146,049	11,20	40,805

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS SUBESTACIONES (MVA) A DICIEMBRE DE 2003

Empresa	Nombre de la Subestación	Tipo de S/E	Localización de la S/E		Capacidad instalada por (MVA)			Voltaje de devanados (kV)		
			Cantón	Provincia	Solo aire	Aire forzado	Aire forzado y aceite	Primario	Secundario	Terciario
Ambato	Atocha	R	Ambato	Tungurahua	10.00	12.50	-	69.00	13.80	-
	Baños		Baños	Tungurahua	5.00	-	-	69.00	13.80	-
	Balan		Ambato	Tungurahua	5.00	-	-	13.80	4.16	-
	Huachi			Tungurahua	10.00	12.50	-	69.00	13.80	-
	LLigua	E		Tungurahua	6.25	-	-	4.16	13.80	-
	Montalvo	R	Ambato	Tungurahua	5.00	-	-	69.00	13.80	-
	Nueva Loreto			Tungurahua	16.00	20.00	-	69.00	13.80	-
	Oriente			Tungurahua	18.00	18.00	-	69.00	13.80	-
	Pelileo			Pelileo	Tungurahua	10.00	12.50	-	69.00	13.20
	Peninsula	E	Ambato	Tungurahua	4.00	-	-	4.16	6.90	-
	Píllaro		Píllaro	Tungurahua	5.00	6.25	-	69.00	13.80	-
	Puyo		Pastaza	Pastaza	10.00	-	-	69.00	13.80	-
	Samanga		Ambato	Tungurahua	12.00	18.50	-	69.00	13.80	-
Loreto	Tungurahua			5.50	-	-	6.90	13.80	4.16	

Tipo de Subestación: E-> Elevación, R-> Reducción, S-> Seccionamiento, E-S->Elevación y Seccionamiento.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS A DICIEMBRE DE 2003

Empresa	Alimentador	Monofásico (km)	Bifásico (km)	Trifásico (km)	Longitud Total (km)	# Trafos monofásicos	# Trafos trifásicos	# Total de trafos	Potencia Trafos monofásicos (MVA)	Potencia Trafos Trifásicos (MVA)	Potencia Total de Trafos (MVA)
Ambato	12 De Noviem.	-	-	2.00	2.00	8	22	30	0.24	4.28	4.52
	América	1.19	0.00	8.92	10.11	9	50	59	0.25	2.67	2.91
	Atahualpa	1.76	-	17.54	19.30	38	88	1 26	1.15	4.35	5.50
	Baños	43.08	0.82	9.12	53.02	1 31	27	1 58	2.06	1.66	3.72
	Bellavista	0.42	-	4.50	4.92	27	41	68	0.60	2.51	3.11
	Bolívar	0.20	-	1.21	1.41	2	10	12	0.04	1.43	1.47
	Capricho	1.21	-	4.89	6.09	1 30	6	1 36	1.87	0.30	2.17
	Catiglata	1.00	-	5.43	6.43	18	26	44	0.17	5.82	5.99
	Central	46.73	2.43	25.24	74.40	2 88	1 08	3 96	4.84	7.48	12.32
	Circunvalacion	6.54	0.01	9.08	15.63	2 43	14	2 57	3.24	0.59	3.83
	Cotacachi	2.23	-	0.07	2.30	10	12	22	0.87	0.85	1.72
	Cunchibamba	81.59	7.93	12.82	102.35	1 73	10	1 83	3.01	0.29	3.30
	Espejo	-	-	2.85	2.85	11	26	37	0.26	1.47	1.73
	Ferrovionario	1.10	-	2.50	3.60	11	20	31	0.29	1.07	1.36
	Ficoa	8.75	0.15	16.32	25.21	1 04	75	1 79	2.93	9.20	12.13
	Huambalo	65.71	8.06	33.46	107.24	2 52	17	2 69	3.15	0.75	3.89
	Ingahurco	-	-	3.38	3.38	38	26	64	0.99	4.72	5.70
	Izamba	10.12	0.50	25.06	35.68	1 55	51	2 06	3.43	4.80	8.23
	Macas	60.68	-	54.61	115.29	1 70	3	1 73	1.45	0.11	1.56
	Magdalena	11.70	-	10.99	22.70	49	22	71	0.84	1.33	2.18
	Martinez	29.08	0.59	12.02	41.70	1 34	32	1 66	1.86	1.98	3.84
	Mera	15.17	-	42.18	57.35	1 08	66	1 74	2.58	0.15	2.73
	Miraflores	6.74	0.26	23.01	30.01	1 32	79	2 11	2.15	5.49	7.63
Norte	6.25	0.10	8.03	14.38	47	25	72	0.84	2.03	2.87	
Olimpica	1.66	-	4.45	6.11	26	29	55	0.77	1.47	2.25	
Palora	70.79	-	60.55	131.35	2 52	10	2 62	3.65	0.63	4.28	

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS A DICIEMBRE DE 2003

Empresa	Alimentador	Monofásico (km)	Bifásico (km)	Trifásico (km)	Longitud Total (km)	# Trafos monofásicos	# Trafos trifásicos	# Total de trafos	Potencia Trafos monofásicos (MVA)	Potencia Trafos Trifásicos (MVA)	Potencia Total de Trafos (MVA)
Ambato	Pasa	227.21	1.22	20.39	248.82	5 48	16	5 64	7.26	1.25	8.51
	Patate	134.79	1.86	26.58	163.23	3 39	13	3 52	3.37	0.85	4.22
	Pelileo	66.41	1.01	21.71	89.14	2 53	25	2 78	3.70	1.79	5.49
	Pérez de Anda	0.23	-	4.93	5.16	33	27	60	0.13	1.82	1.95
	Pía	2.31	0.33	9.62	12.25	38	46	84	0.79	3.39	4.18
	Pilishurco	13.36	0.11	9.48	22.95	41	2	43	0.61	0.06	0.67
	Pititic	15.74	-	3.88	19.62	36	4	40	0.32	0.12	0.44
	Quero-Ceva.	253.09	7.97	42.97	304.02	5 36	24	5 60	6.89	1.19	8.08
	Quisapincha	68.98	1.18	9.15	79.32	1 83	4	1 87	3.10	0.12	3.22
	Río Verde	3.86	-	8.30	12.16	47	6	53	0.62	0.56	1.18
	San Andres	83.32	-	32.75	116.07	2 55	10	2 65	3.88	0.69	4.56
	San Miguel	28.95	4.23	4.24	37.42	90	1	91	1.10	0.03	1.13
	Santa Rosa	10.41	0.19	8.43	19.04	54	29	83	0.92	4.04	4.96
	Subteraneo 1	-	-	3.39	3.39	14	44	58	0.43	9.18	9.61
	Sur	33.07	0.23	10.70	44.00	1 21	20	1 41	2.49	0.75	3.23
	Tisaleo	44.31	-	10.16	54.47	1 36	5	1 41	2.67	0.17	2.84
	Totoras	43.51	6.99	16.19	66.70	4 05	67	4 72	7.24	5.13	12.36
Universidad	4.33	1.05	7.53	12.91	82	63	1 45	1.89	5.09	6.98	
Total Ambato		1 507.56	47.23	650.64	2 205.44	57 77	13 01	70 78	90.88	103.60	194.49

ANEXO 2.2

ÁREA DE CONCESIÓN DE LA E.E.A. S.A. RCN.

EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.
ÁREA DE CONCESIÓN 40.800



ELABORADO POR : DIRPLAN

ANEXO 2.3

**DIAGRAMA ELÉCTRICO UNIFILAR DE LA
E.E.A. S.A. RCN.**

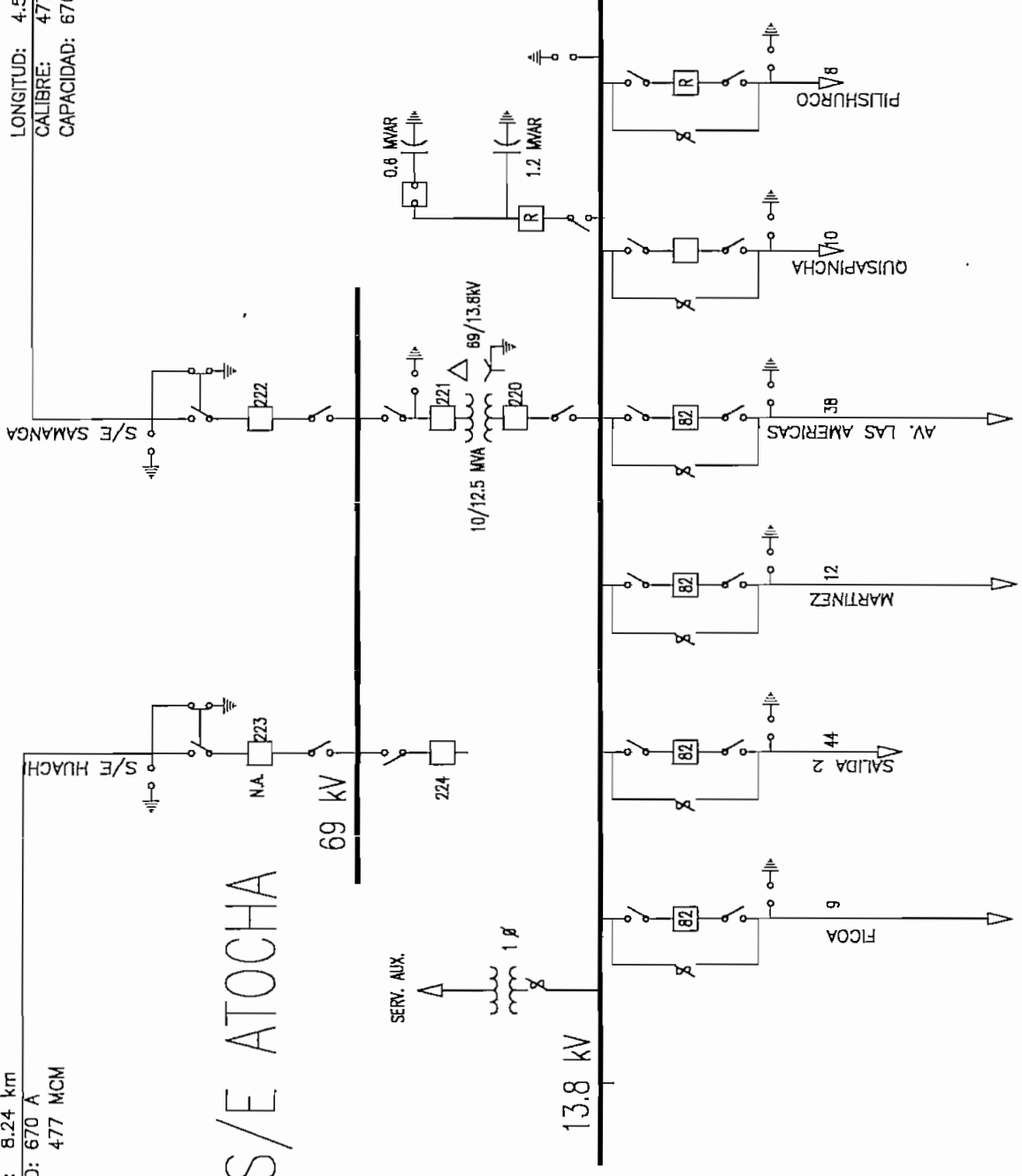
ANEXO 2.4

DIAGRAMAS ELÉCTRICOS UNIFILARES DE LAS SUBESTACIONES ATOCHA Y LLIGUA - PENINSULA.

LONGTUD: 8.24 km
 CAPACIDAD: 670 A
 CALIBRE: 477 MCM

S/E ATOCHA

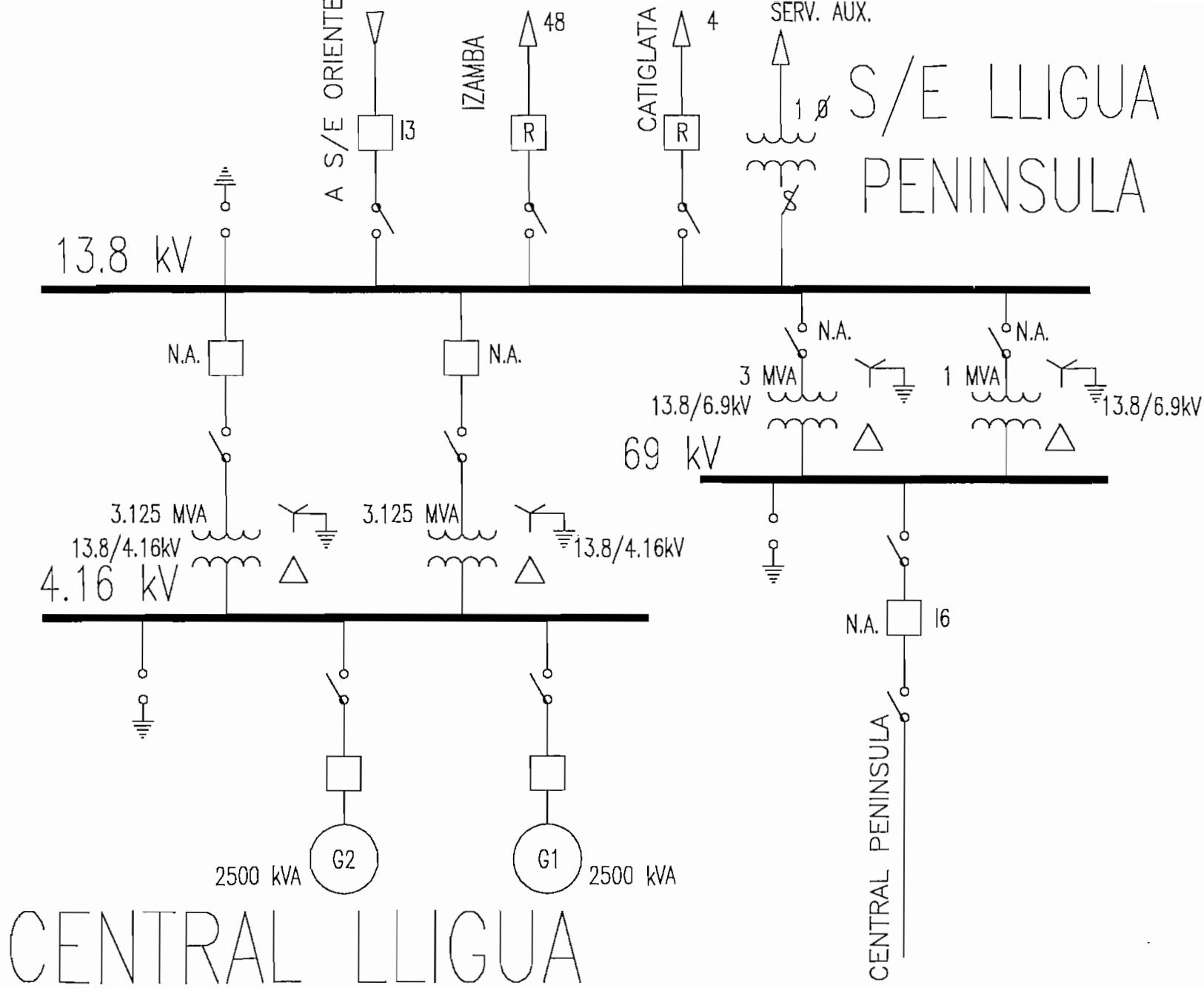
LONGTUD: 4.5 km
 CALIBRE: 477 MCM
 CAPACIDAD: 670 A



SIMBOLOGIA	
	ENERGIA IMPULSA
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA, 2 CERRAMIENTOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA, 1 CERRAMIENTO
	CAPACITORES
	INTERRUPTOR CON BILLY DE RECUPERACION
	INTERRUPTOR DE ACOTE AUTOMATIZADO
	RECORRIDORES AUTOMATIZADOS
	RECORRIDORES EN BARRA
	COMBUSTIBLE EN BARRA
	ACCIONES DE CIERRE EN BARRA
	PROTECCIONES ESTACIONES
	DIOS DE CERRAMIENTOS
	PROTECCION
	NOMINALE CERRADO (NC)
	NOMINALE ABIERTO (NA)
	SECCIONES DE CABLES EN LOS PUNOS A TORNILLO Y EN LOS ARMARIOS ESTACIONES
	REZUMAS

EMPRESA ELECTRICAS REGIONALES
REGIONAL CENTRO NORTE
EMPRESA ELECTRICA AMBATO
 AMBATO - GUAYACAN

DIAGRAMA UNIFILAR E.E.S.A.
 ESCALA: 1/1000
 FECHA: 10/11/88
 AUTORA:



SIMBOLOGIA

	GENERADOR
	TRANSFORMADOR DE FUERZA, 2 BARRIOS
	TRANSFORMADOR DE FUERZA, 1 BARRIO
	CIRCUITADOR
	CONJUNTO DE BARRIO DE RECEPCION
	GENERADOR DE ACQUE GENERACIONABLE
	RECORRIDOR ALIMENTADO
	RECORRIDOR
	RECORRIDOR EN ACQUE
	CONJUNTO EN ACQUE
	RECORRIDOR DE BARRIO
	RECORRIDOR DE BARRIO
	UNICO DE CONEXION
	PARALELO
	RECORRIDOR CONJUNTO (C)
	RECORRIDOR UNICO (C)
	RECORRIDOR DE CONJUNTO CON PUNTO A TIERRA Y ENCLAVAMIENTO RECIBIDO
	RECORRIDOR

**EMPRESA ELÉCTRICA
AMBATO S. A.**

REGIONAL CENTRO NORTE
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO

AMBATO - ECUADOR

DIAGRAMA UNIFILAR E.E.S.A.

PROYECTO: ...
FECHA: ...
Escala: 1:100

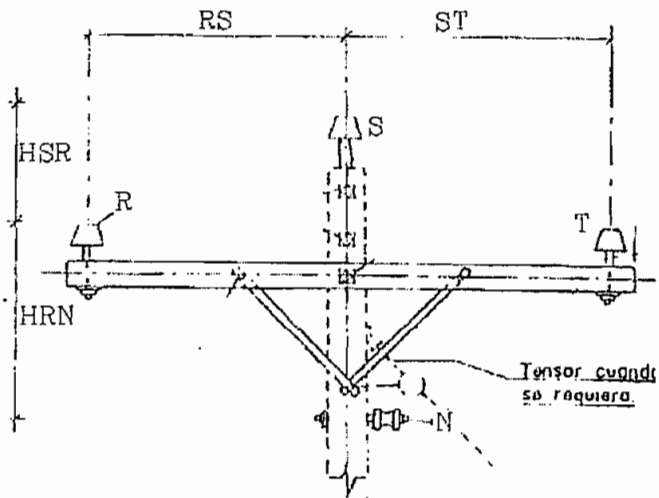
ANEXO 2.5

**DIAGRAMAS ELÉCTRICOS UNIFILARES DE LOS
ALIMENTADORES LAS AMERICAS Y CATIGLATA.**

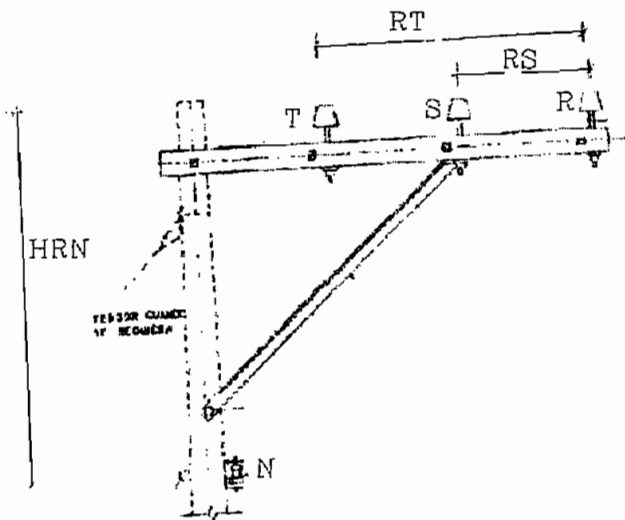
ANEXO 2.6

ESTRUCTURAS.

