



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

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL CAMBIO DE TENSIÓN DEL
SISTEMA AISLADO DE SANTA ELENA PETÉN 13.8 KV A 34.5 KV.**

Omar Alejandro Urizar Avalos

Asesorado por el Ing. Juan Fernando Castro Martínez

Guatemala, septiembre de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL CAMBIO DE TENSIÓN DEL
SISTEMA AISLADO DE SANTA ELENA PETEN 13.8 KV A 34.5 KV.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

OMAR ALEJANDRO URIZAR AVALOS

ASESORADO POR EL ING. JUAN FERNANDO CASTRO MARTÍNEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
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
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Veliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier Gonzáles López
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Veliz Vargas

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:

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONOMICA DEL CAMBIO DE TENSIÓN DEL SISTEMA AISLADO DE SANTA ELENA PETEN 13.8 KV A 34.5 KV,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 11 de mayo de 2005.

Omar Alejandro Urízar Avalos

AGRADECIMIENTO A:

Dios y la Virgen Maria

Por darme sabiduría e inteligencia para alcanzar esta meta, esperando darle la gloria sólo a ellos con los frutos de ésta.

Mis padres

Omar, Ana Maria y Edelmira, que me han apoyado esforzándose siempre por darme un futuro mejor. Siendo el instrumento que Dios ha usado para bendecirme.

Mi novia

Mayra Álvarez, por compartir su vida conmigo y brindarme siempre su amor y ánimo en todo momento para finalizar esta meta.

Mis hijos

Keila, Pablo Andrés, Pablo Daniel, Vasni, Silvia, Víctor, por brindarme su amor.

Mis hermanos

Silvia, Ana Isabel, Christian, Paola, Pamela, por desearme siempre lo mejor y contar con su amor.

Mi asesor

Fernando Castro.

Mis compañeros

Alex Girón, Carlos Caballeros, Eduardo Cáceres, Francisco Soto, Juan Francisco Catalán, Obed Ajanel, kenneth Issur, Edwin García.

**Mis compañeros
de trabajo**

Sergio Carcamo, Juan Carlos Moran, Edwin Quezada, Marvin Pérez.

DEDICATORIA

A mis padres Edwin Omar Urizar Castañeda, Ana Maria Avalos Sánchez y Edelmira Elizabeth Sánchez, mercedores de este momento por su apoyo y amor.

Guatemala, agosto de 2006.

Ing. Guillermo Bedoya
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Su despacho

Respetable Ing. Bedoya

Al saludarle, me dirijo a usted para informarle que ha sido concluido satisfactoriamente el trabajo de graduación **EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONOMICA DEL CAMBIO DE TENSIÓN DEL SISTEMA AISLADO DE SANTA ELENA PETEN 13.8 KV A 34.5 KV.**, elaborado por el estudiante Omar Alejandro Urizar Avalos, tema para el cual fui asignado como asesor.

Considero que se han cumplido las metas propuestas al inicio del trabajo, por lo que recomiendo se apruebe en el entendido de que el autor y el suscrito son los responsables de lo tratado y de las conclusiones del mismo.

Atentamente,

Ing. Juan Fernando Castro Martínez
Colegiado No. 4,651
ASESOR

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. DEFINICIONES GENERALES	1
1.1 Sistemas de generación.....	1
1.1.1. Antecedentes de generación en Guatemala.....	2
1.1.2. Generación térmica.....	3
1.1.3. Planta hidroeléctrica.....	4
1.1.3.1. Importancia de las hidroeléctricas.....	5
1.1.4. Planta geotérmica.....	5
1.2 Sistemas de distribución.....	5
1.2.1. Estaciones transformadoras de distribución.....	6
1.2.2. Red de distribución en media tensión.....	7
1.2.3. Centros de transformación.....	7
1.2.4. Red de distribución baja tensión.....	7
1.2.5. Línea de distribución aérea.....	8
1.2.6. Conductores para líneas aéreas y capacidad de conducción....	8
1.2.6.1. Propiedades de los conductores.....	9
1.2.6.2. Límite térmico de los conductores ACSR.....	9
1.2.6.3. Selección de calibre de los conductores.....	10
1.2.7. HERRAJES.....	11
1.2.8. Aisladores.....	11

1.2.9. Apoyos y postes	11
1.3. Flujo de potencia en sistemas de distribución.....	11
1.4. Evaluación de cambio de tensión	14
1.4.1. Cálculo de pérdidas:	14
2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE SANTA ELENA	
PETÉN.....	15
2.1. Introducción	15
2.2. Características eléctricas del sistema eléctrico de Santa Elena Petén	15
2.3. Generación	18
2.4. Distribución	20
2.5. Análisis de demanda en el sistema aislado de Petén	21
2.6. Curvas de duración de carga.....	23
2.7. Análisis demográfico del Departamento de Petén.	23
2.8. Análisis del sistema aislado de distribución del Departamento del	
Petén.....	25
2.8.1. Análisis demográfico del sistema aislado del Departamento del	
Petén.....	25
2.8.2. Análisis demográfico de carga del sistema aislado de Petén	27
2.8.3. Previsión de la demanda en función del crecimiento de la carga	27
2.8.4. Análisis del sistema de distribución aislado del Departamento del	
Petén caso actual.....	28
2.8.4.1. Resumen de los flujos de carga por salida	28
3. PROPUESTA TÉCNICA DEL CAMBIO DE TENSIÓN (13.8 A 34.5 KV).....	31
3.1. Evaluación del Cambio de tensión.....	32
3.2. Resumen del flujo de carga en 34.5 KV.....	33
3.3. Cuantificación de Elementos a Sustituir por el cambio de tensión en	
todos los circuitos.....	37

3.3.1 Aislamiento.....	37
3.3.4. Transformadores	42
3.3.5. Corta-circuitos y pararrayos	42
4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PROPUESTA	43
4.1. Inversión del cambio de tensión	44
4.2. Cálculos de ahorros en el cambio de tensión.....	45
4.3. Rentabilidad del proyecto.....	46
4.4. Tiempo de recuperación de capital	48
5. PLAN DE EJECUCIÓN DE LA OBRA	49
5.1. Definiciones.....	49
5.1.1. Encargado o jefe de equipo.....	49
5.1.2. Oficial o liniero	50
5.1.3. Supervisor	50
5.1.4. Consideraciones generales	51
5.2. Cuantificación de recursos a utilizar	51
5.3. Programación de elementos a sustituir	52
5.4. Verificación de trabajos a realizar	52
5.5. Puesta en servicio	53
5.6. Cronograma	54
CONCLUSIONES	55
RECOMENDACIONES	57
BIBLIOGRAFÍA	59
ANEXOS	61

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Diagrama demanda histórica	16
2.	Diagrama interconexión Izabal-Poptun	17
3.	Diagrama unifilar planta generadora Santa Elena Petén	19
4.	Trayectoria de los ramales 13.8 KV	21
5.	Curva de demanda mensual	22
6.	Grafica de la CDC	23
7.	Curva de crecimiento del Departamento del Petén	24
8.	Curva de crecimiento del servicio eléctrico	25
10.	Curva de crecimiento de clientes	27
11.	Curva de crecimiento de carga	28
12.	Diagrama de datos actuales en nodos	30
13.	Caídas de tensión para los dos tipos de niveles de tensión	33
14.	Diagrama de datos propuestos en nodos	35
15.	Aislador de espiga 13.2 KV. ANSI 57-1	38
16.	Aislador de espiga 34.5 KV. ANSI 57-3	39
17.	Aislador de suspension 13.2 KV. ANSI 52-9	40
18.	Aislador de suspension 34.5 KV. ANSI 52-4	41
19.	Estructuras con aislamiento 13.8 KV	61
20.	Estructuras con aislamiento 34.5 KV	62

TABLAS

I.	Los conductores y sus características	10
II.	Demanda mensual	22
III.	Datos obtenidos del Instituto Nacional de Estadística INE del Departamento de Petén.	24
IV.	Datos obtenidos del Instituto Nacional de Estadística INE del sistema aislado del Departamento de Petén.	25
V.	Resumen flujo de carga ramal Flores 13.8 kV	28
VI.	Resumen flujo de carga ramal San Benito 13.8 kV	29
VII.	Resumen flujo de carga ramal Santa Elena 13.8 kV	29
VIII.	Resumen flujo de carga ramal San Andrés 13.8 kV	29
IX.	Carga instalada, longitud y conductor	31
X.	Resumen flujo de carga ramal Flores con tensión 34.5 KV	34
XI.	Resumen flujo de carga ramal San Benito con tensión 34.5 KV	34
XII.	Resumen flujo de carga ramal Santa Elena con tensión 34.5 KV	34
XIII.	Resumen flujo de carga ramal San Andrés con tensión 34.5 KV	35
XIV.	Cuadro comparativo pérdidas	36
XV.	Cuadro comparativo regulación	36
XVI.	Aisladores a cambiar	42
XIX.	Cuantificación de transformadores a cambiar	42
XX.	Cuantificación de transformadores a cambiar	42
XXI.	Costo de aisladores	44
XXIV.	Costo de transformadores	44
XXV.	Costo de pararrayos y corta-circuitos	45
XXVI.	Cronograma de actividades	54

LISTA DE SÍMBOLOS

kV	Kilovoltio
km	Kilómetro
KVA	Kilo voltios amperios
kWh	Kilovatios hora
SE	Subestación
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
Q	Quetzal, moneda de la república de Guatemala
BTS	Tarifa sin recargo por demanda
VPN	Valor Presente Neto
VP	Valor Presente
%	Porcentaje
f.p.	Factor de potencia
US\$	Dólar de los Estados Unidos de América
Urb	Urbano
Rur	Rural

GLOSARIO

Capacidad instalada de generación	Suma de la capacidad de generación de los generadores en operación comercial.
Empresa distribuidora	Empresa que se dedica a suministrar la energía eléctrica al usuario final.
Instalaciones eléctricas	Son las instalaciones por las cuales una empresa distribuidora suministra la energía eléctrica al usuario final.
Factor de potencia	Es el coseno del ángulo que existe entre la potencia activa y la potencia aparente.
Demanda	Medida de las potencias eléctricas instantáneas solicitadas por el mercado consumidor, durante un período especificado.
Potencia	Es el trabajo o transferencia de energía por unidad de tiempo.
Energía	Capacidad de un sistema físico para realizar trabajo.

Trifásico	Sistema compuesto por tres fases de voltaje y corriente alterna.
Monofásico	Sistema compuesto por una fase de voltaje y corriente alterna.
Transformador de distribución	Componente de las instalaciones eléctricas de una empresa distribuidora, cuya función es la de convertir el voltaje a niveles comerciales de consumo.
Energía pico	Electricidad abastecida cuando la demanda está en su nivel más alto.
Generadores	Máquinas rotativas que transforman energía mecánica en energía eléctrica.
Factor de carga	Razón entre la demanda media y la demanda máxima en un intervalo de tiempo especificado.
Kilovar	Unidad de potencia reactiva, equivalente a mil voltio amper reactivo. Su símbolo es: KVA.
Kilovoltioimperio	Unidad de potencia eléctrica aparente para corrientes alternas. Equivale a mil voltamperios. Su símbolo es: KVA.

