



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA AISLADO DE SANTA ELENA PETÉN

BYRON VINICIO OCHOA OROZCO

ASESORADO POR ING. WILLIAMS SAN JOSÉ

Guatemala, noviembre de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL
SISTEMA AISLADO DE SANTA ELENA PETÉN

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

BYRON VINICIO OCHOA OROZCO
ASESORADO POR: ING. WILLIAMS SAN JOSÉ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Edgar Florencio Montufar Urizar
EXAMINADOR	Ing. Carlos Francisco Gressi
EXAMINADOR	Ing. Juan Fernando Morales
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL
SISTEMA AISLADO DE SANTA ELENA PETÉN,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería
Mecánica Eléctrica con fecha 1 de agosto de 2003

Byron Vinicio Ochoa Orozco

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN	1
1.1 Elementos de protección de sobrecorriente.....	1
1.1.1 Reconector de subestación.....	1
1.1.2 Reconector de línea	4
1.1.3 Seccionalizador.....	5
1.1.4 Fusibles	8
1.1.5 Protección de transformadores de distribución.....	12
1.2 Elementos de protección contra sobretensión.....	18
1.2.1 Pararrayos.....	18
1.3 Elementos de señalización de una línea de distribución.....	21
1.3.1 Indicadores de paso de falla.....	21
1.3.2 Reconector	22
2. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	23
2.1 Definición de líneas de distribución.....	23

2.2	Tipos de interrupciones del servicio eléctrico.....	24
2.2.1	Imprevista.....	26
2.2.1.1	Falla simple de línea a tierra.....	26
2.2.1.2	Falla de línea a línea.....	26
2.2.1.3	Falla doble línea a tierra.....	27
2.2.1.4	Falla trifásica.....	27
2.2.2	Programadas.....	28
2.2.3	Obligada.....	29
2.3	Característica de los sistemas de protección.....	29
2.4	Capacidad interruptiva de los elementos de maniobra.....	31
2.5	Coordinación de reconector con fusibles.....	31
2.6	Coordinación de reconector con seccionalizador.....	34

3. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE SANTA

ELENA PETÉN.....	37
3.1 Condiciones legales del sistema eléctrico de Santa Elena Petén...	37
3.2 Características eléctricas del Sistema eléctrico de Santa Elena Petén.....	38
3.2.1 Generación.....	39
3.2.2 Distribución.....	40
3.3 Análisis de carga y porcentajes de generación.....	43
3.4 El sistema de protección en hora pico.....	45
3.5 El sistema de protección en hora valle.....	48
3.6 Curvas de comportamiento típico de la demanda.....	49
3.6.1 Factores meteorológicos.....	50
3.6.2 Factor económico.....	50
3.6.3 Factores no predecibles.....	51
3.6.4 Factor Calendario.....	51
3.6.4.1 Curva de carga según hora del día.....	51

3.6.4.2	Curva de carga según día de la semana.....	53
3.6.4.3	Curva de carga según mes del año.....	54
4	PROPUESTA TÉCNICA.....	55
4.1	Propuesta de remodelación de circuitos de distribución.....	55
4.2	Análisis de corto circuito para la barra de 34.5 Kv.....	56
4.3	Análisis de corto circuito para la barra de 13.8 Kv.....	57
4.4	Propuesta de ajuste de las protecciones asegurando que éstas sean selectivas.....	57
5	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	65
5.1	Penalizaciones establecidas por las Normas Técnicas del Servicio de Distribución NTSD.....	65
5.1.1	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	66
5.2	Costos de implementación de nuevos circuitos de distribución.....	67
5.3	Relación beneficio – costo.....	68
	CONCLUSIONES.....	69
	RECOMENDACIONES.....	71
	BIBLIOGRAFÍA.....	73
	APÉNDICE 1.....	75
1.1	Cálculo de los beneficios que se obtienen al realiza el cambio de voltaje en la red de distribución de Petén.	75
	APÉNDICE 2.....	83
2.1	Análisis de corto circuito en la barra de 34.5 Kv.....	83
2.2	Análisis de corto circuito en la barra de 13.8 Kv.....	87

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Tipos de curva tiempo-corriente	2
2	Panel de control de reconectador <i>Cooper</i>	3
3	Reconectador de línea	5
4	Seccionalizador	6
5	Partes que integran un seccionalizador	7
6	Fusible tipo expulsión	9
7	Curvas tiempo–corriente para fusibles tipo “T” Preferidos	11
8	Diagrama unifilar de transformador autoprotegido y convencional	15
9	Partes del transformador de distribución autoprotegido	16
10	Transformador convencional	17
11	Características físicas de pararrayos autovalvulares	20
12	Detector de paso de falla	22
13	Partes principales de una línea de distribución	24
14	Puestas a tierra para protección del personal	28
15	Diagrama unifilar de fusibles en cascada	30
16	Coordinación de fusibles con reconectador	32
17	Grafica de coordinación de protecciones de figura 16	33
18	Coordinación seccionalizador con reconectador	35
19	Diagrama unifilar planta generadora Santa Elena Petén	40
20	Configuración de los ramales San Benito y Santa Elena	42
21	Curvas tiempo – corriente de circuitos San Benito y Santa Elena	47

22	Curva de demanda horaria	52
23	Curva de demanda semanal	53
24	Curva de demanda anual	54
25	Curva tiempo – corriente de protección Santa Elena	58
26	Curva tiempo – corriente de protección San Benito	59
27	Curva tiempo – corriente de protección Sayaxché	60
28	Curva tiempo – corriente de protección Melchor de Mencos	61
29	Conjunto de curvas tiempo – corriente de protecciones del sistema aislado de Petén	62
30	Diagrama de reactancias del sistema aislado de Petén	83

TABLAS

I	Partes de seccionalizador	8
II	Clasificación de transformadores por capacidad	12
III	Características eléctricas de pararrayos autovalvulares	19
IV	Características físicas de los pararrayos autovalvulares	20
V	Perfil de carga y porcentajes de generación	43
VI	Porcentaje de generación en hora pico	44
VII	Porcentaje de generación en hora valle	45
VIII	Corriente aportada correspondiente al porcentaje de generación en hora pico	45
IX	Corriente aportada correspondiente al porcentaje de generación en hora valle	48
X	Detalle de costos para remodelar la red de distribución de Petén	67
XI	Costo de transformadores de 13.2 Kv a reemplazar del ramal Sayaxché	79
XII	Costo de transformadores de 13.2 Kv a reemplazar en el ramal Melchor de Mencos	80
XIII	Costo de aislamiento de 13.8 Kv a reemplazar del ramal Sayaxché	80
XIV	Costo de aislamiento de 13.8 Kv a reemplazar del ramal Melchor de Mencos	81
XV	Costo de cortacircuitos de 15 Kv a reemplazar en ramal Sayaxché	81
XVI	Costo de cortacircuitos de 15 Kv a reemplazar en ramal Melchor de Mencos	82
XVII	Resumen de los costos del equipo a reemplazar en la red de distribución de Petén	82

XXVIII	Voltajes en nodo con falla de línea a tierra	84
XIX	Corrientes de corto circuito por falla de línea a tierra	84
XX	Voltajes en nodo con falla de línea a línea	85
XXI	Corrientes de corto circuito por falla de línea a línea	85
XXII	Voltaje en nodo con falla de doble línea a tierra	86
XXIII	Corrientes de corto circuito por falla de doble línea a tierra	86
XXIV	Voltaje en nodo con falla trifásica	87
XXV	Corrientes de corto circuito por falla trifásica	87
XXVI	Voltaje en nodo con falla de línea a tierra	88
XXVII	Corrientes de corto circuito por falla de línea a tierra	89
XXVIII	Voltajes en nodo con falla de línea a línea	90
XXIX	Corrientes de corto circuito por falla de línea a línea	91
XXX	Voltajes en nodo con falla de doble línea a tierra	92
XXXI	Corrientes de corto circuito por falla de doble línea a tierra	93
XXXII	Voltajes en nodo con falla trifásica	94
XXXIII	Corrientes de corto circuito por falla trifásica	94

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
US\$	Dólares americanos
μm	Micro segundo
Hz	Hertz
kg	Kilogramo
km	Kilómetro
kV	Kilo Voltio
kVA	Kilo Voltio Amperios
kW-h	Kilovatio hora
mm	Milímetros
P_{max}	Potencia real máxima
P_{min}	Potencia real mínima

Q	Moneda en Quetzales
<i>V_{pB}</i>	Valor presente de beneficio
<i>V_{pC}</i>	Valor presente de costo

GLOSARIO

Aguas abajo	Instalación que está más alejada de la subestación, a partir de un punto que se toma como referencia, tomando como único camino para llegar a estas líneas eléctricas.
Aguas arriba	Instalación o punto que está más cerca de la subestación a partir de un punto que se toma como referencia, tomando como único camino para llegar a estas líneas eléctricas.
Aleatorio	Suceso fortuito o al azar.
Amperio	Unidad de medida para el flujo de carga que circula por un conductor por unidad de tiempo.
ANSI	Instituto Americano de Normas y Estándares.
Apertura	Acción que ejecuta un elemento de protección al separar o abrir sus polos de conexión.
Baja tensión	Por los niveles de voltaje normalizados en Guatemala, 120 V, 208 V, 240V, 360 V, 480 V son catalogados como baja tensión.

Carga Rodante	Es la potencia activa que se tiene circulando en un sistema eléctrico, que tiene como función absorber los incrementos instantáneos de carga.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
COELCI	Contratistas Eléctricos y Civiles S.A.
Conductor	Material que tiene como principal característica permitir la fácil circulación de corriente eléctrica con una diferencia de potencial pequeña.
Conectividad	Hace referencia al elemento de protección que está instalado en el inicio de cada racimo o derivación conectado a la línea principal.
CSP	Protección para transformadores de distribución barata y segura.
Cuba	Parte pasiva del transformador que contiene en su interior la parte activa del transformador y un material dieléctrico para separar ambas partes.
DEORSA	Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A.
Deslastre de Carga	Desconexión de carga en un sistema eléctrico de forma automática, al presentarse un evento de baja frecuencia.

Diagrama Unifilar	Diagrama que resulta de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo principal que forma parte de una instalación eléctrica.
Disparo	Orden de relevador que opera el mecanismo de desconexión de un interruptor.
EDEE	Empresa de Distribución de Energía Eléctrica.
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica.
Flama	Cordón de fuego color azulado que se desarrolla al interrumpir de forma instantánea un flujo de corriente eléctrica.
Frecuencia	Es el número de ciclos que se producen en un segundo en la corriente alterna.
Fusible	Elemento de protección que tiene por objetivo quemarse al censar el valor de corriente de fundición para el que fue diseñado.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
INTECCSA	Internacional de Comercio y Consultoría S.A.

Maniobra	Es la acción de cambiar automática o manualmente el estado a elementos de línea y/o subestación, los cuales permiten realizar algún tipo de modificación en configuración de la red eléctrica de forma segura para el personal.
Media tensión	Los niveles de voltaje normalizados en Guatemala, 13.8 kV y 34.5 kV son catalogados como media tensión.
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
Reconectador	Elemento de maniobra que realiza un ciclo de aperturas y cierres ante la presencia de falla temporal o permanente en una línea de distribución.
Reconectador de cabecera	Palabra con el mismo significado que reconectador, con la diferencia que se refiere al que está instalado en una subestación y conectado a la barra general.
Seccionalizador	Elemento de protección que tiene como función censar sobrecorrientes que circulan por él y contar las maniobras de apertura del reconectador de cabecera para aislar una parte de la red de distribución con falla permanente.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Sobrecorriente	Flujo de corriente excesivo e instantáneo que circula por uno o varios puntos de una red eléctrica.

Sobretensión	Nivel de voltaje que excede el rango superior máximo que se considera permitido en una instalación eléctrica.
Tiempo muerto	Es el instante de tiempo que existe entre la apertura y cierre ambos automáticos de un reconectador, cuando este realiza su ciclo de reenganches antes de quedar abierto o cerrado, permanentemente.
Usuarios no regulados	Son los usuarios cuyo consumo eléctrico es mayor a 100 Kw.
Usuarios regulados	Son los usuarios cuyo consumo eléctrico no supera los 100 Kw.

RESUMEN

Una red de distribución de energía eléctrica planificada, tanto en 34.5 Kv como 13.8 kV cuenta en sus instalaciones con una serie de elementos de protección contra sobrevoltaje y sobrecorriente, entre los que se mencionan pararrayos, fusibles, seccionalizadores, reconectores de línea, reconectores de cabecera, elementos que estando, correctamente, coordinados aseguran la continuidad del servicio de energía eléctrica, separando físicamente en el instante preciso una parte de la red de distribución que tiene alguna falla sin afectar el resto del sistema.

La CNEE es el organismo que rige y fiscaliza el adecuado funcionamiento del servicio de energía eléctrica que se suministra a nivel nacional. Entre los aspectos que esta fiscaliza están las interrupciones espontáneas del servicio eléctrico, eventos que al ocurrir tienen como consecuencia pérdidas económicas tanto para la distribuidora del servicio eléctrico, como, también, para los usuarios.

En el departamento de Petén se cuenta con un sistema aislado de generación y distribución de energía eléctrica, lo que implica la no interconexión con el sistema nacional de transporte de energía eléctrica, repercutiendo en el inconveniente que al fallar o dispararse automáticamente una unidad generadora hace colapsar completamente el sistema eléctrico de esta región.

Se realizó el estudio para coordinar las protecciones, adecuadamente, para evitar que las unidades generadoras se desconecte automáticamente del sistema ante fallas en la red de distribución, determinándose que, técnicamente y económicamente, se justifica realizar las modificaciones, tanto en la red de distribución como en las protecciones para eliminar la susceptibilidad del sistema eléctrico, aislado por fallas que pueden ser limitadas a una parte de la red de distribución.

OBJETIVOS

GENERAL

Realizar el análisis técnico de la coordinación de protecciones para determinar las deficiencias que estas tienen y diseñar la coordinación adecuada para mejorar la continuidad del servicio de energía eléctrica en el departamento de Petén.

ESPECÍFICOS

1. Investigar el funcionamiento y la operación de cada uno de los elementos de protección que se utilizan en las líneas de distribución eléctrica en líneas de 13.8 Kv y 34.5 Kv.
2. Determinar la correcta coordinación entre diferentes elementos de protección en una línea de distribución eléctrica.
3. Analizar la coordinación actual de las protecciones en la Subestación de Santa Elena Petén y determinar las deficiencias que posee.
4. Proponer soluciones para reducir la cantidad de disparos automáticos de las plantas generadoras del sistema aislado de Santa Elena Petén.
5. Proponer soluciones permanentes y definitivas para que el servicio eléctrico sea confiable y de buena calidad.

INTRODUCCIÓN

La imagen y prestigio que una compañía de distribución de energía eléctrica tiene ante sus usuarios, generalmente, es consecuencia de la calidad del servicio que ésta suministra a sus clientes.

En el departamento de Petén, en los municipios Flores, San José, San Andrés, La Libertad, San Benito, San Francisco, Santa Ana y Melchor de Mencos, se tiene la característica, única en el país, de contar con un sistema aislado de generación y distribución de energía eléctrica, entendiéndose por sistema aislado que no existe conexión eléctrica con el Sistema Nacional Interconectado, motivo por el cual la energía eléctrica que se genera en las plantas instaladas en Santa Elena, es distribuida y consumida en los municipios ya mencionados.

En un sistema eléctrico aislado como el de Santa Elena Petén, se tiene la desventaja que es poco estable por el tamaño de las unidades generadoras y, debido a este inconveniente, la correcta coordinación de las protecciones juegan un papel importante, ya que, de los ajustes que estas tengan depende la buena continuidad del servicio eléctrico o, también, el colapso total del sistema provocando interrupciones generales en este departamento.

En el sistema aislado de Petén se registran varios y frecuentes disparos automáticos de las plantas generadoras, afectando la totalidad de la carga que éstas alimentan, sin que hasta el momento se tenga una explicación satisfactoria que aclare la causa de dichas interrupciones, pues en la mayoría de los casos no se ha encontrado una falla que explique el colapso del sistema.

1. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

Las líneas de distribución de energía eléctrica cuentan con elementos de protección para sobrecorriente y sobretensión, elementos que tienen como función principal aislar automáticamente una parte de la red de distribución al presentarse una falla o sobrecarga y conducir a tierra voltajes con valor mayor al máximo aceptado para evitar de esta forma que se pueda originar daño o interfiera con el funcionamiento normal del resto del sistema de distribución.

1.1 Elementos de protección de sobrecorriente

En una red de distribución los elementos de protección contra sobrecorriente son: *Reconectores*, seccionalizadores y fusibles.

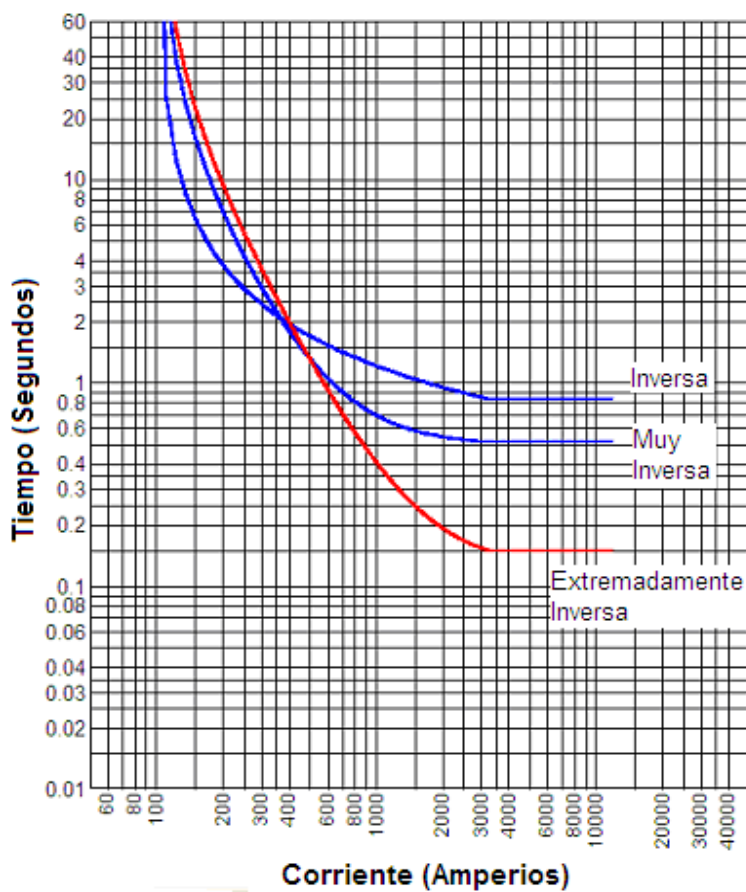
1.1.1 Reconector de subestación

El reconector también conocido como protección de cabecera es un dispositivo que tiene la capacidad de conducir corrientes normales de plena carga, y cuenta con la capacidad de interrumpir corrientes de falla, extinguiendo el arco provocado por la corriente en cámaras aisladas en SF₆ (hexafluoruro de azufre), tiene incorporada la capacidad para detectar valores de corriente que superan el valor de ajuste del disparo provocando la apertura automática de sus contactos.