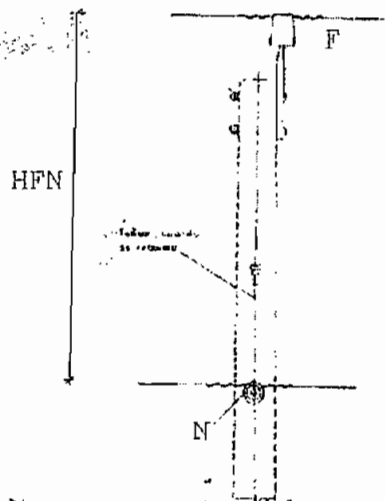
Estructura CP



Estructura VP



Estructura UP



ANEXO 2.7

**REPORTE DE LOS RESULTADOS DEL FLUJO DE
POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES EN
ANÁLISIS CON EL PROGRAMA DPA/G.**

PROJECT: Scott & Scott 01/15/05 23:19:02
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER AMÉRICAS
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

AMÉRICAS				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		SECTION NAME			
SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	ACCUM DROP	LEVEL		KW	KVAR	
FEEDER TOTALS:									(feeder pf = 0.95)	1599	537	71	0			100.0	7.0	14.1		
AM-D	0.6	ABC	266	AS	45	20	7	1	0.0	22.1	1589	534	70	0	0.2	0.2	99.8	1.7	4.0	AM-D
AM-D1	0.3	ABC	266	AS	45	20	7	1	0.0	21.3	1534	513	68	0	0.1	0.3	99.7	1.0	2.2	AM-D1
AM-D2	0.8	ABC	266	AS	60	26	9	1	0.0	20.5	1473	490	65	0	0.2	0.5	99.5	2.1	4.8	AM-D2
AM-8	0.3	ABC	266	AS	137	61	20	3	0.0	17.0	1199	397	53	0	0.1	0.6	99.4	0.6	1.4	AM-8
AM-10	0.2	ABC	266	AS	263	116	38	5	0.0	16.1	1104	364	49	0	0.0	0.6	99.4	0.3	0.7	AM-10
AM-13	0.3	ABC	1/0	AS	50	22	7	1	0.0	19.5	759	250	34	0	0.1	0.7	99.3	0.5	0.6	AM-13
AM-19	0.4	ABC	4	ASCR	488	215	71	10	0.0	23.0	412	135	18	0	0.1	0.8	99.2	0.6	0.3	AM-19
AM-23	0.2	ABC	1/0	AS	162	72	24	3	0.0	1.8	36	12	2	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-23
AM-20	0.4	ABC	4	ASCR	300	132	44	6	0.0	10.3	166	54	7	0	0.1	0.9	99.1	0.1	0.0	AM-20
AM-22	0.2	ABC	4	ASCR	50	22	7	1	0.0	1.0	11	4	0	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-22
AM-21	0.4	ABC	4	ASCR	175	77	25	3	0.0	3.4	39	13	2	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-21
AM-17	0.3	ABC	1/0	AS	50	22	7	1	0.0	1.7	55	18	2	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-17
AM-18	0.1	ABC	2/0	AS	100	44	15	2	0.0	1.0	22	7	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-18
AM-16	0.1	ABC	4	ASCR	30	13	4	1	0.0	0.6	7	2	0	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-16
AM-14	0.3	ABC	4	ASCR	230	102	33	5	0.0	6.6	97	32	4	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-14
AM-15	0.2	ABC	4	ASCR	105	46	15	2	0.0	2.1	23	8	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-15
AM-11	0.5	ABC	2	ASCR	155	68	22	3	0.0	2.9	51	17	2	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	AM-11
AM-12	0.3	B	4	ASCR	38	17	5	2	0.0	2.2	8	3	1	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	AM-12
AM-24	0.8	ABC	266	AS	432	191	63	8	0.0	2.6	96	31	4	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	AM-24
AM-9	0.2	A	2	ASCR	15	7	2	1	0.0	0.7	3	1	0	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	AM-9
AM-5	0.5	ABC	2	ASCR	370	163	54	7	0.0	7.7	146	48	6	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-5
AM-6	0.2	ABC	1/0	AS	70	31	10	1	0.0	1.6	49	16	2	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-6
AM-7	0.2	ABC	2	ASCR	75	33	11	1	0.0	1.1	17	5	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-7
AM-3	0.2	ABC	4	ASCR	75	33	11	1	0.0	1.7	21	7	1	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	AM-3
AM-4	0.3	B	2	ASCR	10	4	1	1	0.0	0.5	2	1	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	AM-4
AM-1	0.1	ABC	1/0	AS	25	11	4	0	0.0	0.8	28	9	1	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	AM-1
AM-2	0.2	B	4	ASCR	50	22	7	3	0.0	2.9	11	4	1	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	AM-2

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR
AM-21	0.92	99.08	AM-19	23.04	15.72	6.98	14.08

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
1686.8	1598.9	537.3	0.95	15.7	7.0	14.1

PROJECT: Scott & Scott 01/16/05 22:17:14
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER CATIGLATA
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

CATIGLATA				---- LOAD IN SECTION ----					---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --					
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION
NAME	KM	CFG																			
FEEDER TOTALS:						(feeder pf = 0.95)				2056	684	91	0				100.0		5.3	10.3	
CA-D	0.1	ABC	266 AS	0	0	0	0	0.0	28.3	2056	684	91	0	0.0	0.0	100.0		0.4	1.0	CA-D	
CA-6	0.2	ABC	266 AS	0	0	0	0	0.0	24.3	1766	588	78	0	0.1	0.1	99.9		0.6	1.3	CA-6	
CA-7	0.6	ABC	266 AS	30	15	5	1	0.0	24.3	1758	584	78	0	0.2	0.3	99.7		2.1	4.9	CA-7	
CA-10	0.3	ABC	2/0 AS	1325	683	225	30	0.0	37.9	1373	453	61	0	0.2	0.4	99.6		1.6	2.2	CA-10	
CA-14	1.2	ABC	266 AS	180	93	31	4	0.0	5.0	317	105	14	0	0.1	0.5	99.5		0.1	0.3	CA-14	
CA-18	0.2	ABC	266 AS	90	46	15	2	0.0	0.6	23	8	1	0	0.0	0.5	99.5		0.0	0.0	CA-18	
CA-17	0.2	ABC	266 AS	300	155	51	7	0.0	2.1	77	25	3	0	0.0	0.5	99.5		0.0	0.0	CA-17	
CA-16	0.6	ABC	2 ASCR	35	18	6	1	0.0	0.6	9	3	0	0	0.0	0.5	99.5		0.0	0.0	CA-16	
CA-15	0.1	ABC	2 ASCR	100	52	17	2	0.0	1.8	26	8	1	0	0.0	0.5	99.5		0.0	0.0	CA-15	
CA-11	0.2	ABC	2/0 AS	60	31	10	1	0.0	14.7	650	214	29	0	0.0	0.5	99.5		0.2	0.3	CA-11	
CA-13	0.4	ABC	2/0 AS	1160	598	197	26	0.0	13.2	299	98	13	0	0.0	0.5	99.5		0.1	0.1	CA-13	
CA-12	0.5	ABC	2/0 AS	70	36	12	2	0.0	0.8	18	6	1	0	0.0	0.5	99.5		0.0	0.0	CA-12	
CA-8	0.5	ABC	266 AS	55	28	9	1	0.0	0.5	19	6	1	0	0.0	0.3	99.7		0.0	0.0	CA-8	
CA-9	0.1	ABC	2/0 AS	10	5	2	0	0.0	0.1	3	1	0	0	0.0	0.3	99.7		0.0	0.0	CA-9	
CA-5	0.9	ABC	2/0 AS	155	80	26	4	0.0	1.8	40	13	2	0	0.0	0.0	100.0		0.0	0.0	CA-5	
CA-4	0.4	ABC	2/0 AS	105	54	18	2	0.0	1.2	27	9	1	0	0.0	0.0	100.0		0.0	0.0	CA-4	
CA-1	1.5	ABC	2 ASCR	215	111	36	5	0.0	5.2	99	33	4	0	0.1	0.1	99.9		0.1	0.1	CA-1	
CA-3	0.2	ABC	2 ASCR	25	13	4	1	0.0	0.4	6	2	0	0	0.0	0.1	99.9		0.0	0.0	CA-3	
CA-2	0.2	ABC	2 ASCR	60	31	10	1	0.0	1.0	15	5	1	0	0.0	0.1	99.9		0.0	0.0	CA-2	

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT	PERCENT	SECTION NAME	PERCENT	KVA	KW	KVAR
NAME	DROP	LEVEL	CAPACITY				
CA-13	0.51	99.49	CA-10	37.87	11.55	5.26	10.28

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----			
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR	
2166.4	2055.5	684.2	0.95	:	11.5	5.3	10.3	

PROJECT: Scott & Scott 01/15/05 23:21:04
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AMÉRICAS
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

AMÉRICAS				---- LOAD IN SECTION ----					---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --			
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:	PHASE A	PHASE B	PHASE C	KVA					LOAD										
									(feeder pf = 0.95)	519	174	69	0			100.0	2.3	4.6	
									(feeder pf = 0.95)	545	183	72	0			100.0	2.3	4.7	
									(feeder pf = 0.95)	535	180	71	0			100.0	2.4	4.8	
AM-D	0.6	A	266 AS	15	7	2	1	0.0	21.5	516	173	68	0	0.2	0.2	99.8	0.6	1.3	AM-D
AM-D		B		15	7	2	1	0.0	22.6	542	182	72	0	0.2	0.2	99.8	0.6	1.4	AM-D
AM-D		C		15	7	2	1	0.0	22.1	531	179	70	0	0.2	0.2	99.8	0.6	1.3	AM-D
AM-D1	0.3	A	266 AS	15	7	2	1	0.0	21.2	508	170	67	0	0.1	0.3	99.7	0.3	0.7	AM-D1
AM-D1		B		15	7	2	1	0.0	21.4	513	171	68	0	0.1	0.3	99.7	0.3	0.7	AM-D1
AM-D1		C		15	7	2	1	0.0	21.4	513	171	68	0	0.1	0.3	99.7	0.3	0.7	AM-D1
AM-D2	0.8	A	266 AS	27	12	4	2	0.0	20.5	488	162	65	0	0.2	0.5	99.5	0.7	1.6	AM-D2
AM-D2		B		17	7	2	1	0.0	20.5	490	163	65	0	0.2	0.5	99.5	0.7	1.6	AM-D2
AM-D2		C		17	7	2	1	0.0	20.7	495	165	66	0	0.2	0.5	99.5	0.7	1.6	AM-D2
AM-8	0.3	A	266 AS	33	15	5	2	0.0	16.7	394	130	52	0	0.1	0.6	99.4	0.2	0.5	AM-8
AM-8		B		71	31	10	4	0.0	17.3	402	133	53	0	0.1	0.6	99.4	0.2	0.5	AM-8
AM-8		C		33	15	5	2	0.0	17.1	403	133	54	0	0.1	0.6	99.4	0.2	0.5	AM-8
AM-10	0.2	A	266 AS	88	39	13	5	0.0	15.8	361	119	48	0	0.0	0.6	99.4	0.1	0.2	AM-10
AM-10		B		88	39	13	5	0.0	16.0	366	121	49	0	0.0	0.6	99.4	0.1	0.2	AM-10
AM-10		C		88	39	13	5	0.0	16.4	376	124	50	0	0.0	0.6	99.4	0.1	0.2	AM-10
AM-13	0.3	A	1/0 AS	17	7	2	1	0.0	19.5	254	84	34	0	0.1	0.7	99.3	0.2	0.2	AM-13
AM-13		B		17	7	2	1	0.0	18.7	243	80	32	0	0.1	0.7	99.3	0.2	0.2	AM-13
AM-13		C		17	7	2	1	0.0	20.2	262	86	35	0	0.1	0.7	99.3	0.2	0.2	AM-13
AM-19	0.4	A	4 ASCR	163	72	24	10	0.0	22.5	134	44	18	0	0.1	0.8	99.2	0.2	0.1	AM-19
AM-19		B		163	72	24	10	0.0	22.6	134	44	18	0	0.1	0.9	99.1	0.2	0.1	AM-19
AM-19		C		163	72	24	10	0.0	24.0	145	48	19	0	0.2	0.9	99.1	0.2	0.1	AM-19
AM-23	0.2	A	1/0 AS	54	24	8	3	0.0	1.8	12	4	2	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	AM-23
AM-23		B		54	24	8	3	0.0	1.8	12	4	2	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-23
AM-23		C		54	24	8	3	0.0	1.8	12	4	2	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-23
AM-20	0.4	A	4 ASCR	100	44	15	6	0.0	9.8	52	17	7	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-20
AM-20		B		100	44	15	6	0.0	9.8	52	17	7	0	0.1	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-20
AM-20		C		100	44	15	6	0.0	11.3	63	21	8	0	0.1	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-20
AM-22	0.2	A	4 ASCR	17	7	2	1	0.0	1.0	4	1	0	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-22
AM-22		B		17	7	2	1	0.0	1.0	4	1	0	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-22
AM-22		C		17	7	2	1	0.0	1.0	4	1	0	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-22
AM-21	0.4	A	4 ASCR	50	22	7	3	0.0	2.9	11	4	1	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-21
AM-21		B		50	22	7	3	0.0	2.9	11	4	1	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	AM-21
AM-21		C		75	33	11	4	0.0	4.4	17	5	2	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	AM-21
AM-17	0.3	A	1/0 AS	0	0	0	0	0.0	1.1	15	5	2	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-17
AM-17		B		0	0	0	0	0.0	1.1	15	5	2	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-17
AM-17		C		50	22	7	3	0.0	2.8	26	8	3	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-17
AM-18	0.1	A	2/0 AS	33	15	5	2	0.0	1.0	7	2	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-18
AM-18		B		33	15	5	2	0.0	1.0	7	2	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-18
AM-18		C		33	15	5	2	0.0	1.0	7	2	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-18
AM-16	0.1	A	4 ASCR	10	4	1	1	0.0	0.6	2	1	0	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-16
AM-16		B		10	4	1	1	0.0	0.6	2	1	0	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-16
AM-16		C		10	4	1	1	0.0	0.6	2	1	0	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-16
AM-14	0.3	A	4 ASCR	97	43	14	6	0.0	8.1	40	13	5	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-14

AM-14		B		67	29	10	4	0.0	6.7	35	12	5	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-14	
AM-14		C		67	29	10	4	0.0	4.9	22	7	3	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-14	
AM-15	0.2	A	4	ASCR	42	18	6	2	0.0	2.4	9	3	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-15
AM-15		B			47	21	7	3	0.0	2.7	10	3	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-15
AM-15		C			17	7	2	1	0.0	1.0	4	1	0	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-15
AM-11	0.5	A	2	ASCR	47	21	7	3	0.0	2.1	10	3	1	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	AM-11
AM-11		B			47	21	7	3	0.0	3.8	27	9	4	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-11
AM-11		C			62	27	9	4	0.0	2.8	14	4	2	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	AM-11
AM-12	0.3	B	4	ASCR	38	17	5	2	0.0	2.2	8	3	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-12

AMÉRICAS

SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		SECTION NAME			
				CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP		LEVEL	KW	KVAR
FEEDER TOTALS:		PHASE A																		
		PHASE B																		
		PHASE C																		
AM-24	0.8	A	266	AS	144	64	21	8	0.0	2.6	32	10	4	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	AM-24
AM-24		B			144	64	21	8	0.0	2.6	32	10	4	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-24
AM-24		C			144	64	21	8	0.0	2.6	32	10	4	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	AM-24
AM-9	0.2	A	2	ASCR	15	7	2	1	0.0	0.7	3	1	0	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	AM-9
AM-5	0.5	A	2	ASCR	115	51	17	7	0.0	8.1	54	18	7	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-5
AM-5		B			115	51	17	7	0.0	7.0	43	14	6	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-5
AM-5		C			140	62	20	8	0.0	8.1	49	16	6	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-5
AM-6	0.2	A	1/0	AS	40	18	6	2	0.0	2.2	20	7	3	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-6
AM-6		B			15	7	2	1	0.0	1.3	14	5	2	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-6
AM-6		C			15	7	2	1	0.0	1.3	14	5	2	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-6
AM-7	0.2	A	2	ASCR	25	11	4	1	0.0	1.1	6	2	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-7
AM-7		B			25	11	4	1	0.0	1.1	6	2	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-7
AM-7		C			25	11	4	1	0.0	1.1	6	2	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-7
AM-3	0.2	A	4	ASCR	25	11	4	1	0.0	1.5	6	2	1	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	AM-3
AM-3		B			25	11	4	1	0.0	2.0	10	3	1	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	AM-3
AM-3		C			25	11	4	1	0.0	1.5	6	2	1	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	AM-3
AM-4	0.3	B	2	ASCR	10	4	1	1	0.0	0.5	2	1	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	AM-4
AM-1	0.1	A	1/0	AS	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	AM-1
AM-1		B			0	0	0	0	0.0	1.7	22	7	3	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	AM-1
AM-1		C			25	11	4	1	0.0	0.8	6	2	1	0	-0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	AM-1
AM-2	0.2	B	4	ASCR	50	22	7	3	0.0	2.9	11	4	1	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	AM-2

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM			LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
AM-21	0.88	99.12	AM-19	22.55	5.10	2.27	4.57	
AM-21	0.92	99.08	AM-D	22.57	5.28	2.33	4.74	
AM-21	0.95	99.05	AM-19	24.03	5.34	2.39	4.78	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD					RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES				
	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR		
A	547.5	518.9	174.4	0.95	5.1	2.3	4.6		
B	575.5	545.5	183.3	0.95	5.3	2.3	4.7		
C	563.9	534.5	179.7	0.95	5.3	2.4	4.8		
TOTAL	1686.8	1598.9	537.3	0.95	15.7	7.0	14.1		

PROJECT: Scott & Scott 01/16/05 22:18:23
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER CATIGLATA
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

CATIGLATA				---- LOAD IN SECTION ----					---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --			
SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION
FEEDER TOTALS:	PHASE A			(feeder pf = 0.95)					690	230	91	0	100.0	1.7	3.3				
	PHASE B			(feeder pf = 0.95)					690	230	91	0	100.0	1.8	3.6				
	PHASE C			(feeder pf = 0.95)					675	225	89	0	100.0	1.8	3.5				
CA-D	0.1	A	266 AS	0	0	0	0	0.0	28.5	690	230	91	0	0.0	0.0	100.0	0.2	0.3	CA-D
CA-D		B		0	0	0	0	0.0	28.5	690	230	91	0	0.0	0.0	100.0	0.2	0.3	CA-D
CA-D		C		0	0	0	0	0.0	27.9	675	225	89	0	0.0	0.0	100.0	0.1	0.3	CA-D
CA-6	0.2	A	266 AS	0	0	0	0	0.0	23.6	570	190	75	0	0.0	0.1	99.9	0.2	0.4	CA-6
CA-6		B		0	0	0	0	0.0	25.1	606	202	80	0	0.1	0.1	99.9	0.2	0.5	CA-6
CA-6		C		0	0	0	0	0.0	24.4	590	197	78	0	0.1	0.1	99.9	0.2	0.4	CA-6
CA-7	0.6	A	266 AS	10	5	2	1	0.0	23.6	567	188	75	0	0.2	0.3	99.7	0.7	1.5	CA-7
CA-7		B		10	5	2	1	0.0	25.1	603	201	80	0	0.2	0.3	99.7	0.7	1.7	CA-7
CA-7		C		10	5	2	1	0.0	24.4	588	195	78	0	0.2	0.3	99.7	0.7	1.6	CA-7
CA-10	0.3	A	2/0 AS	433	224	73	30	0.0	37.0	447	148	59	0	0.1	0.4	99.6	0.5	0.7	CA-10
CA-10		B		458	236	78	31	0.0	38.6	464	153	61	0	0.2	0.4	99.6	0.5	0.8	CA-10
CA-10		C		433	224	73	30	0.0	38.0	462	153	61	0	0.2	0.4	99.6	0.5	0.7	CA-10
CA-14	1.2	A	266 AS	55	28	9	4	0.0	4.8	102	34	14	0	0.1	0.5	99.5	0.0	0.1	CA-14
CA-14		B		55	28	9	4	0.0	4.8	102	34	14	0	0.1	0.5	99.5	0.0	0.1	CA-14
CA-14		C		70	36	12	5	0.0	5.5	114	37	15	0	0.1	0.5	99.5	0.1	0.1	CA-14
CA-18	0.2	A	266 AS	27	14	5	2	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-18
CA-18		B		27	14	5	2	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-18
CA-18		C		37	19	6	3	0.0	0.8	9	3	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-18
CA-17	0.2	A	266 AS	100	52	17	7	0.0	2.1	26	8	3	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-17
CA-17		B		100	52	17	7	0.0	2.1	26	8	3	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-17
CA-17		C		100	52	17	7	0.0	2.1	26	8	3	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-17
CA-16	0.6	A	2 ASCR	10	5	2	1	0.0	0.5	3	1	0	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-16
CA-16		B		10	5	2	1	0.0	0.5	3	1	0	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-16
CA-16		C		15	8	3	1	0.0	0.8	4	1	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-16
CA-15	0.1	A	2 ASCR	33	17	6	2	0.0	1.8	9	3	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-15
CA-15		B		33	17	6	2	0.0	1.8	9	3	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-15
CA-15		C		33	17	6	2	0.0	1.8	9	3	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-15
CA-11	0.2	A	2/0 AS	17	9	3	1	0.0	14.5	214	71	28	0	0.0	0.5	99.5	0.1	0.1	CA-11
CA-11		B		27	14	5	2	0.0	15.2	222	73	29	0	0.0	0.5	99.5	0.1	0.1	CA-11
CA-11		C		17	9	3	1	0.0	14.5	214	70	28	0	0.0	0.5	99.5	0.1	0.1	CA-11
CA-13	0.4	A	2/0 AS	387	199	66	26	0.0	13.2	100	33	13	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-13
CA-13		B		387	199	66	26	0.0	13.2	100	33	13	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-13
CA-13		C		386	199	66	26	0.0	13.2	100	33	13	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-13
CA-12	0.5	A	2/0 AS	20	10	3	1	0.0	0.7	5	2	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-12
CA-12		B		30	15	5	2	0.0	1.0	8	3	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-12
CA-12		C		20	10	3	1	0.0	0.7	5	2	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-12