Ohmio	Unidad de resistencia eléctrica. Su símbolo es: la letra griega Omega Ω .
Resistencia	Es la característica que poseen los materiales de oponerse al paso de la corriente eléctrica. Su unidad de medida es el ohmio (Ω).
Kiloamperio	Unidad de intensidad eléctrica, equivalente a mil amperios. Su símbolo es: KA.
Kilovoltio	Unidad de tensión eléctrica, equivalente a mil voltios. Su símbolo es: KV.
Kilovatio	Unidad de potencia eléctrica, equivalente a mil vatios. Su símbolo es: KW.

RESUMEN

Por la necesidad de poder expandir el servicio en el Departamento de Petén y mejorar la calidad del producto a los usuarios de las diferentes comunidades alejadas del centro de generación, se analiza la conversión del sistema actual de Santa Elena Peten, servido en 13.8 kV reconvirtiéndolo a 34.5 kV.

En el primer capítulo se tratará los conceptos básicos de sistemas de generación así como también las herramientas con las que evaluaremos el cambio de tensión

En segundo capítulo se analizará el estado actual de la red, con una tensión inicial utilizando un modelo de flujo de carga, donde encontraremos las caídas de voltaje y pérdidas de potencia activa.

En el tercer capítulo se realizará la evaluación eléctrica de la misma red, pero con el cambio de tensión acompañado con su flujo de carga, encontrando las caídas de caídas de voltaje y pérdidas de potencia activa.

El cuarto capítulo se analizará las diferencias de los resultados de las dos tensiones y la evaluación económica donde se encontrará la rentabilidad del proyecto.

En el quinto capítulo se presentará la ejecución del proyecto; y el cronograma de las actividades para realizar el cambio de tensión.

OBJETIVOS

- **General**

Determinar las ventajas técnico-económicas que proporciona el cambio de tensión en el sistema de distribución. Como ejemplo se utilizará la red del sistema aislado de Santa Elena, Petén.

- **Específicos**

1. Mejorar la calidad del producto.
2. Reducir las pérdidas técnicas.
3. Preparar la red para el crecimiento de la demanda con un voltaje superior.
4. Evaluar económicamente el cambio de tensión.
5. Se incrementa el radio de acción de una red de mayor tensión.

INTRODUCCIÓN

Siendo la energía eléctrica un producto cada vez más esencial para el desarrollo de todo país, el negocio de la distribución de la energía eléctrica toma una importancia vital.

Un sistema aislado es una red de distribución alimentada por medio de generadores que no pertenecen a un sistema interconectado tal es el caso de Santa Elena Petén.

Cuando la demanda de un sistema de distribución es creciente y con nivel de tensión bajo, provoca problemas tales como: caídas de tensión, pérdidas técnicas que se reflejan en el costo del combustible usado en generar electricidad y una limitación en el crecimiento de la demanda de la zona, esto provoca dificultades para las exigencias regulatorias.

El presente trabajo de graduación consiste en una evaluación (desde el punto de vista técnico y económico) del cambio de nivel de tensión de la red eléctrica, para la cual se usará de ejemplo el sistema aislado de Petén.

1. DEFINICIONES GENERALES

1.1 Sistemas de generación

La generación de electricidad, en términos generales, consiste en transformar alguna clase de energía, "*no eléctrica*", sea esta química, mecánica, térmica, luminosa, etc en energía eléctrica.

Los generadores y motores eléctricos se utilizan mucho, porque la electricidad es una forma muy cómoda de energía. Se produce con facilidad y los motores eléctricos pueden realizar muchas funciones.

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en:

- Térmicas
- Hidroeléctricas
- Geotérmicas
- Eólicas
- Solares termoeléctricas
- Solares fotovoltaicas
- Mareomotrices

No obstante todos los tipos indicados, la mayor parte de la energía eléctrica generada en Guatemala proviene de los tres primeros tipos de centrales.

1.1.1 Antecedentes de generación en Guatemala

La generación de energía eléctrica en Guatemala, se inicia en 1884 al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, al norte de la capital. Al año siguiente se forma la Empresa Eléctrica del Sur por empresarios alemanes que instalaron la hidroeléctrica Palín de 732 KW., la cual brindó servicio a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

En 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el fin de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desapareció, las autoridades de gobierno deciden que la planta se oriente a cubrir la demanda de los departamentos de Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá y Suchitepéquez.

En 1940, se crea el Departamento de Electrificación Nacional, dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas y dicha planta se convierte en la Hidroeléctrica del Estado.

A mediados de la década de los cincuenta se inicia la construcción en Zacapa de la Hidroeléctrica Río Hondo. Posteriormente, gracias a los esfuerzos de los Ingenieros Oswaldo Santizo y José Manuel Dengo el 27 de mayo de 1959 fue creado el Instituto Nacional de Electrificación -INDE-; por medio del Decreto 1287. siendo su primer presidente el Ingeniero Martín Prado Vélez.

Durante la década de los años 30 el Ingeniero Oswaldo Santizo había construido las hidroeléctricas de Patzún en Chimaltenango, y la de Patulul en Suchitepéquez. Dentro de los bienes iniciales del INDE estaban la hidroeléctrica Santa María y la de Río Hondo que se encontraba en construcción. Esta planta fue puesta en operación en 1962 con una capacidad de 2400 KW.

Debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica y para atender los planes de electrificación, en 1965 fue puesta en operación la Central Diesel de San Felipe, Retalhuleu, con una capacidad e 2440 KW. Seis años más tarde fue instalada una turbina de gas en la finca Mauricio, en Escuintla, con una capacidad de 12,500 KW. En ese mismo período el INDE amplió la capacidad de la planta Santa María a 6,880 KW.

A principios de la década de los setenta se instaló la Hidroeléctrica Jurún Marinalá. En 1982 inició operaciones la Hidroeléctrica Aguacapa y en 1983 la Hidroeléctrica Chixoy, la más grande del país.

En 1992 inician sus operaciones varias generadoras privadas, entre ellas: Los Ingenios Azucareros, ENRON en Puerto Quetzal y posteriormente las plantas SIDEGUA, LAGOTEX, Secacao, Río Bobos, TAMPA, Guatemala Generating Group (GGG), Las Palmas, Generadora del Norte (GENOR), Calderas, Zunil, Poliwatt, Pasabién, Poza Verde, Tululá, Cerro Vivo, Las Vacas y Matanzas

1.1.2 Generación térmica

Es la forma de generar energía eléctrica mediante la utilización de los derivados del petróleo, siendo los más usados: el diesel, el bunker y el gas.

Actualmente, se están construyendo numerosas centrales termoeléctricas de las denominadas de *ciclo combinado*, que son un tipo de central que utiliza gas natural como combustible para producir el vapor que mueve una turbina de

vapor. A continuación, aprovechando de la energía de los gases de escape de la combustión se mueve una turbina de gas. Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente alternador para generar la electricidad como en una central termoeléctrica clásica. Con este procedimiento se consiguen rendimientos productivos del orden del 55%, muy superiores al de las plantas termoeléctricas convencionales.

1.1.3 Planta hidroeléctrica

Es un conjunto de instalaciones que tienen como objetivo principal, utilizar la energía potencial que posee un manto de agua y transformarla en energía eléctrica.

La energía que se aprovecha en una planta hidroeléctrica, guarda estrecha relación con el caudal de agua disponible o embalsada y la altura o caída bruta que ésta tenga, mientras mayor sea la caída mayor es la potencia eléctrica generada, esta altura dependerá de las condiciones topográficas y geográficas del terreno. La función que realizan es transformar la energía cinética (fuerza que se da por la traslación del agua en condición forzada hacia las turbinas) en energía eléctrica, mediante la acción inductiva del campo magnético giratorio sobre una armadura estacionaria. Tipos de plantas:

- a) Caudal libre
- b) Regulación diaria
- c) Regulación anual

1.1.3.1 Importancia de las hidroeléctricas

Su importancia radica en el hecho de que no necesitan de los derivados del petróleo para su funcionamiento y producción de energía eléctrica, sino utilizan el recurso natural renovable AGUA; evitando la adquisición de energéticos para generación eléctrica y ahorrando importantes cantidades en concepto de divisas y no contaminan el ambiente.

1.1.4 Planta geotérmica

Es la energía producida mediante el aprovechamiento del calor que, en forma de vapor, emerge de las profundidades de la tierra.

Zunil, en el departamento de Quetzaltenango es el área más explorada en el país, donde se instaló la planta geotérmica Orzunil I de 24 MW que inicio operaciones en 1999.

En el Campo de Amatitlán se instalo en 1998, una unidad a Boca de Pozo de 5 MW. En este sitio la empresa ORMAT INDUSTRIES Ltda., instalará una planta de 22 MW que se espera entre a operar a corto plazo.

Actualmente se realizan estudios de factibilidad en los campos de Zunil II en Quetzaltenango, Tecuamburro en Santa Rosa, San Marcos, Moyuta en Jutiapa y Totonicapán

1.2 Sistemas de distribución

Es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinados a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifique el reglamento.

Los sistemas de distribución presentan características muy particulares que los diferencian de los sistemas de transmisión, entre los cuales se puede mencionar:

- Topologías en Anillo
- Topologías Anillo-Radiales
- Múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas y trifásicas)
- Cargas de distinta naturaleza (comerciales, industriales, residenciales o mixtas).

El que típicamente sean radiales, significa que el flujo de potencia nace en un solo nodo. Este nodo corresponde a la subestación que alimenta al resto de la red o salida de media tensión

La distribución se efectúa en niveles de media tensión para la conducción primaria y en baja tensión la conducción secundaria, siendo los valores típicos en Guatemala los siguientes:

Media tensión: 13.8 kV, 34.5 kV (Conducción primaria) y la frecuencia nominal del sistema eléctrico nacional, con un valor de 60 Hertz.

1.2.1 Estaciones transformadoras de distribución

Su misión es transformar la tensión desde el nivel de la red de Alta Tensión hasta el de la red de distribución en media tensión.

En Guatemala las redes de distribución son radiales, con tensiones de 13.2, 13.8 y 34.5 kV.

1.2.2 Red de distribución en media tensión

Son redes que cubren la superficie de un centro de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación. El nivel de tensión superior a mil (1000) Voltios y menor o igual a sesenta mil (60000) Voltios.

1.2.3 Centros de transformación

Su misión es reducir la tensión de la red de distribución de media tensión al nivel de la red de distribución de baja tensión.

Estos son los llamados transformadores de distribución los cuales oscilan entres 10,15,25,37.5,50,100,150 KVA respectivamente.

1.2.4 Red de distribución baja tensión

Son redes que, partiendo de los centros de transformación citados anteriormente, alimentan directamente los distintos receptores, constituyendo pues, el último escalón en la distribución de la energía eléctrica.

Las tensiones utilizadas son:

120V-240V

en la industria se utilizan 480V-208V

Los clientes residenciales y comerciales se alimentan en baja tensión, los clientes industriales se alimentan en media tensión o baja tensión, según los requerimientos particulares de cada uno de ellos.

1.2.5 Línea de distribución aérea

Se llama línea aérea de distribución a la instalación cuya finalidad es la transmisión aérea de energía eléctrica, esto se realiza con elementos de conducción, elementos de soporte, aislamiento y protecciones, etc.

Los soportes están formados por: postes y fundiciones; la conducción esta formada por: conductores.