Este dispositivo realiza una serie de conexiones y desconexiones (aperturas y cierres de la línea) del fluido eléctrico a la red de distribución para eliminar fallas temporales que desaparecen al eliminarse la alimentación de la fuente tal es el caso de las descargas atmosféricas.

Entre las características de capacidad con que un reconectador cuenta esta la de determinar el tiempo que debe tardar en abrir, este tiempo es función del valor en Amperios que alcanza la corriente de falla y la curva tiempo-corriente que esté tenga programada, también realiza la cantidad de recierres que han sido programados antes una apertura definitiva.

Figura 1. Tipos de curva tiempo-corriente

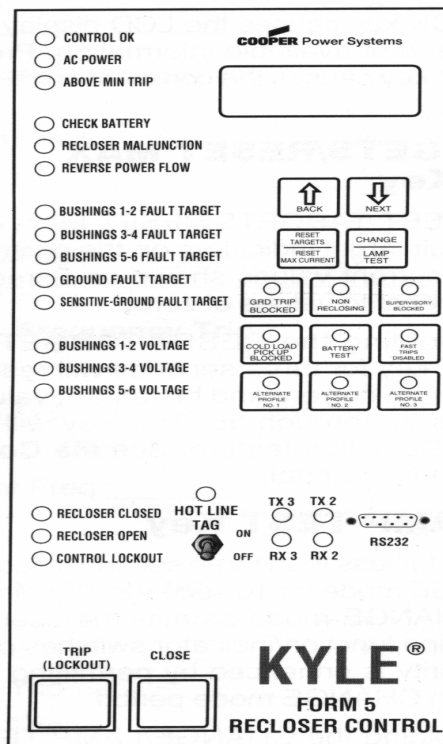


Fuente: Tcc Simulador Cooper

Existen tres tipos de curvas tiempo-corriente para la operación de un reconectador: inversa, muy inversa y extremadamente inversa, como se muestra en la figura 1.

La red Eléctrica de Santa Elena Peten cuenta con dos reconectadores de cabecera instalados en la Subestación Santa Elena Peten propiedad de DEORSA. Estos reconectadores son marca *Cooper* forma 5, que cuentan con cámaras de extinción aisladas en SF6 (hexafluoruro de azufre) y un panel de control electrónico de fácil uso y maniobrabilidad.

Figura 2. Panel de control de reconectador Cooper



Fuente: *Cooper Power System. Installation and Operation Instructions. Pág. 4*

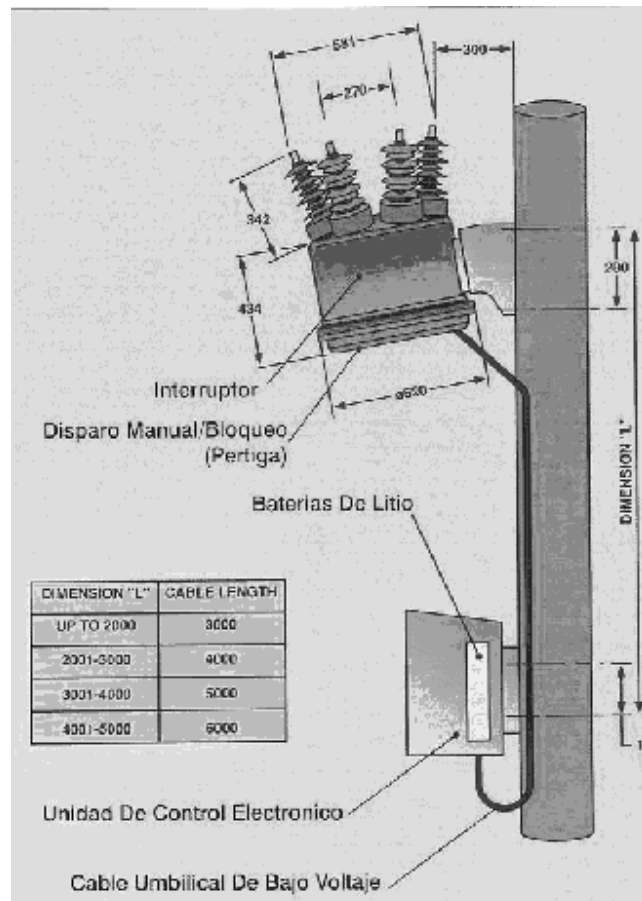
1.1.2 Reconectador de línea

Un reconectador de línea tiene las mismas características de capacidad y programación de un reconectador de cabecera la única diferencia es que esta instalado en postes (de madera o concreto) en puntos estratégicos de la red de distribución, donde se utiliza para separar cargas urbanas y rurales de un mismo ramal, Para maniobrarlo manualmente es necesario hacerlo desde el panel de control electrónico, también llamado mando, que esta instalado en el poste a una altura considerable para que no pueda ser alcanzado por personas que puedan sabotear su funcionamiento.

La red eléctrica de Peten tiene tres reconectores de línea, uno esta instalado en el ramal Santa Elena en lugar conocido como el remate y dos sobre el ramal San Benito conocidos como Reconectores de San Francisco y San Andrés, estos últimos tienen estos nombres debido a que están instalados en la salida de San Benito hacia San Francisco y San Andrés Respectivamente, protegiendo el casco urbano de Santa Elena y San Benito.

La finalidad de los tres reconectores mencionados es la de separar las cargas urbanas y rurales de los ramales San Benito y Santa Elena y aislar fallas severas que pudieran afectar la carga urbana de estos alimentadores. En el capítulo 3 ampliara la información de estos reconectores y se mostrara la localización que tienen en cada línea.

Figura 3. Reconectador de línea



Fuente: **Cooper Power System**. Installation and Operation Instructions Pag. 35

1.1.3 Seccionalizador

El seccionalizador es un dispositivo de apertura del circuito usado en conjunto con un equipo de protección de recierre automático del lado de la fuente para, automáticamente, aislar tramos de línea con falla de los sistemas eléctricos de distribución

El seccionalizador censa el flujo de corriente arriba de un nivel predeterminado y cuando la protección del lado de la fuente en este caso el reconector de cabecera abre para desenergizar el circuito, el seccionalizador cuenta la interrupción de la sobrecorriente. Dependiendo del esquema de coordinación, el seccionalizador deberá abrir durante el primero, segundo o tercero intervalo de la apertura en el tiempo muerto de la protección de cabecera para aislar fallas permanentes y confinarlas a pequeños tramos de la red.

Figura 4. Seccionalizador



Fuente: http://www.celsa.com.co/protecciones/espanol/secci_elect.htm#top, disponible el 15 de julio del 2005

El seccionizador no tiene capacidad para interrumpir corrientes de falla, pero puede ser cerrado en una línea con falla. El seccionizador abre durante el intervalo de apertura de la protección de cabecera, tiempo muerto del reconector. Debido a esto, el seccionizador siempre debe ser instalado aguas abajo de dispositivos de protección e interrupción de la falla con recierre automático.

Figura 5 Partes que integran un seccionizador



Fuente: http://www.celsa.com.co/protecciones/espanol/secci_elect.htm#top, disponible el 15 de julio del 2005

Tabla I Partes de Seccionalizador

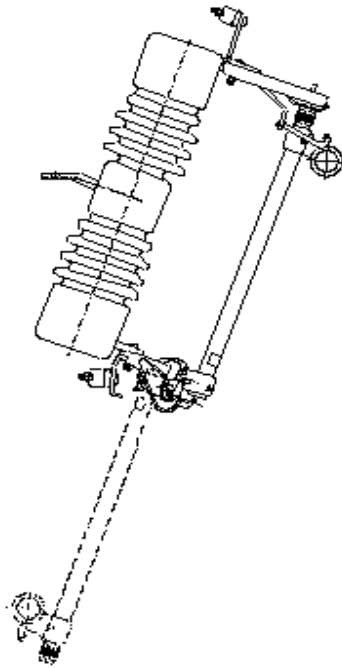
Numero	Descripción
1	Base de montaje tipo cortacircuito
2	Tubo seccionalizador electrónico
3	Tarjeta Electrónica de Control
4	Transformador de corriente
5	Cubierta de encapsulamiento de componentes electrónicos
6	Sistema electromecánico

Fuente: http://www.celsa.com.co/protecciones/espanol/secci_elect.htm#top, disponible el 12 de noviembre del 2003

1.1.4 Fusibles

Los fusibles son elementos de protección contra sobrecorrientes que hacen las veces de un reconector de línea, siendo mas baratos éstos. Se emplean ampliamente en aquellos puntos de un ramal donde la línea es relativamente corta o de poca importancia en el que los re conectadores de línea no se justifican.

Figura 6. Fusible tipo expulsión



Fuente: José Raúl Martín **Diseño de subestaciones eléctricas**

Su función es la de interrumpir las corrientes de falla y sobrecarga que a través de éste circulan, el elemento fusible está colocado dentro un tubo portafusible, dicho tubo tiene la función de alojarlo y a la vez también, de extinguir el arco por medio del alargamiento de la flama, y por un revestimiento interno de ácido bórico el cual se logra por la acción desionizadora del vapor y la turbulencia de las partículas de óxido de boro.

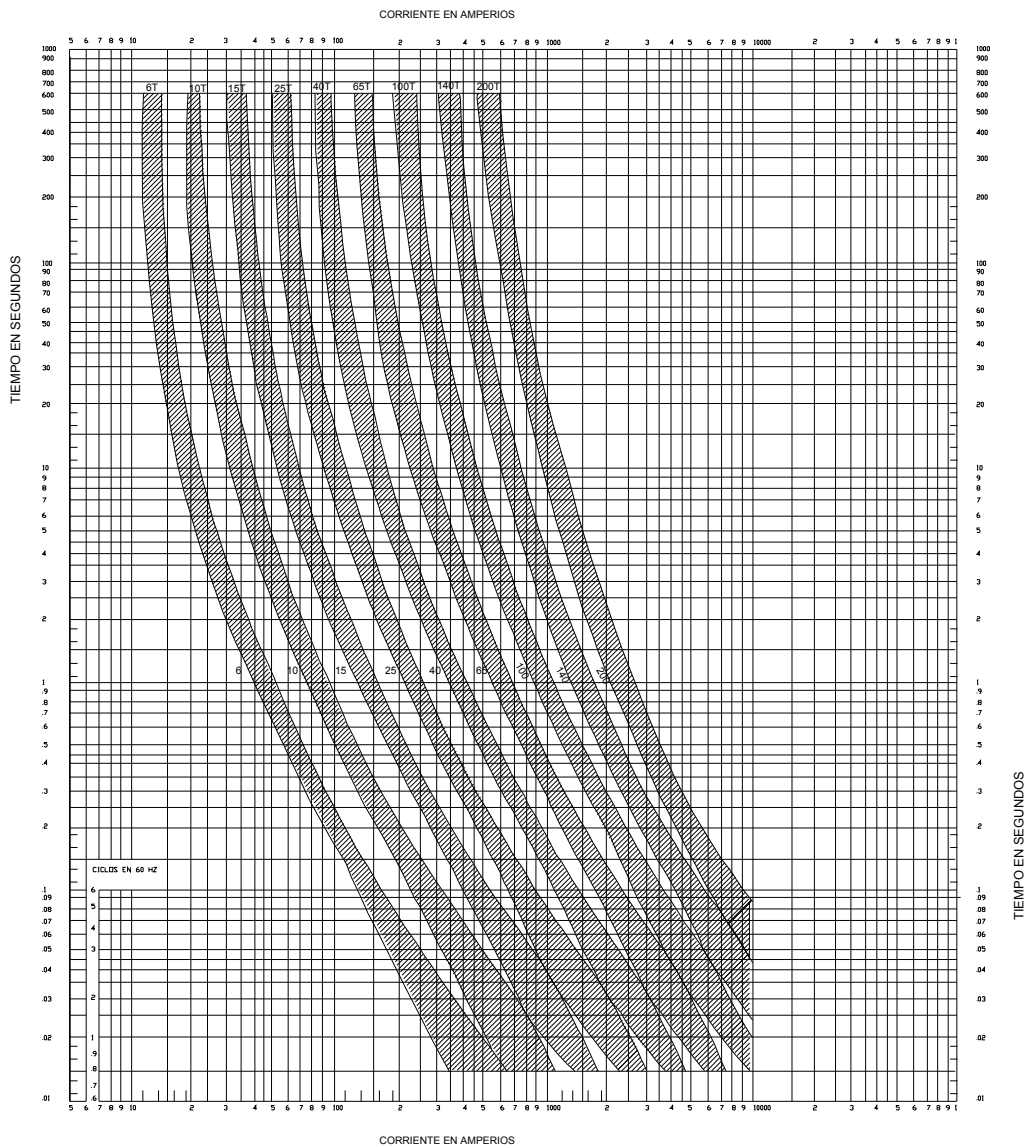
Los listones fusibles o elemento fusible tienen asociada una curva de operación tiempo – corriente como se puede observar en la figura 7 que se diferencia una de otra por la forma de la curva.

Entre los listones fusibles existen Tipo K, tipo T y tipo E, que como ya se mencionó tienen curvas de operación diferentes y por lo tanto también comportamiento diferente. Un fusible de 10 A de Tipo K, se comporta de forma diferente de un fusible de 10 A tipo T.

Para un mismo fusible existen dos curvas, la curva mínima de fusión, que opera con la corriente mínima y el tiempo en el que el fusible comienza a fundirse, y la curva máxima de liberación de la falla, que indica para ese valor de corriente, el tiempo máximo que toma extinguir el arco y liberar la falla.

Dentro de un mismo tipo de fusibles existe una sub-división que los diferencia en valores preferidos y valores no preferidos. Para una correcta coordinación de protecciones con fusibles es necesario que se instalen fusibles del mismo tipo y subconjunto. El fabricante garantiza que un fusible de 6 A se fundirá antes que uno de 10 A, uno de 10 A se fundirá antes que uno de 15 A, y uno de 15 A se fundirá antes que uno de 25 A y así sucesivamente hasta llegar al fusible de mayor valor, si estos son del mismo tipo y sub – división, pero no garantiza que uno de 8 A no preferido se funda antes que uno de 10 A preferido, o que uno de 10 A preferido se funda antes que uno de 12 no preferido.

Figura 7 Curvas tiempo–corriente para Fusibles tipo “T” Preferidos



Fuente: General Electric. **Electrical distribution & control**

Para que un sistema de distribución protegido con fusibles funcione adecuadamente, es necesario que se seleccione uno de estos sub – conjuntos.

1.1.5 Protección de transformadores de Distribución

Los transformadores de distribución tipo poste son los componentes importantes de una red de distribución de energía eléctrica, debido a constituyen un punto frontera que separa la red de media tensión y la red de baja tensión, por medio de estos dispositivos se transforma de media a baja tensión para suministrar a los usuarios finales valores de voltajes normados para el consumo.

Las Normas ANSI relacionadas con transformadores han dividido los transformadores en categorías utilizando como criterio para esta clasificación la capacidad.

Tabla II. Clasificación de transformadores por capacidad

Categoría	1 Fase	3 Fases
I	5 a 500 KVA	15 a 500 KVA
II	501 a 1667 KVA	501 a 5000 KVA
III	1668 a 10000 KVA	5001 a 30000 KVA
IV	Mas de 10000 KVA	Mas de 30000 KVA

Fuente: Normas ANSI

La categoría I cubre los transformadores de distribución, y estos solamente se protegen con fusibles. Las categorías II, III y IV se consideran transformadores de potencia, por el precio que representa cada unidad es necesario protegerlos con más atención.

Los transformadores de distribución que se fabrican y se pueden observar en las redes distribución en Guatemala son de 5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167, 250, 333 y 500 KVA, para 13.2 Kv y 34.5 Kv en el lado de media tensión y voltajes hasta de 480 v en el lado de baja tensión.

Los transformadores de distribución por el tipo de protección se clasifican en convencionales y autoprotegidos.

Los transformadores de distribución autoprotegidos conocidos también como CSP por sus siglas en inglés (*Cheaper, Safer Protection* que significa protección barata y segura), cuentan con las siguientes protecciones y señalización:

Señalización: Lámpara de señal luminosa que opera como alarma preventiva que funciona de una forma fácil y económica para detectar cualquier condición térmica anormal de operación sin necesidad de costosos métodos de medición y monitoreo y sin necesidad de desconectar al usuario.

Para las distribuidoras de electricidad es una forma muy efectiva de detectar robos de energía mediante la comparación entre recaudo y sobrecarga de cada transformador, y si se atiende oportunamente es una forma muy efectiva de reducir interrupciones del servicio por sobrecarga.

Contra cortocircuitos: los transformadores de distribución autoprotegidos incluyen una protección principal instalada en el devanado secundario de baja tensión y una protección de respaldo instalada en el devanado primario de media tensión.

Protección principal de transformadores autoprotegidos: La protección primaria de un transformador de distribución autoprotegido es un interruptor termomagnético (*breaker*) inmerso en el aceite de los devanados del transformador, y tiene como función abrir el circuito de baja tensión automáticamente ante sobrecargas, y sobrecorrientes originadas por cortocircuitos, así como bajo nivel de aceite y desbalances de carga que eleven la temperatura del transformador.

Cuando se abre manualmente la carga de un transformador se hace desde la palanca externa del interruptor termomagnético haciendo esta maniobra más segura para el personal.

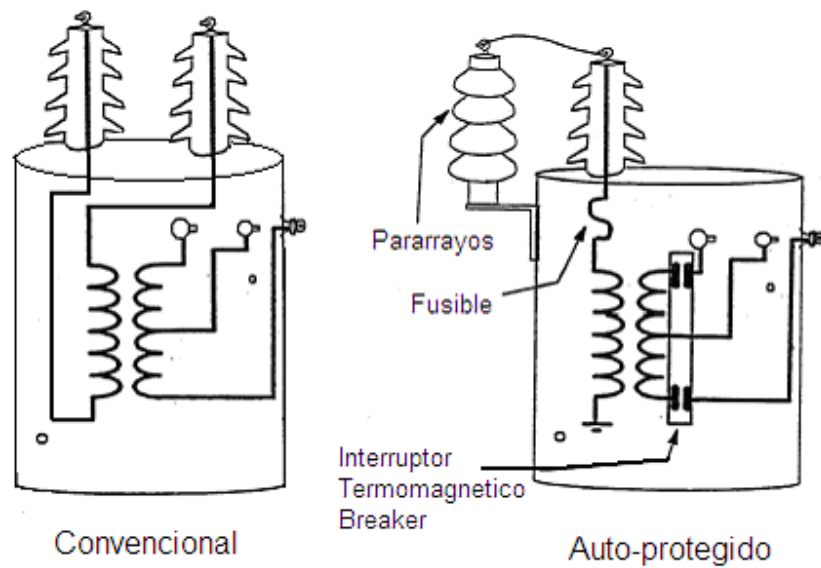
Protección de respaldo de transformadores de distribución: Los transformadores autoprotegidos tienen instalado un fusible interno en el devanado primario con la finalidad de que no se puedan cambiar las especificaciones de este elemento de protección y no provocar la descoordinación de protecciones entre la protección principal y de respaldo para evitar daños permanentes al transformador.