CA-8	0.5	A	266 AS	10	5	2	1	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	CA-8
CA-8		B		35	18	6	2	0.0	0.7	9	3	1	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	CA-8
CA-8		C		10	5	2	1	0.0	0.4	8	3	1	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	CA-8
CA-9	0.1	A	2/0 AS	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	CA-9
CA-9		B		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	CA-9
CA-9		C		10	5	2	1	0.0	0.3	3	1	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	CA-9
CA-5	0.9	A	2/0 AS	50	26	8	3	0.0	1.7	13	4	2	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	CA-5
CA-5		B		50	26	8	3	0.0	1.7	13	4	2	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	CA-5
CA-5		C		55	28	9	4	0.0	1.9	14	5	2	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	CA-5
CA-4	0.4	A	2/0 AS	35	18	6	2	0.0	1.2	9	3	1	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	CA-4
CA-4		B		35	18	6	2	0.0	1.2	9	3	1	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	CA-4
CA-4		C		35	18	6	2	0.0	1.2	9	3	1	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	CA-4
CA-1	1.5	A	2 ASCR	138	71	23	9	0.0	7.8	41	13	5	0	0.1	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-1
CA-1		B		38	20	6	3	0.0	4.1	31	10	4	0	0.1	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-1
CA-1		C		38	20	6	3	0.0	3.8	28	9	4	0	0.1	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-1
CA-3	0.2	A	2 ASCR	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-3

CATIGLATA

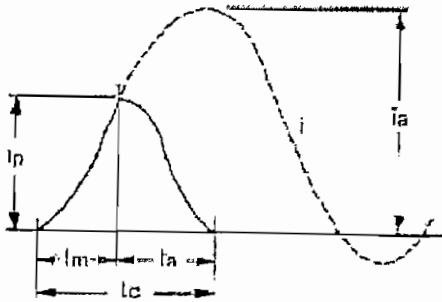
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	---- LOAD IN SECTION ----				---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --				
				CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	ACCUM DROP	LEVEL	KW	KVAR
FEEDER TOTALS:		PHASE A						(feeder pf = 0.95)	690	230	91	0			100.0	1.7	3.3		
		PHASE B						(feeder pf = 0.95)	690	230	91	0			100.0	1.8	3.6		
		PHASE C						(feeder pf = 0.95)	675	225	89	0			100.0	1.8	3.5		
CA-3		B		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-3
CA-3		C		25	13	4	2	0.0	1.3	6	2	1	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-3
CA-2	0.2	A	2 ASCR	10	5	2	1	0.0	0.5	3	1	0	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-2
CA-2		B		40	21	7	3	0.0	2.1	10	3	1	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-2
CA-2		C		10	5	2	1	0.0	0.5	3	1	0	0	-0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-2

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
CA-13	0.50	99.50	CA-10	37.01	3.67	1.68	3.26	
CA-13	0.54	99.46	CA-10	38.57	4.01	1.82	3.57	
CA-13	0.51	99.49	CA-10	38.03	3.88	1.76	3.45	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
A	727.5	690.3	229.6	0.95	3.7	1.7	3.3
B	727.7	690.5	229.9	0.95	4.0	1.8	3.6
C	711.2	674.7	224.6	0.95	3.9	1.8	3.5
-----				:	-----		
TOTAL	2166.4	2055.5	684.2	0.95	11.6	5.3	10.3

ANEXO 3.1



i corriente presunta
 i_a pico de la corriente presunta.
 i_p pico "limitado".
 t_m tiempo de fusión (prearco).
 t_a tiempo de arco
 t_c tiempo total.

Fig. 1

- (1) corriente de pico
- (2) corriente nominal del fusible
- (3) corriente simétrica presunta

Fig. 2 - Características de limitación.

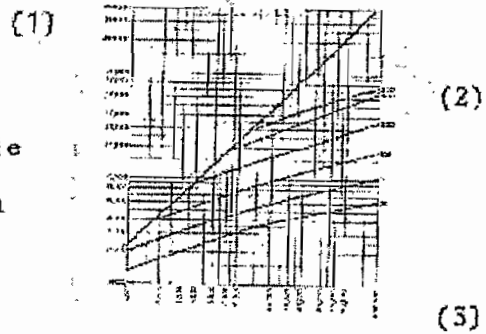


Figura 2. Características de limitación

ANEXO 3.2

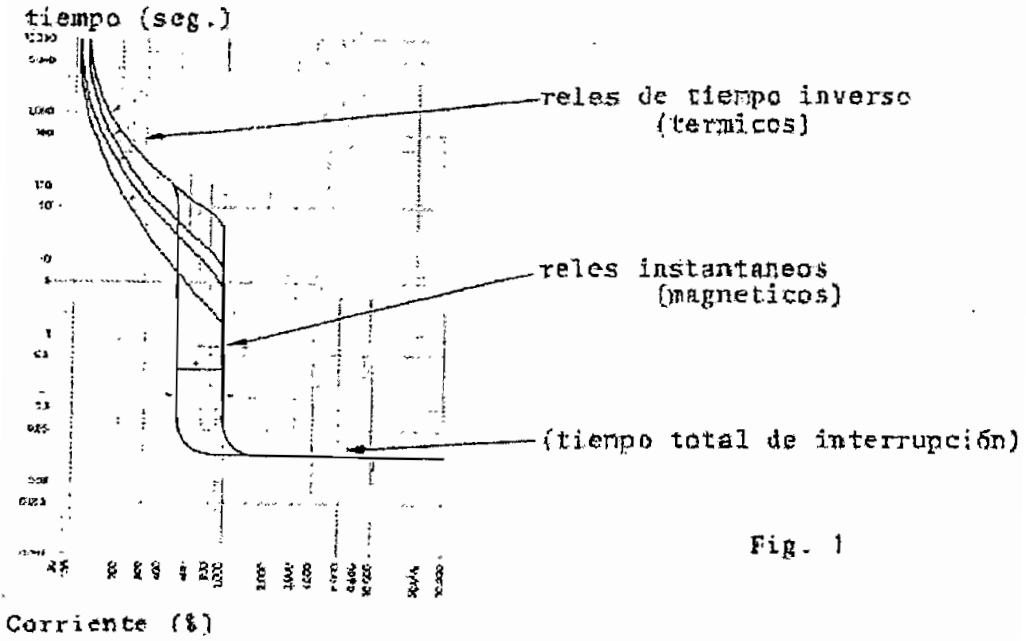


Fig. 1

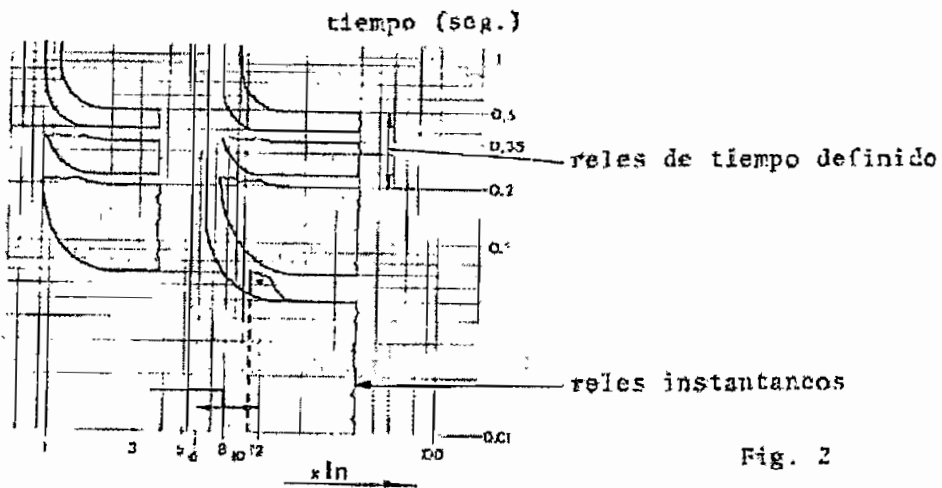
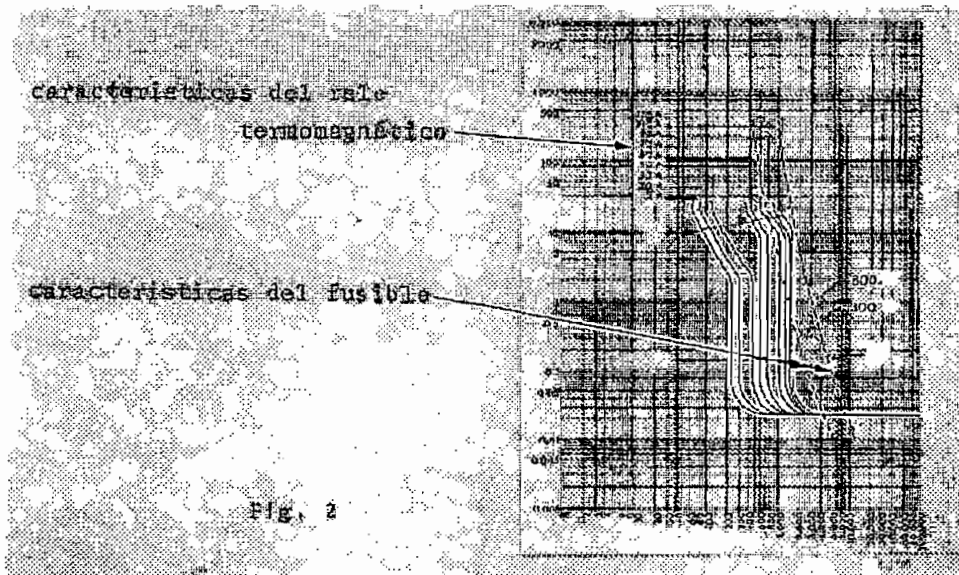
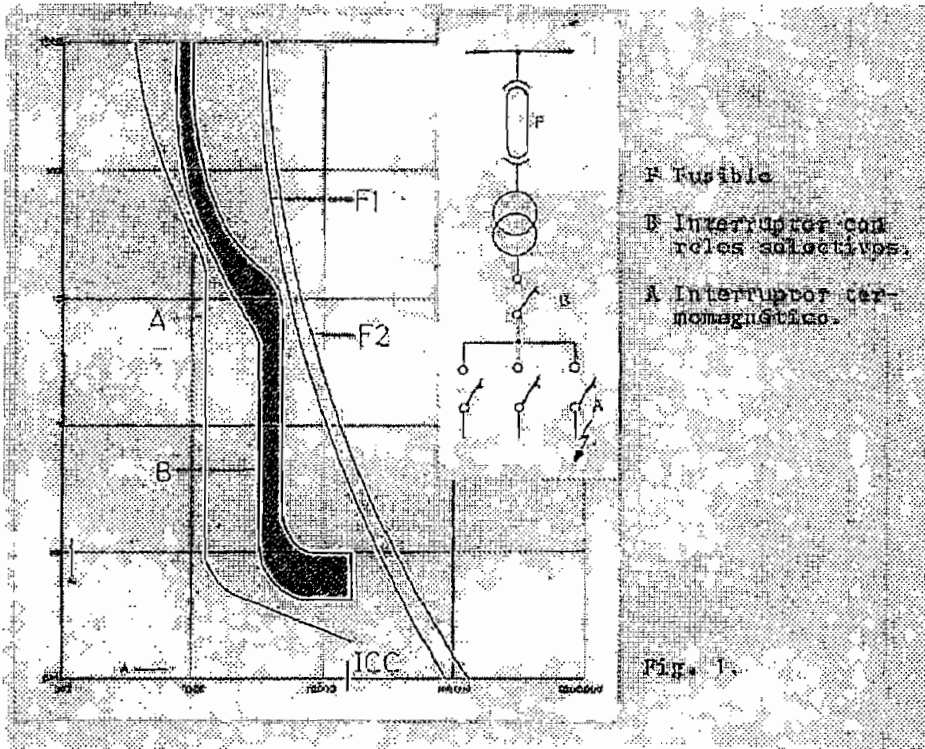


Fig. 2

ANEXO 3.3



ANEXO 3.4

**REPORTE DE LOS RESULTADOS DE LAS
CORIENTES DE CORTOCIRCUITO DE LOS
ALIMENTADORES EN ANÁLISIS CON EL
PROGRAMA DPA/G.**

PROJECT: Scott & Scott 01/16/05 22:44:50

LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional

Fault Current Analysis on Feeder AMERICAS

Regulator Tap Position: ZERO

High-side Voltage = 13.80 KV Line-to-Line

Source Impedances (Ohms) R1 = 0.0000 X1 = 1.7370 * Assumes 5.0 Ohms Fault Resistance (Ln-Gnd)

R0 = 0.0000 X0 = 1.1690 ** Assumes 0.0 Ohms Fault Resistance (Ln-Gnd)

SECTION NAME (LOAD END) SOURCE	WIRE SIZE	KM FROM SOURCE	-----CUMULATIVE-----				---- FAULT CURRENTS ----				SECTION LOCATION	
			POSITIVE SEQ.		ZERO SEQ.		PH-GR		PH-PH	3-PH		
			R	X	R	X	MIN*	MAX**	(AMPS)	(AMPS)		
			(OHMS)		(OHMS)			(AMPS)				
								1522	5148	3972	4587	
AM-D	266 ASCR	0.563	0.118	2.010	0.216	1.978	1442	3974	3427	3957		
AM-D1	266 ASCR	0.897	0.188	2.172	0.345	2.458	1395	3495	3165	3655		
AM-D2	266 ASCR	1.668	0.350	2.545	0.641	3.565	1293	2729	2686	3101		
AM-8	266 ASCR	2.014	0.423	2.713	0.774	4.062	1249	2483	2513	2902		
AM-10	266 ASCR	2.218	0.466	2.812	0.852	4.355	1224	2358	2421	2796		
AM-13	1/0 ASCR	2.501	0.619	2.980	1.085	4.825	1171	2167	2267	2618		
AM-19	4 ASCR	2.928	1.196	3.234	1.819	5.615	1053	1868	2001	2311		
AM-23	1/0 ASCR	3.117	1.298	3.346	1.974	5.929	1026	1781	1922	2220		
AM-20	4 ASCR	3.347	1.761	3.483	2.539	6.389	958	1630	1768	2041		
AM-22	4 ASCR	3.532	2.011	3.593	2.857	6.731	922	1540	1676	1935		
AM-21	4 ASCR	3.714	2.257	3.701	3.169	7.067	888	1459	1592	1838		
AM-17	1/0 ASCR	2.751	0.754	3.129	1.290	5.240	1128	2020	2144	2476		
AM-18	2/0 ASCR	2.821	0.783	3.170	1.336	5.353	1118	1984	2113	2440		
AM-16	4 ASCR	2.551	0.686	3.010	1.170	4.918	1156	2129	2235	2581		
AM-14	4 ASCR	2.811	1.037	3.164	1.617	5.398	1083	1944	2072	2393		
AM-15	4 ASCR	2.961	1.240	3.253	1.875	5.675	1045	1848	1982	2288		
AM-11	2 ASCR	2.700	0.875	3.098	1.426	5.194	1114	2021	2143	2475		
AM-12	4 ASCR	2.980	1.253	3.265	1.839	5.477	1050	1872				
AM-24	266 ASCR	3.046	0.640	3.213	1.170	5.545	1130	1956	2106	2432		
AM-9	2 ASCR	2.234	0.610	2.844	0.986	4.277	1202	2342				
AM-5	2 ASCR	2.123	0.737	2.816	1.183	4.356	1178	2313	2371	2737		
AM-6	1/0 ASCR	2.360	0.865	2.957	1.377	4.750	1137	2152	2240	2586		
AM-7	2 ASCR	2.560	1.035	3.076	1.616	5.098	1096	2019	2126	2455		
AM-3	4 ASCR	1.056	0.403	2.266	0.618	2.751	1330	3221	2998	3461		
AM-4	2 ASCR	1.315	0.623	2.420	0.867	3.004	1270	2942				
AM-1	1/0 ASCR	0.669	0.175	2.073	0.303	2.154	1416	3774	3317	3830		
AM-2	4 ASCR	0.885	0.467	2.201	0.621	2.372	1336	3439				

PROJECT: Scott & Scott 01/16/05 22:19:10

LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional

Fault Current Analysis on Feeder CATIGLATA

Regulator Tap Position: ZERO

High-side Voltage = 13.80 KV Line-to-Line

Source Impedances (Ohms) R1 = 0.0000 X1 = 1.7370 * Assumes 5.0 Ohms Fault Resistance (Ln-Gnd)

R0 = 0.0000 X0 = 1.1690 ** Assumes 0.0 Ohms Fault Resistance (Ln-Gnd)

SECTION NAME (LOAD END) SOURCE	WIRE SIZE	KM FROM SOURCE	-----CUMULATIVE-----				---- FAULT CURRENTS ----				SECTION LOCATION	
			POSITIVE SEQ. R (OHMS)	X (OHMS)	ZERO SEQ. R (OHMS)	X (OHMS)	PH-GR MIN* (AMPS)	MAX** (AMPS)	PH-PH (AMPS)	3-PH (AMPS)		
								1522	5148	3972	4587	
CA-D	266 ASCR	0.086	0.018	1.779	0.033	1.292	1510	4928	3879	4479		
CA-6	266 ASCR	0.236	0.050	1.851	0.091	1.508	1488	4584	3725	4302		
CA-7	266 ASCR	0.794	0.167	2.122	0.305	2.310	1410	3630	3242	3743		
CA-10	2/0 ASCR	1.135	0.310	2.321	0.532	2.862	1342	3148	2946	3402		
CA-14	266 ASCR	2.289	0.552	2.880	0.976	4.520	1199	2279	2353	2717		
CA-18	266 ASCR	2.447	0.586	2.957	1.036	4.747	1181	2196	2289	2643		
CA-17	266 ASCR	2.506	0.598	2.985	1.059	4.832	1174	2166	2266	2617		
CA-16	2 ASCR	2.846	1.026	3.212	1.639	5.488	1078	1917	2047	2363		
CA-15	2 ASCR	2.347	0.602	2.915	1.045	4.621	1185	2236	2318	2677		
CA-11	2/0 ASCR	1.361	0.405	2.453	0.683	3.228	1300	2890	2775	3204		
CA-13	2/0 ASCR	1.762	0.573	2.688	0.950	3.877	1230	2519	2511	2899		
CA-12	2/0 ASCR	1.818	0.597	2.720	0.987	3.968	1220	2475	2477	2861		
CA-8	266 ASCR	1.317	0.277	2.375	0.506	3.061	1338	3032	2885	3332		
CA-9	2/0 ASCR	1.380	0.303	2.412	0.548	3.163	1326	2962	2838	3277		
CA-5	2/0 ASCR	0.982	0.394	2.302	0.630	2.743	1329	3194	2954	3411		
CA-4	2/0 ASCR	0.455	0.173	1.994	0.279	1.890	1432	4043	3447	3980		
CA-1	2 ASCR	1.613	1.316	2.687	1.852	3.948	1107	2311	2307	2663		
CA-3	2 ASCR	1.809	1.483	2.803	2.085	4.288	1069	2152	2176	2513		
CA-2	2 ASCR	1.843	1.511	2.823	2.126	4.348	1063	2126	2155	2488		

ANEXO 3.5

CARACTERÍSTICAS DE LOS DISYUNTORES.