Todos los elementos constructivos de una línea aérea deben ser elegidos, conformados, y contruidos de manera que tengan un comportamiento seguro en condiciones de servicio, bajo las condiciones climáticas que normalmente es dado a esperar, bajo tensiones de régimen, bajo corriente de régimen, y bajo las condiciones de cortocircuito esperables.

Las líneas de distribución pueden ser trifásicas, bifásicas, monofásicas, retorno por tierra, neutro aislado, neutro aterrizado, aéreas, subterráneas.

1.2.6 Conductores para líneas aéreas y capacidad de conducción.

En la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica, se utilizan conductores. Un conductor es un material de conductividad relativamente elevada; consiste de un alambre o de varios alambres entrelazados y utilizados sin revestir o aislados. Usualmente el conductor esta hecho de cobre o de aluminio, pero en aplicaciones en que se requiere una alta resistencia, como en las líneas de distribución se usan acero y otros elementos aleados. Nosotros utilizamos conductores ACSR (Aluminium Conductor, Steel Reinforced, Bare), conductor desnudo de aluminio reforzado con acero.

Los metales utilizados en la construcción de líneas aéreas deben poseer tres características principales:

- Presentar una baja resistencia eléctrica y bajas pérdidas Joule en consecuencia.
- Presentar elevada resistencia mecánica, de manera de ofrecer una elevada resistencia a los esfuerzos permanentes o accidentales.
- Costo limitado.

1.2.6.1 Propiedades de los conductores

Para evaluar un conductor, debe considerarse las propiedades térmicas del material y las cualidades ambientales. Entre las propiedades térmicas se pueden mencionar:

La Absorción solar y la emisividad de la superficie de los conductores

La Resistencia del conductor con la temperatura,

La variación longitudinal del conductor

La Velocidad del viento (cualidad ambiental)

La presión atmosférica (cualidad ambiental)

1.2.6.2 Límite térmico de los conductores ACSR

La capacidad de transporte de una línea de distribución se refiere a la potencia máxima que puede fluir en un conductor sin producir daño a la estructura molecular del mismo y está condicionada a los siguientes factores:

Tipo de conductor

Voltaje de operación

Carga

Características de la carga

Viento

Longitud de la línea.

1.2.6.3 Selección de calibre de los conductores

La Selección del calibre de los conductores atienden criterios económicos, ampacidad, propiedades mecánicas y ambientes donde serán utilizados, es decir condiciones de temperatura y de viento.

No analizaremos estas características por separado, sin embargo lo antes mencionado se describe en la tabla I.

Tabla I. Los conductores y sus características

DENOMINACIÓN		477 MCM (HAWK)	266 MCM (PARTRIDGE)	4/0 AWG (PENGUIN)	1/0 AWG (RAVEN)	
Sección transversal	Total [mm ²]	280,86	157,22	125,10	62,46	
	Aluminio [mm ²]	241,53	135,19	107,22	53,54	
	Acero [mm ²]	39,33	22,02	17,87	8,92	
Composición	Al	Nº Alambres	26	26	6	6
		Diámetro	3,44	2,57	4,77	3,37
	Acero	Nº Alambres	7	7	1	1
		Diámetro	2,67	2,00	7,77	3,37
Diámetro nominal del cable [mm]		21,793	16,307	14,310	10,109	
Peso [daN/m]		0,956	0,535	0,433	0,212	
Carga de rotura [daN]		≥ 8 677	≥ 5 028	≥ 3 716	≥ 1 949	
Módulo de elasticidad [daN/mm ²]		7 700	7 700	8100	8 100	
Coeficiente dilatación lineal [°C ⁻¹]		18,9·10 ⁻⁶	18,9·10 ⁻⁶	19,1·10 ⁻⁶	19,1·10 ⁻⁶	
Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C [Ω/km]		0,1171	0,2092	0,2611	0,5232	
Resistencia eléctrica en C.A. a 20 °C [Ω/km]		0,1182	0,2112	0,2636	0,5281	
Resistencia eléctrica en C.A. a 75 °C [Ω/km]		0,1439	0,2570	0,3904	0,7169	
Intensidad máx. admisible [A] (*)	Tª ambiente 25 °C	696	480	375	251	

1.2.7 Herrajes

Son dispositivos de aleaciones de aluminio, hierro o cobre, configurados para sostener mecánicamente los conductores. Normalmente están dotados de un baño metálico que los protege de la corrosión.

1.2.8 Aisladores

Son dispositivos de porcelana, vidrio o polímeros, diseñados para separar eléctricamente los conductores a fin de evitar la fuga a tierra de la energía eléctrica.

1.2.9 Apoyos y postes

Los postes cumplen la función de separar los conductores de energía eléctrica del suelo. El reglamento normaliza las distancias al suelo, atendiendo a consideraciones de nivel de tensión de la línea.

1.3. Flujo de potencia en sistemas de distribución

Permite el análisis eléctrico de la Red tanto trifásica equilibrada como desequilibrada, obteniéndose las tensiones en los nodos y las intensidades que circulan a través de los diferentes elementos, además de las pérdidas en los tramos y cálculos de corrientes de cortocircuito para un tipo de falta en un elemento determinado de la línea. También se utiliza para ver la influencia sobre ella de las diferentes propuestas realizadas por estudios, dichas propuestas son realizadas incluyendo o alterando los valores de elementos de la línea, esta se realiza tanto gráfica como alfanuméricamente.

Los estudios de flujo de potencia son de gran importancia tanto en sistemas ya existentes (buscando resolver problemas de operación económica, regulación de tensión), como en la planificación de nuevos sistemas (verificar el comportamiento de los elementos en las distintas alternativas).

Con la intención de hacer menos onerosos y cada vez más rápidos estos estudios, se han desarrollado eficientes algoritmos computacionales de flujo de potencia, los cuales están basados fundamentalmente en los siguientes métodos: "Gauss–Seidel indirecto (matriz de admitancia de nodo), Gauss–Seidel directo (matriz de impedancia de nodo), Newton–Raphson completo y versiones desacopladas (desacoplado y desacoplado rápido). Sin embargo, estos algoritmos han sido diseñados exclusivamente para sistemas de transmisión, por lo que en su modelación están implícitas sus características básicas: desequilibrios despreciables, transposiciones, alto valor X/R y susceptancias capacitivas apreciables en las líneas. Este hecho hace que de la aplicación de estos algoritmos en sistemas de distribución no se obtengan resultados satisfactorios, pues las características de éstos difieren significativamente de los sistemas de transmisión. Contrariamente a lo que sucede en sistemas de transmisión, en distribución la resistencia de las líneas es comparable a su reactancia. Generalmente la razón X/R tiene un amplio rango de variación, pudiendo llegar a ser bastante menor que uno.

Para poder realizar el cálculo de flujo de carga el algoritmo encargado de calcular el comportamiento del conjunto de líneas necesita contar con la información de longitud de los conductores, resistencia de los conductores, reactancia de los conductores, potencia aparente de KVA de los transformadores, voltaje de cada línea, factor de utilización, capacitores KVAR, reguladores KV y Conexión de los transformadores.

En el cálculo de flujo de carga el algoritmo encargado de calcular el comportamiento del conjunto de líneas en función de los valores asociados a cada uno de sus elementos, da resultados de: potencias, tensiones, intensidades, pérdidas asociadas a cada uno de ellos.

En efecto, la imposibilidad de desacoplar y modelar el sistema como una red de una secuencia, hace más complejo el análisis de flujo de potencia.

Las razones por la que nos interesa desarrollar flujos de potencia especializados para sistemas de distribución son:

- Las herramientas de análisis utilizadas hasta el momento no son las más adecuadas.
- La tendencia a una futura automatización de los sistemas de distribución.
- Razones técnicas: verificar regulación, desbalance, cortocircuito, pérdidas.
- Simular la explotación de la red lo más cercana posible de la realidad.

Los objetivos por la que nos interesa desarrollar flujos de potencia especializados para sistemas de distribución son:

- Análisis de la red de distribución: Saber en todo momento la situación real de la red de distribución y la situación ficticia en función de distintos supuestos, tanto para una red trifásica equilibrada como desequilibrada.

- Conectividad en cada análisis: Tener para cada uno de los supuestos la conectividad asociada, modificando ésta cuando por mantenimiento se altere el estado de un elemento, se agregué o se elimine una línea, permitiendo a estudios realizar supuestos a largo plazo. Los sistemas de distribución son radiales.
- Parametrización de la salida: Identificar gráficamente los valores que el usuario necesita resaltar en el caso de que estos superen unos valores predefinido o bien alfanuméricamente aquellos que han sido tomados por defecto.

1.4. Evaluación de cambio de tensión

1.4.1. Cálculo de pérdidas

El cálculo de pérdidas lo determinará el programa de flujo de carga, en el cual se simulará dos escenarios, el primero simulará el sistema en 13.8 KV y el segundo será con un nuevo nivel de tensión, que es el objetivo de este trabajo; en conclusión se tendrán pérdidas actuales y propuestas, claro las propuestas serán más bajas por lo que existe una diferencia que será el ahorro, ahorro que se trasladará en dinero para la distribuidora.

Teniendo los valores de pérdidas se trasladarán a valores presentes para encontrar la rentabilidad y el tiempo de recuperación de capital.

2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE SANTA ELENA PETÉN

2.1. Introducción

Generación: Las empresas responsables de generar energía eléctrica en Santa Elena Petén son: INTECCSA y ELECTROGENERACIÓN, empresas que tienen contratos de generación con la empresa de generación del INDE para entregar su producto en Santa Elena Petén.

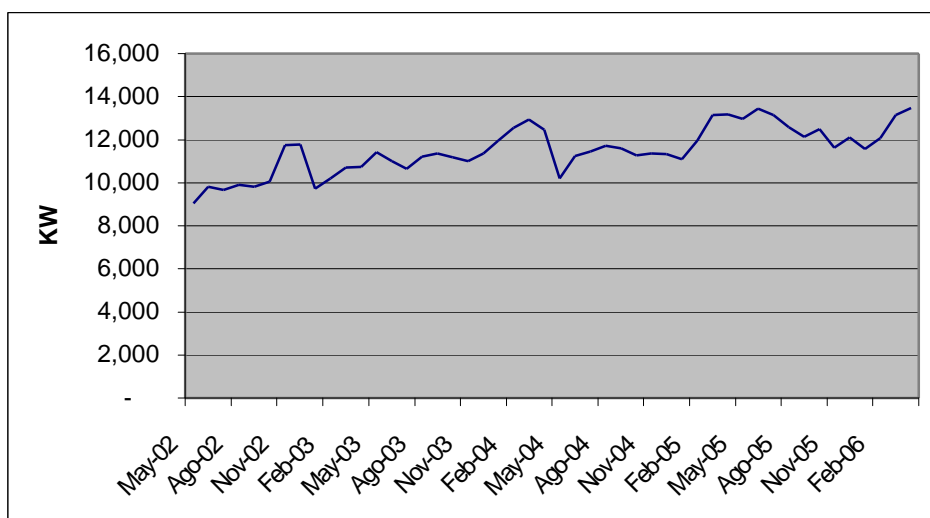
Distribución: La distribución de energía eléctrica esta a cargo de la compañía española DEORSA, subsidiaria de Unión FENOSA que tiene bajo su responsabilidad el mantenimiento, operación y planificación de las instalaciones de media y baja tensión en el departamento de El Petén

2.2. Características eléctricas del sistema eléctrico de Santa Elena Petén

El sistema de distribución y generación de energía eléctrica en departamento de Petén es considerado como un sistema aislado debido a que 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.