La función principal del fusible interno es actuar como una protección de sobrecorriente aislando el transformador fallado de la red, y como función secundaria es actuar como protección de respaldo a la protección principal de baja tensión.

Contra sobretensión: Los transformadores autoprotegidos tienen instalados en la cuba pararrayos autovalvulares aumentando de esta forma la protección contra sobretensiones.

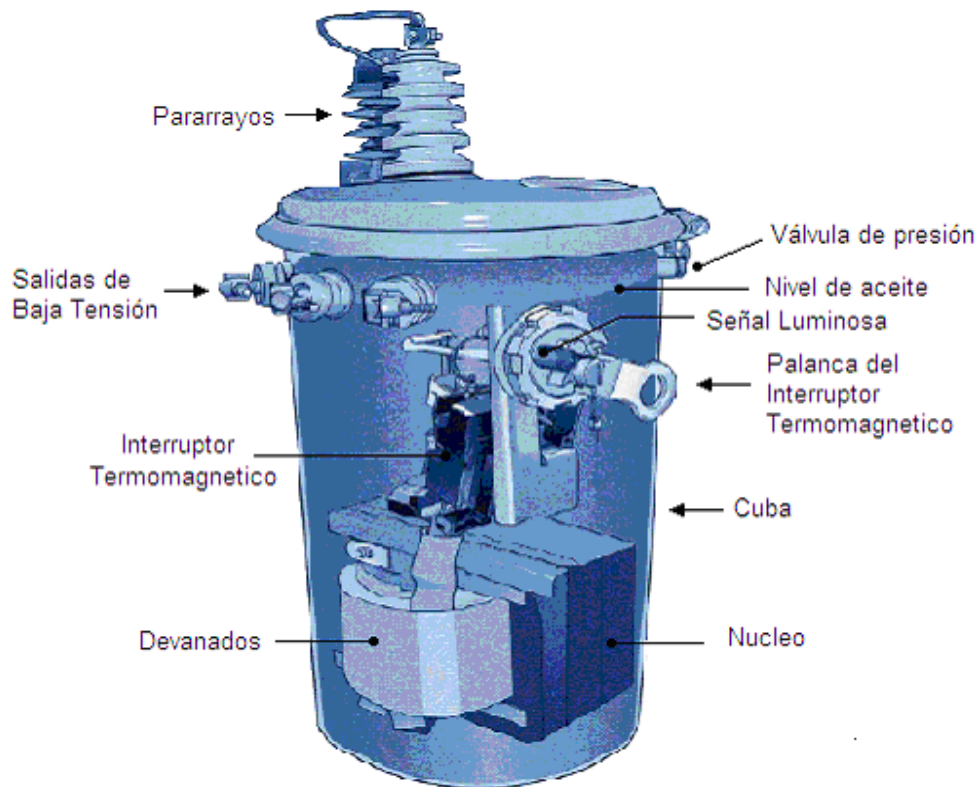
A continuación se muestra el diagrama unifilar de un transformador autoprotegido, comparado con el esquema de un transformador convencional.

Figura 8. Diagrama unifilar de transformador autoprotegido y convencional



Fuente: ABB **Distribution Transformer Guide** Pág. 21

Figura 9. Partes del transformador de distribución autoprotegido



Fuente: ABB **Distribution Transformer Guide** Pág. 5

Los transformadores de distribución convencionales tipo poste a diferencia de los autoprotegidos no cuentan con interruptor termomagnético interno ni con pararrayos instalado en la cuba teniendo como desventaja para su instalación adquirir componentes de protección por separado tal es el caso del pararrayos y fusibles tipo expulsión.

Los transformadores convencionales se les proporciona protección contra sobrecarga y cortocircuitos que ocurran en la red de baja tensión o en los devanados del transformador por medio del fusible tipo expulsión que se encuentra instalado en conductor de media tensión que alimenta al transformador. También se le provee protección contra sobretension por medio de un pararrayos conectado en paralelo y a tierra con el conductor de media tensión que alimenta el transformador.

La característica principal de los transformadores convencionales es la facilidad y confiabilidad al realizar conexiones de bancos trifásicos.

Figura 10. Transformador convencional



Fuente: ABB **Distribution Transformer Guide** Pág. 5

1.2 Elementos de protección contra sobretensión

En una red de distribución de energía eléctrica una sobretensión puede ocurrir por descargas atmosféricas que incidan directamente en los conductores de la línea o por inducción al incidir cerca o en el hilo de guarda. Así mismo la red de distribución experimenta sobretensiones por pérdidas inesperadas y significativas de carga, tal es el caso de la quema de un fusible o la apertura automática de un reconectador. Los eventos de baja frecuencia en un sistema también provocan sobretensiones de duración de algunos ciclos.

Para eliminar los efectos de las sobretensiones en las instalaciones y en la carga alimentada, se utilizan pararrayos para conducir a tierra las corrientes producidas por la onda de tensión.

1.2.1 Pararrayos

Los pararrayos son dispositivos eléctricos constituidos por una serie de elementos resistivos no lineales que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operaciones imprevistas de interruptores o cortacircuitos y eventos de baja frecuencia.

Los pararrayos para que se consideren efectivos en la protección contra sobretensiones deben tener tres características principales: Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda el valor de tensión máxima de servicio, convertirse en conductor cuando el voltaje supera el valor de tensión máxima de servicio de operación y la última característica es conducir a tierra la corriente producida por la onda de sobretensión.

Los pararrayos que mas se utilizan para la protección contra sobretensiones en las redes de distribución son los autovalvulares que están equipados con resistencias de óxidos metálicos de característica extremadamente no lineal y exento de descargadores. En condiciones normales de funcionamiento, es decir, aplicando la tensión normal de la línea, estos pararrayos conducen a tierra una corriente de miliamperios, que puede ser tolerada de forma permanente. Al aumentar la tensión, el valor de la resistencia disminuye muy rápidamente, conduciendo a tierra la sobretensión. Al no llevar explosores de aire la actuación es más rápida, consiguiéndose asimismo, un mayor margen de protección.

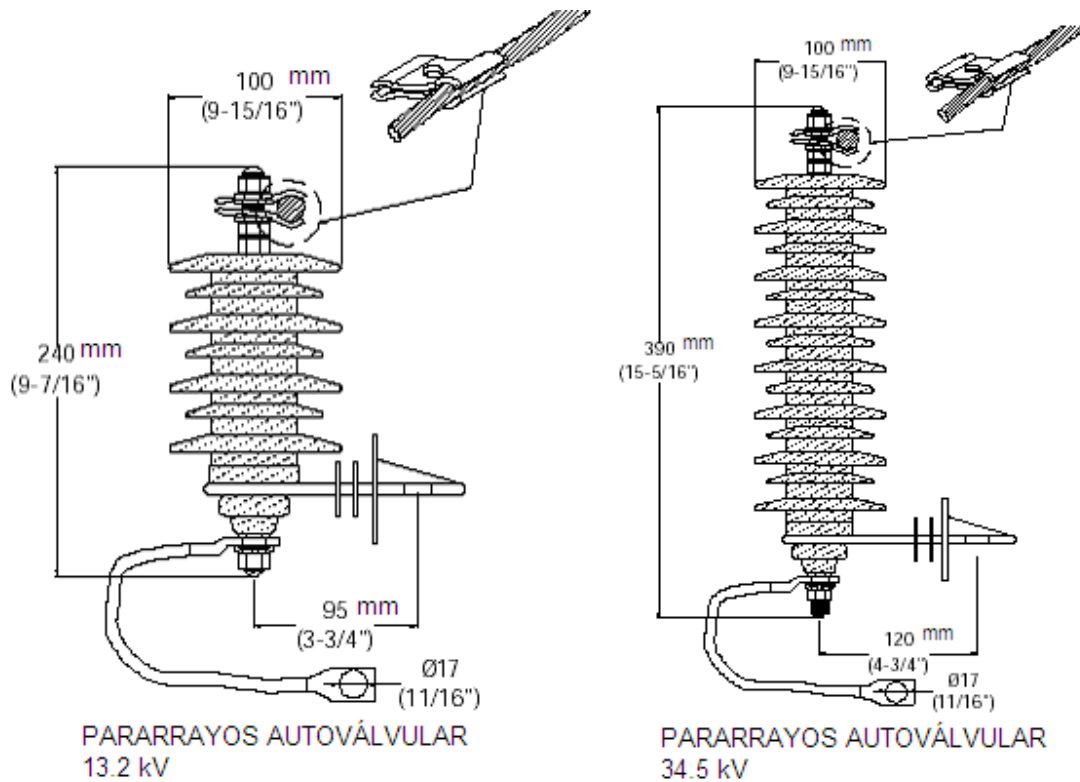
Las características más importantes tanto eléctricas como físicas de los pararrayos autovalvulares para distribución se resumen a continuación:

Tabla III Características eléctricas de pararrayos autovalvulares

TENSIÓN ASIGNADA	13.2 Kv	34.5 Kv
Tensión nominal	10 Kv	27 Kv
Tensión de descarga (8/20 μ s- 10 kA)	≥ 30 Kv	≥ 78 Kv
Tensión máxima de servicio	8.4 Kv	22 Kv
Corriente nominal de descarga	10 KA	10 KA
Frecuencia nominal	60 Hz	60 Hz
Máx tensión descarga residual onda 8/20 μ s	33 Kv	89 Kv

Fuente: Unión Fenosa Centros de transformación tipo poste Pág. 17

Figura 11. Características físicas de pararrayos autovalvulares



Fuente: Unión Fenosa Centros de transformación tipo poste Pág. 18 -19

Tabla IV Características físicas de los pararrayos autovalvulares

Tensión Asignada	13.8 Kv	34.5 Kv
Altura total	240 mm	390 mm
Distancia del centro del pararrayos al centro De sujeción del taladro	95 mm	120 mm
Diámetro de la campana	≥100 mm	≥100 mm
Peso Aproximado	2 kg	4.4 kg
Distancia de Fuga (mm)	≥400 mm	≥900 mm

Fuente: Unión Fenosa Centros de transformación tipo poste Pág. 18

1.3 Elementos de señalización de una línea de distribución

Una red de distribución de energía eléctrica cuenta con dispositivos de señalización instalados permanentemente, estos tienen la función de indicar a simple vista si un circuito se encuentra abierto o cerrado o si en el punto donde están colocados ha circulado una corriente arriba de lo establecido como normal.

1.3.1 Indicadores de paso de falla

Detector de paso de falla

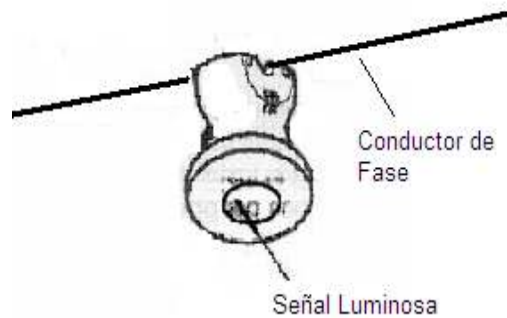
Es un elemento única y exclusivamente de señalización instalado en los conductores de una red de distribución, indica de una forma luminosa si en el punto donde se encuentra ha circulado una corriente de falla.

La reposición de estos elementos a su estado normal se puede dar por presencia de tensión, corriente de valor aceptable o por tiempo.

Los detectores de paso de falla son muy útiles para el personal de mantenimiento correctivo que revisa las líneas de distribución en busca de fallas permanentes, ya que estos pueden ser observados desde el suelo y puede determinarse si en este lugar circulo una corriente con valor arriba de lo normal.

Estos elementos de señalización son instalados en puntos estratégicos de una red de distribución, principalmente en el inicio de derivaciones muy largas.

Figura 12. Detector de paso de falla



Fuente: Manual de detectores de falla Flite 110 Pág. 11

1.3.2 Reconector

Los reconvertadotes tanto de cabecera como de línea pueden ser utilizados como elementos de señalización de acceso rápido. En los reconectores se puede verificar si estos se encuentran abiertos o cerrados en el control electrónico o mando, si se trata de un reconector de línea hay necesidad que una persona se suba al poste y verifique el estado del reconector, proceso que toma tiempo y no es de acceso rápido.

Los reconectores como elementos de señalización de acceso rápido se pueden consultar sin necesidad de usar el control electrónico, esto es observando que en la cuba del reconector esté una bandera que indica *abierto* sobre un fondo de color verde o *cerrado* sobre un fondo color rojo, señal de fácil acceso que se puede observar desde el suelo si es el caso de un reconector de línea, evitando la necesidad que una persona suba al poste a determinar el estado del reconector.

2. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

2.1 Definición de líneas de distribución

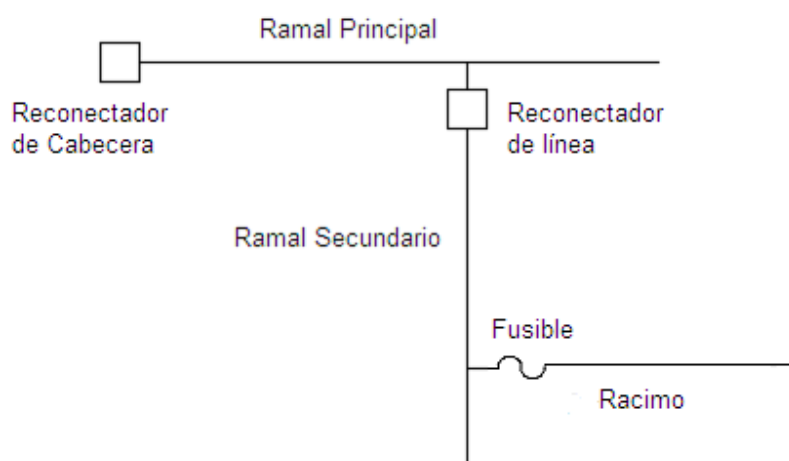
Las líneas de distribución son las que su voltaje normal de operación es mayor a 1 Kv y menor o igual a 34.5 Kv. Para la operación, mantenimiento y protección se distinguen las siguientes partes:

Ramal Principal: también llamada línea troncal, estas son las líneas que salen desde la subestación y están protegidas exclusivamente por un reconectador, constituyen un eje eléctrico de la zona geográfica que abarca la red de distribución.

Ramal Secundario: también llamada derivación. Son las líneas que se desprenden del ramal principal y tiene como protección un elemento adicional que puede ser: fusible tipo expulsión, un reconectador de línea, o un seccionalizador.

Racimos: Son líneas que a su vez se desprenden de un ramal secundario que tiene instaladas agrupaciones de transformadores monofásicos de distribución con una potencia instalada máxima de 200 KVA y 8 unidades de transformadores, con una distancia no mayor de 4 km que comparten un elemento de protección fusible tipo expulsión.

Figura 13 Partes principales de una línea de distribución



Fuente: Ninguna

2.2 Tipos de interrupciones del servicio eléctrico

En Guatemala las líneas de transmisión en alta tensión y las de distribución en media tensión se extienden hasta varios centenares de kilómetros. Por lo general todas estas son líneas aéreas y están expuestas a la intemperie, la probabilidad de que su funcionamiento normal se interrumpa por causas como tormentas, caída de objetos externos, daño a los aisladores, vandalismo y vegetación, entre otros, es muy grande. Estas causas ocasionan fallas eléctricas y en algunos casos fallas mecánicas.

Una falla es simplemente una condición anormal que ocasiona la reducción de la resistencia del aislamiento ya sea entre los conductores de las fases, entre los conductores de las fases y la tierra o entre cualquiera de las mallas a tierra que rodeen a los conductores aislados. La reducción del aislamiento no se considera una falla, hasta que la reducción de la impedancia entre los conductores o entre los conductores y la tierra provoca un exceso de corriente.

Las interrupciones del fluido eléctrico según el comportamiento del voltaje se pueden clasificar de la siguiente forma:

- a) **Interrupción con voltaje normal:** esta puede ocurrir a causa de
 - i) El deterioro del aislamiento, y ii) El daño debido a hechos impredecibles como el que las aves se paren sobre las líneas, los cortocircuitos ocasionados por serpientes, barriletes, ramas de árboles, etc.
- b) **Interrupción con voltaje anormal:** este caso puede ocurrir por
 - i) variaciones de carga instantáneas y significativas al actuar interruptores, ii) descargas atmosféricas y iii) eventos de baja frecuencia.

Las interrupciones del fluido eléctrico por su origen se clasifican como imprevistas, programadas y obligadas.

2.2.1 Imprevista

Los Sistemas eléctricos de distribución están sometidos a diversos fenómenos que producen distintos tipos de fallas eléctricas de forma imprevista y sorpresiva. Entre los fenómenos causantes de una falla eléctrica, podemos mencionar: viento, incendio de campos, la caída de una estructura, maniobras, descargas atmosféricas, etc. Estos fenómenos pueden originar diversos tipos de fallas como por ejemplo: falla simple de línea a tierra, falla de línea a línea, falla doble línea a tierra y falla trifásica.

2.2.1.1 Falla simple de línea a tierra

La falla del aislamiento entre una de las fases y la tierra, es conocida como falla simple de línea a tierra y ocurre cuando una de las tres fases energizada de un sistema trifásico hace contacto con la tierra del sistema. Esta es una falla asimétrica debido a que provoca que por el sistema de distribución circulen corrientes desequilibradas, debido a que la fase fallada sufre una caída de tensión y un aumento significativo de la corriente. Este tipo de falla es la que tiene más probabilidad de ocurrencia en comparación con las siguientes.

2.2.1.2 Falla de línea a línea

La falla del aislamiento entre dos de las tres fases es conocida como falla de línea a línea y se produce cuando hacen contacto físico dos conductores energizados de las tres fases de un sistema trifásico sin tocar la tierra del sistema, provocando una caída de tensión y un aumento significativo de la corriente en las dos fases falladas.

2.2.1.3 Falla doble línea a tierra

La falla simultanea del aislamiento entre dos conductores de fase y la tierra es conocida como falla doble línea a tierra. Esta se presenta cuando dos conductores energizados de un sistema trifásico tocan tierra simultáneamente. Esta falla también se puede considerar como dos fallas de línea a tierra simultáneas.

2.2.1.4 Falla trifásica

La falla del aislamiento entre las tres fases se le conoce como falla trifásica.

Las fallas trifásicas simétricas tienen una probabilidad de ocurrencia muy baja, y cuando suceden generalmente es por descuido del personal de mantenimiento. Los conductores de las tres fases se cortocircuitan con un juego de conductores aislados que tienen contacto efectivo con la tierra del sistema para protección del liniero, contra la energización inadvertida de la línea mientras se trabaja en red teniendo contacto con los conductores de fase. Una vez terminados los trabajos, hay ocasiones en las que el liniero se olvida de quitar las puestas a tierra y cuando se conecta el interruptor, ocurre una falla trifásica simétrica.

Este tipo de falla es la que tiene menor probabilidad de ocurrencia de los tipos de fallas anteriormente descritas, la mayoría de las fallas que se consideran trifásicas, inician como fallas de simple línea a tierra o de línea a línea, instantes después se involucran las fases no falladas.

Figura 14. Puestas a tierra para protección del personal



Fuente: DEORSA **Manual cinco reglas de oro**

2.2.2 Programadas

Las interrupciones de servicio eléctrico programadas, son aquellas que con anticipación se puede advertir a los usuarios, por medio de programas de radió o anuncios de prensa la falta de suministró, con horario y fecha especifica. Este caso de interrupción generalmente se planifica para mantenimientos y mejoras a las instalaciones de la red de distribución eléctrica.