CARACTERISTICAS DEL INTERRUPTOR EN VACÍO	
Tipo	20-VPR-25B
Voltaje nominal	13.8 kV
Corriente nominal	600/1200V
Corriente nominal de interrupción	18kA
Tensión de reencendido	0.34 kV / us
Tiempo de cierre	0.1 seg
Voltaje de cierre	125 V-dc
Voltaje de apertura	125 V-dc
Norma IEC Pub. 56	
Tensión de impulso s.n.m.	125 kV
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Corriente de corta duración	23 kA
Tiempo de interrupción	3 ciclos
Tiempo de apertura	0.033 seg
Ciclo de operación	0-3M-CO-3M-CO
Peso total	290 kg

ANEXO 3.6

REGISTRO DE INTERRUPCIONES DEL AÑO 2003

ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS

# interrup.	fecha_desconex.	hora_desconex.	fecha_conex.	hora_conex.	tiempo	abonados	clasificacion	origen
373	08/01/03	05:22:00	08/01/03	05:49:00	0.45	2316	IP	OTRAS-PROGRAMADAS
394	19/01/03	16:55:00	19/01/03	17:09:00	0.23	2316	IF	OTRAS-NO PROGRAMADAS
395	19/01/03	17:13:00	19/01/03	17:33:00	0.33	2316	IF	OTRAS-NO PROGRAMADAS
424	07/02/03	04:26:00	07/02/03	04:36:00	0.17	2316	IP	OTRAS-PROGRAMADAS
440	15/02/03	15:07:00	15/02/03	15:12:00	0.08	2316	IP	MANIOBRAS
526	05/04/03	10:00:00	05/04/03	10:03:00	0.05	2316	IP	MANIOBRAS
531	13/04/03	15:43:00	13/04/03	15:48:00	0.08	2316	IF	OTRAS-NO PROGRAMADAS
543	17/04/03	20:10:00	17/04/03	20:31:00	0.35	2316	IP	MANTENIMIENTO
104	29/05/03	13:17:00	29/05/03	13:30:00	0.22	2316	EP	MANTENIMIENTO
798	06/10/03	07:06:00	06/10/03	07:24:00	0.3	2316	IP	MANIOBRAS
847	09/11/03	05:30:00	09/11/03	06:05:00	0.58	2316	IP	OTRAS-PROGRAMADAS
903	08/12/03	14:31:00	08/12/03	17:00:00	2.48	2316	IF	RED DE MEDIO VOLTAJE (MV)

ALIMENTADOR CATIGLATA

# interrup.	fecha_desconex.	hora_desconex.	fecha_conex.	hora_conex.	tiempo	abonados	clasificacion	origen
439	14/02/03	17:45:00	14/02/03	18:22:00	0.62	2887	IF	CLIMATICAS
572	19/05/03	20:45:00	19/05/03	20:55:00	0.17	2887	IF	OTRAS-NO PROGRAMADAS
692	06/08/03	23:00:00	06/08/03	23:05:00	0.08	2887	IF	RED DE MEDIO VOLTAJE (MV)
739	04/09/03	13:44:00	04/09/03	13:50:00	0.1	2887	IF	CLIMATICAS
759	19/09/03	10:42:00	19/09/03	11:03:00	0.35	2887	IF	RED DE MEDIO VOLTAJE (MV)
761	20/09/03	15:34:00	20/09/03	16:04:00	0.5	2887	IF	RED DE MEDIO VOLTAJE (MV)
913	17/12/03	07:49:00	17/12/03	08:01:00	0.2	2887	IP	MANIOBRAS

ANEXO 3.7

MAGNITUDES DE FALLA DE LOS ALIMENTADORES.

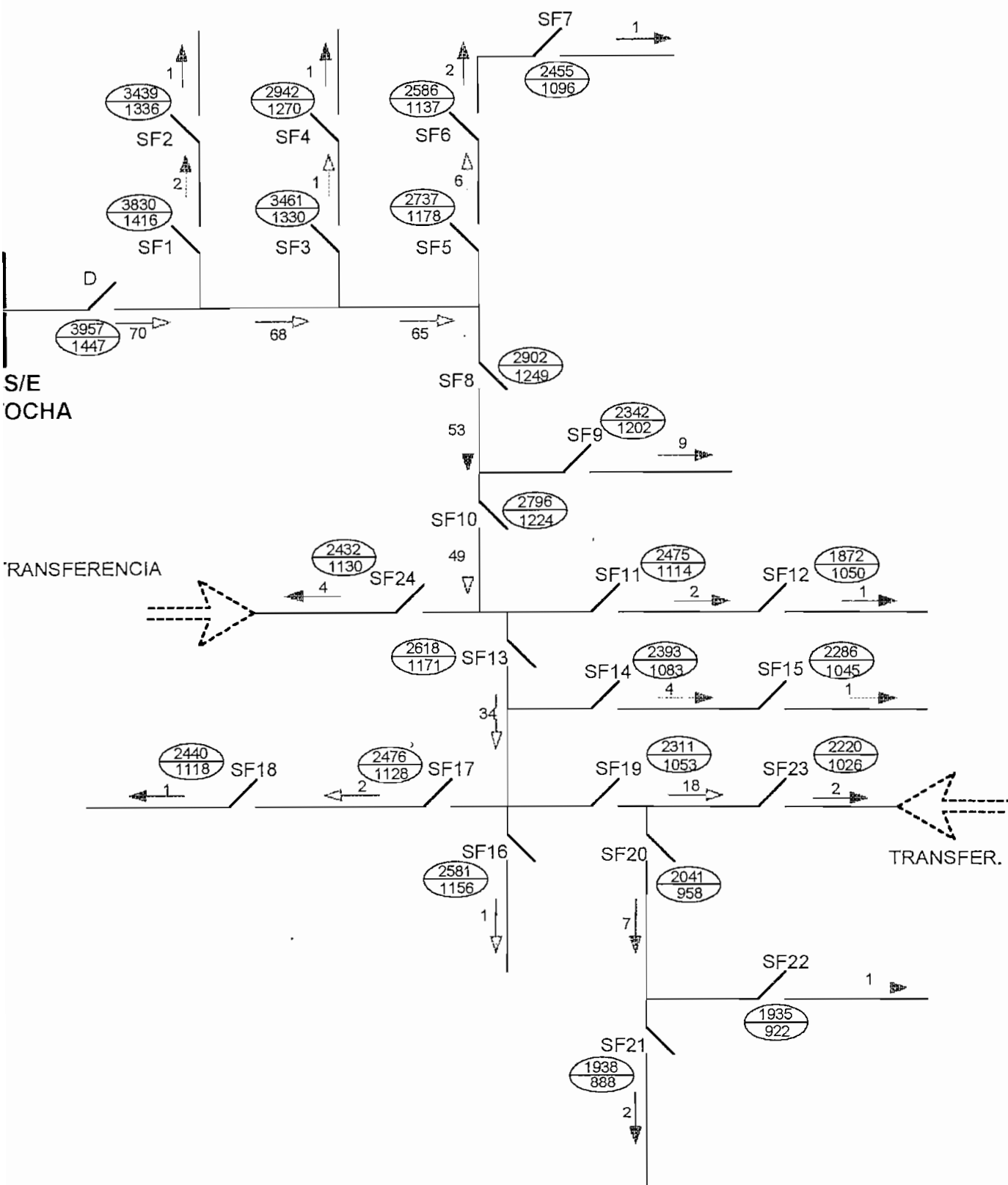
EQUIPOS EXISTENTES.

MAGNITUDES DE FALLA ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS				
TRAMO	EQUIPO	I _{NOMINAL}	Corriente Cortocircuito	
			MIN	MAX
AM-D	D	70	1442	3957
AM-D1	D	68	1395	3655
AM-D2	D	65	1293	3101
AM-8	SF8	53	1249	2902
AM-10	SF10	49	1224	2796
AM-13	SF13	34	1171	2618
AM-19	SF19	18	1053	2311
AM-23	SF23	2	1026	2220
AM-20	SF20	7	958	2041
AM-22	SF22	1	922	1935
AM-21	SF21	2	888	1838
AM-17	SF17	2	1128	2476
AM-18	SF18	1	1118	2440
AM-16	SF16	1	1156	2581
AM-14	SF14	4	1083	2393
AM-15	SF15	1	1045	2288
AM-11	SF11	2	1114	2475
AM-12	SF12	1	1050	1872
AM-24	SF24	4	1130	2432
AM-9	SF9	1	1202	2342
AM-5	SF5	6	1178	2737
AM-6	SF6	2	1137	2586
AM-7	SF7	1	1096	2455
AM-3	SF3	1	1330	3461
AM-4	SF4	1	1270	2942
AM-1	SF1	1	1416	3830
AM-2	SF2	1	1336	3439

MAGNITUDES DE FALLA ALIMENTADOR CATIGLATA				
TRAMO	EQUIPO	I _{NOMINAL}	Corriente Cortocircuito	
			MIN	MAX
CA-D	D	91	1510	4479
CA-6	SF6	78	1488	4302
CA-7	SF7	78	1410	3743
CA-10	SF10	61	1342	3402
CA-14	SF14	14	1199	2717
CA-18	SF18	1	1181	2643
CA-17	SF17	3	1174	2617
CA-16	SF16	1	1078	2363
CA-15	SF15	1	1185	2677
CA-11	SF11	29	1300	3204
CA-13	SF13	13	1230	2899
CA-12	SF12	1	1220	2861
CA-8	SF8	1	1338	3332
CA-9	SF9	1	1326	3277
CA-5	SF5	2	1329	3411
CA-4	SF4	1	1432	3980
CA-1	SF1	4	1107	2663
CA-3	SF3	1	1069	2513
CA-2	SF2	1	1063	2488

ANEXO 3.8

**DIAGRAMAS DE MAGNITUDES DE FALLA DE LOS
ALIMENTADORES EN ESTUDIO.**

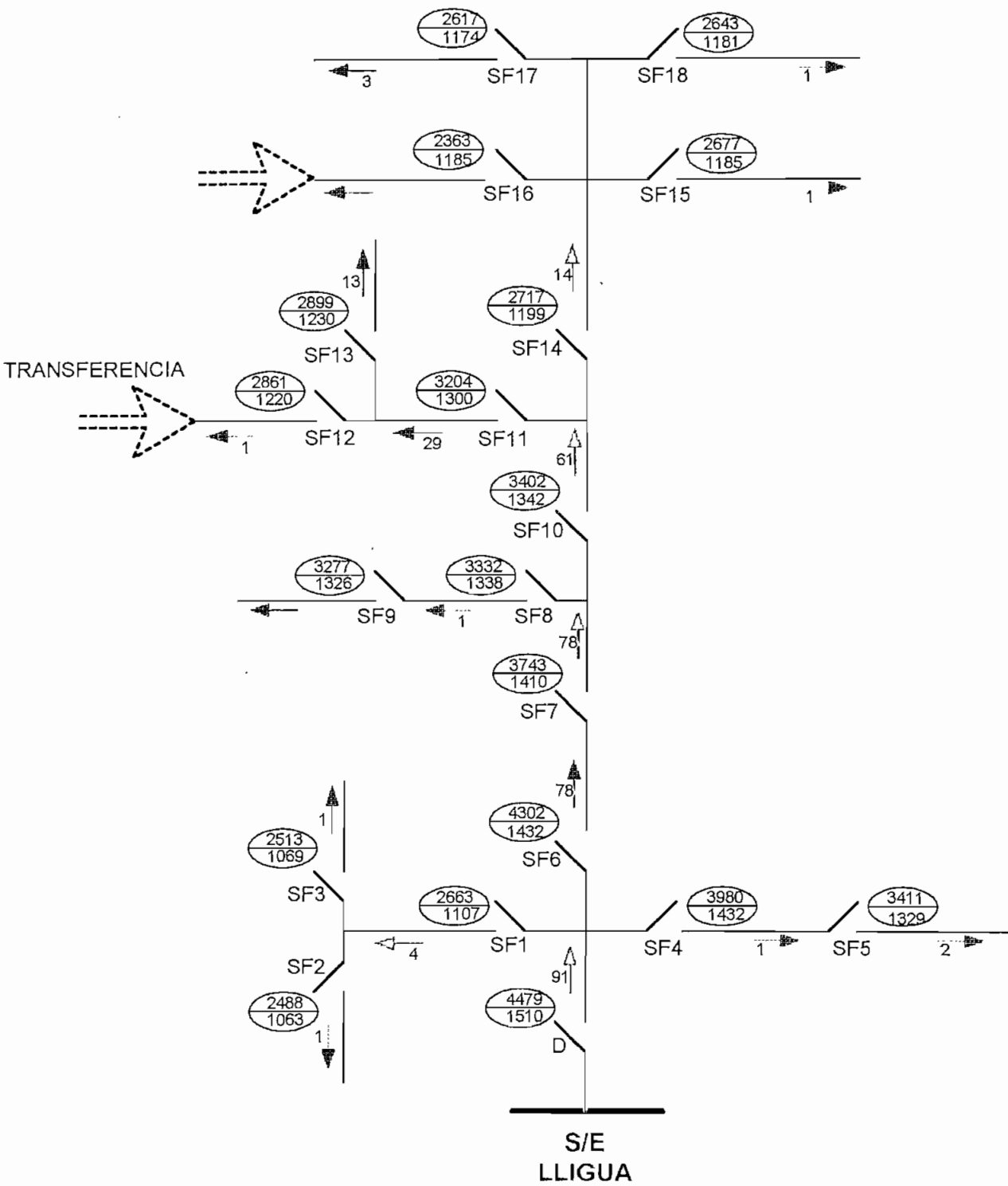


EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. RCN

ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS

04 - 2005

MAGNITUDES DE FALLA



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. RCN

ALIMENTADOR CATIGLATA

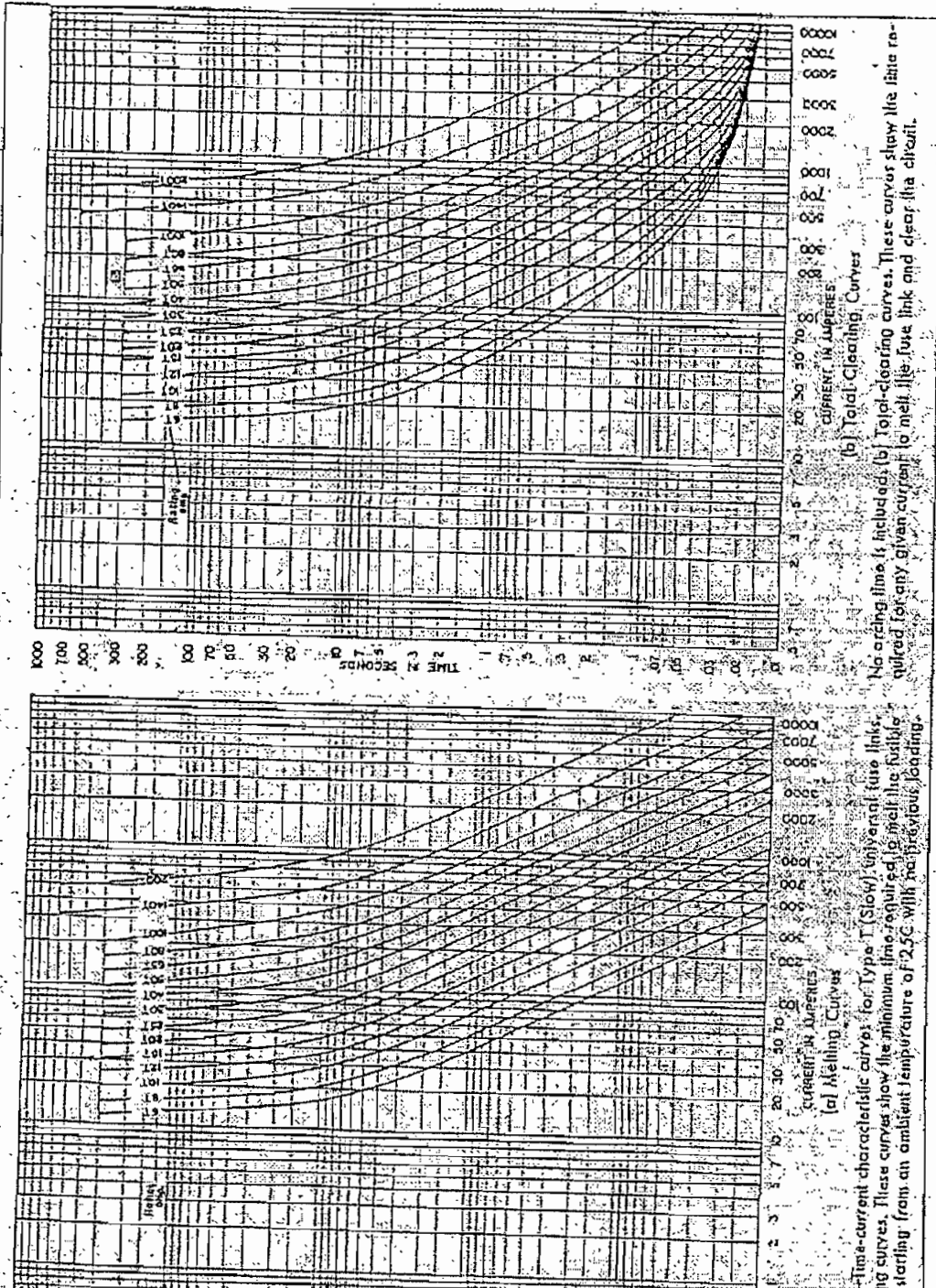
04 - 2005

MAGNITUDES DE FALLA

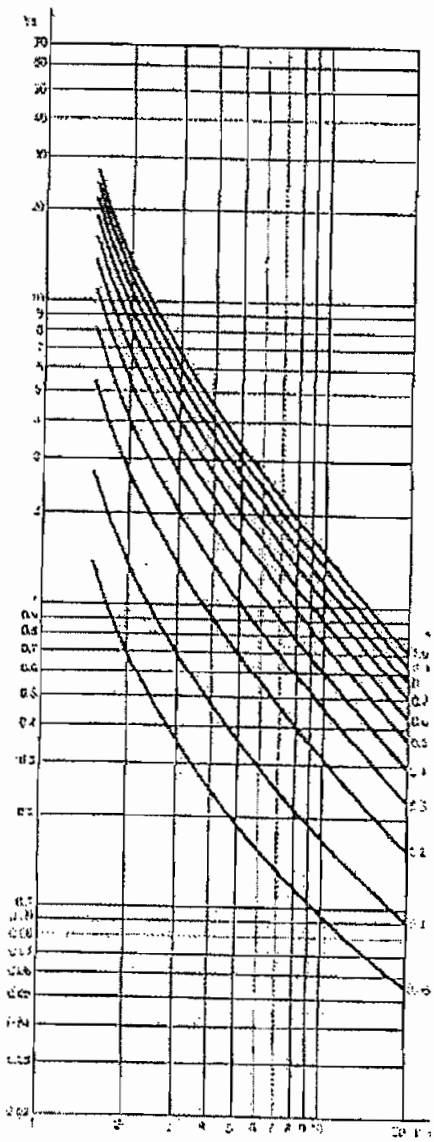
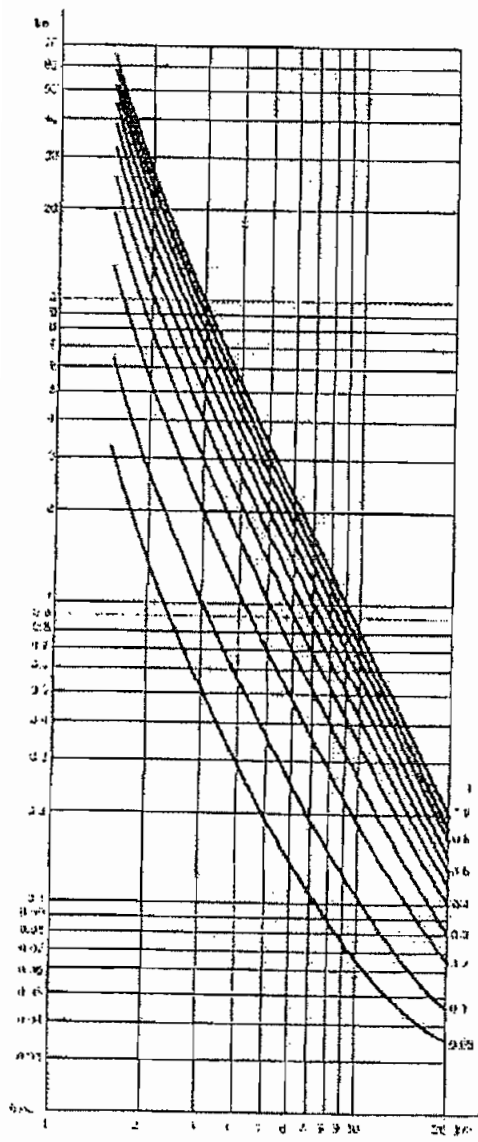
ANEXO 3.9

CURVAS CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE FUSIBLES TIPO "T"