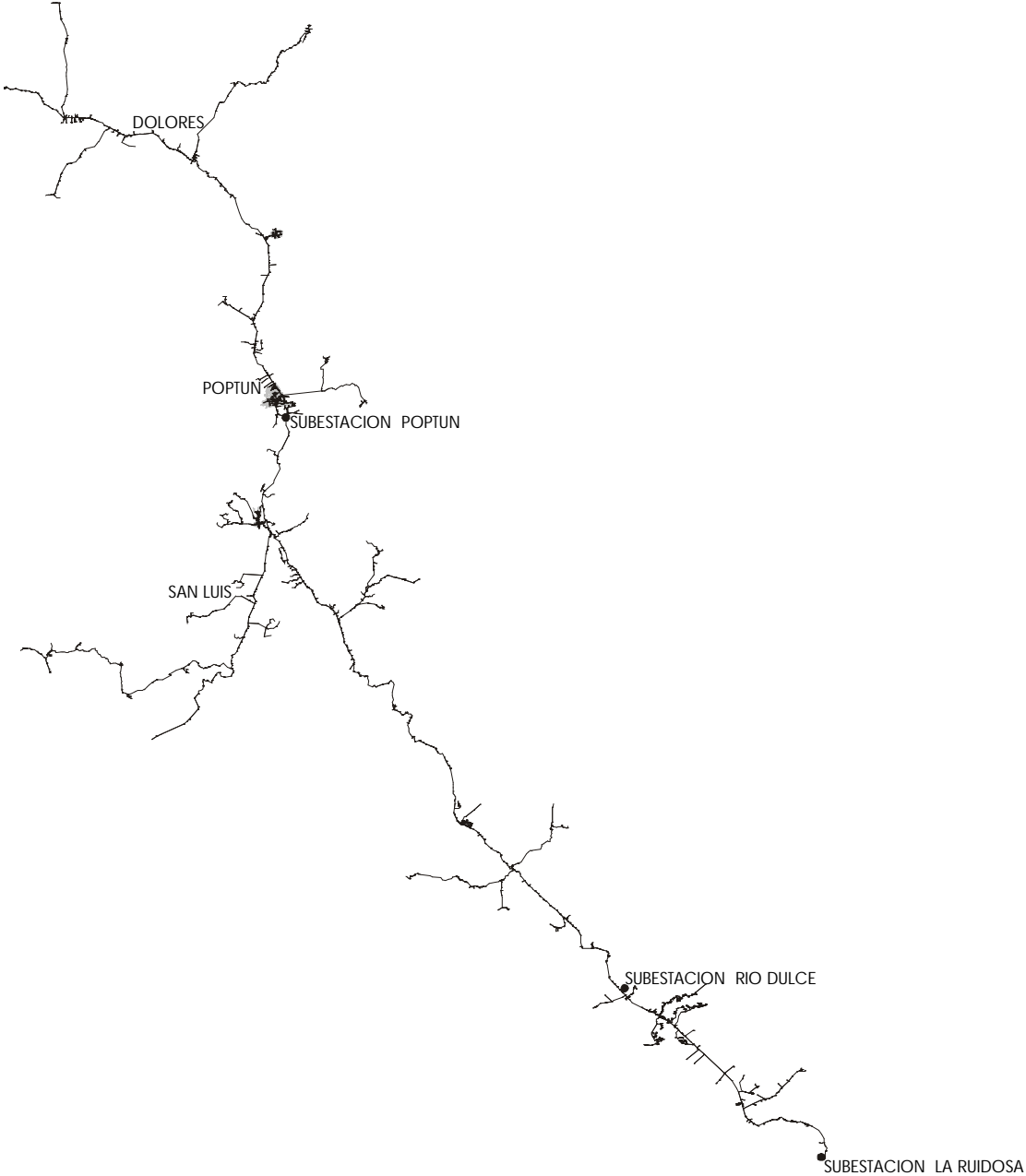
En la gráfica se observa la evolución histórica de la demanda en los últimos cuatro años.

Figura 1. Diagrama demanda histórica



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. En la figura 2 tenemos la interconexión de subestación la Ruidosa con la subestación Río Dulce, luego la interconexión de la subestación Río Dulce con la subestación Poptun.

Figura 2. Diagrama interconexión Izabal-Poptun



El sistema aislado de Petén atiende a unos 14,101 clientes y el sistema interconectado de Peten atiende a unos 16,670 clientes.

2.3. Generación

El sistema aislado de Petén cuenta con varias plantas generadoras instaladas en el municipio de Flores, conformadas por dos empresas privadas INTECCSA y ELECTROGENERACION ambas contratadas por la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE. INTECCSA cuenta con 11.5 MW instalados y 8.0 MW efectivos y ELECTROGENERACION cuenta con 2 unidades bunker de 5.0 MW c/u. En la tabla II observamos las diferentes capacidades de las máquinas de los Generadores.

Tabla II. Generadora INTECCSA

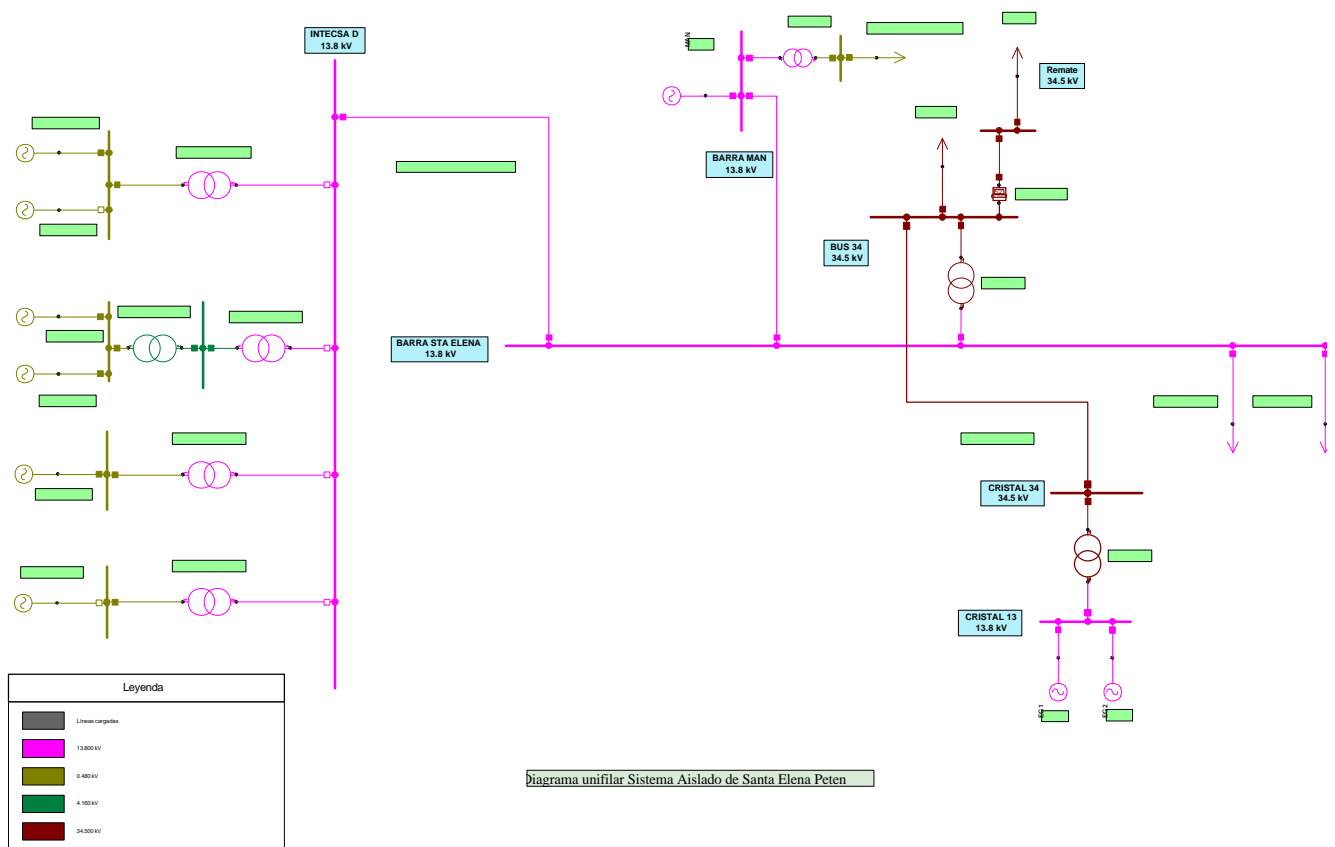
INTECCSA	
MÁQUINAS	POTENCIA (MVA)
Caterpila 1	2
Caterpila 2	1.25
Caterpila 3	1.75
Cummins 1	1.75
Cummins 2	1.25
MAN BMW	3.5

Tabla III. Generadora ELECTROGENERACIÓN

ELECTROGENERACIÓN	
MÁQUINAS	POTENCIA (MVA)
MAN 1	5
MAN 2	5

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

Figura 3. Diagrama unifilar planta generadora Santa Elena Petén



2.4. 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.

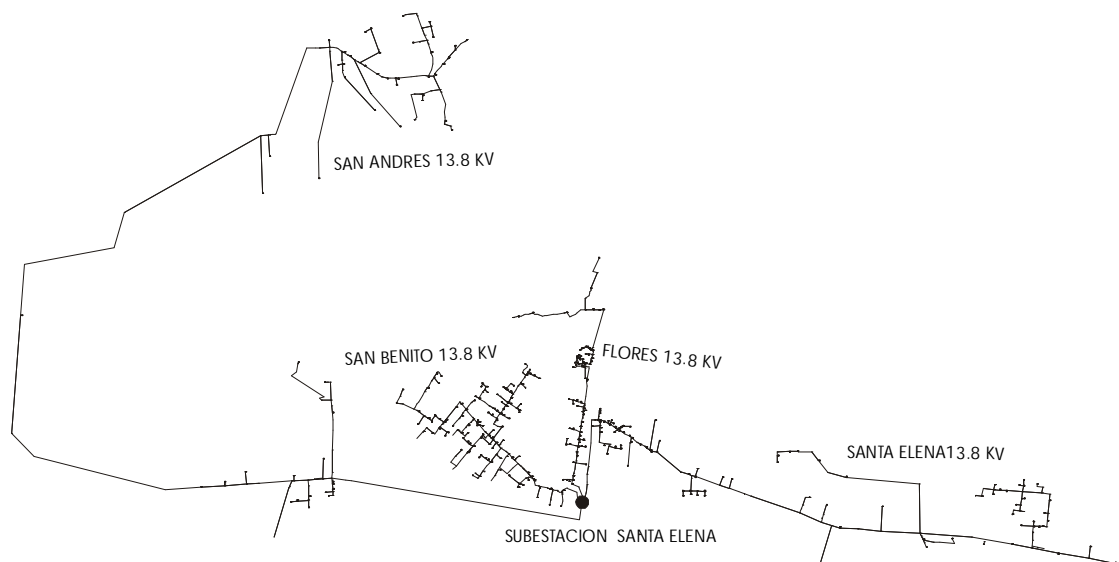
La zona central de Petén actualmente es servida por la subestación Santa Elena Petén.