2.2.3 Obligada

Las interrupciones del fluido eléctrico obligadas, son aquellas donde es necesario afectar a cierto numero de usuarios para hacer reparaciones de emergencia en la red de distribución o transporte, trabajos que no se pueden programar para un mantenimiento debido al peligro o riesgo que representa o por la urgencia e importancia del trabajo que se va a realizar.

2.3 Característica de los sistemas de protección

Debe entenderse que un relevador de protección de líneas no puede prevenir las fallas. Sólo puede actuar después de que esta se ha presentado y de esta forma aislar la menor cantidad de carga.

Todo sistema de protección que aisle una parte de la red en condiciones de falla debe cumplir con cinco requisitos básicos: a) confiabilidad; b) selectividad; c) rapidez; d) simpleza y e) economía.

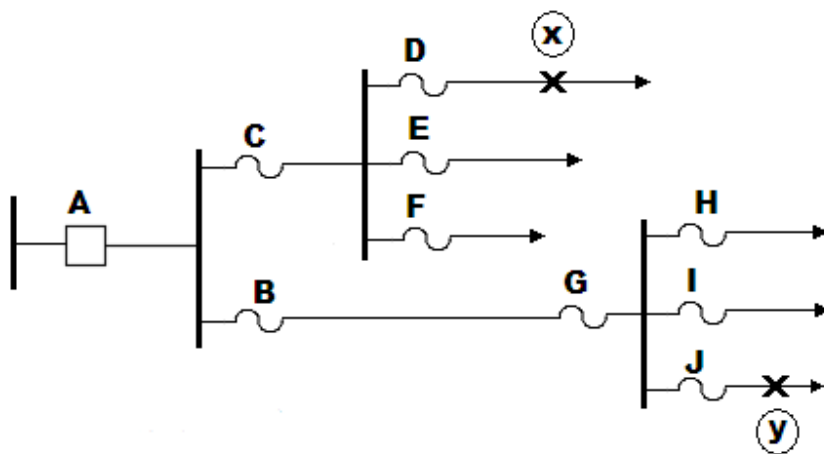
a.- **Confiabilidad:** la confiabilidad de una protección junto con la velocidad son muy importantes, pues un relevador puede ser muy rápido y en un momento critico puede fallar, por lo tanto una protección para que se considere confiable debe ser Segura y Dependable.

Segura: Cuando deba interrumpir que actué, y abra para interrumpir el circuito.

Dependable: Cuando no tenga que actuar, que no abra el circuito.

b.- **Selectividad:** Cuando en un sistema se presenta una falla, debe operar la protección más cercana a la falla, sin afectar el fluido eléctrico en otras áreas del sistema de distribución, asegurando la continuidad del servicio donde la red se encuentra normal. Por ejemplo, en la figura 15 se muestra un diagrama unifilar donde se representa dos fallas en los puntos **x** y **y** con el símbolo X sobre la línea, las fallas ocurren en tiempos diferentes. Para el primer caso al ocurrir la falla **x** se espera que D, opere antes que C y que A. Para la falla en **y** se espera que J opere antes G, B, y A, Al responder las protecciones de esta forma se asegura que está sea Selectiva, porque solo se afecta la menor carga posible para aislar la falla.

Figura 15. Diagrama unifilar de fusibles en cascada



c.- **Rapidez:** Se requiere que los relevadores de protección sean de acción rápida, por las siguientes razones: a) no debe superarse el tiempo de eliminación b) los aparatos de protección y maniobra se pueden dañar si se les hace soportar corrientes de falla durante un tiempo prolongado c) evitar que el sistema salga de sincronismo. La velocidad esta en función de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones.

d.- **Simpleza:** Los diferentes esquemas de protecciones deben ser de fácil interpretación, tanto para su construcción y mantenimiento como para la localización de daños cuando estos llegan a fallar.

e.- **Economía:** El precio de una protección es un factor de menor importancia si se compara con el costo del resto del equipo de la instalación, pero no por eso prescindible, se debe adquirir un equipo de marca conocida del cual sus proveedores proporcionen un respaldo de repuestos con precio razonable.

Debe tenerse en cuenta que un sistema de protección sin confiabilidad y selectividad, es completamente inefectivo y se convierte en un peligro.

2.4 Capacidad interruptiva de los elementos de maniobra

La capacidad interruptiva de un elemento de maniobra es la máxima corriente de falla que esté puede soportar e interrumpir a voltaje nominal sin sufrir daños permanentes. El fabricante proporciona un valor de corriente específico para cada equipo hasta donde se asegura el correcto funcionamiento, y para corrientes mayores el fabricante no asegura el buen funcionamiento del dispositivo.

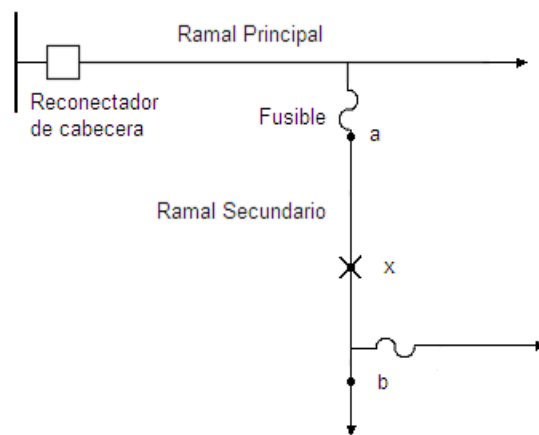
2.5 Coordinación de reconectador con fusibles

Por coordinación de protecciones se entiende que: actué el elemento de protección más cercano a la falla antes que se produzcan daños a las instalaciones, aislando un bloque de carga necesario sin afectar la continuidad del fluido eléctrico al resto de la red que se encuentra normal.

La coordinación del reconector de cabecera con los fusibles pretende que una falla permanente en el ramal secundario sea liberada por el fusible que la protege y una falla temporal sea liberada por el reconector de cabecera. A continuación se ejemplifica esta situación siendo conveniente tener presente el funcionamiento de fusibles y de reconector del capítulo 1.

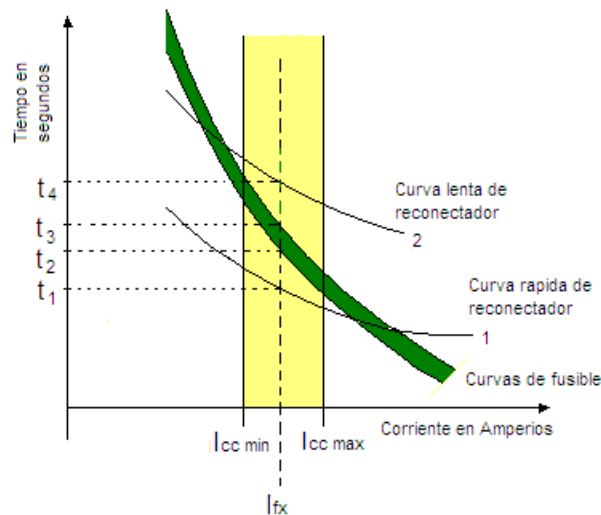
En la figura 16 se presenta un diagrama unifilar sencillo para ejemplificar la correcta coordinación de protecciones que debe existir entre un fusible y el reconector de cabecera en dos situaciones diferentes, una falla temporal y una falla permanente que ocurren en el mismo lugar pero en diferentes ocasiones.

Figura 16. Coordinación de fusibles con reconector



Para entender el comportamiento de las protecciones es necesario explicar el funcionamiento de las mismas en base a la grafica de la Figura 17 donde se muestran las curvas del reconnector y del fusible en una adecuada coordinación de las protecciones.

Figura 17. Grafica de coordinación de protecciones de figura 16



Para el primer caso se analiza una falla temporal que ocurre en el punto x entre los puntos a y b que son protegidos por el fusible como se muestra en la figura 16. Al ocurrir una falla temporal en el punto x la corriente aumenta instantáneamente de valor hasta alcanzar el valor I_{fx} , censando primero este aumento de intensidad la curva 1 que es la curva rápida del reconnector esto ocurre en el tiempo t_1 lo que provoca en este instante la primera apertura del interruptor, el fusible no detecta el cambio de corriente ya que el valor alcanzado por I_{fx} no llega a alcanzar su curva mínima de fusión, el reconnector cierra automáticamente y como la falla es temporal esta fue liberada, de esta forma se asegura la continuidad del servicio.

En el segundo caso ocurre una falla permanente en el punto x, la corriente sufre un aumento instantáneo significativo. La curva 1 detecta el aumento de corriente en el tiempo t_1 opera por primera vez en curva rápida interrumpiendo el flujo de corriente, el reconectador cierra sus contactos nuevamente, y como la falla es permanente la corriente aumenta de valor instantáneamente, el segundo aumento de corriente ya no lo detecta la curva 1, ahora lo detecta la curva mínima de fusión del fusible en el tiempo t_2 comenzándose a fundir en este instante, en el tiempo t_3 el fusible se funde totalmente y la falla es liberada antes que el reconectador opere en la curva lenta 2, de esta forma se asegura la continuidad del servicio a los lugares donde no existe falla.

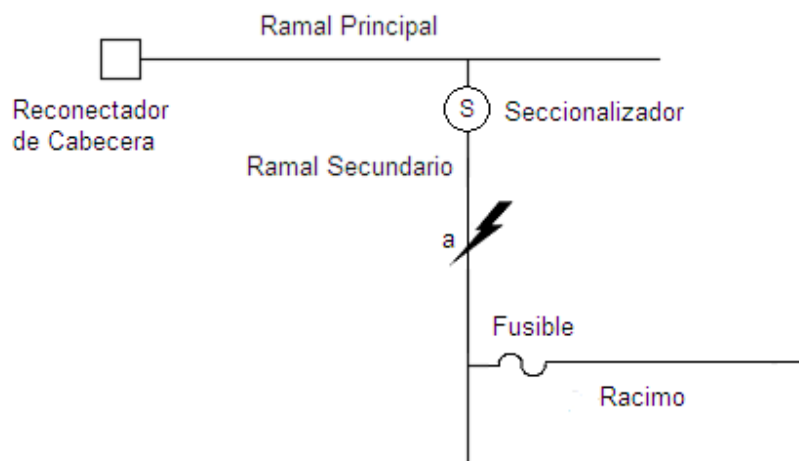
Para liberar una falla permanente es necesario que intervenga personal, estas fallas pueden ser, postes quebrados por choque de vehículos o vandalismo, líneas reventadas por árboles o fallas de aislamiento, etc.

2.6 Coordinación de reconectador con seccionalizador

El seccionalizador es un dispositivo que se instala en las redes de distribución eléctrica. Este elemento de protección no tiene la capacidad de interrumpir corrientes de falla. El funcionamiento del seccionalizador es contar un número predeterminado de operaciones del reconectador de cabecera y cuando este ha realizado el número de operaciones establecido y está abierto el seccionalizador abre sus contactos, aislando la falla de la red.

Su funcionamiento se describe con la ayuda de la siguiente figura.

Figura 18. Coordinación Seccionalizador con Reconectador



Se asume que el reconectador de cabecera está programado para operar en su primera apertura en curva rápida y dos en curva lenta que es la coordinación común. El comportamiento del seccionalizador se analiza para dos casos diferentes, para una falla temporal y una falla permanente ambas ocurridas en el punto "a".

Para una falla temporal en el punto "a" el reconectador detecta el aumento de corriente provocado por la falla y abre el circuito en curva rápida, en este instante el seccionalizador cuenta la primera apertura, como la falla es temporal desaparece al desaparecer la fuente que la alimenta, el reconectador cierra y como la falla ya no existe el servicio eléctrico es restablecido automáticamente, En este caso como el seccionalizador no alcanza el número de aperturas programadas y la falla fue eliminada, después de transcurrido el tiempo de rearme, se reinicia el contador del seccionalizador.

Para una falla permanente en el punto “a” el recloser realiza su primera operación de apertura en curva rápida, el seccionalizador cuenta la primera apertura. Como la falla es permanente el reconectador hace su segunda operación de apertura en curva lenta el seccionalizador cuenta la segunda apertura y el reconectador hace el segundo cierre, como la falla continúa, el reconectador hace su tercera operación de apertura en curva lenta, el seccionalizador cuenta 3 y en este instante, tiempo muerto de reconectador el seccionalizador se abre. El reconectador hace su tercer recierre y como la falla ya ha sido aislada, el reconectador permanece cerrado, manteniendo la continuidad del servicio y la falla aislada.

3. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE SANTA ELENA PETEN

3.1 Condiciones legales del sistema eléctrico de Santa Elena Peten

Generación: Las empresas responsables de generar energía eléctrica en Santa Elena Peten son: INTECCSA y COELCI, empresas que tienen convenios con la EGEE para entregar su producto en Santa Elena Petén.

Distribución: La distribución de energía eléctrica esta a cargo de la compañía española Unión Fenosa Desarrollo y Acción Exterior S.A. empresa que adquirió el 80 % de las acciones de Las Empresas de Distribución de Energía Eléctrica de Oriente y Occidente del Instituto Nacional de Electrificación INDE, valorándolas en US\$ 101.1 millones. En el proceso de adjudicación de dichas acciones también participo la firma *Cal Energy Development Company Limited*, Energía Magma S.A. subsidiaria de *Northern Electric* de Inglaterra.

La venta del 80 % de las acciones de la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica EDEE se realizó el 22 de diciembre de 1,998 y el cierre financiero y traslado del control de la Empresa EDEE se realizo el 4 de mayo de 1,999, por lo desde ese momento Unión Fenosa tiene bajo su responsabilidad el mantenimiento, operación y planificación de las instalaciones de Media y baja tensión en el departamento de El Peten y el resto del país donde EDEE tenía presencia.

Usuarios: Regulados y no regulados son las personas y/o entidades que utilizan finalmente la energía eléctrica. Derecho que le es cedido mediante contrato celebrado entre el interesado y el Distribuidor, donde se especificaran las normas de servicio aprobadas por la CNEE.

El contrato con el Distribuidor, deberá estipular al menos la siguiente información: a) Nombre o razón social del usuario y su domicilio, b) Tipo de tarifa a aplicar y periodo de vigencia de la tarifa c) Aceptación de derechos y de sanciones.

El distribuidor deberá entregar una copia del contrato al usuario. Según se especifica en el TÍTULO VI Capítulo I y Artículo 69 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

3.2 Características eléctricas del Sistema eléctrico de Santa Elena Peten

El sistema de distribución y generación de energía eléctrica en departamento de Peten es considerado como un sistema aislado debido a que este no tiene conexión eléctrica con las líneas de alta tensión del Sistema Nacional Interconectado SNI del país, por esta razón la energía utilizada por los habitantes de esta región es generada, distribuida y consumida en el mismo departamento.

Se exceptúan los municipios de Poptun, Dolores y San Luis lugares que forman parte del SNI por medio de una línea de transmisión 69 kV que llega de la Subestación Río Dulce a la Subestación Poptun, línea que a su vez llega a la subestación Río Dulce proveniente de la subestación La Ruidosa en Izabal. La Subestación de Poptun alimenta principalmente los Municipios de Poptun, San Luis y Dolores.

3.2.1 Generación

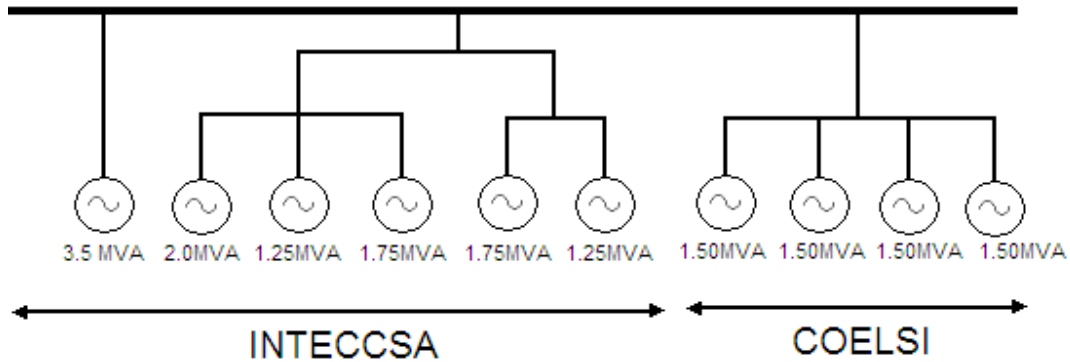
El sistema aislado de Petén cuenta con una planta generadora instalada en el municipio de Flores conformada por dos empresas privadas INTECCSA y COELSI ambas contratadas por la Empresa de Generación de Energía Eléctrica EGEE. INTECCSA cuenta con 11.5 Mw instalados y 8.0 Mw efectivos y COELSI con 6.0 Mw instalados y 4.0 Mw efectivos.

INTECCSA cuenta con 6 unidades generadoras: 3 unidades son marca *Caterpillar* de 2.0 MVA, 1.25 MVA y 1.75MVA; 2 unidades marca *Cummins* de 1.75 MVA y 1.25 MVA; 1 unidad marca *Man BMW* de 3.5 MVA, esta ultima es la maquina mas importante de toda la planta generadora debido a que es la mas grande en capacidad y es la que esta en línea todo el tiempo estableciendo la frecuencia del sistema, Los motores de las unidades generadoras *Caterpillar* y *Cummins* utilizan combustible *Diesel* y la Unidad *Man* utiliza *Bunker*.

COELSI cuenta con 4 unidades generadoras de 1.50 MVA cada una que utilizan combustible Diesel, haciendo un total de 6 MVA de potencia instalada, generalmente estas unidades funcionan únicamente en horas pico y en horas que no son pico cuando hay mantenimientos en las unidades de INTECCSA.

A continuación se muestra el diagrama unifilar de la planta generadora Santa Elena Petén en donde se observa cómo están conformadas las unidades generadoras tanto de INTECCSA y COELSI.

Figura 19. Diagrama Unifilar Planta generadora Santa Elena Peten



3.2.2 Distribución

La distribución de la energía eléctrica en El Petén esta a cargo de la Distribuidora de Electricidad de Oriente SA, DEORSA empresa que adquiere la obligación de conectar a sus redes a todos los consumidores que lo requieran, y que estén ubicados dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones según se indica en la ley general de electricidad en el Título VI, Capítulo I Artículo 65 Obligación de suministro.

El departamento de Petén actualmente es alimentado por medio de la subestación Santa Elena Petén.