CURVA DE FUSIBLES TIPO T



CURVAS DEL RELÉ SPAJ 140 C



CURVA EXTREMADAMENTE INVERSA Y MUY INVERSA

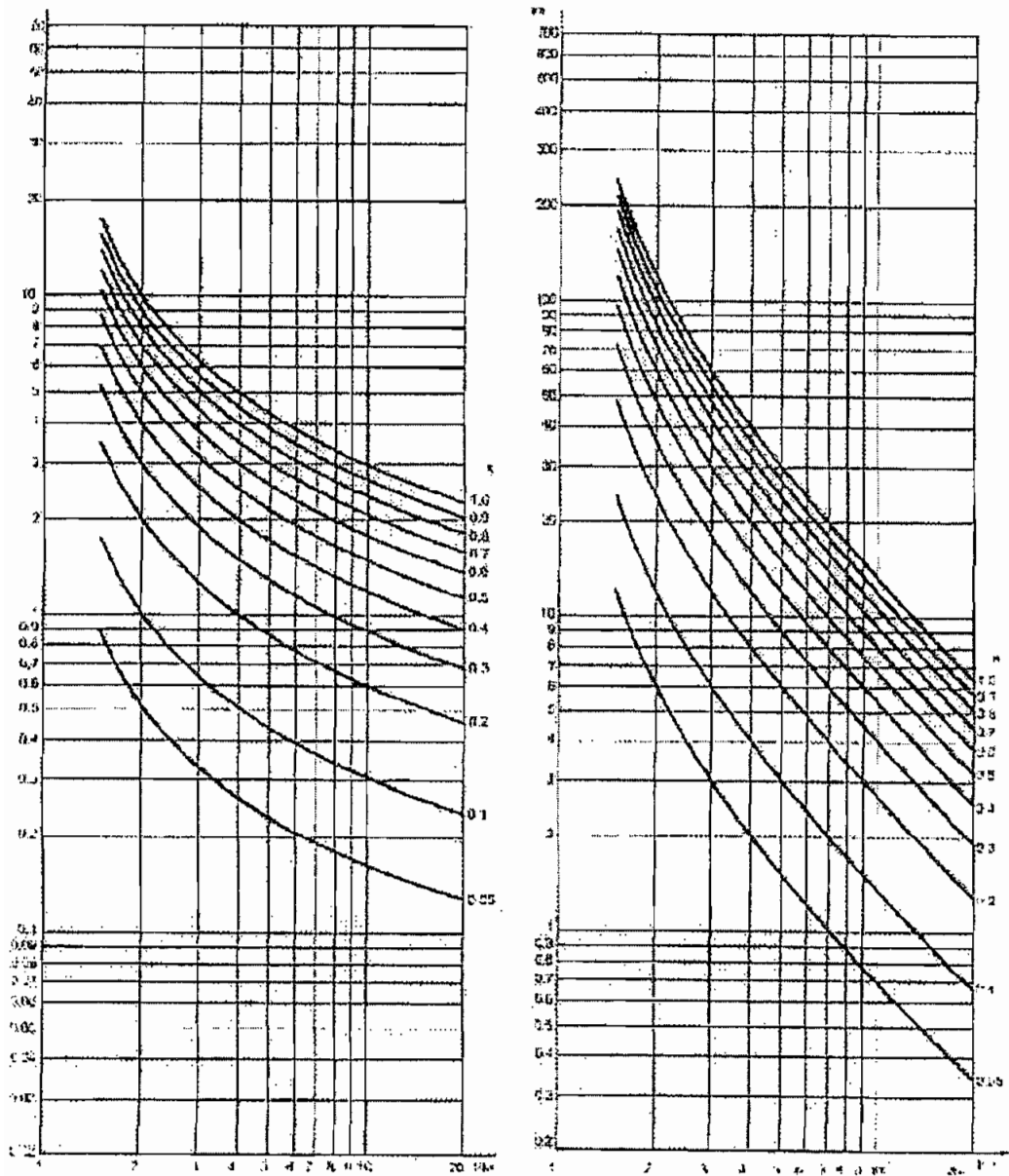
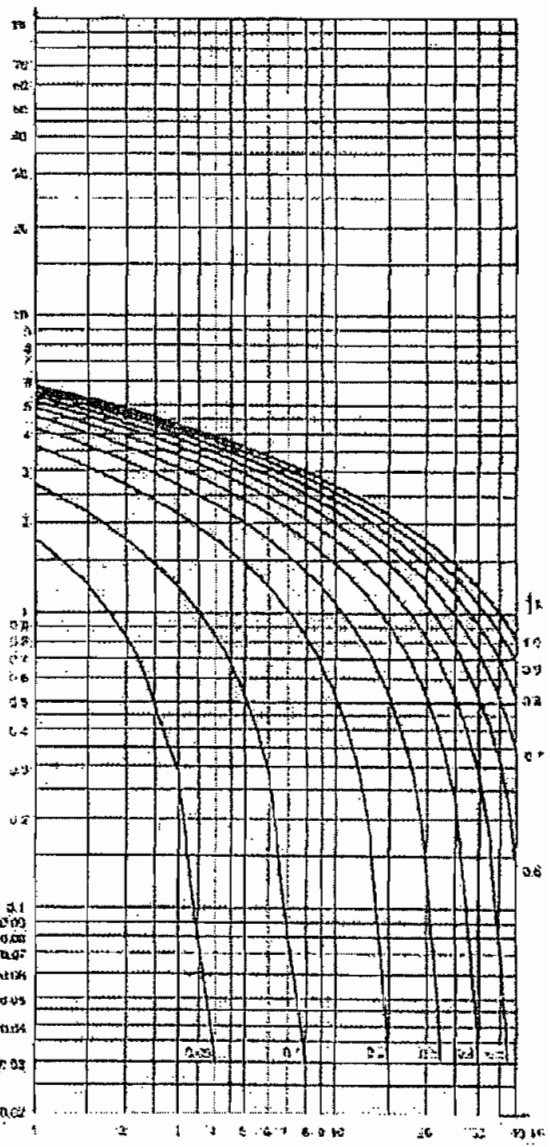
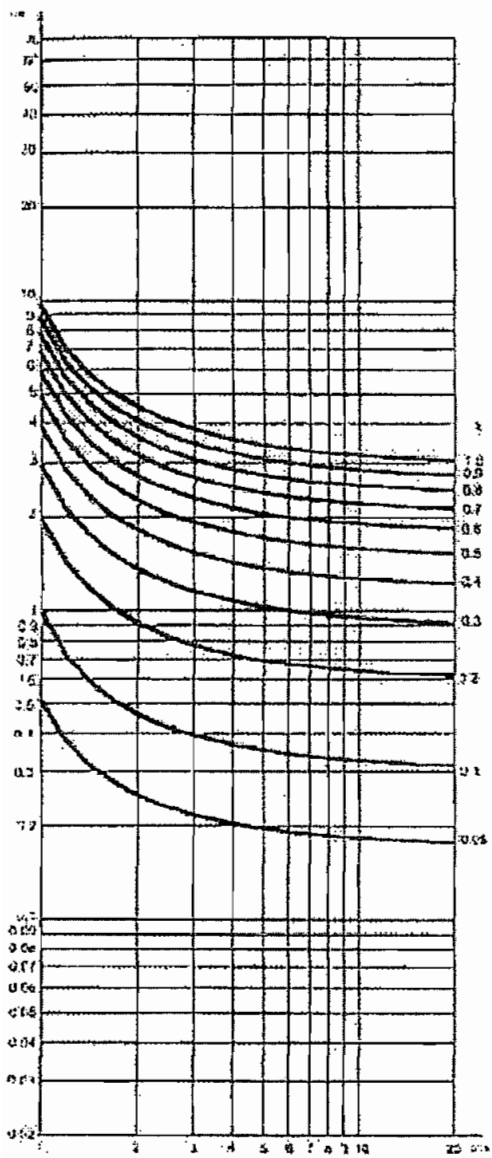


Figura # 14 - Curvas Normal Inversa e Inversa de Larga duración

CURVA NORMAL INVERSA E INVERSA DE LARGA DURACIÓN.



CURVAS RI E RXIDG PARA RELÉS ABB

ANEXO 3.10

COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN EXISTENTES DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO.

ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS

Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{CCMAX} (A)	Fusible		CM	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF24	4	-	10T	-	-	-	-
SF10	49	2432	100T	10T	0.13	0.025	19.231
SF8	53	2796	140T	100T	0.195	0.14	71.795

CM = Tiempo mínimo de fusión del equipo protegido.

CT = Tiempo máximo de despeje del equipo protector.

Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{CCMAX} (A)	Fusible		CM	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF21	2	-	6T	-	-	-	-
SF20	7	1838	30T	6T	0.032	0.023	71.875
SF19	18	2041	50T	30T	0.041	0.031	75.610
SF13	34	2311	80T	50T	0.085	0.06	70.588
SF10	49	2618	100T	80T	0.13	0.095	73.077
SF8	53	2796	140T	100T	0.195	0.14	71.795

Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{CCMAX} (A)	Fusible		CM	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF23	2	-	10T	-	-	-	-
SF19	18	2220	50T	10T	0.029	0.022	75.862
SF13	34	2311	80T	50T	0.085	0.06	70.588
SF10	49	2618	100T	80T	0.13	0.095	73.077
SF8	53	2796	140T	100T	0.195	0.14	71.795

Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{CCMAX} (A)	Fusible		CM	CT	CT/CM %
			Protegido	Protector			
SF18	1	-	6T	-	-	-	-
SF17	2	2440	50T	6T	0.03	0.0205	68.333
SF13	34	2476	80T	50T	0.075	0.055	73.333
SF10	49	2618	100T	80T	0.13	0.095	73.077
SF8	53	2796	140T	100T	0.195	0.14	71.795

Fusible							
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF16	1	-	8T	-	-	-	-
SF13	34	2581	80T	8T	0.07	0.0225	32.143
SF10	49	2618	100T	80T	0.125	0.08	64.000
SF8	53	2796	140T	100T	0.195	0.14	71.795

Fusible							
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF15	1	-	6T	-	-	-	-
SF14	4	2286	50T	6T	0.031	0.0215	69.355
SF13	34	2393	80T	50T	0.08	0.06	75.000
SF10	49	2618	100T	80T	0.13	0.095	73.077
SF8	53	2796	140T	100T	0.195	0.14	71.795

Fusible							
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF12	1	-	6T	-	-	-	-
SF11	2	1872	40T	6T	0.04	0.0228	57.000
SF10	49	2475	100T	40T	0.125	0.045	36.000
SF8	53	2796	140T	100T	0.195	0.14	71.795

Fusible							
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF9	9	-	25T	-	-	-	-
SF8	53	2342	140T	25T	0.3	0.03	10.000

Fusible							
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF7	1	-	10T	-	-	-	-
SF6	2	2455	65T	10T	0.045	0.025	55.556
SF5	6	2586	100T	65T	0.11	0.067	60.909

Fusible							
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF4	1	-	30T	-	-	-	-
SF3	1	2942	80T	30T	0.051	0.031	60.784

Fusible							
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF2	1	-	40T	-	-	-	-
SF1	2	3439	100T	40T	0.061	0.03	49.180

ALIMENTADOR CATIGLATA.

			Fusible				
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF18	1	-	6T	-	-	-	-
SF14	14	2643	50T	6T	0.031	0.023	74.194
SF10	61	2717	80T	50T	0.062	0.047	75.806
SF7	78	3402	100T	80T	0.082	0.0645	78.659
SF6	78	3743	140T	100T	0.125	0.09	72.000

			Fusible				
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF17	3	-	8T	-	-	-	-
SF14	14	2617	50T	8T	0.0335	0.0255	76.119
SF10	61	2717	80T	50T	0.062	0.047	75.806
SF7	78	3402	100T	80T	0.082	0.0645	78.659
SF6	78	3743	140T	100T	0.125	0.09	72.000

			Fusible				
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF16	1	-	6T	-	-	-	-
SF14	14	2363	50T	6T	0.039	0.029	74.359
SF10	61	2717	80T	50T	0.062	0.047	75.806
SF7	78	3402	100T	80T	0.082	0.0645	78.659
SF6	78	3743	140T	100T	0.125	0.09	72.000

			Fusible				
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF15	1	-	6T	-	-	-	-
SF14	14	2677	50T	6T	0.0285	0.021	73.684
SF10	61	2717	80T	50T	0.062	0.047	75.806
SF7	78	3402	100T	80T	0.082	0.0645	78.659
SF6	78	3743	140T	100T	0.125	0.09	72.000

			Fusible				
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF13	13	-	25T	-	-	-	-
SF11	14	2899	50T	25T	0.025	0.018	72.000
SF10	61	3204	80T	50T	0.054	0.04	74.074
SF7	78	3402	100T	80T	0.083	0.0625	75.301
SF6	78	3743	140T	100T	0.125	0.09	72.000

			Fusible				
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF12	1	-	6T	-	-	-	-
SF11	14	2861	50T	6T	0.027	0.019	70.370
SF10	61	3204	80T	50T	0.052	0.04	76.923
SF7	78	3402	100T	80T	0.082	0.0645	78.659
SF6	78	3743	140T	100T	0.125	0.09	72.000

			Fusible				
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF9	1	-	6T	-	-	-	-
SF8	1	3277	50T	6T	0.023	0.017	73.913
SF7	78	3332	100T	50T	0.04	0.027	67.500
SF6	78	3743	140T	100T	0.125	0.09	72.000

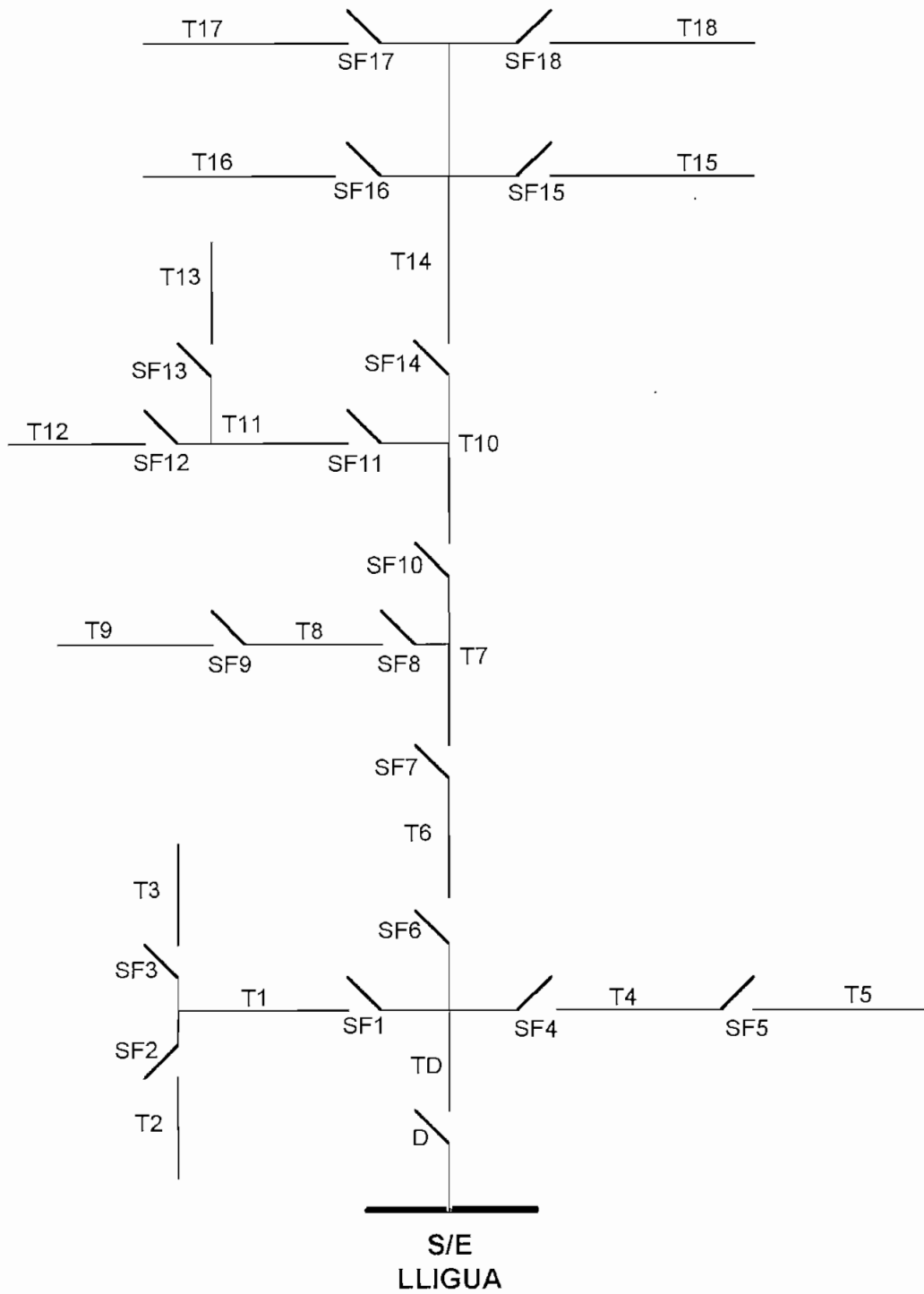
			Fusible				
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF5	2	-	8T	-	-	-	-
SF4	1	3411	80T	8T	0.038	0.021	55.263

			Fusible				
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF3		-	25T	-	-	-	-
SF1	4	2513	65T	25T	0.042	0.03	71.429

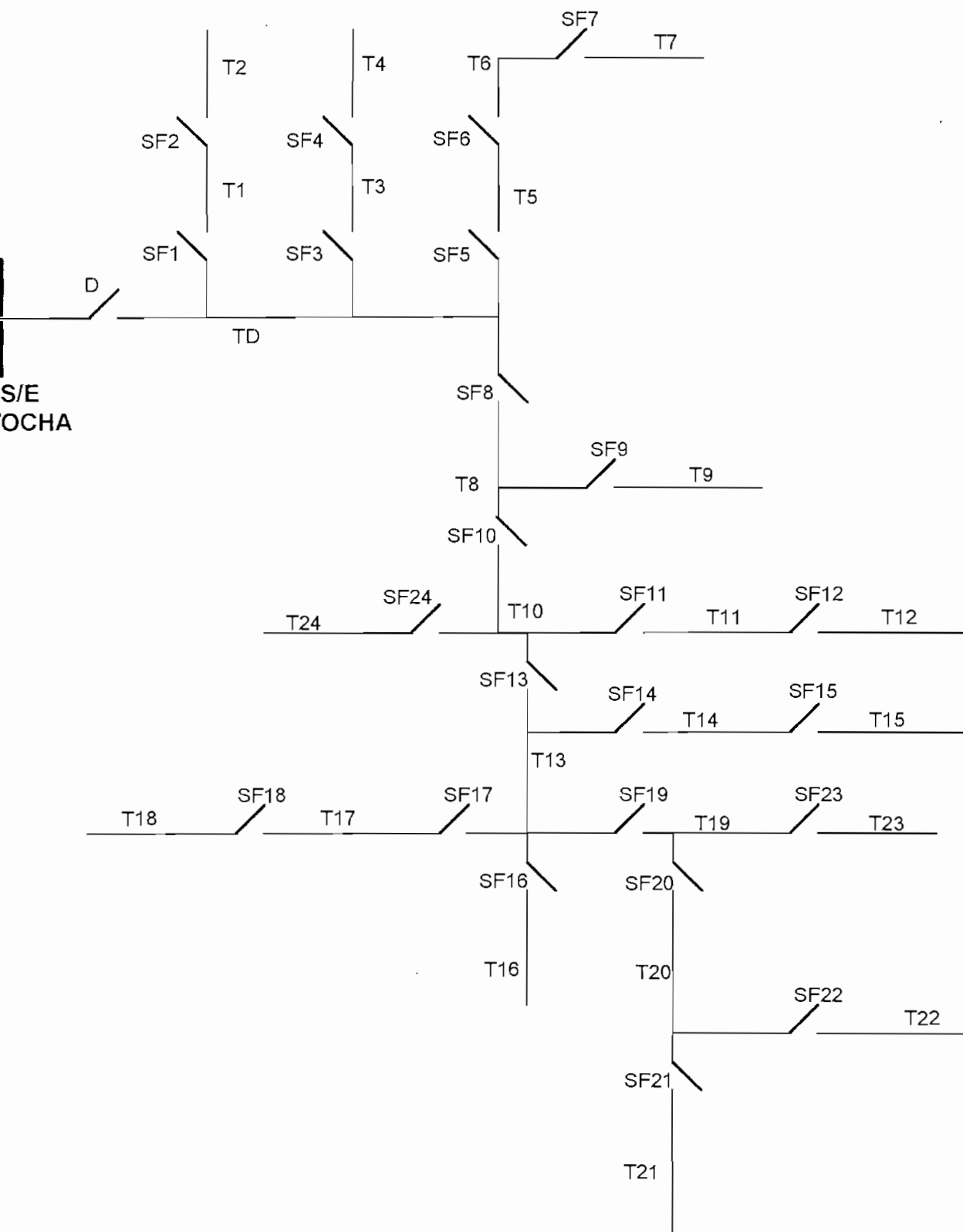
			Fusible				
Equipo	I _{CARGA} (A)	I _{ccMAX} (A)	Protegido	Protector	CM	CT	CT/CM %
SF2	1	-	6T	-	-	-	-
SF1	4	2488	65T	6T	0.043	0.022	51.163

ANEXO 4.1

**DIAGRAMAS DE SECCIONAMIENTO DE LAS
ESTRUCTURAS EXISTENTES DE LOS
ALIMENTADORES.**



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. RCN	
TRAMOS DEL ALIMENTADOR CATIGLATA	
04 - 2005	SECCIONAMIENTO ACTUAL