La Subestación de Santa Elena Petén cuenta con seis circuitos aéreos de media tensión; Cuatro circuitos en 13.8 kV y dos circuitos en 34.5 kV.

Para efectos de este trabajo solo hablaremos de los cuatro circuitos de 13.8 KV, los cuales serán evaluados con el fin de cambiar tensión.

La figura siguiente muestra la trayectoria y configuración de los ramales de San Benito y Santa Elena, Flores y San Andrés.

Figura 4. Trayectoria de los ramales 13.8 KV



2.5. Análisis de demanda en el sistema aislado de Petén

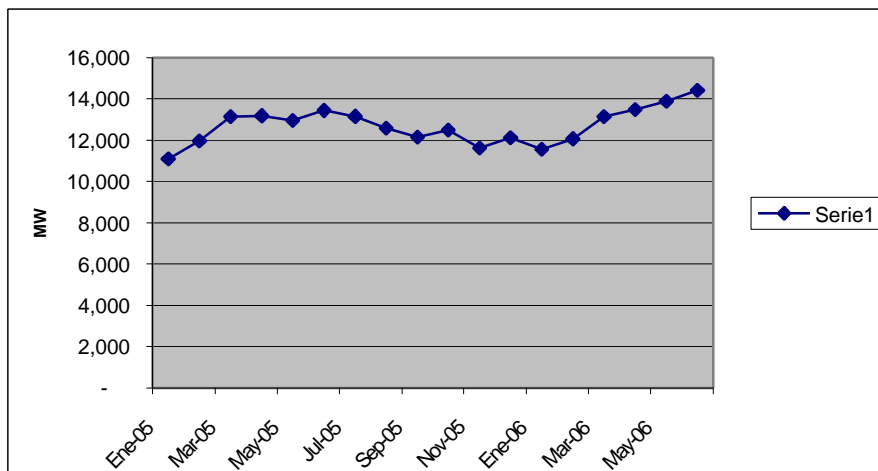
En la siguiente tabla se muestra la demanda mensual de sistema aislado de Petén

Tabla IV. Demanda mensual

Mes	MW
Ene-05	11,109
Feb-05	11,962
Mar-05	13,145
Abr-05	13,182
May-05	12,956
Jun-05	13,454
Jul-05	13,156
Ago-05	12,586
Sep-05	12,141
Oct-05	12,490
Nov-05	11,634
Dic-05	12,123
Ene-06	11,574
Feb-06	12,070
Mar-06	13,147
Abr-06	13,486
May-06	14,380

En la siguiente gráfica se muestra los datos de la tabla anterior.

Figura 5. Curva de demanda anual



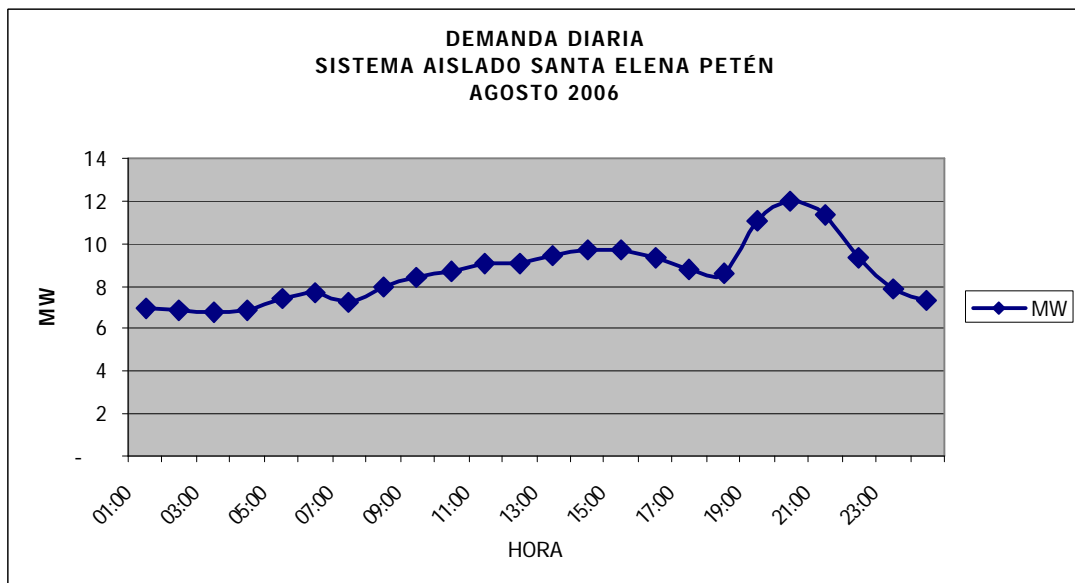
2.6. Curvas de duración de carga

Es la representación gráfica del valor de la demanda en cada hora, donde es posible identificar algunos parámetros característicos importantes.

$P_{\text{máx}}$ = Potencia Máxima demandada diaria, semanal o mensual del sistema

$P_{\text{mín}}$ = Potencia Mínima demanda diaria, semanal o mensual del sistema

Figura 6. Gráfica de la CDC



2.7. Análisis demográfico del departamento de Petén

La proyección de la carga está relacionada a la proyección de la población. Con el crecimiento de la población, crece la potencia demandada, aumentan las pérdidas y decrece el porcentaje de regulación.

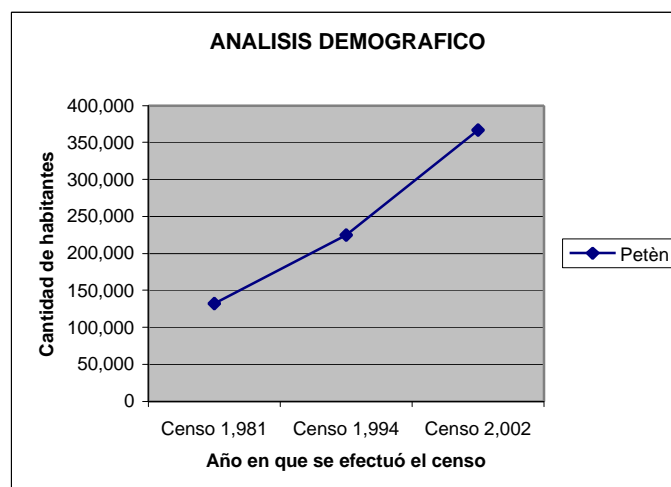
En la siguiente tabla se observa el crecimiento total de la Población del todo el departamento del Petén, es importante mencionar que se esta globalizando el mismo a todo el departamento.

Tabla V. Datos obtenidos del Instituto Nacional de Estadística INE del departamento de Petén

	Censo 1,981	Censo 1,994	Censo 2,002
Petén	131,927	224,884	366,735

En la siguiente gráfica observamos el crecimiento.

Figura 7. Curva de crecimiento del departamento del Petén



2.8. Análisis del sistema aislado de distribución del departamento de Petén

En esta sección analizaremos los habitantes que depende del sistema aislados del Petén.

2.8.1 Análisis demográfico del sistema aislado del departamento de Petén

Anteriormente se analizo el crecimiento demográfico en el departamento de peten, ahora se analizara el crecimiento en los municipios de Santa Elena, San Benito, San Andrés y Flores que son los que pertenecen al sistema aislado de distribución de este departamento, en la siguiente tabla se muestra el crecimiento.

Tabla VI. Datos obtenidos del Instituto Nacional de Estadística INE del sistema aislado del departamento de Petén

	Censo 1,981	Censo 1,994	Censo 2,002	Censo 2,005	Censo 2,010
Petèn	89,710	152,921	249,923	298,424	359,050

De igual manera su gráfica de crecimiento.

Figura 8. Curva de crecimiento del servicio eléctrico

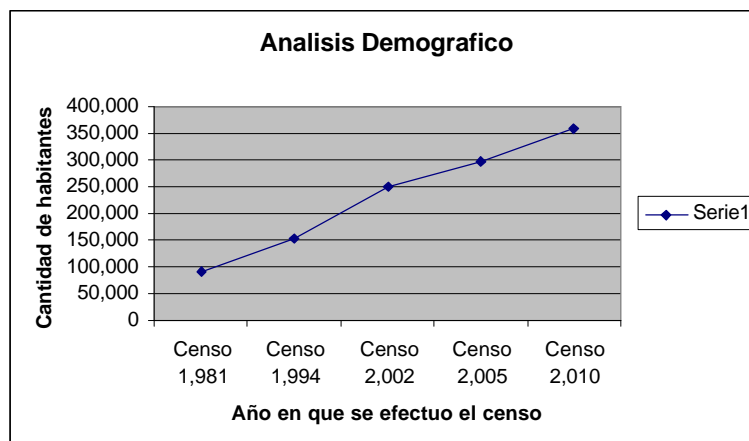
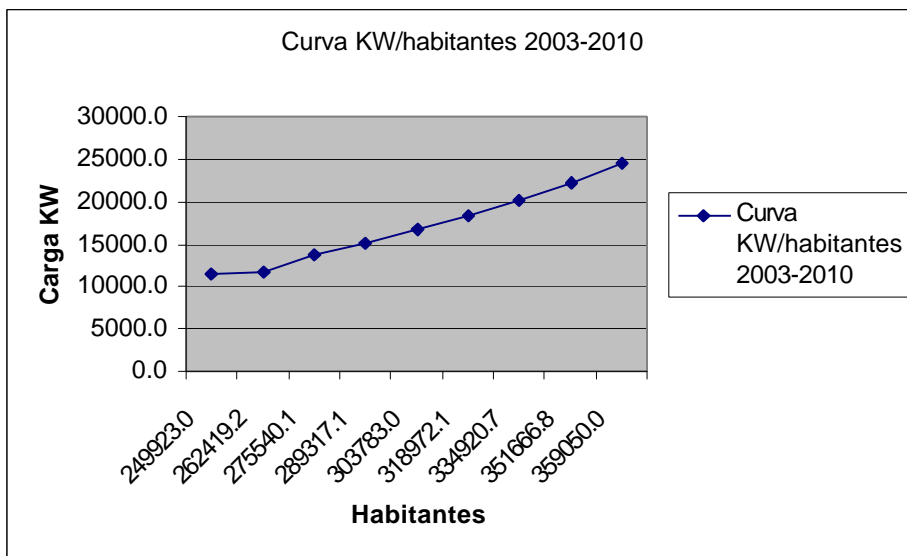


Figura 9. Curva de carga vrs habitantes

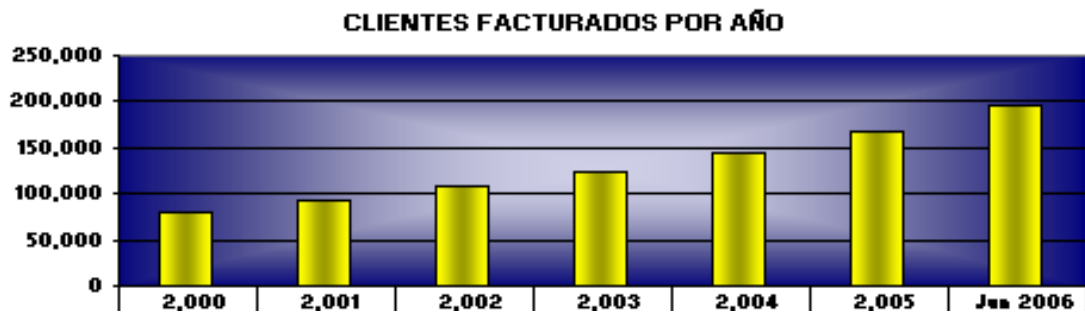


Para el año 2002 tenemos 249,923 habitantes, si hacemos el siguiente análisis de que cada familia tiene un promedio de 5 integrantes obtenemos 49,984 familias que deberían tener energía eléctrica, pero la distribuidora de electricidad de Oriente, S.A. solo registra 32,054 suministros, esto equivale a que el 36% del total de familias no tiene energía eléctrica.