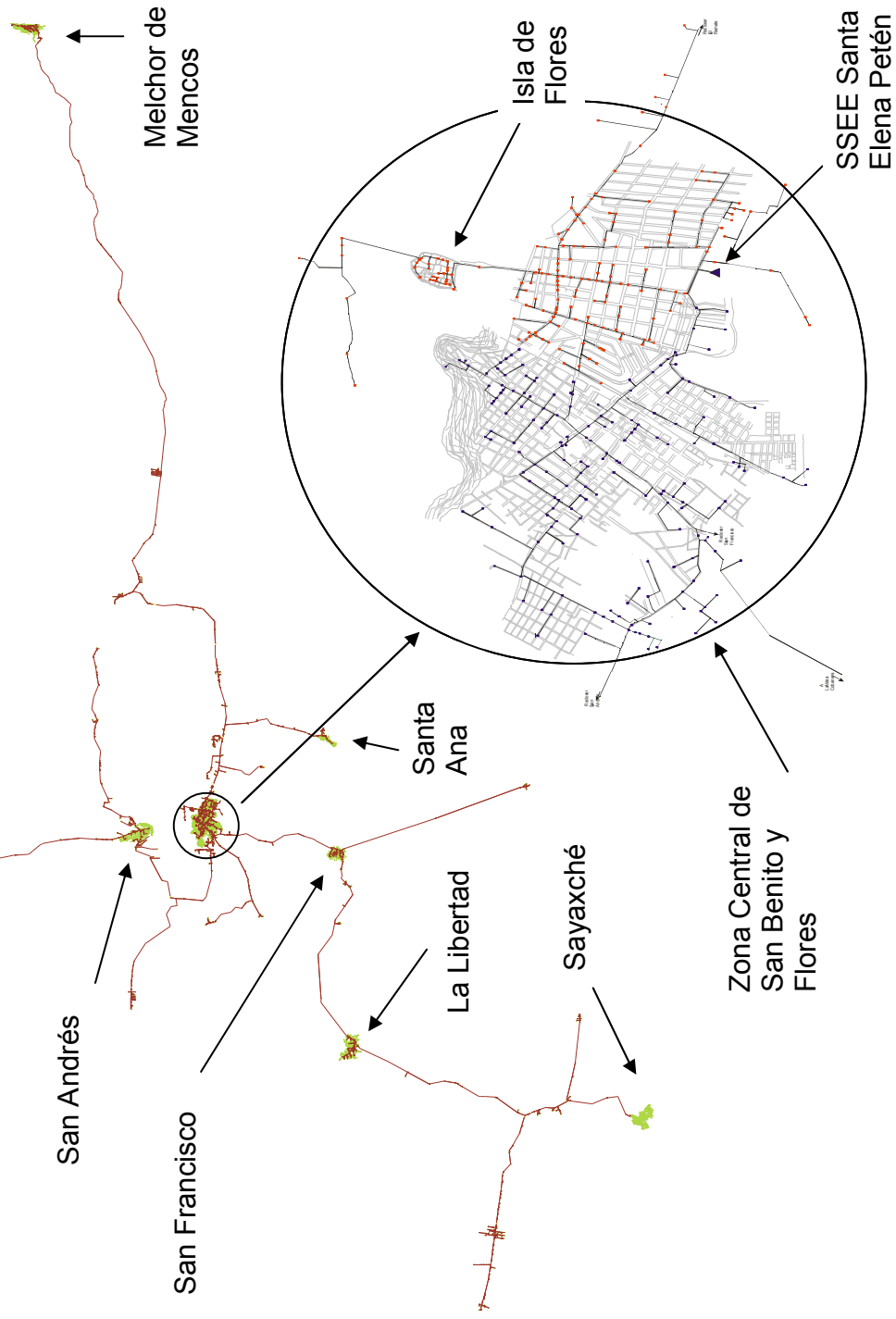
La Subestación de Santa Elena Petén cuenta con dos circuitos aéreos de media tensión en 13.8 Kv que se identifican con los nombres de San Benito y Santa Elena

El circuito San Benito alimenta los municipios de: San Andrés, San Benito, San Francisco, Sayaxché y la libertad. El ramal Santa Elena alimenta a los municipios de Santa Ana, Melchor de Mencos y Flores.

Los ramales San Benito y Santa Elena tienen como finalidad alimentar en toda su trayectoria a los transformadores de distribución tipo poste y de esta forma reducir el nivel de tensión para hacerlo manejable y seguro para los usuarios.

La figura siguiente muestra la trayectoria y configuración de los ramales de San Benito y Santa Elena, también se indican los principales lugares que cada uno de estos alimenta, en esta figura aparece insertado el detalle del área central de las Poblaciones de San Benito y Santa Elena donde existe la mayor concentración de carga urbana de esta red.

Figura 20. Configuración de los Ramales San Benito y Santa Elena



Fuente: Modulo de Operaciones Unión Fenosa

3.3 Análisis de carga y porcentajes de generación

Tabla V. Perfil de carga y porcentajes de generación

HORA	INTECCSA kW	COELCI kW	Total kW	INTECCSA		% Coelci
				% Man	% Diesel	
01:00	5020	0	5020	60	40	0
02:00	4950	0	4950	61	39	0
03:00	4900	0	4900	61	39	0
04:00	4850	0	4850	62	38	0
05:00	5000	0	5000	60	40	0
06:00	5200	0	5200	58	42	0
07:00	5400	0	5400	56	44	0
08:00	5650	0	5650	53	47	0
09:00	6175	0	6175	49	51	0
10:00	6265	0	6265	48	52	0
11:00	5365	0	5365	56	44	0
12:00	6475	0	6475	46	54	0
13:00	6300	0	6300	48	52	0
14:00	6340	0	6340	47	53	0
15:00	6300	0	6300	48	52	0
16:00	6200	0	6200	48	52	0
17:00	6050	0	6050	50	50	0
18:00	6400	900	7300	41	47	12
18:15	6800	900	7700	39	49	12
18:30	7000	900	7900	38	51	11
18:45	6830	2000	8830	34	43	23
19:00	7250	2000	9250	32	46	22
19:15	7250	2000	9250	32	46	22
19:30	7270	1600	8870	34	48	18
19:45	7120	1600	8720	34	47	18
20:00	7020	1600	8620	35	47	19
20:15	7000	1600	8600	35	47	19
20:30	6800	1600	8400	36	45	19
20:45	6600	1600	8200	37	44	20
21:00	6280	1600	7880	38	42	20
22:00	5800	800	6600	45	42	12
23:00	5450	0	5450	55	45	0
00:00	4980	0	4980	60	40	0

Fuente Lecturas de generación DEORSA

En la tabla V se muestran los datos de generación por planta de un día con mayor demanda en el cual no se registraron fallas en los circuitos de distribución.

Se tomo como base para determinar los porcentajes de generación la potencia constante de 3.0 Mw que proporciona la unidad MAN No. 7 de INTECCSA, por ser la mas grande e importante del sistema aislado.

Con los porcentajes calculados en la tabla V se puede calcular el porcentaje promedio de generación en la hora pico y en hora valle empresa generadora.

Tabla VI. Porcentaje de generación en hora pico

Unidades / Planta	Porcentaje de generación por unidades	Porcentaje de generación total por planta
Unidad MAN No. 7 INTECCSA	35 %	
Unidades Diesel de INTECCSA	48 %	
Generación total INTECCSA		83 %
Generación total COELSI	17 %	17 %
Porcentaje total de generación del sistema aislado		100 %

Tabla VII. Porcentaje de generación en hora valle

Unidades / Planta	Porcentaje de generación por unidades	Porcentaje de generación total por planta
Unidad MAN No. 7 INTECCSA	54 %	
Unidades Diesel de INTECCSA	46 %	
Generación total INTECCSA		100 %
Generación total COELSI	0 %	0 %
Porcentaje total de generación del sistema aislado		100 %

3.4 El sistema de protección en hora pico

Para el análisis de las protecciones en hora pico se toma como base el comportamiento del perfil de carga.

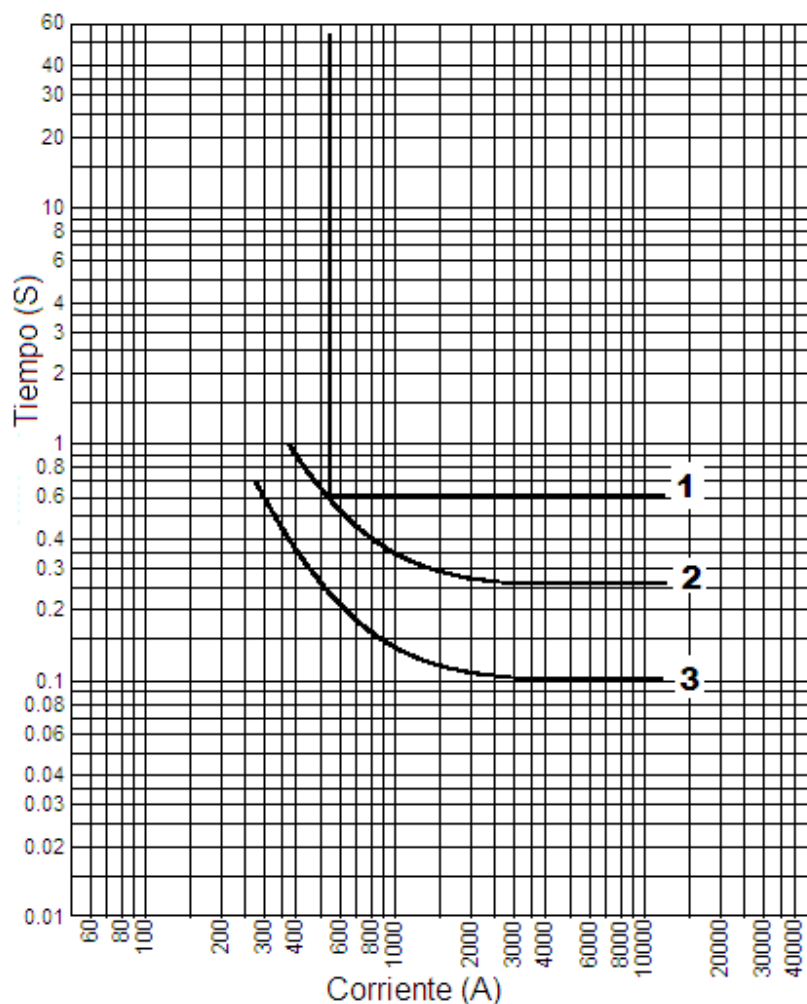
Tabla VIII. Corriente aportada correspondiente al porcentaje de generación en hora pico

Unidad o Planta	Corriente Aportada	Porcentaje de generación
Unidad MAN No. 7	191 A	35 %
Unidades Diesel	262 A	48 %
COELSI	93 A	17 %
Corriente total del sistema	546 A	100 %

En la grafica siguiente se tienen dibujadas las curvas actuales de las protecciones tanto de los ramales San Benito y Santa Elena, también esta trazada la curva de protección de la unidad MAN No. 7 de INTECCSA, la importancia de coordinar las protecciones de los ramales con está unidad se debe a que es la maquina mas grande y e importante del sistema aislado, y como se detalla en el análisis de carga anterior, esta unidad generadora tanto en hora pico como en hora valle aporta un bloque significativo de potencia al sistema, lo que tiene como inconveniente que al producirse un disparo automático de esta maquina provoca el colapso total del sistema por la razón que la carga rodante que se maneja no es suficiente absorber el bloque de carga que alimenta la MAN.

En la grafica siguiente se tienen tres curvas, la curva 1 es de tiempo definido y ajustada a 0.6 segundos, esta corresponde a la unidad generadora MAN No. 7 de INTECCSA, la curva 2 en una muy inversa y es la que esta ajustada para la carga del circuito de San Benito y la 3 es un curva muy inversa que esta ajustada para la carga del circuito Santa Elena.

Figura 21. Curvas tiempo – corriente de circuitos San Benito y Santa Elena



Fuente: Departamento de protecciones y automatización DEORSA

Como se mencionó anteriormente es necesario tener una buena coordinación entre las protecciones de los ramales y la unidad MAN No. 7 de INTECCSA ya que la salida automática de esta provoca el colapso total del sistema.

En la Figura 21 se observa que cuando la corriente de carga alcanza valores cercanos a los 555 A ya no existe coordinación y cualquier aumento significativo, fluctuación o recierre de la carga en la hora pico ocasionara que la curva 1 de la unidad MAN detecte primero o simultáneamente con las curvas 2 y 3 el aumento de corriente para el cual están ajustadas enviando así la orden de disparo de las protecciones provocando con esto el colapso total del sistema y recordando que en horas pico este evento tiene altas probabilidades de suceder ya que la corriente de consumo a llega a alcanzar los 546 A.

Con el anterior análisis se puede determinar que el sistema aislado de El Peten esta sujeto a ser confiable si se tiene un control adecuado sobre la unidad MAN No. 7 de INTECCSA que es la mas importante del sistema por su capacidad instalada.

3.5 El sistema de protección en hora valle

Para el análisis de las protecciones en hora valle se toma como base el comportamiento del perfil de carga.

Tabla IX. Corriente aportada correspondiente al porcentaje de generación en hora valle

Unidad o Planta	Corriente Aportada	Porcentaje de generación
Unidad MAN No. 7	191 A	54 %
Unidades Diesel	163 A	46 %
COELSI	0 A	0 %
Corriente total del sistema	354 A	100 %

Haciendo referencia a la grafica de la figura 21 se puede determinar que en horas valle la coordinación de protecciones funciona adecuadamente ya que cualquier aumento de carga no sobrepasaría los 555 A que es el punto crítico de las protecciones tomando en cuenta que en el análisis de carga se muestra que en este intervalo de tiempo la corriente llega a un máximo de 354 A, por lo que un aumento, fluctuación o recierre de la carga no provoca el disparo de la unidad MAN No. 7 como ocurre en la hora pico.

En la hora valle el sistema puede colapsar totalmente al existir una falla severa en la red de distribución o al existir una falla de generación, situación que se puede catalogar como aceptable ya que sucede aun en subestaciones que pertenecen al SNI.

3.6 Curvas de comportamiento típico de la demanda

Es la representación gráfica del valor que toma la demanda eléctrica en cada momento, donde es posible identificar algunos parámetros característicos importantes.

P_{max} = Potencia Máxima demandada diaria, semanal o mensual del sistema.

P_{min} = Potencia Mínima demanda diaria, semanal o mensual del sistema.

Los factores que influyen en la construcción de la curva horaria son los siguientes las condiciones meteorológicas, Factor económico, factores no predecibles y el calendario.

3.6.1 Factores meteorológicos

Aquí se incluyen variables como la velocidad del viento, la nubosidad, la pluviosidad, la temperatura, etc. Sin embargo no todos los factores climáticos afectan a la demanda eléctrica.

Entre todos estos factores la temperatura es el más relevante, dado a que influye de forma directa sobre múltiples fuentes de consumo eléctrico como sistemas calefactores, aire acondicionado, refrigeradores, sistemas de ventilación, etc.

3.6.2 Factor económico

Debido a las constantes alzas de precio de la energía eléctrica las empresas que dependen de este servicio para su funcionamiento implementan programas de ahorro de energía para reducir los pagos mensuales a las empresas que les suministran este servicio.

En los hogares de los usuarios también se experimentan reducciones en el consumo de la energía eléctrica con la finalidad de ser absorbidos por vigente la tarifa social.

Si bien el factor económico incide significativamente en la demanda eléctrica sus efectos son apreciables en mediano y largo plazo, siendo irrelevantes a corto plazo.

3.6.3 Factores no predecible

Debemos de considerar la existencia de una serie de factores que, siendo puramente aleatorios, pueden afectar sensiblemente a la demanda de energía eléctrica. Entre dichos factores destacamos, entre otros: Paros y huelgas generales, eventos deportivos masivos, cierre de instalaciones industriales intensivas en consumo eléctrico.

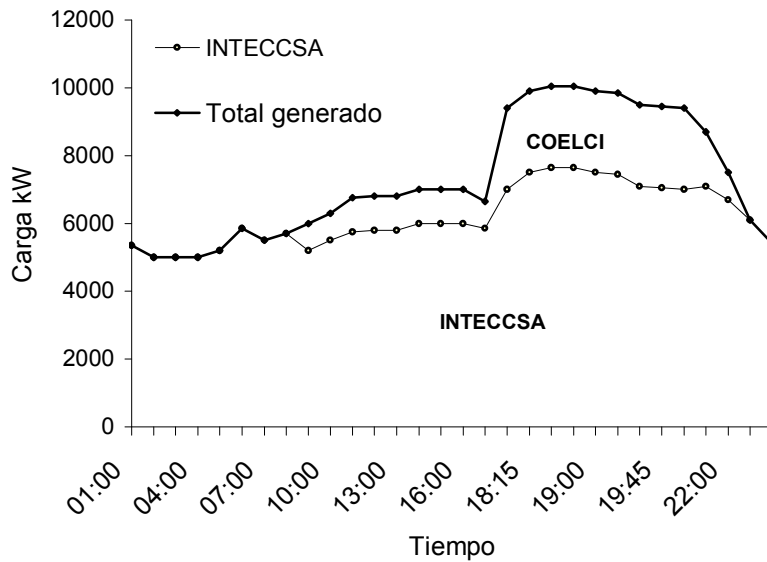
3.6.4 Factor calendario

Existen diferentes efectos relacionados con el calendario que inciden sobre la curva de demanda eléctrica.

3.6.4.1 Curva de carga según hora del día

En el factor horario que afectan a la curva de carga, resulta evidente que la demanda eléctrica realizada a las siete de la mañana no será igual a la realizada a las siete de la noche.

Figura 22. Curva de demanda horaria



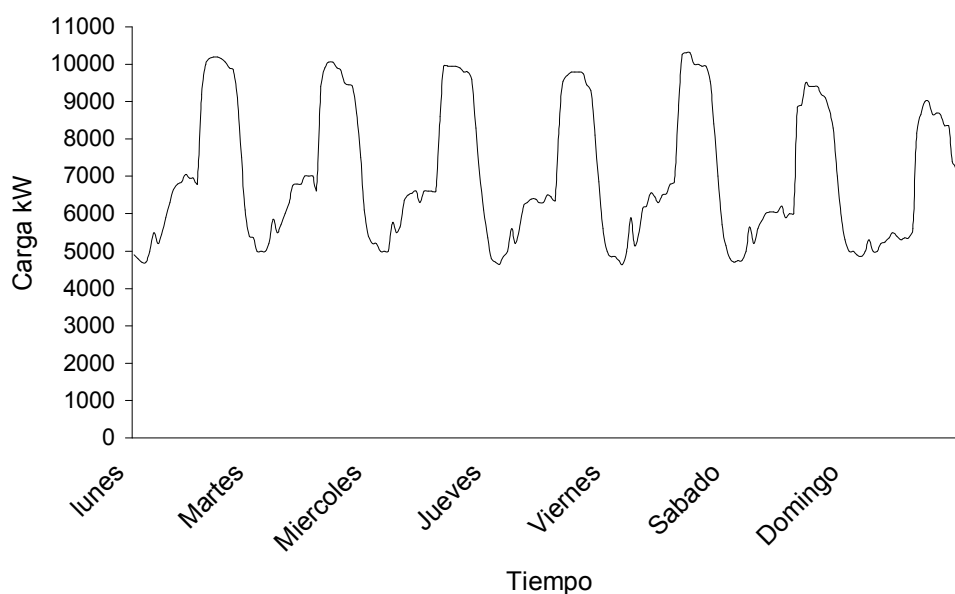
Fuente: Lecturas de generación DEORSA

En la figura 22 Se puede apreciar como la demanda eléctrica se acumula en el período comprendido entre las 09:00 de la mañana y las 23:00 horas. A las 9 de la mañana inicia el aumento de carga cuando la jornada laboral ya se ha estabilizado, y a las 18:00 horas hay un repunte marcado cuando empieza a desaparecer la luz solar y es necesario encender las luces tanto de fábricas como de domicilios y alumbrado publico para continuar con las actividades.