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. RCN

TRAMOS DEL ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS

04 - 2005

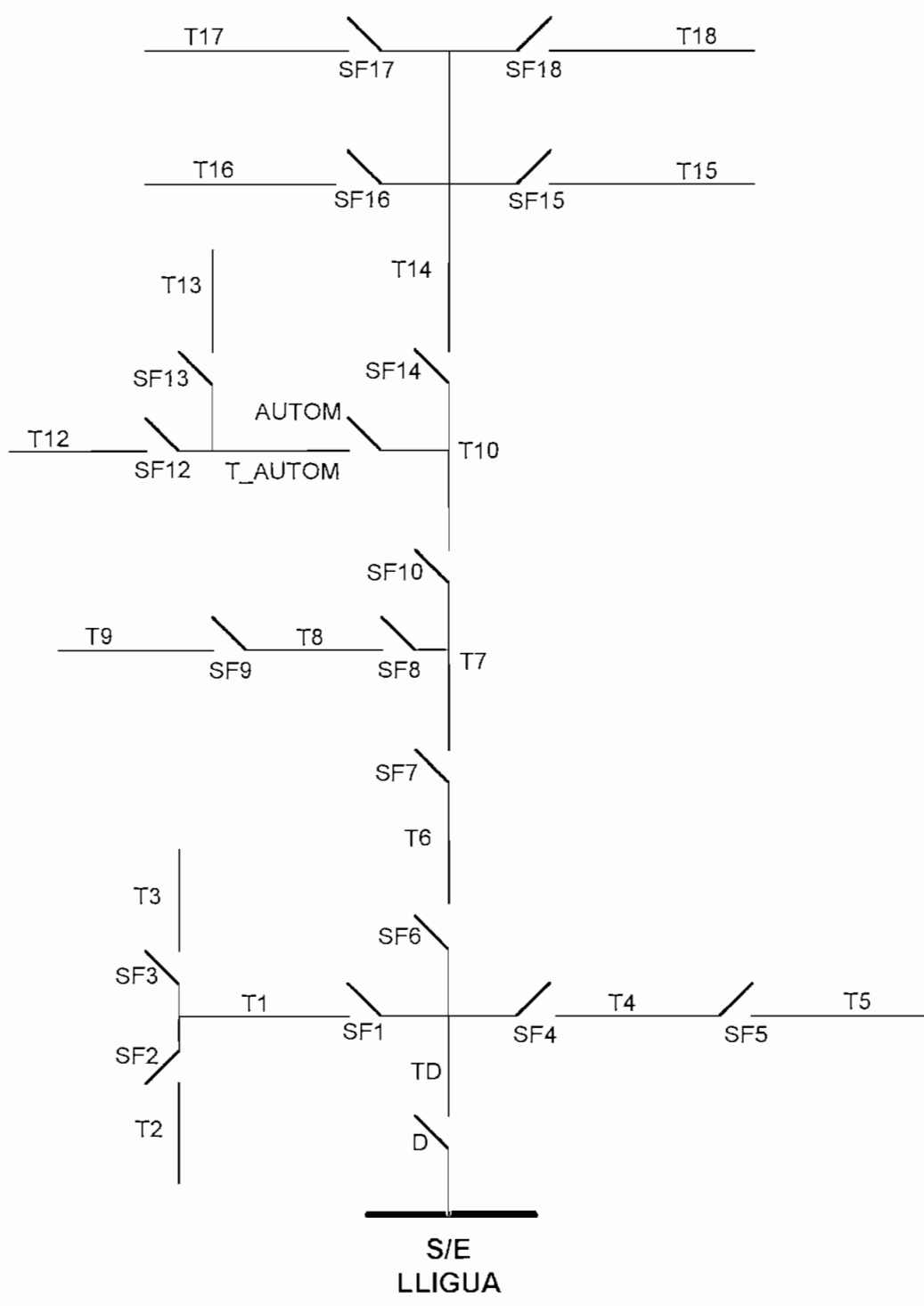
SECCIONAMIENTO

MATRIZ DE INDISPONIBILIDAD (U) - Alimentador Catiglatá

0,0132	0,0108	0,0108	0,0108	0,0108	0,0108	0,0198	0,0198	0,0198	0,0198	0,0198	0,0198	0,0198	0,0198	0,0198	0,0198	0,0198	0,0198	0,0198
0,1977	0,4133	0,4133	0,4133	0,1977	0,1977	0,1977	0,1977	0,1977	0,1977	0,1977	0,1977	0,1977	0,1977	0,1977	0,1977	0,1977	0,1977	0,1977
0,0298	0,0298	0,0623	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298	0,0298
0,0254	0,0254	0,0254	0,0531	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254	0,0254
0,0478	0,0478	0,0478	0,0478	0,0999	0,0999	0,0478	0,0478	0,0478	0,0478	0,0478	0,0478	0,0478	0,0478	0,0478	0,0478	0,0478	0,0478	0,0478
0,1160	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160	0,2425	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160
0,0194	0,0194	0,0194	0,0194	0,0194	0,0194	0,0493	0,0741	0,0741	0,0741	0,0741	0,0741	0,0741	0,0741	0,0741	0,0741	0,0741	0,0741	0,0741
0,0716	0,0716	0,0716	0,0716	0,0716	0,0716	0,0716	0,1819	0,1497	0,1497	0,2733	0,2733	0,2733	0,2733	0,2733	0,2733	0,2733	0,2733	0,2733
0,0677	0,0677	0,0677	0,0677	0,0677	0,0677	0,0677	0,0677	0,1416	0,1416	0,0677	0,0677	0,0677	0,0677	0,0677	0,0677	0,0677	0,0677	0,0677
0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0171	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082	0,0082
0,0442	0,0442	0,0442	0,0442	0,0442	0,0442	0,0442	0,0442	0,0442	0,0442	0,1122	0,1685	0,1685	0,1685	0,1685	0,1685	0,1685	0,1685	0,1685
0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,1085	0,1982	0,1085	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519
0,0592	0,0592	0,0592	0,0592	0,0592	0,0592	0,0592	0,0592	0,0592	0,0592	0,0592	0,0592	0,1237	0,0592	0,0592	0,0592	0,0592	0,0592	0,0592
0,0293	0,0293	0,0293	0,0293	0,0293	0,0293	0,0293	0,0293	0,0293	0,0293	0,0293	0,0293	0,0293	0,0612	0,0293	0,0293	0,0293	0,0293	0,0293
0,1494	0,1494	0,1494	0,1494	0,1494	0,1494	0,1494	0,1494	0,1494	0,1494	0,1494	0,1494	0,1494	0,1494	0,3797	0,3124	0,5703	0,3124	0,3124
0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0157	0,0075	0,0075	0,0075
0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,0721	0,1508	0,0721	0,0721
0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0574	0,0274
0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0428
0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620
0	0,0041	0,0041	0,0041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0,0041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0,0041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0,0041	0,0041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041
0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041
0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041
1,2202	1,4375	1,4741	1,4693	1,2740	1,4046	1,2608	1,4000	1,4457	1,4586	1,5635	1,6805	1,8387	1,7165	1,8541	1,7991	2,1275	1,8208	1,8132

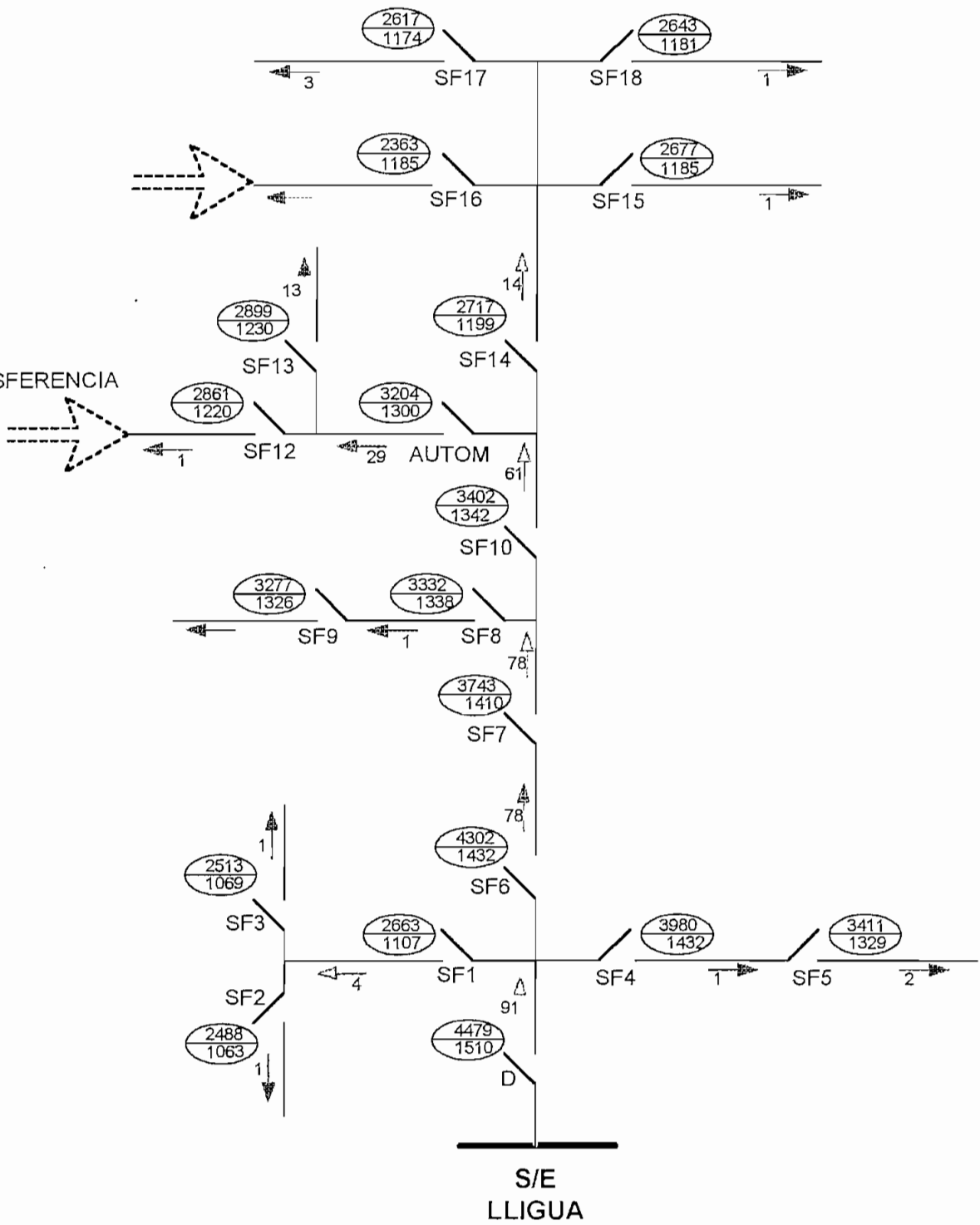
ANEXO 5.1

DIAGRAMAS DE SECCIONAMIENTO DE LOS ALIMENTADORES AUTOMATIZADOS.



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. RCN	
TRAMOS DEL ALIMENTADOR CATIGLATA	
04 - 2005	AUTOMATIZADO

TRANSFERENCIA

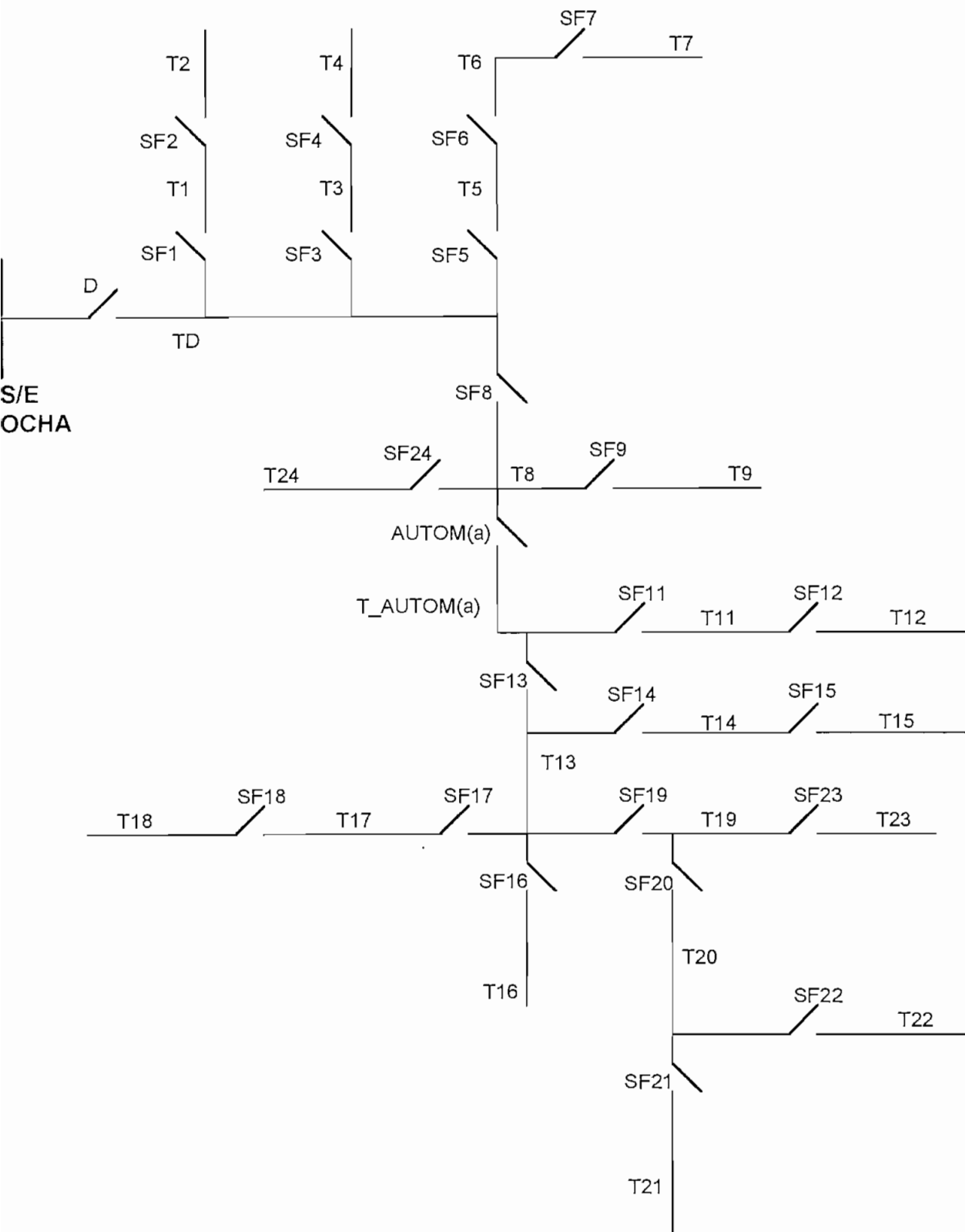


EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. RCN

ALIMENTADOR CATIGLATA

04 - 2005

AUTOMÁTICO

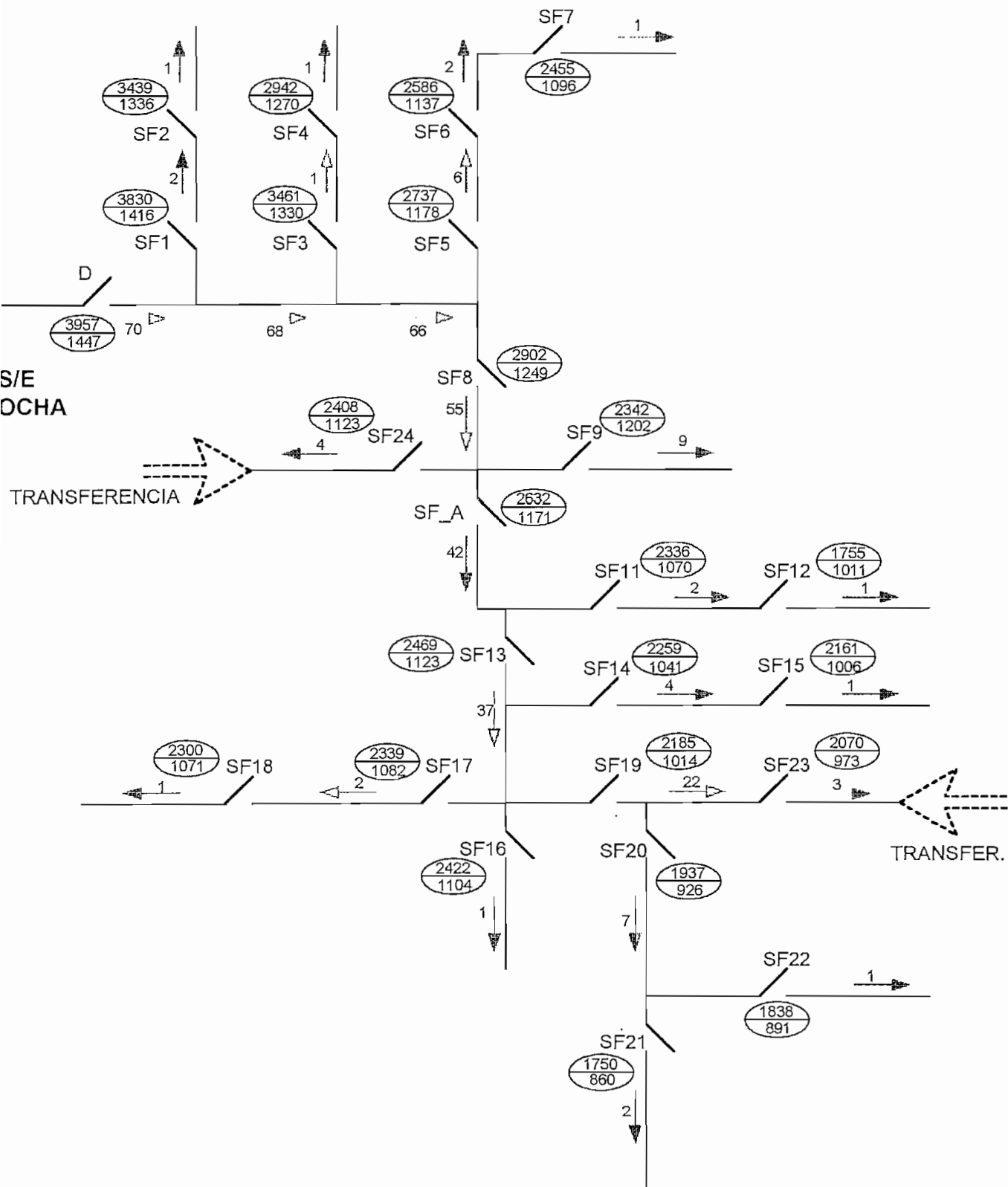


EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. RCN

ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS

04 - 2005

Automático_a



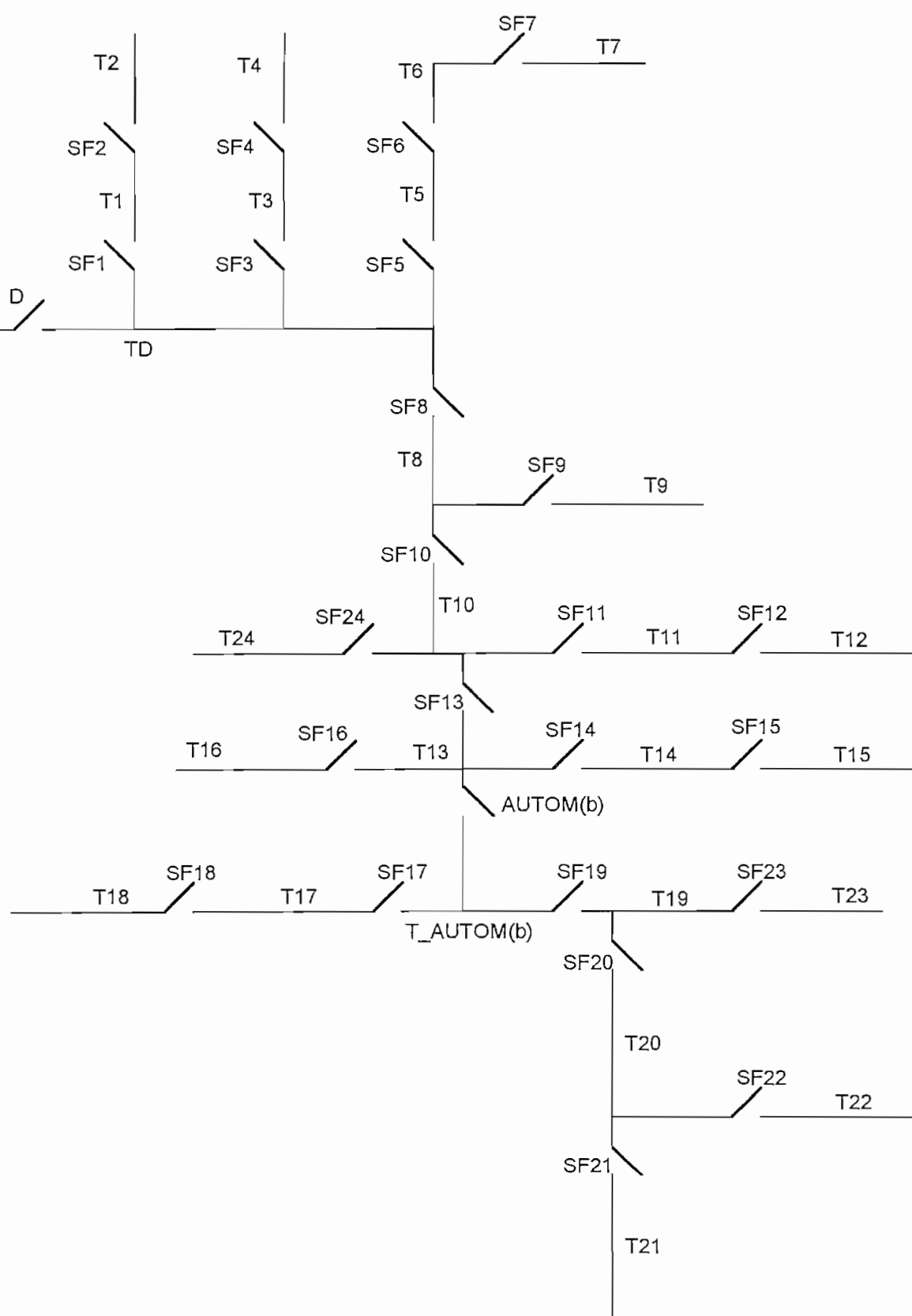
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. RCN

ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS

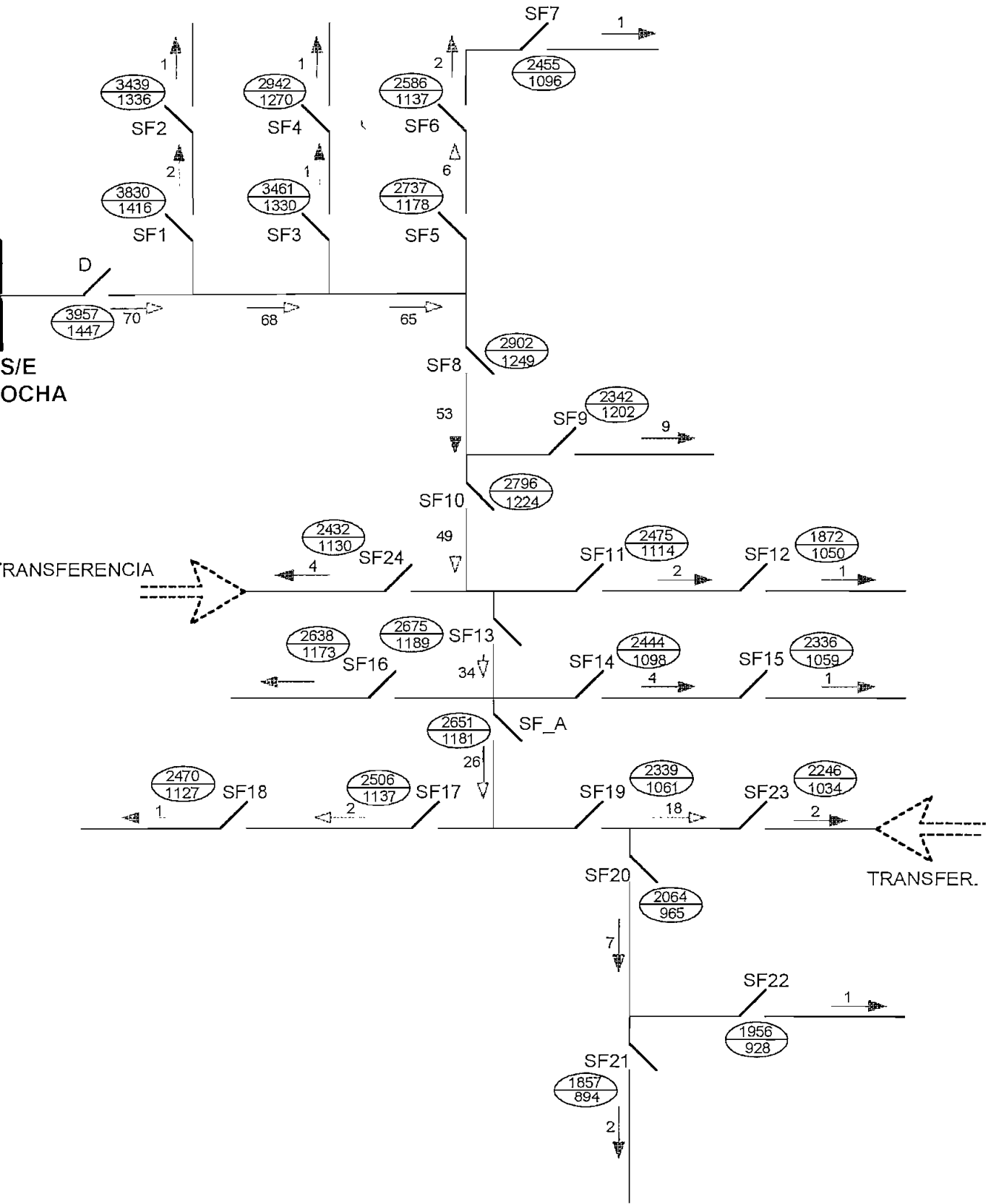
04 - 2005

Automático_a

S/E
BOCHA



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. RCN	
ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS	
04 - 2005	Automático_b



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. RCN

ALIMENTADOR LAS AMÉRICAS

04 - 2005

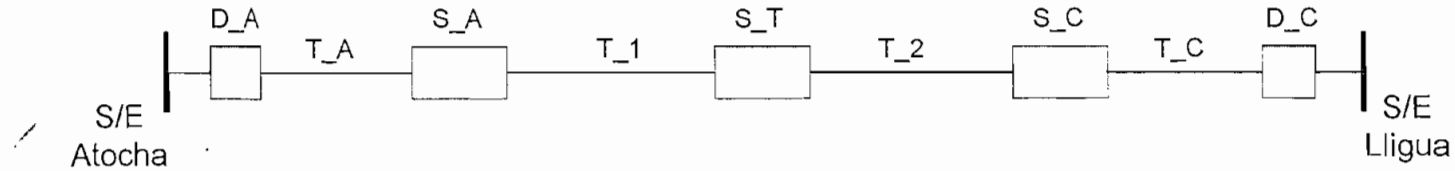
Automático_b

MATRIZ DE INDISPONIBILIDAD (U) - Alimentador Catiglata Automatizado

0,0021	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031
0,0288	0,0656	0,0656	0,0656	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288
0,0043	0,0043	0,0099	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043
0,0037	0,0037	0,0037	0,0084	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037
0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0159	0,0159	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070
0,0169	0,0169	0,0169	0,0169	0,0169	0,0385	0,0169	0,0169	0,0169	0,0169	0,0169	0,0169	0,0169	0,0169	0,0169	0,0169	0,0169	0,0169	0,0169
0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0080	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117
0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0104	0,0293	0,0238	0,0238	0,0431	0,0431	0,0431	0,0431	0,0431	0,0431	0,0431	0,0431	0,0431
0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0225	0,0225	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099
0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0027	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0181	0,0266	0,0266	0,0266	0,0266	0,0266	0,0266	0,0266	0,0266
0,0076	0,0076	0,0076	0,0076	0,0076	0,0076	0,0076	0,0076	0,0076	0,0076	0,0076	0,0172	0,0313	0,0172	0,0076	0,0076	0,0076	0,0076	0,0076
0,0086	0,0086	0,0086	0,0086	0,0086	0,0086	0,0086	0,0086	0,0086	0,0086	0,0086	0,0086	0,0196	0,0086	0,0086	0,0086	0,0086	0,0086	0,0086
0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0097	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043
0,0218	0,0218	0,0218	0,0218	0,0218	0,0218	0,0218	0,0218	0,0218	0,0218	0,0218	0,0218	0,0218	0,0218	0,0612	0,0496	0,0899	0,0496	0,0496
0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0025	0,0011	0,0011	0,0011
0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0239	0,0105	0,0105
0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0091	0,0040
0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0068
0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620	0,1620
0	0,0041	0,0041	0,0041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0,0041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0,0041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0,0041	0,0041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0,0041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041
0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0,0041	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0041
0,3164	0,3569	0,3665	0,3657	0,3290	0,3547	0,3266	0,3533	0,3645	0,3701	0,3828	0,4051	0,4342	0,4146	0,4348	0,4287	0,4811	0,4324	0,4311

ANEXO 5.3

TABLA DE ESTADOS PARA EL MANTENIMIENTO Y TRANSFERENCIA DE CARGA



Mantenimiento	S/E Atocha	D_A	T_A	S_A	T_1	S_T	T_2	S_C	T_C	D_C	S/E Lligua
Estado Normal	ON	1	ON	1	ON	0	ON	1	ON	1	ON
S/E Atocha	X	0	ON	1	ON	1	ON	1	ON	1	ON
T_A	OFF	0	X	0	ON	1	ON	1	ON	1	ON
T1	ON	1	ON	0	X	0	ON	1	ON	1	ON
T2	ON	1	ON	1	ON	0	X	0	ON	1	ON
T_C	ON	1	ON	1	ON	1	ON	0	X	0	OFF
S/E Lligua	ON	1	ON	1	ON	1	ON	1	ON	0	X

0	OPEN
1	CLOSET

ON	ENERGIZADO
OFF	DESENERGIZADO

- S/E Atocha Subestación Atocha
- D_A Disyuntor del Alimentador Las Américas
- T_A Tramo Américas
- S_A Seccionador Automático Américas
- T_1 Tramo Transferencia 1
- S_T Seccionador Automático Transferencia
- T_2 Tramo Transferencia2
- S_C Seccionador Automático Catigata
- T_C Tramo Catiglata
- D_C Disyuntor del Alimentador Catiglata
- S/E Lligua Subestación Lligua

MANTENIMIENTO Y TRANSFERENCIA DE CARGA.

Como se aprecia en el diagrama de bloques; se representa los elementos automáticos implementados en el trayecto de los alimentadores Las Américas y Catiglata, el mismo que facilita la explicación del procedimiento que se realiza para el mantenimiento de cada uno de los alimentadores así como para las subestaciones; considerando que al realizar el mantenimiento en un alimentador o subestación, se deja sin servicio de energía eléctrica el menor número posible de usuarios, por lo que hay que realizar una transferencia de carga entre subestaciones.

Para el mantenimiento en la subestación Atocha, el disyuntor del alimentador Las Américas se abre y el seccionador de transferencia se cierra, para dejar energizado los tramos del alimentador Las Américas. Para el mantenimiento en el tramo T_A , se abre al disyuntor del alimentador Las Américas y el seccionador automático Américas y se cierra el seccionador de transferencia quedando energizado el tramo T_1 del Alimentador Las Américas. Al realizar mantenimiento en el tramo T_1 del alimentador Las Américas, se abre el seccionador automático Américas, quedando energizado el tramo T_A.

Para el mantenimiento en la subestación Lligua, el disyuntor del alimentador Catiglata se abre y el seccionador de transferencia se cierra, para dejar energizado los tramos del alimentador Catiglata. Para el mantenimiento en el tramo T_C , se abre al disyuntor del alimentador Catiglata y el seccionador automático Catiglata y se cierra el seccionador de transferencia quedando energizado el tramo T_2 del Alimentador Catiglata. Al realizar mantenimiento en el tramo T_2 del alimentador Catiglata, se abre el seccionador automático Catiglata, quedando energizado el tramo T_C.

En la tabla adjunta podemos ver claramente los estados que representan una operación correcta para realizar un mantenimiento en los tramos de los alimentadores involucrados, realizando la transferencia de carga entre los alimentadores Las Américas y Catiglata y por ende entre las subestaciones Atocha y Lligua.

ANEXO 5.4

**REPORTE DE RESULTADOS DEL FLUJO DE
POTENCIA DE LA TRANSFERENCIA DE CARGA
ENTRE LOS ALIMENTADORES LAS AMÉRICAS
Y CATIGLATA.**

AMÉRICAS				---- LOAD IN SECTION ----					---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --				
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION
NAME	KM	CFG		KVA						PCT										
FEEDER TOTALS:										(feeder pf = 0.95)	1597	543	71	0			100.0	15.1	22.9	
AM-D	0.6	ABC	266 AS	45	9		3	0	0.0	22.1	1592	541	70	0	0.2	0.2	99.8	1.8	4.1	AM-D
AM-D		ABC	SWITCH	AUTOMATICS						AT LOAD END	11.8%	cont.	curr.	8.8%	emrg.	curr.				AM-D
AM-D1	0.3	ABC	266 AS	45	9		3	0	0.0	21.7	1565	529	69	0	0.1	0.3	99.7	1.0	2.3	AM-D1
AM-3	0.2	ABC	4 ASCR	75	16		5	1	0.0	0.8	10	3	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	AM-3
AM-4	0.3	B	2 ASCR	10	2		1	0	0.0	0.2	1	0	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	AM-4
AM-D2	0.8	ABC	266 AS	60	13		4	1	0.0	21.3	1536	517	68	0	0.2	0.5	99.5	2.2	5.2	AM-D2
AM-8	0.3	ABC	266 AS	137	29		9	1	0.0	19.7	1405	470	62	0	0.1	0.6	99.4	0.8	2.0	AM-8
AM-10	0.2	ABC	266 AS	263	55	18	2	0	0.0	19.2	1360	453	60	0	0.1	0.7	99.3	0.5	1.1	AM-10
AM-10		ABC	SWITCH	AUTOMATICS						AT LOAD END	10.3%	cont.	curr.	7.7%	emrg.	curr.				AM-10
AM-13	0.3	ABC	1/0 AS	50	10		3	0	0.0	30.5	1196	399	53	0	0.1	0.8	99.2	1.3	1.4	AM-13
AM-19	0.4	ABC	4 ASCR	488	102	33	5	0	0.0	48.1	1031	343	46	0	0.4	1.2	98.8	3.6	1.6	AM-19
AM-23	0.2	ABC	1/0 AS	162	34	11	2	0	0.0	22.1	850	283	38	0	0.1	1.2	98.8	0.4	0.5	AM-23
transfer	1.3	ABC	2/0 AS	0	0		0	0	0.0	18.6	833	277	37	0	0.4	1.6	98.4	2.3	3.2	transfer
transfer		ABC	SWITCH	AUTOMATICS						AT LOAD END	6.2%	cont.	curr.	4.7%	emrg.	curr.				transfer
CA-12	0.5	ABC	2/0 AS	70	15		5	1	0.0	18.6	823	272	37	0	0.1	1.7	98.3	0.8	1.1	CA-12
CA-11	0.2	ABC	2/0 AS	60	13		4	1	0.0	12.8	567	187	25	0	0.0	1.7	98.3	0.2	0.3	CA-11
CA-11		ABC	SWITCH	AUTOMATICS						AT LOAD END	4.3%	cont.	curr.	3.2%	emrg.	curr.				CA-11
CA-10	0.3	ABC	2/0 AS	1325	277	91	12	0	0.0	9.3	275	91	12	0	0.0	1.8	98.2	0.1	0.1	CA-10
CA-7	0.6	ABC	266 AS	30	6		2	0	0.0	1.7	120	39	5	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-7
CA-6	0.2	ABC	266 AS	0	0		0	0	0.0	1.6	117	38	5	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-6
CA-5	0.9	ABC	2/0 AS	155	32	11	1	0	0.0	0.7	16	5	1	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-5
CA-4	0.4	ABC	2/0 AS	105	22	7	1	0	0.0	0.5	11	4	0	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-4
CA-1	1.5	ABC	2 ASCR	215	45	15	2	0	0.0	2.2	40	13	2	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-1
CA-3	0.2	ABC	2 ASCR	25	5		2	0	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-3
CA-2	0.2	ABC	2 ASCR	60	13		4	1	0.0	0.4	6	2	0	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-2
CA-8	0.5	ABC	266 AS	55	11		4	1	0.0	0.2	8	3	0	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-8
CA-9	0.1	ABC	2/0 AS	10	2		1	0	0.0	0.0	1	0	0	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-9
CA-14	1.2	ABC	266 AS	180	38	12	2	0	0.0	2.1	128	42	6	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.1	CA-14
CA-18	0.2	ABC	266 AS	90	19		6	1	0.0	0.3	9	3	0	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-18
CA-17	0.2	ABC	266 AS	300	63	21	3	0	0.0	0.9	31	10	1	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-17
CA-16	0.6	ABC	2 ASCR	35	7		2	0	0.0	0.3	4	1	0	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-16
CA-15	0.1	ABC	2 ASCR	100	21		7	1	0.0	0.7	10	3	0	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	CA-15
CA-13	0.4	ABC	2/0 AS	1160	242	80	11	0	0.0	5.4	121	40	5	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	CA-13
AM-20	0.4	ABC	4 ASCR	300	63	21	3	0	0.0	4.9	78	26	3	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	AM-20
AM-22	0.2	ABC	4 ASCR	50	10		3	0	0.0	0.5	5	2	0	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	AM-22
AM-21	0.4	ABC	4 ASCR	175	37	12	2	0	0.0	1.6	18	6	1	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	AM-21
AM-17	0.3	ABC	1/0 AS	50	10		3	0	0.0	0.8	26	9	1	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	AM-17
AM-18	0.1	ABC	2/0 AS	100	21		7	1	0.0	0.5	10	3	0	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	AM-18
AM-16	0.1	ABC	4 ASCR	30	6		2	0	0.0	0.3	3	1	0	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	AM-16

AM-15	0.2	ABC	4	ASCR	105	22	7	1	0.0	1.0	11	4	0	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	AM-15
AM-11	0.5	ABC	2	ASCR	155	32	11	1	0.0	1.4	24	8	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-11
AM-12	0.3	B	4	ASCR	38	8	3	1	0.0	1.0	4	1	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-12
AM-24	0.8	ABC	266	AS	432	90	30	4	0.0	1.3	45	15	2	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-24
AM-9	0.2	A	2	ASCR	15	3	1	0	0.0	0.3	2	1	0	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	AM-9
AM-5	0.5	ABC	2	ASCR	370	77	25	3	0.0	3.7	69	23	3	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-5
AM-6	0.2	ABC	1/0	AS	70	15	5	1	0.0	0.8	23	8	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-6
AM-7	0.2	ABC	2	ASCR	75	16	5	1	0.0	0.5	8	3	0	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-7
AM-1	0.1	ABC	1/0	AS	25	5	2	0	0.0	0.4	13	4	1	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	AM-1
AM-2	0.2	B	4	ASCR	50	10	3	1	0.0	1.4	5	2	1	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	AM-2

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
CA-2	1.82	98.18	AM-19	48.10	27.42	15.13	22.87

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
1686.6	1596.9	542.8	0.95	:	27.4	15.1	22.9

LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER CATIGLATA
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