2.8.2 Análisis demográfico de carga del sistema aislado de Petén

De acuerdo a la base de datos de Unión FENOSA se tiene un la siguiente grafica donde muestra el crecimiento de los clientes.

Figura 10. Curva de crecimiento de clientes

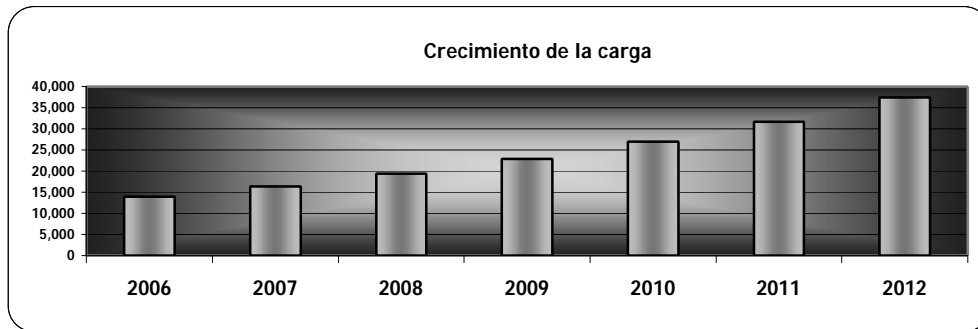


El porcentaje de crecimiento en relación al año 2000 es de habitantes es 8% y el crecimiento de carga es 5%.

2.8.3 Previsión de la demanda en función del crecimiento de la carga

De acuerdo al crecimiento poblacional se tiene en la figura 9 la previsión de carga hasta el 2012.

Figura 11. Curva de crecimiento de carga



2.8.4 Análisis del sistema de distribución aislado del departamento de Petén caso actual

Anteriormente se describió el sistema aislado de generación, y se tocó un poco sobre el sistema de distribución, ahora analizamos las redes de distribución; es importante mencionar que en el sistema de distribución 13.8 KV. Se tienen cuatro salidas en media tensión.

2.8.4.1 Resumen de los flujos de carga por salida

Con la información de las redes se obtiene los siguientes resultados después de correr un flujo de carga por circuito:

Tabla VII. Resumen flujo de carga ramal Flores 13.8 Kv

Resultados obtenidos a la hora pico (18:30-22:00 horas)

FLORES 13.8 kV	
Factor de Potencia	0.9
Factor de Utilización	0.4
Potencia Instalada KVA	3591
Potencia Instalada KW	3231
Potencia Utilizada KVA	1436
Potencia Utilizada KW	1293
% Regulación	0.01%
Perdidas (KW)	50.3
Corriente de Neutro	15

Tabla VIII. Resumen flujo de carga ramal San Benito 13.8 kV

Resultados obtenidos a la hora pico (18:30-22:00 horas)

SAN BENITO 13.8 kV	
Factor de Potencia	0.9
Factor de Utilización	0.4
Potencia Instalada KVA	6711
Potencia Instalada KW	6040
Potencia Utilizada KVA	3724
Potencia Utilizada KW	3352
% Regulación	0.08%
Perdidas (KW)	91
Corriente de Neutro	32

Tabla IX. Resumen flujo de carga ramal Santa Elena 13.8 kV

Resultados obtenidos a la hora pico (18:30-22:00 horas)

SANTA ELENA 13.8 KV	
Factor de Potencia	0.9
Factor de Utilización	0.32
Potencia Instalada KVA	7684
Potencia Instalada KW	6916
Potencia Utilizada KVA	2459
Potencia Utilizada KW	2213
% Regulación	0.03%
Perdidas (KW)	110
Corriente de Neutro	6

Tabla X. Resumen flujo de carga ramal San Andrés 13.8 kV

Resultados obtenidos a la hora pico (18:30-22:00 horas)

SAN ANDRES 13.8 KV	
Factor de Potencia	0.9
Factor de Utilización	0.25
Potencia Instalada KVA	2965
Potencia Instalada KW	2668
Potencia Utilizada KVA	741
Potencia Utilizada KW	667
% Regulación	0.08%
Perdidas (KW)	120
Corriente de Neutro	20

Figura 12. Diagrama de datos actuales en nodos

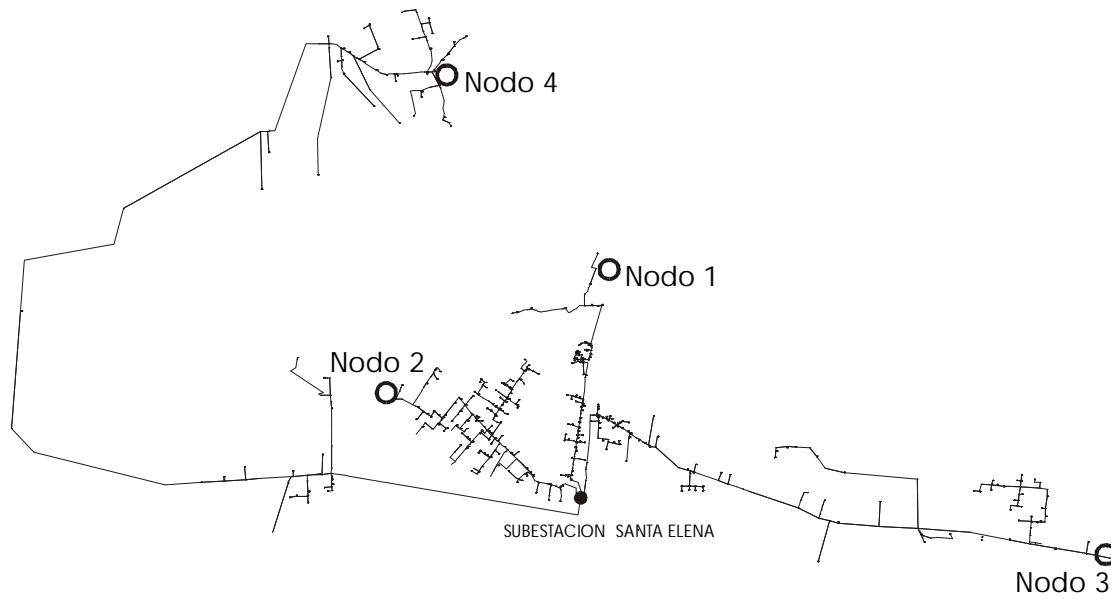


Tabla XI. Cuadro de valores actuales

	VOLTAJE 13.8 KV	
	Perdidas (KW)	Regulación (KV)
Nodo 1	50.3	0.01
Nodo 2	91	0.08
Nodo 3	110	0.03
Nodo 4	120	0.8

3. PROPUESTA TÉCNICA DEL CAMBIO DE TENSIÓN (13.8 A 34.5 KV)

La propuesta de cambio de tensión se baso en que se tiene cuatro salidas de media tensión las cuales son: Flores con una regulación del 1% y perdidas de 50.3 kW, San Benito con una regulación del 8% y perdidas de 91 kW, Santa Elena con una regulación del 3% y perdidas de 110 kW y por ultimo San Andrés con una regulación del 8% y perdidas de 120 kW.

En la siguiente tabla IX podemos ver la carga instalada, longitud y conductor que tiene cada una de las salidas mencionadas anteriormente:

Tabla XII. Carga instalada, longitud y conductor

Salidas	KVA	KM	Conductor Troncal
Santa Elena	7884	38	3/0 AWG ACSR
San Benito	6711	52	3/0 AWG ACSR
Flores	3591	11	3/0 AWG ACSR
San Andres	2965	100	3/0 AWG ACSR
Total	21151	201	

En estas condiciones estos ramales de distribución están ubicados en un departamento de mucho turismo, existiendo comunidades lejanas al centro de generación los cuales no se les puede prestar el servicio proyectado a electrificar, esto sin tomar en cuenta que de acuerdo al análisis demográfico

de la zona el crecimiento de carga es aproximadamente de 6% anual sobre el que ya existe.

3.1 Evaluación del cambio de tensión

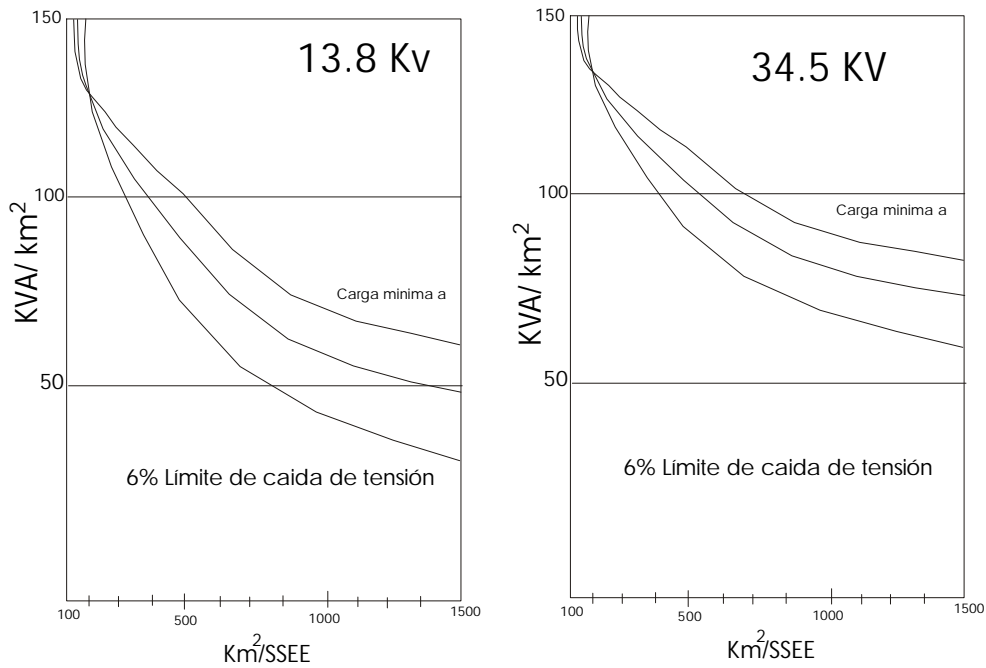
Existen ventajas significativas al incrementar el voltaje de distribución, adicionalmente a la reducción del número de subestaciones y las pérdidas se reducen considerablemente.

Sin embargo, existen algunas desventajas que tienen que ser evaluadas antes de que se pueda tomar una decisión en lo que respecta a elevar el nivel de voltaje. El costo del equipo es mayor para los sistemas de 34.5 KV.

Una observación cercana de las relaciones básicas entre 13.8 y 34.5 kV. para cargas iguales, indica una ganancia monetaria potencial que se podría lograr del voltaje superior, debida a las pérdidas disminuidas. Para iguales cargas, distancias y calibres de conductores, la pérdida para las líneas de 34.5 kV. Son únicamente el 16% de aquellas en 13.8 KV dicho de otra manera, es posible que se transporte un 900% más de carga en el nivel superior asumiendo, por supuesto que no excede las limitaciones en la caídas de voltaje ni las capacidades de los conductores.