3.6.4.2 Curva de carga según día de la semana

La demanda de energía eléctrica realizada a la misma hora en días distintos es diferente. Así la demanda llevada a cabo un martes a las once de la mañana seguramente no coincida con la realizada un domingo a esa misma hora.

Figura 23. Curva de demanda semanal



Fuente: Lecturas de generación DEORSA

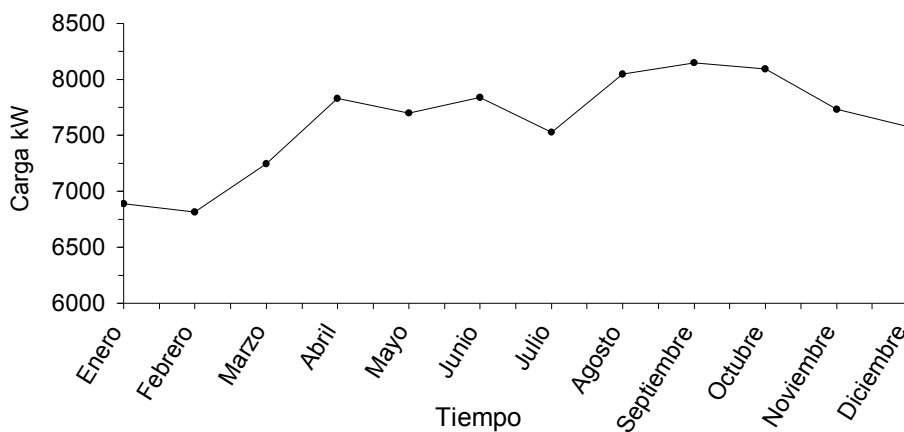
En la figura 22 se puede apreciar como todos los días laborables poseen un perfil de demanda muy similar, con excepción del lunes y el viernes en cuya hora pico el consumo de energía es mayor. Con respecto a los fines de semana se observa como si bien se repite el mismo patrón horario de consumo detectado en los días laborables, en general el consumo medio es sensiblemente inferior.

Podemos observar la presencia de un factor que incide sobre la demanda eléctrica y que está asociado a los fines de semana y a los días no laborables. En estos días, se produce una reducción generalizada en el consumo eléctrico.

3.6.4.3 Curva de carga según mes del año

En función del mes en el que nos encontremos la demanda diaria de energía varía significativamente. Esto se debe principalmente al efecto de las estaciones. Pensemos que en los meses de invierno, al margen de los efectos climáticos ya considerados básicamente temperatura, se dispone de un menor número de horas solares, la gente tiende a pasar más tiempo en casa, etc. En lo referente al verano el consumo de energía también puede experimentar un considerable aumento como resultado del uso de sistemas de aire acondicionado.

Figura 24. Curva de demanda anual



Fuente: Lecturas de Generación DEORSA

4 PROPUESTA TÉCNICA

4.1 Propuesta de remodelación de circuitos de distribución

Para lograr una correcta coordinación en las protecciones se propone realizar el cambio de voltaje de 13.8 Kv a 34.5 Kv para alimentar las líneas más largas en longitud y los lugares mas lejanos al lugar de localización de Subestación Santa Elena, entre los lugares mas apartados se pueden mencionar Melchor de Mencos, La Libertad, San Francisco y Sayaxché.

El área central cercana a la subestación se dejaría alimentado con 13.8 Kv los lugares con este nivel de tensión son los mas importantes y cercanos a la subestación entre los que se mencionan San Benito, Santa Elena, Flores, San Andrés y San José, con este cambio de voltaje se prevé una mejora en la regulación de voltaje para todo el sistema y una reducción en las perdidas por el efecto Julio al reducir la corriente que circula por los conductores de fase.

El principal objetivo de realizar el cambio de voltaje a 34.5 Kv es que se aprovecha la reducción de la corriente al aumentar el voltaje de servicio en los circuitos donde se aumentara el nivel de tensión.

El cambio del voltaje en parte de la red de distribución del sistema aislado de Petén prevé la reducción de la corriente en la subestación del 28.2 %, lo que actualmente son 546 A se reduciría 392 A.

La remodelación propuesta consiste en la separación de la carga de los circuitos San Benito y Santa Elena, dejando estos únicamente para alimentar la carga urbana y cercana a la Subestación con una tensión de 13.8 Kv.

El circuito Santa Elena alimentara el municipio de Santa Elena incluyendo la Isla de Flores, la carga rural que es alimentada por esté actualmente se energizara por medio de un nuevo circuito en 34.5 kV alimentado principalmente la carga de Melchor de Mencos lugar que es fronterizo con Belice y considerablemente lejano a subestación.

El circuito de San Benito alimentara la carga urbana del municipio de San Benito, San Andrés y San José en 13.8 Kv, la carga rural que este actualmente alimenta será energizada por un nuevo circuito en 34.5 Kv hasta llegar a la población de Sayaxché que es una de las mas distantes a la subestación.

4.2 Análisis de Corto Circuito para la barra de 34. 5 Kv

En el apéndice 2 se muestran los resultados del análisis de corto circuito en la barra de 34.5 Kv, este análisis se realizo en el modelo de la remodelación propuesta para la red de distribución.

La simulación de las fallas se realizó en los puntos más críticos al momento de presentarse una falla en el sistema aislado de Petén.

4.3 Análisis de Corto Circuito para la barra de 13.8 Kv

En el apéndice 2 se muestran los resultados del análisis de corto circuito en la barra de 13.8 Kv, este análisis se realizó en el modelo de la remodelación propuesta para la red de distribución.

La simulación de las fallas se realizó en los puntos más críticos al momento de presentarse una falla en el sistema aislado de Petén.

4.4 Propuesta de ajuste de las protecciones asegurando que estas sean selectivas

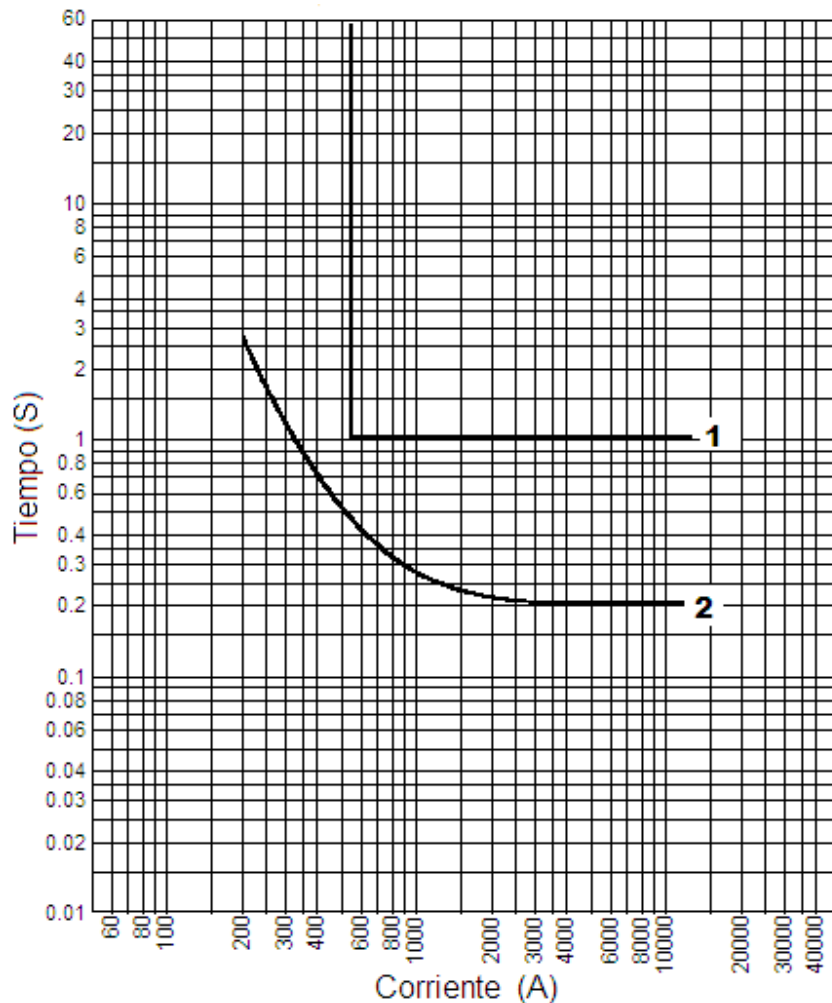
Para que las protecciones puedan estar correctamente coordinadas estas deben tener una separación entre curvas como mínimo de 500 milisegundos asegurándose así que cada una tendrá el tiempo suficiente para detectar en valor de corriente de disparo y enviar la orden de apertura a los elementos de interrupción asociados a esta.

Para lograr una correcta coordinación en las curvas es necesario ajustar el tiempo de disparo de la unidad MAN No. 7 de 0.6 a 1 segundo, aumentando 0.4 segundos la unidad generadora no sufre alteraciones en su operación ya que el ajuste de las protecciones de los cuatro circuitos actuarán antes que esta llegue al punto de disparo automático por falla en la red de distribución.

Como se mencionó anteriormente el objetivo principal de cambiar voltaje y crear dos nuevos circuitos es la reducir el valor de corriente total en la subestación y este valor ya reducido dividirlo en cuatro circuitos independientes para lograr una adecuada coordinación en las protecciones.

En la gráfica siguiente se muestra la curva 2 del circuito que alimentara la carga urbana de Santa Elena y la Isla de Flores la curva 1 es de la unidad MAN No.7.

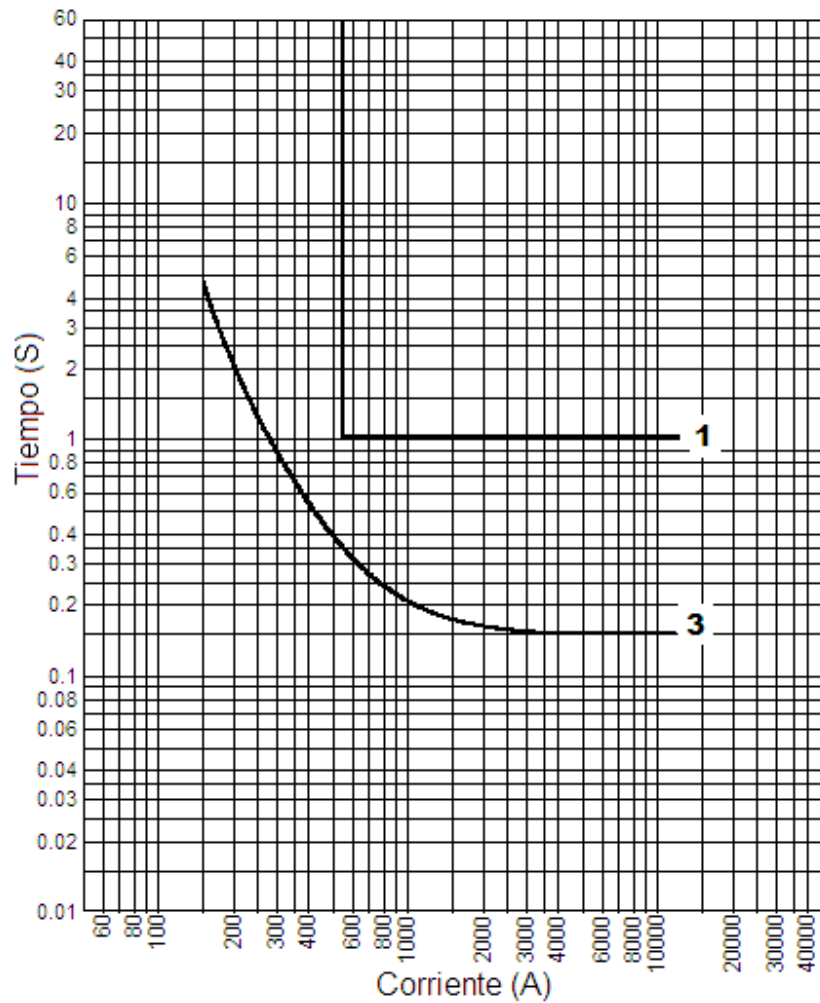
Figura 25. Curva tiempo – corriente de protección Santa Elena



La curva 1 está ajustada con disparo de tiempo constante de 1 segundo, la curva 2 está ajustada para disparar a los 2.5 segundos después de alcanzar una corriente de 200 A , toda la carga de Santa Elena y Flores más un 20 % de sobrecarga admisible alcanza a un valor máximo de 196 A.

En la gráfica siguiente se muestra la curva 3 del circuito que alimentara la carga urbana de San Benito, San Andrés y San José, la curva 1 es de la unidad MAN No.7.

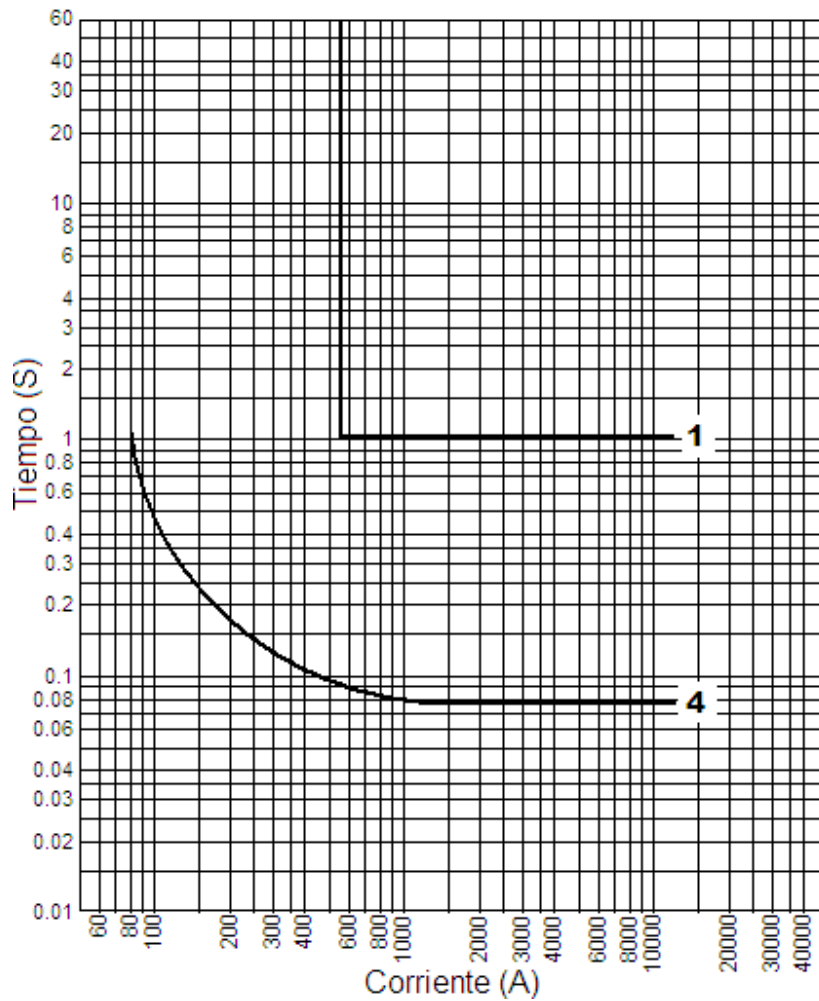
Figura 26. Curva tiempo – corriente de protección San Benito



La curva 1 está ajustada con disparo de tiempo constante de 1 segundo, la curva 3 está ajustada para disparar a los 4.2 segundos después de alcanzar una corriente de 150 A , toda la carga de San Benito, San Andrés y San José más un 20 % de sobrecarga admisible alcanza a un valor máximo de 143 A.

En la gráfica siguiente se muestra la curva 4 del circuito que alimentara la carga de Sayaxché, La Libertad y San Francisco la curva 1 es de la unidad MAN No.7.

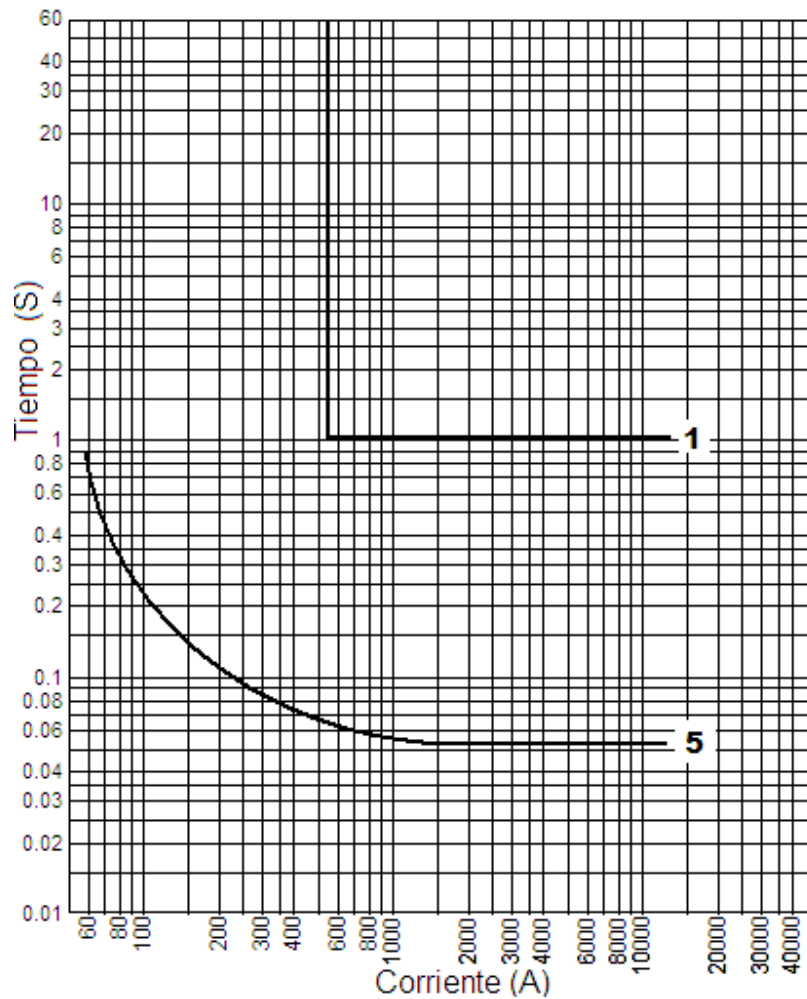
Figura 27. Curva tiempo – corriente de protección Sayaxché



La curva 1 es de tiempo constante ajustada para disparar en 1 segundo, la curva 4 está ajustada para disparar 1 segundo después de alcanzar una corriente de 80 A, toda la carga de Sayaxché, La Libertad y San Francisco mas un 20 % de sobrecarga admisible alcanza a un valor máximo de 78 A en 34.5 kV.

La curva 1 está ajustada con disparo de tiempo constante de 1 segundo, en la gráfica siguiente se muestra la curva 5 del circuito que alimentara la carga de Melchor de Mencos la curva 1 es de la unidad MAN No.7.