CATIGLATA				---- LOAD IN SECTION ----				---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --								
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCUM	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION
FEEDER TOTALS:							(feeder pf = 0.95)			2055	692	91	0				100.0				13.9	20.7	
CA-D	0.1	ABC	266 AS	0	0	0	0	0.0	28.3	2055	692	91	0	0.0	0.0	100.0		0.4	1.0				CA-D
CA-D		ABC	SWITCH	AUTOMATICS					AT LOAD END	15.1%	cont.	curr.	11.3%	emrg.	curr.								CA-D
CA-6	0.2	ABC	266 AS	0	0	0	0	0.0	26.3	1903	641	84	0	0.1	0.1	99.9		0.7	1.5				CA-6
CA-7	0.6	ABC	266 AS	30	8	3	0	0.0	26.3	1898	638	84	0	0.2	0.3	99.7		2.5	5.7				CA-7
CA-10	0.3	ABC	2/0 AS	1325	359	118	16	0.0	41.4	1694	566	75	0	0.2	0.5	99.5		2.4	3.4				CA-10
CA-14	1.2	ABC	266 AS	180	49	16	2	0.0	2.6	167	55	7	0	0.0	0.5	99.5		0.0	0.1				CA-14
CA-18	0.2	ABC	266 AS	90	24	8	1	0.0	0.3	12	4	1	0	0.0	0.5	99.5		0.0	0.0				CA-18
CA-17	0.2	ABC	266 AS	300	81	27	4	0.0	1.1	41	13	2	0	0.0	0.5	99.5		0.0	0.0				CA-17
CA-16	0.6	ABC	2 ASCR	35	9	3	0	0.0	0.3	5	2	0	0	0.0	0.5	99.5		0.0	0.0				CA-16
CA-15	0.1	ABC	2 ASCR	100	27	9	1	0.0	0.9	14	4	1	0	0.0	0.5	99.5		0.0	0.0				CA-15
CA-11		ABC	SWITCH	AUTOMATICS					AT SRC. END	9.8%	cont.	curr.	7.3%	emrg.	curr.								CA-11
CA-11	0.2	ABC	2/0 AS	60	16	5	1	0.0	29.3	1313	438	58	0	0.1	0.6	99.4		1.0	1.3				CA-11
CA-13	0.4	ABC	2/0 AS	1160	314	103	14	0.0	7.0	157	52	7	0	0.0	0.6	99.4		0.0	0.0				CA-13
CA-12	0.5	ABC	2/0 AS	70	19	6	1	0.0	22.0	981	328	44	0	0.1	0.7	99.3		1.1	1.5				CA-12
transfer		ABC	SWITCH	AUTOMATICS					AT SRC. END	7.2%	cont.	curr.	5.4%	emrg.	curr.								transfer
transfer	1.3	ABC	2/0 AS	0	0	0	0	0.0	21.5	970	323	43	0	0.4	1.1	98.9		3.1	4.3				transfer
AM-23	0.2	ABC	1/0 AS	162	44	14	2	0.0	24.6	945	311	42	0	0.1	1.2	98.8		0.5	0.6				AM-23
AM-19	0.4	ABC	4 ASCR	488	132	43	6	0.0	34.8	714	235	32	0	0.3	1.5	98.5		1.8	0.8				AM-19
AM-13	0.3	ABC	1/0 AS	50	14	4	1	0.0	12.9	500	165	22	0	0.1	1.5	98.5		0.2	0.3				AM-13
AM-10		ABC	SWITCH	AUTOMATICS					AT SRC. END	2.4%	cont.	curr.	1.8%	emrg.	curr.								AM-10
AM-10	0.2	ABC	266 AS	263	71	23	3	0.0	4.5	288	95	13	0	0.0	1.5	98.5		0.0	0.0				AM-10
AM-8	0.3	ABC	266 AS	137	37	12	2	0.0	3.5	230	76	10	0	0.0	1.5	98.5		0.0	0.1				AM-8
AM-D2	0.8	ABC	266 AS	60	16	5	1	0.0	1.0	64	21	3	0	0.0	1.6	98.4		0.0	0.0				AM-D2
AM-D1	0.3	ABC	266 AS	45	12	4	1	0.0	0.5	26	9	1	0	0.0	1.6	98.4		0.0	0.0				AM-D1
AM-1	0.1	ABC	1/0 AS	25	7	2	0	0.0	0.5	17	6	1	0	0.0	1.6	98.4		0.0	0.0				AM-1
AM-2	0.2	B	4 ASCR	50	14	4	2	0.0	1.8	7	2	1	0	0.0	1.6	98.4		0.0	0.0				AM-2
AM-3	0.2	ABC	4 ASCR	75	20	7	1	0.0	1.0	13	4	1	0	0.0	1.6	98.4		0.0	0.0				AM-3
AM-4	0.3	B	2 ASCR	10	3	1	0	0.0	0.3	1	0	0	0	0.0	1.6	98.4		0.0	0.0				AM-4
AM-5	0.5	ABC	2 ASCR	370	100	33	4	0.0	4.8	89	29	4	0	0.0	1.6	98.4		0.0	0.0				AM-5
AM-6	0.2	ABC	1/0 AS	70	19	6	1	0.0	1.0	30	10	1	0	0.0	1.6	98.4		0.0	0.0				AM-6
AM-7	0.2	ABC	2 ASCR	75	20	7	1	0.0	0.7	10	3	0	0	0.0	1.6	98.4		0.0	0.0				AM-7
AM-9	0.2	A	2 ASCR	15	4	1	1	0.0	0.4	2	1	0	0	0.0	1.5	98.5		0.0	0.0				AM-9
AM-11	0.5	ABC	2 ASCR	155	42	14	2	0.0	1.8	31	10	1	0	0.0	1.5	98.5		0.0	0.0				AM-11
AM-12	0.3	B	4 ASCR	38	10	3	1	0.0	1.4	5	2	1	0	0.0	1.5	98.5		0.0	0.0				AM-12
AM-24	0.8	ABC	266 AS	432	117	39	5	0.0	1.6	59	19	3	0	0.0	1.5	98.5		0.0	0.0				AM-24
AM-17	0.3	ABC	1/0 AS	50	14	4	1	0.0	1.0	34	11	2	0	0.0	1.5	98.5		0.0	0.0				AM-17
AM-18	0.1	ABC	2/0 AS	100	27	9	1	0.0	0.6	14	4	1	0	0.0	1.5	98.5		0.0	0.0				AM-18
AM-16	0.1	ABC	4 ASCR	30	8	3	0	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	1.5	98.5		0.0	0.0				AM-16

AM-15	0.2	ABC	4	ASCR	105	28	9	1	0.0	1.3	14	5	1	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	AM-15
AM-20	0.4	ABC	4	ASCR	300	81	27	4	0.0	6.3	102	33	5	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	AM-20
AM-22	0.2	ABC	4	ASCR	50	14	4	1	0.0	0.6	7	2	0	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	AM-22
AM-21	0.4	ABC	4	ASCR	175	47	16	2	0.0	2.1	24	8	1	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	AM-21
CA-8	0.5	ABC	266	AS	55	15	5	1	0.0	0.2	10	3	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	CA-8
CA-9	0.1	ABC	2/0	AS	10	3	1	0	0.0	0.1	1	0	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	CA-9
CA-5	0.9	ABC	2/0	AS	155	42	14	2	0.0	0.9	21	7	1	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	CA-5
CA-4	0.4	ABC	2/0	AS	105	28	9	1	0.0	0.6	14	5	1	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	CA-4
CA-1	1.5	ABC	2	ASCR	215	58	19	3	0.0	2.8	52	17	2	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-1
CA-3	0.2	ABC	2	ASCR	25	7	2	0	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-3
CA-2	0.2	ABC	2	ASCR	60	16	5	1	0.0	0.6	8	3	0	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-2

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
AM-7	1.57	98.43	CA-10	41.44	24.91	13.87	20.70

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2168.0	2054.8	691.5	0.95	:	24.9	13.9	20.7

AMÉRICAS				---- LOAD IN SECTION ----				---- LOAD THRU SECTION ----				---- VOLTAGE PERCENT ----			-- LOSSES --					
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:										(feeder pf = 0.95)	1600	540	71	0			100.0	9.7	16.9	
AM-D	0.6	ABC	266 AS	45	15	5	1	0.0	22.1	1593	537	70	0	0.2	0.2	99.8	1.8	4.0	AM-D	
AM-D		ABC	SWITCH	AUTOMATICS						AT LOAD END	11.8%	cont.	curr.	8.8%	emrg.	curr.				AM-D
AM-D1	0.3	ABC	266 AS	45	15	5	1	0.0	21.5	1552	520	69	0	0.1	0.3	99.7	1.0	2.3	AM-D1	
AM-3	0.2	ABC	4 ASCR	75	24	8	1	0.0	1.2	15	5	1	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	AM-3	
AM-4	0.3	B	2 ASCR	10	3	1	0	0.0	0.3	2	1	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	AM-4	
AM-D2	0.8	ABC	266 AS	60	19	6	1	0.0	21.0	1506	503	67	0	0.2	0.5	99.5	2.2	5.0	AM-D2	
AM-8	0.3	ABC	266 AS	137	45	15	2	0.0	18.4	1305	433	58	0	0.1	0.6	99.4	0.7	1.7	AM-8	
AM-10	0.2	ABC	266 AS	263	85	28	4	0.0	17.7	1234	408	55	0	0.0	0.6	99.4	0.4	0.9	AM-10	
AM-10		ABC	SWITCH	AUTOMATICS						AT LOAD END	9.4%	cont.	curr.	7.1%	emrg.	curr.				AM-10
AM-13	0.3	ABC	1/0 AS	50	16	5	1	0.0	25.0	980	324	43	0	0.1	0.8	99.2	0.9	1.0	AM-13	
AM-19	0.4	ABC	4 ASCR	488	158	52	7	0.0	35.7	724	239	32	0	0.3	1.0	99.0	1.8	0.8	AM-19	
AM-23	0.2	ABC	1/0 AS	162	53	17	2	0.0	12.0	446	148	20	0	0.0	1.0	99.0	0.1	0.1	AM-23	
transfer	1.3	ABC	2/0 AS	0	0	0	0	0.0	9.3	420	139	19	0	0.2	1.2	98.8	0.6	0.8	transfer	
transfer		ABC	SWITCH	AUTOMATICS						AT LOAD END	3.1%	cont.	curr.	2.3%	emrg.	curr.				transfer
CA-12	0.5	ABC	2/0 AS	70	23	7	1	0.0	9.3	408	134	18	0	0.1	1.3	98.7	0.2	0.3	CA-12	
CA-11	0.2	ABC	2/0 AS	60	19	6	1	0.0	0.4	10	3	0	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	CA-11	
CA-13	0.4	ABC	2/0 AS	1160	377	124	17	0.0	8.4	188	62	8	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	CA-13	
AM-20	0.4	ABC	4 ASCR	300	97	32	4	0.0	7.6	122	40	5	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	AM-20	
AM-22	0.2	ABC	4 ASCR	50	16	5	1	0.0	0.7	8	3	0	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	AM-22	
AM-21	0.4	ABC	4 ASCR	175	57	19	3	0.0	2.5	28	9	1	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	AM-21	
AM-17	0.3	ABC	1/0 AS	50	16	5	1	0.0	1.2	41	13	2	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	AM-17	
AM-18	0.1	ABC	2/0 AS	100	32	11	1	0.0	0.7	16	5	1	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	AM-18	
AM-16	0.1	ABC	4 ASCR	30	10	3	0	0.0	0.4	5	2	0	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	AM-16	
AM-14	0.3	ABC	4 ASCR	230	75	25	3	0.0	4.8	71	23	3	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	AM-14	
AM-15	0.2	ABC	4 ASCR	105	34	11	2	0.0	1.5	17	6	1	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	AM-15	
AM-11	0.5	ABC	2 ASCR	155	50	17	2	0.0	2.1	37	12	2	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-11	
AM-12	0.3	B	4 ASCR	38	12	4	2	0.0	1.6	6	2	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-12	
AM-24	0.8	ABC	266 AS	432	141	46	6	0.0	1.9	70	23	3	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	AM-24	
AM-9	0.2	A	2 ASCR	15	5	2	1	0.0	0.5	2	1	0	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	AM-9	
AM-5	0.5	ABC	2 ASCR	370	120	40	5	0.0	5.7	107	35	5	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-5	
AM-6	0.2	ABC	1/0 AS	70	23	7	1	0.0	1.2	36	12	2	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-6	
AM-7	0.2	ABC	2 ASCR	75	24	8	1	0.0	0.8	12	4	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	AM-7	
AM-1	0.1	ABC	1/0 AS	25	8	3	0	0.0	0.6	20	7	1	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	AM-1	
AM-2	0.2	B	4 ASCR	50	16	5	2	0.0	2.2	8	3	1	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	AM-2	

--- VOLTAGE DROP MAXIMUM --- --- WIRE LOAD MAXIMUM --- ----- LOSSES -----

SECTION NAME	PERCENT	PERCENT	SECTION NAME	PERCENT	KVA	KW	KVAR
CA-13	1.30	98.70	AM-19	35.67	19.52	9.70	16.94

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD ----- : ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----

KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
1688.6	1600.0	539.6	0.95	19.5	9.7	16.9

CATIGLATA				---- LOAD IN SECTION ----					---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --			
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:	KM	CFG		KVA					LOAD					SECT	ACCUM				
									(feeder pf = 0.95)	2053	688	91	0			100.0	10.4	16.8	
CA-D	0.1	ABC	266 AS	0	0	0	0	0.0	28.3	2053	688	91	0	0.0	0.0	100.0	0.4	1.0	CA-D
CA-D		ABC	SWITCH	AUTOMATICS					AT LOAD END	15.1%	cont.	curr.	11.3%	emrg.	curr.				CA-D
CA-6	0.2	ABC	266 AS	0	0	0	0	0.0	25.8	1872	628	83	0	0.1	0.1	99.9	0.6	1.5	CA-6
CA-7	0.6	ABC	266 AS	30	10	3	0	0.0	25.8	1867	625	82	0	0.2	0.3	99.7	2.4	5.5	CA-7
CA-10	0.3	ABC	2/0 AS	1325	427	140	19	0.0	40.7	1625	541	72	0	0.2	0.5	99.5	2.2	3.1	CA-10
CA-14	1.2	ABC	266 AS	180	58	19	3	0.0	3.1	198	65	9	0	0.0	0.5	99.5	0.1	0.1	CA-14
CA-18	0.2	ABC	266 AS	90	29	10	1	0.0	0.4	14	5	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-18
CA-17	0.2	ABC	266 AS	300	97	32	4	0.0	1.3	48	16	2	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-17
CA-16	0.6	ABC	2 ASCR	35	11	4	0	0.0	0.4	6	2	0	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-16
CA-15	0.1	ABC	2 ASCR	100	32	11	1	0.0	1.1	16	5	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	CA-15
CA-11		ABC	SWITCH	AUTOMATICS					AT SRC. END	8.7%	cont.	curr.	6.5%	emrg.	curr.				CA-11
CA-11	0.2	ABC	2/0 AS	60	19	6	1	0.0	26.2	1173	389	52	0	0.1	0.6	99.4	0.8	1.1	CA-11
CA-13	0.4	ABC	2/0 AS	1160	374	123	17	0.0	8.3	187	61	8	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	CA-13
CA-12	0.5	ABC	2/0 AS	70	23	7	1	0.0	17.5	777	259	34	0	0.1	0.7	99.3	0.7	1.0	CA-12
transfer		ABC	SWITCH	AUTOMATICS					AT SRC. END	5.7%	cont.	curr.	4.2%	emrg.	curr.				transfer
transfer	1.3	ABC	2/0 AS	0	0	0	0	0.0	17.0	765	254	34	0	0.3	1.0	99.0	1.9	2.7	transfer
AM-23	0.2	ABC	1/0 AS	162	52	17	2	0.0	19.4	737	243	33	0	0.1	1.1	98.9	0.3	0.4	AM-23
AM-19	0.4	ABC	4 ASCR	488	157	52	7	0.0	24.1	463	152	21	0	0.2	1.2	98.8	0.7	0.3	AM-19
AM-13	0.3	ABC	1/0 AS	50	16	5	1	0.0	5.5	210	69	9	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	AM-13
AM-11	0.5	ABC	2 ASCR	155	50	16	2	0.0	2.1	37	12	2	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	AM-11
AM-12	0.3	B	4 ASCR	38	12	4	2	0.0	1.6	6	2	1	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	AM-12
AM-24	0.8	ABC	266 AS	432	139	46	6	0.0	1.9	70	23	3	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	AM-24
AM-17	0.3	ABC	1/0 AS	50	16	5	1	0.0	1.2	40	13	2	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	AM-17
AM-18	0.1	ABC	2/0 AS	100	32	11	1	0.0	0.7	16	5	1	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	AM-18
AM-16	0.1	ABC	4 ASCR	30	10	3	0	0.0	0.4	5	2	0	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	AM-16
AM-14	0.3	ABC	4 ASCR	230	74	24	3	0.0	4.8	71	23	3	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	AM-14
AM-15	0.2	ABC	4 ASCR	105	34	11	2	0.0	1.5	17	6	1	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	AM-15
AM-20	0.4	ABC	4 ASCR	300	97	32	4	0.0	7.5	121	40	5	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	AM-20
AM-22	0.2	ABC	4 ASCR	50	16	5	1	0.0	0.7	8	3	0	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	AM-22
AM-21	0.4	ABC	4 ASCR	175	56	19	3	0.0	2.5	28	9	1	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	AM-21
CA-8	0.5	ABC	266 AS	55	18	6	1	0.0	0.3	12	4	1	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	CA-8
CA-9	0.1	ABC	2/0 AS	10	3	1	0	0.0	0.1	2	1	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	CA-9
CA-5	0.9	ABC	2/0 AS	155	50	16	2	0.0	1.1	25	8	1	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	CA-5
CA-4	0.4	ABC	2/0 AS	105	34	11	1	0.0	0.7	17	6	1	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	CA-4
CA-1	1.5	ABC	2 ASCR	215	69	23	3	0.0	3.3	62	20	3	0	0.1	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-1
CA-3	0.2	ABC	2 ASCR	25	8	3	0	0.0	0.3	4	1	0	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-3
CA-2	0.2	ABC	2 ASCR	60	19	6	1	0.0	0.7	10	3	0	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	CA-2

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT	PERCENT	SECTION NAME	PERCENT	SECTION NAME	KVA	KW	KVAR
AM-12	1.26	98.74	CA-10	40.65		19.72	10.37	16.78
2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50								
----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----			: ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----					
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR	
2165.7	2053.4	688.3	0.95	:	19.7	10.4	16.8	

ANEXO 5.5

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO
DISPONIBLE EN EL MERCADO.**

Valores Nominales	Tensión Máxima	15,5kV	27kV
	Corriente Nominal	630 A	630 A
	Poder de Cierre Sobre Falla (Vef)	6kA	6kA
	Poder de Cierre Sobre Falla (Pico)	31,5kA	31,5kA
	Capacidad de Interrupción de Falla	12,5kA	12,5kA
	Tiempo de Operación (Cierre/Apertura)	0,1/0,005s	27kV
	Operaciones Mecánicas	10000	10000
	Operaciones a Plena Carga	10000	10000
	Corriente de Corta Duración (3 seg Vef)	12,5kA	12,5kA
Capacidad de Interrupción	Principalmente Activa (factor de potencia 0,7)	630 A	630 A
	Carga en el Cable	25 A	25 A
Nivel de Aislación al Impulso	Fase a Tierra	110 kV	125 kV
	A través del Interruptor	110 kV	125 kV
Resistencia a Frecuencia Industrial	Phase to earth	50 kV	60 KV
	A través del Interruptor	50 kV	60 kV
Ambiental	Temperatura Ambiente °C	-30 a +50 °C **	-30 a +50 °C **
	Radiación (max) W/m2	1,1 W/m2	1,1 W/m2
	Humedad	0-100%	0-100%
	Altitud	3000m *	3000m *
	Peso	125kg	125kg

Especificaciones Técnicas

Valores Nominales del VR-3S

Voltaje Nominal de operación	2.4-14.4	24.9	36.0	KV
Voltaje Máximo de Diseño	15	27	38	KV
Máxima corriente continua	560/800*	560/800*	560/800*	Amp.
Máxima Corriente de Interrupción	12/16*	12.5/16*	12.5/16*	KA
BIL	110	125	170	KV
Voltaje que soporta en seco, 60 hZ, 1 minuto	50	60	70	KV
Voltaje que soporta en húmedo, 60 Hz, 10 segundos	45	50	60	kV
Espaciamento entre fases	15.50 (394)	15.50 (394)	18.00 (457)	Pulg.(mm)
Mínima distancia de fuga externa	17.00 (432)	29.75 (756)	40.40 (1026)	Pulg.(mm)
Mínima distancia de flameo externa	10.00 (254)	12.25 (311)	16.50 (419)	Pulg.(mm)
Tiempo máximo de interrupción	0.040	0.040	0.040	Seg.máx.
Tiempo máximo de cierre	0.048	0.048	0.060	Seg.máx.
Materiales	Cámara de extinción en vacío encapsulada en poliuretano de uso exterior			
Sensores de corriente	Precisión de 0.3%; uno por fase, encapsulado en poliuretano			
Temperatura de operación	-50°C a +70°C			
Peso (incluida estructura)	435 (197)	495 (225)	565 (339)	Lbs. (kg.)
Voltaje de control	24 – 240 Vca o 24 – 250 Vcc (Nominal)			
Peso del gabinete de bajo voltaje	100 lbs. (45 kg) (Con PCD2000 y paquete de batería)			

Batería

- Paquete de batería recargable sellada de plomo-ácido
- Monitoreada local y remotamente
- Vida esperada aproximada de 5 años
- Fácilmente accesible para cambio
- Permite +24 horas de operaciones múltiples sin fuente de alimentación
- Incluye respaldo de condensador en caso de falla de la batería

Resumen de Especificaciones

Precisión: Voltaje: 1% de precisión

Corriente: 1% de precisión

Datos de perfil de carga (requiere entrada de voltaje):

kWh y kVARh (2% de precisión)

Factor de potencia

Demanda en vatios y vares

Frecuencia

Pruebas del VR-3S

ANSI: Cumple con todas las normas aplicables a reconectores (ANSI 37.60, IEEE, IEC y NEMA)

Prueba de Vida: 10,000 operaciones mecánicas sin efecto visible

Pruebas del PCD2000

Inmunidad contra transientes

- Capacidad de soporte de frentes de onda
 - SWC y prueba rápida de transiente según ANSI C37.90.1 e IEC 255-22-1 clase III y 255-22-4 clase IV para todas las conexiones excepto puertos de comunicación
 - Puertos aislados de comunicación según ANSI 37.90.1 usando onda de prueba oscilatoria SWC únicamente y según IEC 255-22-1 clase III
 - Prueba de EMI según ANSI C37.90.2

Aislamiento

- 3150 Vcc durante un segundo, todos los circuitos conectados a tierra excepto los puertos de comunicaciones
- 2333 Vcc durante un segundo, para puertos aislados de comunicaciones

* Disponibles valores nominales opcionales

Dimensiones de la Unidad de Montaje en Poste

Dimensiones Aproximadas

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
15 kV Pulg.	50.0	42.0	15.5	7.8	28.0	41.0	29.0	17.7	5.8	12.6
mm	1270	1067	394	198	711	1041	737	450	145	320
27 kV Pulg.	50.0	42.0	15.5	9.9	28.0	46.0	31.4	17.7	5.8	12.6
mm	1270	1067	394	251	711	1168	798	450	145	320
38 kV Pulg.	55.0	47.0	18.0	11.7	28.0	55.6	36.1	19.1	5.8	12.6
mm	1397	1194	457	297	711	1412	917	485	145	320

Planos