En la figura 10 se muestran las diferencias de caídas de tensión por kilómetro cuadrado en los dos niveles de tensión. En la figura por medio de las líneas podemos observar que la caída de tensión es menor en 34.5 KV que en 13.8 KV.

Figura 13 Caídas de tensión para los dos tipos de niveles de tensión



En la figura anterior se muestra claramente la diferencia que existe en la caída de tensión que ocurre de acuerdo a la densidad de carga. Las iniciales SSEE quiere decir subestación.

En la siguiente sección se muestran los resultados de flujos de carga con el un nivel de tensión 34.5 KV.

3.2 Resumen del flujo de carga en 34.5 KV

De igual manera que en la sección 2.8.2.1 se obtiene los siguientes resultados de flujo de carga para cada circuito.

Tabla XIII . Resumen flujo de carga ramal Flores con tensión 34.5 KV

Resultados obtenidos a la hora pico (18:30-22:00 horas)

FLORES 34.5 KV	
Factor de Potencia	0.9
Factor de Utilización	0.4
Potencia Instalada KVA	3591
Potencia Instalada KW	3231
Potencia Utilizada KVA	1436
Potencia Utilizada KW	1293
% Regulación	0.001%
Perdidas (KW)	0.9
Corriente de Neutro	5

Tabla XIV. Resumen flujo de carga ramal San Benito con tensión 34.5 KV

Resultados obtenidos a la hora pico (18:30-22:00 horas)

SAN BENITO 34.5 KV	
Factor de Potencia	0.9
Factor de Utilización	0.4
Potencia Instalada KVA	6711
Potencia Instalada KW	6040
Potencia Utilizada KVA	3724
Potencia Utilizada KW	3351
% Regulación	0.012%
Perdidas (KW)	13
Corriente de Neutro	6

Tabla XV. Resumen flujo de carga ramal Santa Elena con tensión 34.5 KV

Resultados obtenidos a la hora pico (18:30-22:00 horas)

SANTA ELENA 34.5 KV	
Factor de Potencia	0.9
Factor de Utilización	0.32
Potencia Instalada KVA	7684
Potencia Instalada KW	6916
Potencia Utilizada KVA	2459
Potencia Utilizada KW	2213
% Regulación	0.005%
Perdidas (KW)	5
Corriente de Neutro	2

Tabla XVI. Resumen flujo de carga ramal San Andrés con tensión 34.5 KV
 Resultados obtenidos a la hora pico (18:30-22:00 horas)

SAN ANDRES 34.5 KV	
Factor de Potencia	0.9
Factor de Utilización	0.25
Potencia Instalada KVA	2965
Potencia Instalada KW	2668
Potencia Utilizada KVA	741
Potencia Utilizada KW	667
% Regulación	0.01%
Perdidas (KW)	4
Corriente de Neutro	7

Figura 14. Diagrama de datos propuestos en nodos

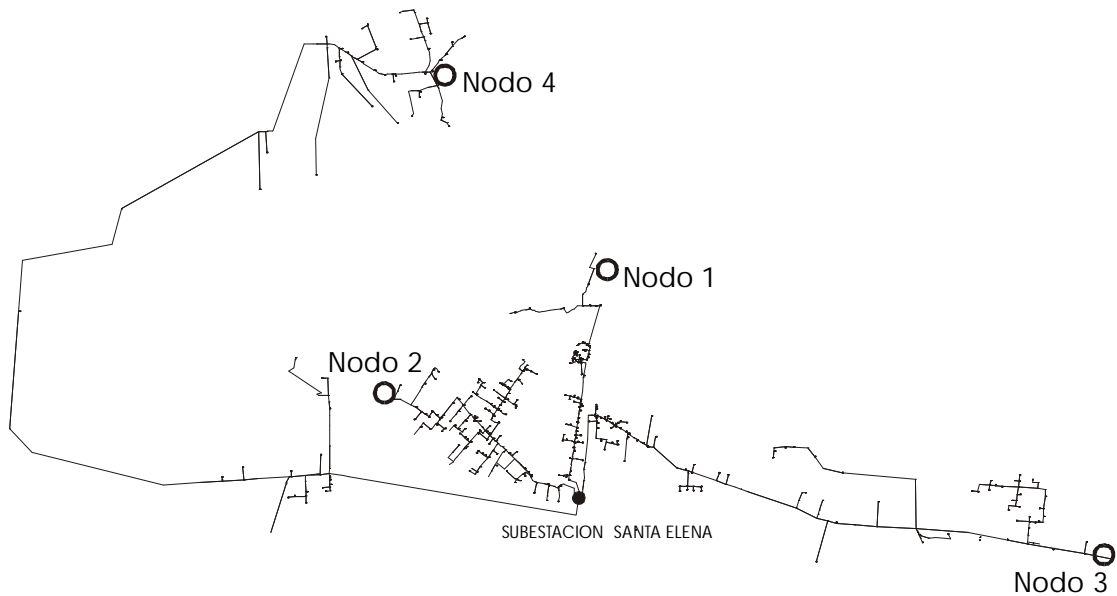


Tabla XVII. Cuadro de valores propuestos

VOLTAJE 34.5 KV		
	Perdidas (KW)	Regulación (KV)
Nodo 1	0.9	0.001
Nodo 2	13	0.012
Nodo 3	5	0.005
Nodo 4	4	0.01

En las tablas de resúmenes de flujo de carga se muestra claramente los resultados del cambio de tensión.

Para ver la diferencia, tenemos que hacer unas tablas que muestran los cambios. (la carga, longitud no cambian)

Tabla XVIII. Cuadro comparativo pérdidas

CUADRO COMPARATIVO DE PERDIDAS (KW)			
	13.8 KV	34.5 KV	DIFERENCIA
Nodo 1	50.3	0.9	49.4
Nodo 2	91	13	78
Nodo 3	110	5	105
Nodo 4	120	4	116

Tabla XIX. Cuadro comparativo regulación

CUADRO COMPARATIVO DE REGULACION (KV)			
	13.8 KV	34.5 KV	DIFERENCIA
Nodo 1	0.01	0.001	0.009
Nodo 2	0.08	0.012	0.068
Nodo 3	0.03	0.005	0.025
Nodo 4	0.8	0.01	0.79

Los ahorros, reducción de pérdidas y mejoramiento de caída de tensión, estos parámetros se evaluarán económicamente en el capítulo 4 para encontrar la rentabilidad de este cambio de tensión.

3.3 Cuantificación de elementos a sustituir por el cambio de tensión en todos los circuitos

El cambio de tensión representa también el cambio de elementos como transformadores, aisladores y la creación de dos salidas de media tensión en la subestación. A continuación describiremos lo antes mencionado es importante aclarar que los precios se describirán en el capítulo 4 donde se evaluará la rentabilidad de este proyecto.

Para determinar la cantidad de elementos a sustituir que mencionamos a continuación, se realiza un trabajo de campo donde se recorren todos los circuitos para determinar cuántos elementos tienen instalados y cuántos deben de sustituirse.

3.3.1 Aislamiento

Los distintos diseños de aisladores deben garantizar que no existan saltos de arcos eléctricos en condiciones de operación, sobre tensiones transitorias, humedad, temperatura, lluvia, sal, acumulación de suciedad. Los aisladores serán, atendiendo a la configuración: Tipo poste para alineación y pequeños ángulos y de suspensión para ángulos fuertes, amarres y finales de línea. Los aisladores tipo poste normalizado son: Aislador de espiga 13.2 KV. ANSI 57-1; Aislador de espiga 34.5 KV ANSI 57-3. Aislador suspensión 13.2 KV. ANSI 52-9. Aislador suspensión 34.5 KV ANSI 52-4. La diferencia de los aisladores es la distancia de fuga, esta varía dependiendo el nivel de tensión a la que será sometido el aislador. Los diferentes tipos de aisladores aparecen en las siguientes figuras.