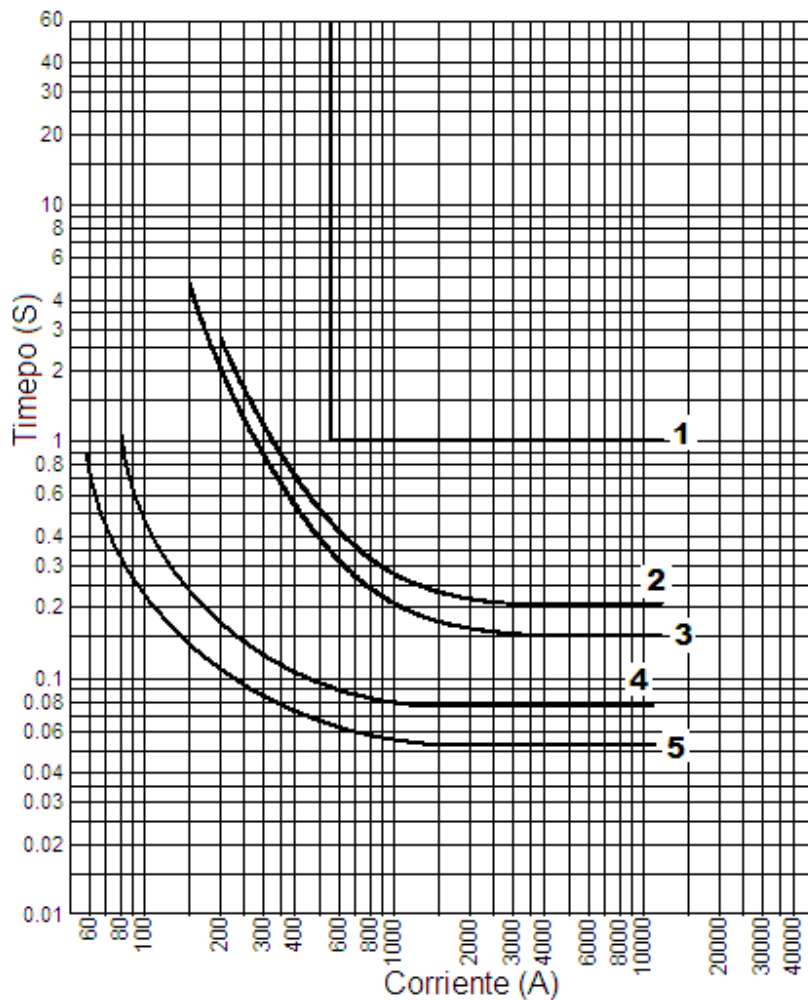
Figura 28. Curva tiempo – corriente de protección Melchor de Mencos



La curva 1 está ajustada con disparo de tiempo constante de 1 segundo, la curva 5 esta ajustada para disparar en 1 segundos después de alcanzar una corriente de 60 A, toda la carga de Melchor de Mencos más un 20 % de sobrecarga admisible alcanza un valor máximo de 53 A en 34.5 kV.

En la gráfica siguiente se muestra el conjunto de curvas ya coordinadas asegurando selectividad en su operación, se puede observar que la curva 2 es la mas cerca de la curva 1, en el punto mas critico, donde ambas curvas están mas cerca hay una separación de 530 milisegundos superando el mínimo requerido de 500 milisegundos para asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones.

Figura 29. Conjunto de curvas tiempo – corriente de protecciones de sistema aislado de Peten



Con la coordinación que se muestra en la grafica anterior se asegura que al existir una falla en alguno de los cuatro circuitos está afectara solo la carga asociada a este elemento de protección aislando solo una parte de la red de distribución y asegurando la continuidad del servicio en el resto del sistema aislado.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 Penalizaciones establecidas por las Normas Técnicas del Servicio de distribución NTSD

El Objetivo de estas normas es establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y Usuarios del Servicio Eléctrico de Distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de los siguientes parámetros:

- a) Calidad del producto suministrado por el Distribuidor
 - Regulación de Tensión
 - Desbalance de tensión en servicios trifásicos
 - Distorsión Armónica, y
 - Flicker
- b) Incidencia del Usuario en la calidad del producto:
 - Distorsión Armónica
 - Flicker y
 - Factor de Potencia
- c) Calidad del Servicio Técnico:
 - Interrupciones
- d) Calidad del Servicio Comercial:
 - Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor, y

- Calidad de la Atención al Usuario

Los valores de las indemnizaciones, sanciones y/o multas que DEORSA ha tenido que pagar hasta el momento por incumplimiento a las NTSD no fue posible tener acceso ya que es información de uso restringido y exclusivo de la distribuidora. En el apéndice se hace referencia a la forma de cálculo de cada uno pero no se incluyen valores por la causa ya mencionada.

5.1.1 Comisión Nacional de Energía Eléctrica

La CNEE Comisión Nacional de Energía Eléctrica como institución fue creada en la Ley General de Electricidad contenida en el Decreto Número 93-96 del Congreso de la republica.

Con el anterior marco jurídico de respaldo, el Gobierno de la república da lugar a la creación del Organismo Rector y Fiscalizador del adecuado funcionamiento del servicio de energía eléctrica que se suministre a nivel nacional, El cual tiene como misión: Crear condiciones propicias y apegadas a la ley para que la actividad de Generación, Transporte, Distribución y comercialización de energía eléctrica sea susceptible de ser desarrollada por toda persona individual o jurídica que desee hacerlo, fortaleciendo este proceso con la emisión de normas técnicas, precios justos, medidas disciplinarias y todo el marco de acción que permita a los empresarios y usuarios, condiciones de seguridad y reglas de acción claras para participar con toda propiedad en este nuevo modelo.

5.2 Costos de implementación de nuevos circuitos de distribución

Para realizar la remodelación del sistema aislado de El Peten es necesario realizar las actividades siguientes que tienen asociado un costo económico.

Tabla X. Detalle de costos para remodelar la red de distribución de El Peten

Actividad	Costo
Ampliación SE Santa Elena a 34.5 Kv	Q 742,830.00
Conectividad de San Benito	Q 406,000.00
Conectividad de Santa Elena	Q 291,300.00
Ramal a Melchor de Mencos	Q 950,000.00
Cambio tensión a Melchor de Mencos	Q 1,235,000.00
Ramal a Sayaxché	Q 925,000.00
Cambio de tensión a Sayaxché	Q 1,752,000.00
Costo Total de inversión	Q 6,302,130.00

Fuente: Departamento de Planificación de la red DEORSA

El beneficio que se obtiene al realizar la inversión es el equivalente a las pérdidas que se tienen actualmente al no invertir en este caso más la recuperación del costo del equipo actualmente instalado.

$$V_p = R \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (\text{ecuación 1})$$

El costo de la energía no vendida anualmente asciende a una renta R igual a $1,135,112.75 \frac{Q}{\text{año}}$, con un periodo n de 11 años y una tasa de interés efectiva i de 14 % capitalizable anualmente, valores evaluados en la ecuación 1 se obtiene un valor presente V_p igual a Q 6,189,466.77

El equipo que se reemplazara tiene valor de recuperación igual a Q 4,617,413.50

El beneficio total que se obtendrá a realizar la inversión es igual a suma pérdidas de energía no vendida en valor presente más el valor de recuperación de equipo que se reemplaza dando como resultado Q 10,806,880.28

El calculo de los valores utilizados se detalla en el apéndice 1.

5.3 Relación beneficio - costo

La relación beneficio costo indica que cuando se evalúa un proyecto con valores presentes de beneficio y costo, si se obtiene un valor menor que 1 el proyecto no debe ser financiado ya que no representa utilidades. Si de la evaluación de la relación se obtiene un valor mayor que 1 el proyecto si debe financiarse ya que se recupera el costo de la inversión y además se obtienen utilidades.

$$\text{Relación} = \frac{V_{pB}}{V_{pC}} \quad (\text{ecuación 2})$$

$$\text{Relación} = \frac{10,806,880.28}{6,302,130.00}$$

$$\text{Relación} = 1.71$$

Del resultado anterior se puede concluir que al realizar el proyecto de remodelación propuesto se recupera la inversión y además de esto se obtienen utilidades.

CONCLUSIONES

1. Las protecciones de toda red eléctrica, tanto de distribución como de transporte, son parte esencial de todo sistema, ya que, aseguran la continuidad del servicio eléctrico de una población.
2. Aumentar la capacidad instalada de generación para proporcionar estabilidad al sistema aislado de Santa Elena Petén.
3. Implementar el cambio de tensión en parte de la red de distribución de 13.8 Kv a 34.5 Kv para reducir la corriente alimentado siempre la misma potencia instalada de carga. Además, se tendrá la capacidad de transmitir mas potencia en la misma red, para alimentar carga futura a conectar.
4. De realizarse las modificaciones propuestas en la red de distribución y, en las curvas de las protecciones, se asegurará una correcta coordinación y actuación de estas a toda hora evitando el colapso del sistema.
5. Los reconectores en la subestación no deben tener habilitada la protección de disparo automático por baja frecuencia y sobre frecuencia. Por la poca estabilidad del sistema, la frecuencia tiene a variar de forma inversa con los cambios significativos e inesperados de carga.

6. La solución definitiva a los problemas de estabilidad en la red de distribución de Petén es interconectar al sistema nacional SNI la carga de Petén.

7. Tener una correcta coordinación de fusibles en la red de distribución con el reconectador de cabecera asegurando que estos sean selectivos, para que al momento de existir una falla permanente ésta quede aislada, automáticamente, sin afectar la continuidad del servicio eléctrico en el resto de la red.

RECOMENDACIONES

1. El reconectador general de la barra de 13.8 Kv deberá tener una capacidad interruptiva de 12.5 KA, para soportar la corriente de cortocircuito de una falla de línea a tierra, que es la mas severa que se puede presentar en la barra de 13.8 Kv. Asegurando, de esta forma, que el interruptor no sufrirá daños permanentes ante este tipo de falla.
2. El reconectador general de la barra de 34.5 Kv deberá tener una capacidad interruptiva 12.5 KA, para soportar la corriente de cortocircuito de una falla trifásica que es la mas severa que se puede presentar en la barra de 34.5 Kv. Asegurando, de esta forma, que el interruptor no sufrirá daños permanentes ante este tipo de falla.
3. Para asegurar una correcta coordinación en las protecciones se deben utilizar fusibles de un solo tipo en la red de distribución, pues, la mezcla de estos provoca problemas de selectividad.
4. Al momento de realizar la interconexión de la carga de Petén con el SNI es necesario que la generación existente no se elimine, ya que, al dejar esta en funcionamiento se puede mantener un buen perfil de voltaje.

BIBLIOGRAFÍA

1. APARICIO Jordán, Humberto Rafael. Metodología para el control de desperfectos en el sistema de la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Tesis Ing. Mec. Elec. Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1987
2. CHECA, Luis Maria. **Líneas de transporte de energía** 3ª Edición; España: Editorial Marcombo. 2000
3. COMISION Nacional de Energía Eléctrica. **Ley General de Electricidad y su reglamento.** CNEE
4. COMISION Nacional de Energía Eléctrica. **Normas Técnicas del Servicio de Distribución.** CNEE
5. COOPER Power Systems. **Recloser Control Installation and Operation Instructions** USA, s.e. junio 2000
6. DISTRIBUTION Transformer Division ABB. **Distribution Transformer Guide** Athens, Georgia 1995
7. GAMEZ Igueros, Norman Scott, Evaluación técnica y económica de la conveniencia del recierre monopolar y tripolar en las líneas de 69 kV del sistema nacional de energía eléctrica. Tesis Ing. Elec. Guatemala, universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2001. 77pp
8. INSTITUTO Nacional de Electrificación. "Éxito en venta de distribución", **Revista Electricidad**, (16): 2-3. 1999

9. MARTIN, José Raúl. **Diseño de subestaciones eléctricas** México: Editorial McGraw-Hill/Interamericana,1992
10. PRODUCTOS de componentes eléctricos y maquinaria Burndy. **Burndy productos eléctricos catálogo industrial** s.l., s.e., s,a
11. SANTIZO Ruiz, Marco Antonio. Algunas consideraciones de las protecciones de líneas de distribución contra sobrecorrientes. Tesis Ing. Esc. Mec. Elec. Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería 1976
12. STEVENSON, William D. **Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia** 2ª Edición; México: Editorial McGraw-Hill/Interamericana1988
13. TAYLOR, George A. **Ingeniería económica**. 2ª Edición, s.l., Editorial Limusa, 1996
14. UNION Fenosa. **Centros de Transformación Tipo Poste** s.l. Versión 1 Editorial: Unión Fenosa Internacional 2002

APÉNDICE 1

1.1 Cálculo de los beneficios que se obtienen al realiza el cambio de voltaje en la red de distribución de Petén

La NTSD exige penalizaciones y/o multas a los distribuidores que la calidad con que proveen el servicio de energía eléctrica no cumpla con los indicadores de calidad establecidos por la CNEE.

Al realizar la remodelación de la red del Sistema aislado de El Peten, unas de las penalizaciones establecidas por la NTSD se eliminan, definitivamente, teniendo como consecuencia una mejor calidad de servicio que se provee al usuario final y, también, beneficia al distribuidor al eliminar, permanentemente, algunas de las penalizaciones establecidas por la CNEE.

A continuación, se listan los factores penalizables por la CNEE, se hace referencia únicamente a los que se afectan al realizar el cambio de tensión.

1.1.1 Calidad del producto suministrado por el distribuidor

Esta es evaluada mediante sistema de medición y control de la calidad del servicio eléctrico de distribución, realizado por el distribuidor y supervisado por la CNEE.

1.1.1.1 Regulación de Tensión

Como resultado de las mediciones realizadas se detectará el incumplimiento de las tolerancias fijadas por la NTSD. La distribuidora deberá indemnizar a los usuarios afectados.

$$C_{pm} = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * CENS / 100$$

Donde:

C_{pm} : Factor de compensación determinado para el periodo de medición

$CE_{(B)}$: Valorización de la energía en función de la desviación detectada como % del CENS, por cada banda "B"

$CENS$: Costo de la energía no suministrada (Q/kWh)

$\sum_{B=BP}$: Sumatoria de todos los registros a indemnizar

$ENE_{(B)}$: Energía registrada durante el periodo de medición, por cada banda "B"

1.1.2 Calidad del Servicio Técnico

1.1.3.1 Interrupciones

El distribuidor debe indemnizar a sus usuarios cuando se superen las tolerancias establecidas por las NTSD para los índices de calidad TTIK y FMIK.

Índices Globales:

INIG = $ENS_{\text{sistema}} \times CENS$

$ENS_{\text{sistema}} = D_{\text{sistema}} [(TTIK - TTIK_{\text{límite}}) / 8760]$

$$\text{ENS}_{\text{sistema}} = D_{\text{sistema}} [(\text{FMIK} - \text{FMIK}_{\text{límite}}) (\text{TTIK} / \text{FMIK}) / 8760]$$

Índices Individuales

$$\text{INII} = \text{ENS}_{\text{usuario}} \times \text{CENS}$$

$$\text{ENS}_{\text{Usuario}} = D_{\text{Usuario}} [(\text{TIU} - \text{TIU}_{\text{límite}}) / 8760]$$

$$\text{ENS}_{\text{Usuario}} = D_{\text{Usuario}} [(\text{FIU} - \text{FIU}_{\text{límite}}) (\text{TIU}/\text{FIU}) / 8760]$$

Donde

INIG: Indemnización para ser distribuida Globalmente, (Q)

ENS sistema: Energía no suministrada al sistema, Calculada por TTIK y por FMIK, (kWh)

INII: Indemnización para ser distribuida individualmente, (Q)

ENS Usuario: Energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU, (kWh)

D sistema: Demanda de energía facturada durante el periodo de control para el sistema del distribuidor, (kWh)

D Usuario: Demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kWh)

CENS: Costo de energía no suministrada, (Q / kWh)

FMIK: Frecuencia media de interrupción por KVA

TTIK: Tiempo total de Interrupción por KVA

FIU: Frecuencia de Interrupción por Usuario

TIU: Tiempo de interrupción por Usuario

TTIK límite, FMIK límite, TIU límite, FIU límite: Se refieren a los límites establecidos por las NTSD para las tolerancias de los indicadores de calidad.

No fue posible tener acceso a los valores de las multas que se le han impuesto a DEORSA, únicamente, se tiene el tiempo total interrupciones por año, que es útil para el cálculo del costo de la energía no vendida.

1.1.3 Costo de energía no vendida

Este es un beneficio que no está contemplado al eliminar las penalizaciones de las NTSD pero que para fines de este estudio resulta importante su análisis.

Al momento de colapsar completamente el sistema aislado de Petén hay un lapso de tiempo en el cual la distribuidora deja de alimentar la carga que en el instante del disparo es utilizada, lo cual indica que en ese mismo intervalo de tiempo no se tienen ingresos económicos por la venta de energía.

$$\text{Potencia Promedio} = 7,620 \frac{kW}{\text{año}}$$

$$\text{Tiempo de interrupción del servicio en un año} = 168.36 \text{ Hrs.}$$

$$\text{Precio de la energía establecido por la CNEE para DEORSA} = 0.8848 \frac{Q}{kW - h}$$

Costo de energía no vendida = Energía no vendida x Precio de la energía (ecuación 1)

Energía no vendida = Potencia promedio x tiempo de interrupción (ecuación 2)

Sustituyendo la ecuación 2 en la ecuación 1 tenemos que

Costo de energía no vendida = Potencia promedio x tiempo de interrupción x Precio de la energía

Evaluando los valores que se dan al inicio en la ecuación anterior tenemos que

$$\text{Costo de la energía no vendida} = 7,620 \frac{kW}{\text{año}} \times 168.36 \text{ Hrs.} \times 0.8848 \frac{Q}{kW - hrs}$$

$$\text{Costo de energía no vendida} = 1,135,112.75 \frac{Q}{\text{año}}$$

1.2 Cálculo del valor de recuperación del equipo a reemplazar

El cambio de voltaje de 13.8 Kv a 34.5 Kv implica retirar equipos en buen estado para instalar nuevos con un nivel de aislamiento mayor para un correcto funcionamiento de la red.

1.2.1 Transformadores de distribución para 13.2 Kv

A continuación, se presentan dos tablas donde se detalla la capacidad, precio y cantidad de transformadores que es necesario reemplazar por transformadores de 34.5 Kv.

Tabla XI Costo de transformadores de 13.2 Kv a reemplazar del ramal Sayaxche

Capacidad	Cantidad de Transformadores	Valor unitario por transformador	Valor total por capacidad
10 kVA	135	Q 4,900.00	Q 661,500.00
15 kVA	111	Q 5,250.00	Q 582,750.00
25 kVA	153	Q 5,725.34	Q 875,977.02
38 kVA	1	Q 6,197.69	Q 6,197.69
50 kVA	8	Q 6,716.59	Q 53,732.72
167 kVA	3	Q 20,047.51	Q 60,142.53

Costo Total ramal Sayaxche = Q 2,240,299.96

**Tabla XII. Costo de transformadores de 13.2 kV a reemplazar en el ramal
Melchor de Mencos**

Capacidad	Cantidad de Transformadores	Valor unitario por transformador	Valor total por capacidad
10 kVA	45	Q 4,900.00	Q 220,500.00
15 kVA	58	Q 5,250.00	Q 304,500.00
25 kVA	104	Q 5,725.34	Q 595,435.36
38 kVA	10	Q 6,197.69	Q 61,976.90
50 kVA	3	Q 6,716.59	Q 20,149.77
75 kVA	1	Q 10,156.81	Q 10,156.81
750 kVA	1	Q 118,821.92	Q 118,821.92

Costo Total ramal Melchor de Mencos = Q 1,331,540.76

1.2.2 Aislamiento

Las tablas que a continuación se muestran, detallan el valor de recuperación del aislamiento que se reemplazara tanto del ramal Sayaxche como el ramal Melchor de Mencos.

**Tabla XIII Costo de aislamiento de 13.8 kV a reemplazar del ramal
Sayaxche**

Número de estructuras	Aislamiento por estructura	Total de aislamiento por estructura	Precio unitario de aislamiento	Valor total por estructura
1870 con línea trifásica	3	5610	Q 86.79	Q 486,891.90
8 con línea bifásica	2	16	Q 86.79	Q 1,388.64
1265 con línea monofásica	1	1265	Q 86.79	Q 109,789.35

Costo total de aislamiento ramal Sayaxche = Q 598,069.89

Tabla XIV Costo de aislamiento de 13.8 kV a reemplazar del ramal Melchor de Mencos

Cantidad de estructuras	Aislamiento por Estructura	Total de aislamiento por estructura	Precio unitario de aislamiento	Valor total por estructura
986 con línea trifásica	3	2958	Q 86.79	Q 256,724.82
9 con línea bifásica	2	18	Q 86.79	Q 1,562.22
525 con línea monofásica	1	525	Q 86.79	Q 45,564.75

Costo total de aislamiento ramal Melchor de Mencos = Q 303,851.79

1.2.3 Elementos de protección

Las tablas que a continuación se muestran proporcionan el valor de recuperación de los elementos de protección que se reemplazarán tanto del ramal Sayaxché como el ramal Melchor de Mencos. Estos elementos de protección son cortacircuitos tipo expulsión para 15 Kv.

Tabla XV Costo de cortacircuitos de 15 Kv a reemplazar en ramal Sayaxché

Seccionadores	Cortacircuitos por seccionamiento	Total de Cortacircuitos	Costo unitario por Cortacircuito	Costo total de cortacircuitos
40 trifásicos	3	120	Q 416.38	Q 49,965.60
77 bifásico	2	154	Q 416.38	Q 64,122.52

Costo total de cortacircuitos del ramal Sayaxche = Q 114,088.12

Tabla XVI Costo de cortacircuitos de 15 Kv a reemplazar en ramal Melchor de Mencos

Seccionadores	Cortacircuitos por seccionamiento	Total de Cortacircuitos	Costo unitario por Cortacircuito	Costo total cortacircuitos
15 Trifásicos	3	45	Q 416.38	Q 18,737.10
22 Monofasicos	1	22	Q 416.38	Q 9,160.36
2 bifásicos	2	4	Q 416.38	Q 1,665.52

Costo total de cortacircuitos del ramal Melchor de Mencos = Q 29,562.98

1.2.4 Valor total de recuperación del equipo a reemplazar

En la siguiente tabla se muestra el resumen del costo de los equipos a reemplazar que para el fin de este estudio consiste en el valor de recuperación de equipo existente.

Tabla XVII Resumen de los costos del equipo a reemplazar en la red de distribución de Petén

Equipo a reemplazar	Costo
Trasformadores ramal Sayaxche	Q 2,240,299.96
Trasformadores ramal Melchor de Mencos	Q 1,331,540.76
Aislamiento ramal Sayaxche	Q 598,069.89
Aislamiento ramal Melchor de Mencos	Q 303,851.79
Cortacircuitos ramal Sayaxche	Q 114,088.12
Cortacircuitos ramal Melchor de Mencos	Q 29,562.98

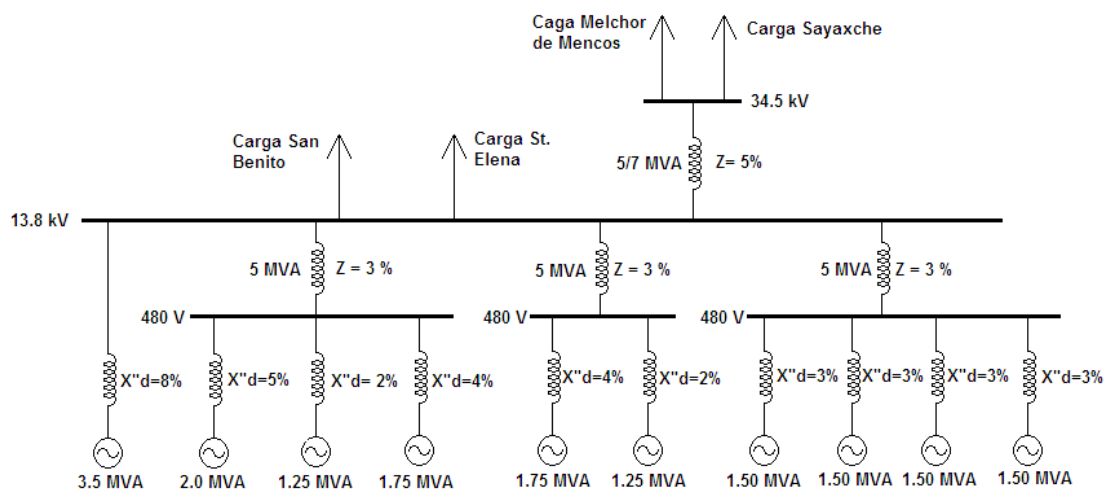
Costo Total del equipo a reemplazar= Q 4,617,413.50

APÉNDICE 2

2.1 Análisis de corto circuito en la barra de 34.5 kV

Las tablas siguientes muestran los resultados obtenidos al realizar el análisis de corto circuito en la barra de 34.5 Kv, utilizando el programa de computadora NEPLAN versión 5.2.4, para realizar esta simulación por computadora se utilizaron los parámetros establecidos en la figura 30

Figura 30. Diagrama de Reactancias del sistema aislado de Petén



2.1.1 Falla de línea a tierra en la barra de 34.5 Kv

Tabla XVIII Voltajes en Nodo con falla de línea a tierra

Nombre	Fallada	Voltaje Nominal (KV)	Voltaje L - N (kV) R - S - T	Angulo de Voltaje L-N en Grados (R-S-T)	Voltaje L - L (kV) R - S - T	Angulo de Voltaje L-L en Grados (R-S-T)	Tipo de Falla
Barra de 34 kV	1	34.5	1.5	180	3.5	-38.46	1phase ground fault
	0	34.5	3.2	234.52	5.1	-10.93	1phase ground fault
	0	34.5	13.194	-81.12	16.2	151.44	1phase ground fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

Tabla XIX Corrientes de corto circuito por falla de línea a tierra

Localización de la Falla	Nombre de Elemento	Tipo	Voltaje Nominal (kV)	Corriente Inicial de CC (Ik'')(R-S-T) (kA)	Angulo en Grados de Ik'' (R-S-T)	Tipo de falla
Barra de 34 kV	Barra de 34 kV	Barra de 34 kV	34.5	1.933	169.67	1phase ground fault
			34.5	0	-90	1phase ground fault
			34.5	0	-90	1phase ground fault
Barra de 34 kV	Trafo 13.8/34.5 kV	Transformador	13.8/34.5	1.933	-10.33	1phase ground fault
				0	45	1phase ground fault
				0	161.57	1phase ground fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

2.1.2 Falla de línea a línea en la barra de 34.5 Kv

Tabla XX Voltajes en nodo con falla de línea a línea

Nombre	fallada	Voltaje Nominal (kV)	Voltaje L - N (kV) R - S - T	Angulo de Voltaje L-N en Grados (R-S-T)	Voltaje L - L (kV) R - S - T	Angulo de Voltaje L-L en Grados (R-S-T)	Tipo de Falla
Barra de 34 kV	0	34.5	8.557	-68.45	31.27	98.67	2phase fault
	1	34.5	23.008	93.92	37.95	270	2phase fault
	1	34.5	15.078	264.02	8.47	56.18	2phase fault

Fuente: Replan versión 5.2.4

Tabla XXI Corrientes de corto circuito por falla de línea a línea

Localización de la Falla	Nombre de Elemento	Tipo	Voltaje Nominal (kV)	Corriente Inicial de CC (Ik'') en (kA)(R-S-T)	Angulo en Grados de Ik'' (R-S-T)	Tipo de falla
Barra de 34 kV	Barra de 34 kV	Barra de 34 kV	34.5	0	-90	2phase fault
			34.5	0.942	202.15	2phase fault
			34.5	0.942	22.15	2phase fault
Barra de 34 kV	Trafo 13.8/34.5 kV	Transformador	13.8/34.5	0	-90	2phase fault
				0.942	22.15	2phase fault
				0.942	202.15	2phase fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

2.1.3 Falla de doble línea a tierra en la barra de 34.5 Kv

Tabla XXII Voltajes en nodo con falla de doble línea a tierra

Nombre	fallada	Voltaje Nominal en (KV)	Voltaje L - N en (KV) (R - S - T)	Angulo de Voltaje L-N en Grados (R-S-T)	Voltaje L - L (KV) R - S - T	Angulo de Voltaje L-L en Grados (R-S-T)	Tipo de Falla
Barra de 34 kV	0	34.5	11.81	-5.57	20.136	92.27	2phase ground fault
	1	34.5	21.91	60	37.95	-90	2phase ground fault
	1	34.5	21.91	-60	17.847	87.44	2phase ground fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

Tabla XXIII Corrientes de corto circuito por falla de doble línea a tierra

Localización de la Falla	Nombre de Elemento	Tipo	Voltaje Nominal (kV)	Corriente Inicial de CC (Ik'')(R-S-T) (kA)	Angulo en Grados de Ik' (R-S-T)	Tipo de falla
Barra de 34 kV	Barra de 34 kV	Barra de 34 kV	34.5	0.59	-53.27	2phase ground fault
			34.5	0.988	181.21	2phase ground fault
			34.5	0.805	37.82	2phase ground fault
Barra de 34 kV	Trafo 13.8/34.5 kV	Transformador	13.8/34.5	0.59	126.73	2phase ground fault
				0.988	1.21	2phase ground fault
				0.805	217.82	2phase ground fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

2.1.4 Falla trifásica en la barra de 34.5 Kv

Tabla XXIV Voltajes en nodo con falla trifásica

Nombre	Voltaje Nominal (KV)	Voltaje L - N (KV) R - S - T	Angulo de Voltaje L-N en Grados (R-S-T)	Voltaje L - L (KV) R - S - T	Angulo de Voltaje L-L en Grados (R-S-T)	Tipo de Falla
Barra de 34 kV	34.5	21.91	180	37.95	330	3phase fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

Tabla XXV Corrientes de corto circuito por falla Trifásica

Localización de la Falla	Nombre de Elemento	Tipo	Voltaje Nominal (kV)	Corriente Inicial de CC (Ik'')(R-S-T) (kA)	Angulo en Grados de Ik'' (R-S-T)	Tipo de falla
Barra de 34 kV	Barra de 34 kV	Barra de 34 kV	34.5	2.025	179.17	3phase fault
Barra de 34 kV	Trafo 13.8/34.5 kV	Transformador	13.8/34.5	2.025	-0.83	3phase fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

2.2 Análisis de corto circuito en la barra de 13.8 Kv

Las siguientes tablas muestran los resultados obtenidos de realizar el análisis de corto circuito en la barra de 13.8 Kv, utilizan el programa de computadora NEPLAN versión 5.2.4

2.2.1 Falla de línea a tierra en la barra de 13.8 Kv

Tabla XXVI Voltajes en nodo con falla de línea a tierra

Nombre	fallada	Voltaje Nominal (KV)	Voltaje L - N (kV) R - S - T	Angulo de Voltaje L-N en Grados (R-S-T)	Voltaje L - L (kV) R - S - T	Angulo de Voltaje L-L en Grados (R-S-T)	Tipo de Falla
Barra de 13.8 kV	1	13.8	1.8	180	2.5	-9.59	1phase ground fault
	0	13.8	6.406	-46.98	9.757	94.57	1phase ground fault
	0	13.8	6.398	55.96	10.3	191.12	1phase ground fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

Tabla XXVII Corrientes de corto circuito por falla de línea a tierra

Localización de la Falla	Nombre de Elemento	Tipo	Voltaje Nominal (kV)	Corriente Inicial de CC (Ik'')(R-S-T) (kA)	Angulo en Grados de Ik'' (R-S-T)	Tipo de Falla
Barra de 13.8 kV	Barra de 13.8 kV	Barra	13.8	3.178	-84.83	1phase ground fault
			13.8	0	-90	1phase ground fault
			13.8	0	-90	1phase ground fault
Barra de 13.8 kV	COELCI - STA ELENA 1	Line	13.8	1.386	96.34	1phase ground fault
			13.8	0.44	106.32	1phase ground fault
			13.8	0.431	87.95	1phase ground fault
Barra de 13.8 kV	INTECSA DIESEL - STA ELENA	Line	13.8	0.745	95.38	1phase ground fault
			13.8	0.189	-85.46	1phase ground fault
			13.8	0.196	-78.02	1phase ground fault
Barra de 13.8 kV	MAN - STA ELENA	Line	13.8	1.148	92.55	1phase ground fault
			13.8	0.258	-65.08	1phase ground fault
			13.8	0.245	256.78	1phase ground fault
Barra de 13.8 kV	Trafo 13.8/34.5 kV	Transformador	13.8/34.5	0	198.43	1phase ground fault
				0	-80.6	1phase ground fault
				0	63.9	1phase ground fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

2.2.2 Falla de línea a línea en la barra de 13.8 Kv

Tabla XXVIII Voltajes en nodo con falla de línea a línea

Nombre	fallada	Voltaje Nominal en (KV)	Voltaje L - N en (KV) (R - S - T)	Angulo de Voltaje en Grados (R-S-T)	Voltaje L - L (KV) R - S - T	Angulo de Voltaje en Grados (R-S-T)	Tipo de Falla
Barra de 13.8 kV	0	13.8	2.78	3.93	8.406	119.67	2phase fault
	1	13.8	7.622	100.48	15.18	270	2phase fault
	1	13.8	7.809	259.77	8.907	62.15	2phase fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

Tabla XXIX Corrientes de corto circuito por falla de línea a línea

Localización de la Falla	Nombre de Elemento	Tipo	Voltaje Nominal (kV)	Corriente de CC (Ik ^{cc})(R-S-T) en (kA)	Angulo en Grados de Ik ^{cc} (R-S-T)	Tipo de falla
Barra de 13.8 kV	Barra de 13.8 kV	Barra	13.8	0	-90	2phase fault
			13.8	1.913	-85.47	2phase fault
			13.8	1.913	94.53	2phase fault
Barra de 13.8 kV	COELCI - STA ELENA 1	Line	13.8	0	-90	2phase fault
			13.8	0.784	95.68	2phase fault
			13.8	0.887	-84.65	2phase fault
Barra de 13.8 kV	INTECSA DIESEL - STA ELENA	Line	13.8	0	-90	2phase fault
			13.8	0.477	95.52	2phase fault
			13.8	0.495	-85.02	2phase fault
Barra de 13.8 kV	MAN - STA ELENA	Line	13.8	0	-90	2phase fault
			13.8	0.653	92.42	2phase fault
			13.8	0.531	-87.26	2phase fault
Barra de 13.8 kV	Trafo 13.8/34.5 kV	Transformador	13.8/34.5	0	-90	2phase fault
				0	-90	2phase fault
				0	0	2phase fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

2.2.3 Falla de doble línea a tierra en la barra de 13.8 Kv

Tabla XXX Voltajes en nodo con falla de doble línea a tierra

Nombre	fallada	Voltaje Nominal (KV)	Voltaje L - N (KV) R - S - T	Angulo de Voltaje L-N en Grados (R-S-T)	Voltaje L - L (KV) (R - S - T)	Angulo de Voltaje L-L en Grados (R-S-T)	Tipo de Falla
Barra de 13.8 kV	0	13.8	8.764	0.55	7.798	65.11	2phase ground fault
	1	13.8	0.864	60	5.42	-90	2phase ground fault
	1	13.8	0.864	-60	5.43	114.85	2phase ground fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

Tabla XXXI Corrientes de corto circuito por falla de doble línea a tierra

Localización de la Falla	Nombre de Elemento	Tipo	Voltaje Nominal (kV)	Corriente Inicial de CC (Ik'')(R-S-T) (kA)	Angulo en Grados de Ik' '(R-S-T)	Tipo de falla
Barra de 13.8 kV	Barra de 13.8 kV	Barra	13.8	0	180	2phase ground fault
			13.8	2.544	143.5	2phase ground fault
			13.8	2.376	49.55	2phase ground fault
Barra de 13.8 kV	COELCI - STA ELENA 1	Line	13.8	0.84	-171.28	2phase ground fault
			13.8	1.888	-135.41	2phase ground fault
			13.8	1.783	151.69	2phase ground fault
Barra de 13.8 kV	INTECSA DIESEL - STA ELENA	Line	13.8	0.298	12	2phase ground fault
			13.8	0.183	-114.81	2phase ground fault
			13.8	0.171	128.26	2phase ground fault
Barra de 13.8 kV	MAN - STA ELENA	Line	13.8	0.542	6.92	2phase ground fault
			13.8	1.547	-118.78	2phase ground fault
			13.8	1.547	126.27	2phase ground fault
Barra de 13.8 kV	Trafo 13.8/34.5 kV	Transformador	13.8/34.5	0	-120.96	2phase ground fault
				0	108.07	2phase ground fault
				0	21.74	2phase ground fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

2.2.4 Falla trifásica en la barra de 13.8 Kv

Tabla XXXII Voltajes en nodo con falla trifásica

Nombre	fallada	Voltaje Nominal (KV)	Voltaje L - N (kV) R - S - T	Angulo de Voltaje L-N en Grados (R-S-T)	Voltaje L - L (kV) R - S - T	Angulo de Voltaje L-L en Grados (R-S-T)	Tipo de Falla
Barra de 13.8 kV	1	13.8	8.764	180	15.18	330	3phase fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4

Tabla XXXIII Corrientes de corto circuito por falla trifásica

Localización de la Falla	Nombre de Elemento	Tipo	Voltaje Nominal (kV)	Corriente Inicial de CC (Ik'')(R-S-T) (kA)	Angulo en Grados de Ik'' (R-S-T)	Tipo de falla
Barra de 13.8 kV	Barra de 13.8 kV	Barra	13.8	2.597	-83.65	3phase fault
Barra de 13.8 kV	COELCI - STA ELENA 1	Line	13.8	0.293	97.51	3phase fault
Barra de 13.8 kV	INTECSA DIESEL - STA ELENA	Line	13.8	0.394	97.34	3phase fault
Barra de 13.8 kV	MAN - STA ELENA	Line	13.8	1.91	94.25	3phase fault
Barra de 13.8 kV	Trafo 13.8/34.5 kV	Transformador	13.8/34.5	0	-90	3phase fault

Fuente: Neplan versión 5.2.4