Figura 15. Aislador de espiga 13.2 KV. ANSI 57-1

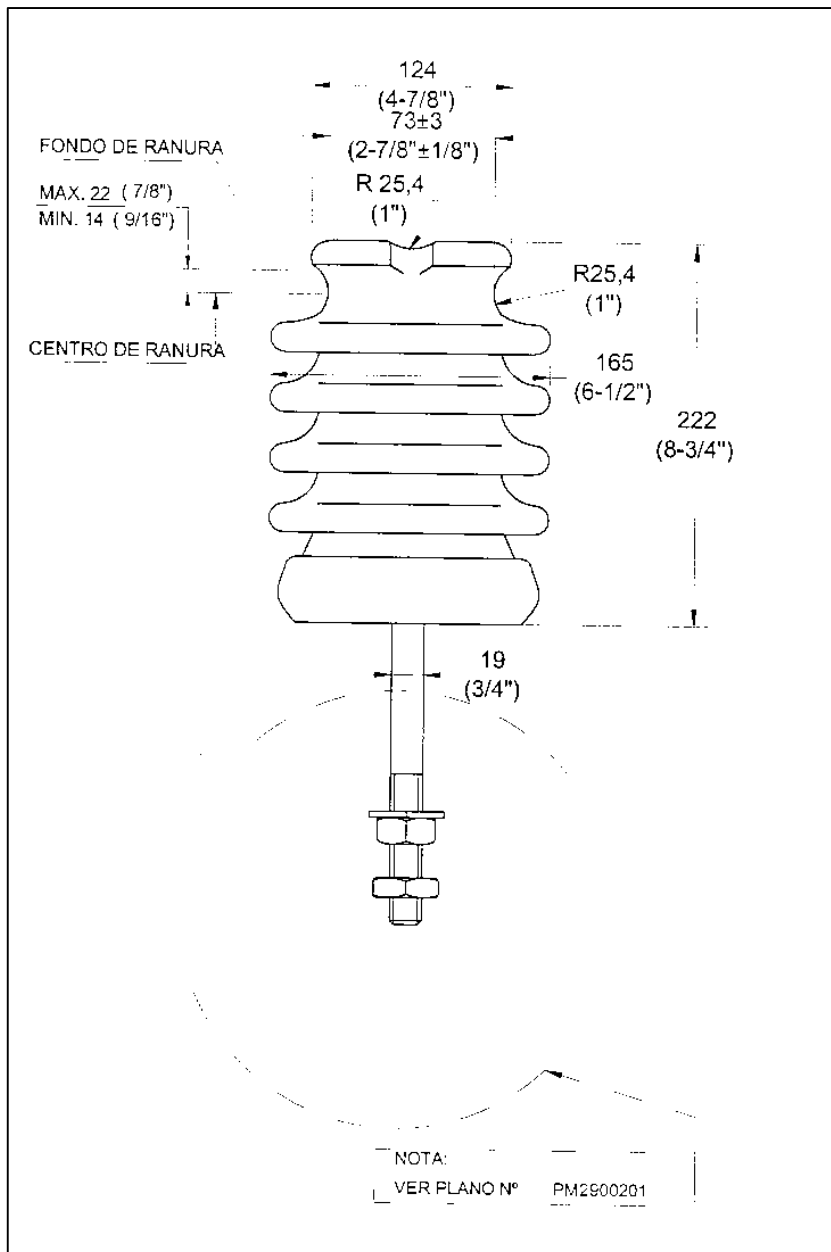


Figura 16. Aislador de espiga 34.5 KV. ANSI 57-3

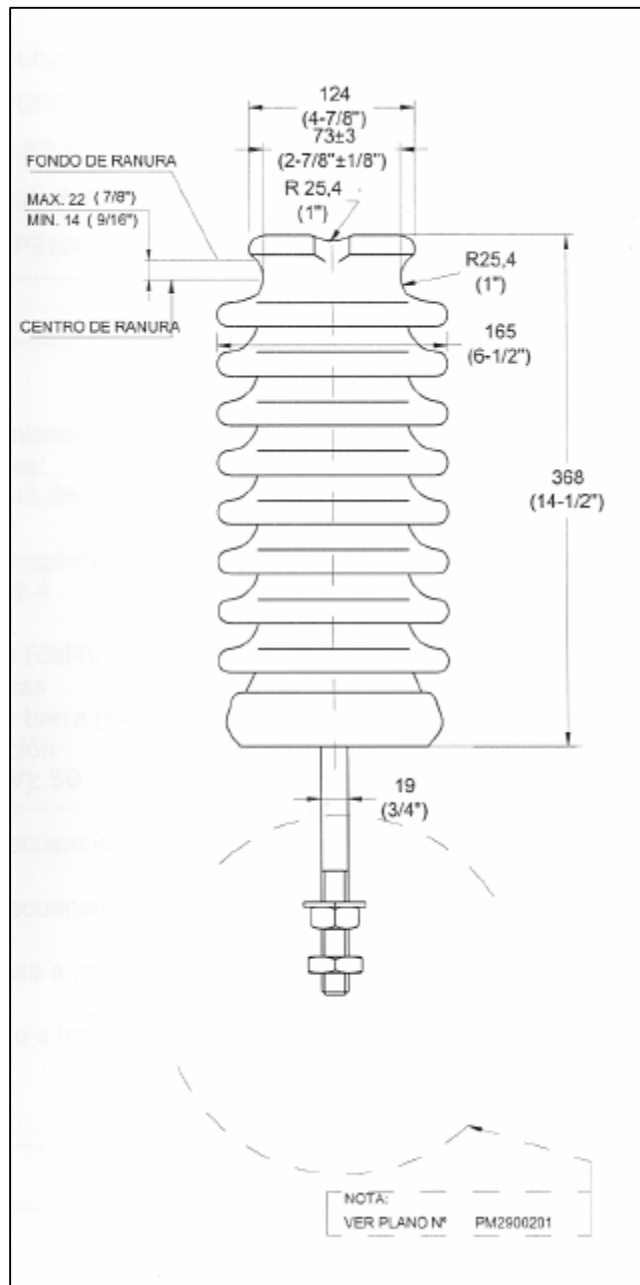


Figura 17. Aislador de suspensión 13.2 KV. ANSI 52-9

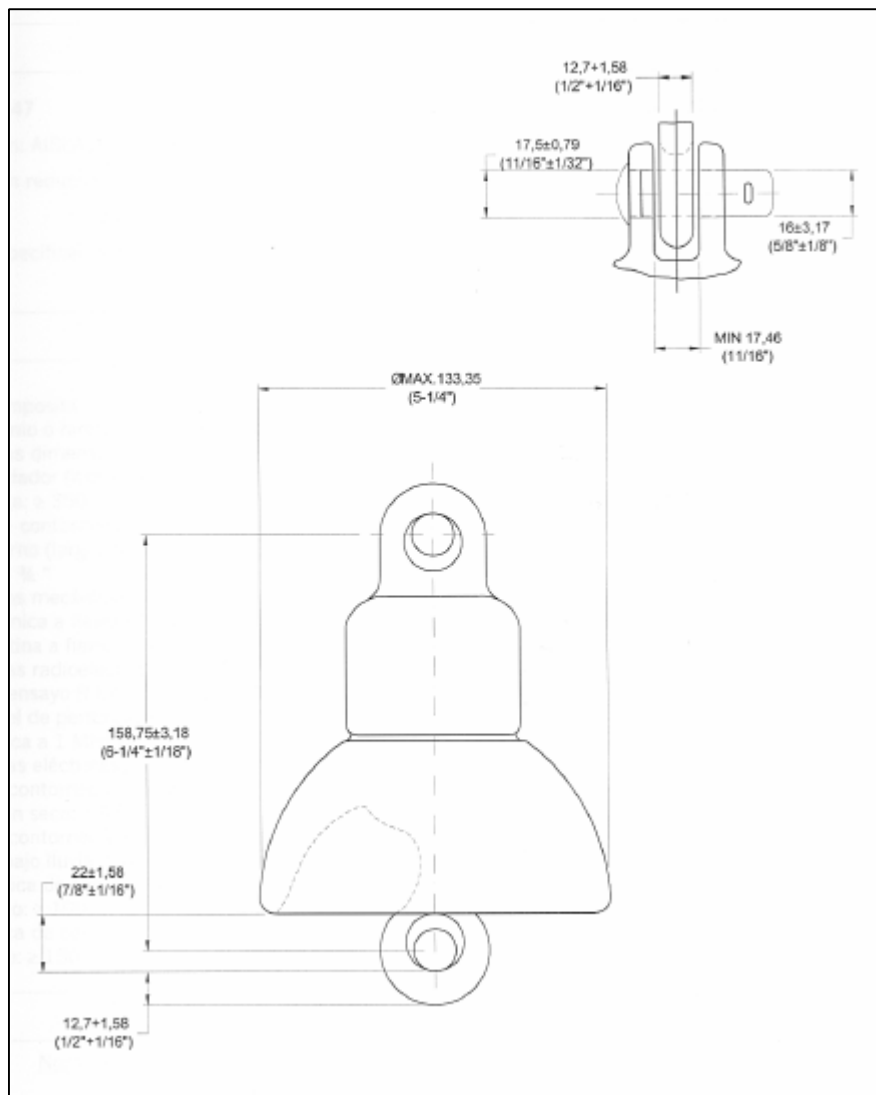
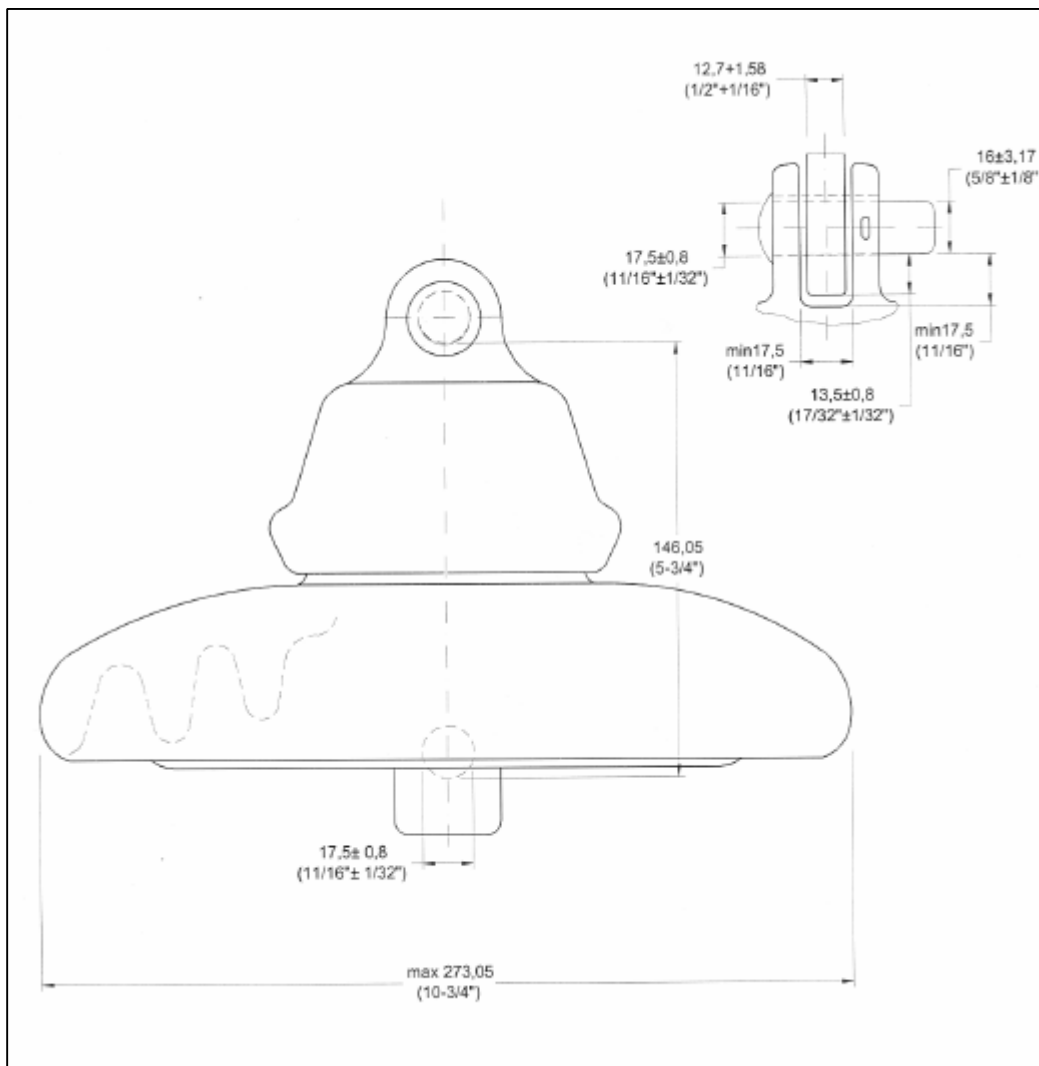


Figura 18. Aislador de suspensión 34.5 KV. ANSI 52-4



Actualmente el 75% del aislamiento en el sistema aislado de Santa Elena Peten, esta en 34.5 KV y el otro 25% del aislamiento esta en 13.8 KV, para este caso se muestra la siguiente tabla donde se describe la cuantificación de lo antes mencionado.

Tabla XX. Aisladores de 13.8 KV a cambiar para 34.5 KV

Tipos de Aisladores	
Aisladores tipo Poste	Aisladores de Suspensión
AISLADOR DE ESPIGA CLASE 57-1 13KV	AISLADOR DE SUSPENSION CLASE 52-9 ANSI
3375 Unidades	5400 Unidades

3.3.4 Transformadores

Para lograr realizar el cambio de tensión se tiene la siguiente tabla donde se cuantifica el numero de los transformadores a cambiar así como también su respectiva capacidad

Tabla XXI. Cuantificación de transformadores a cambiar

Tipos Transformadores	Capacidad					
	10 KVA	15KVA	25 KVA	37.5 KVA	50 KVA	100 KVA
Convencionales	53	5	28	26	33	9
Auto protegidos	206	153	326	18	10	0

3.3.5 Corta-circuitos y pararrayos

Para lograr realizar el cambio de tensión se tiene la siguiente tabla donde se cuantifica el numero de los corta-circuitos y pararrayos

Tabla XXII. Cuantificación de corta-circuitos y pararrayos a cambiar

Cantidad de Corta-Circuitos	Cantidad de Pararrayos
75 unidades	20 unidades

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PROPUESTA

La factibilidad del proyecto es resultado de su viabilidad económica, es decir, es la evaluación de si la decisión de invertir representará algún beneficio desde el punto de vista del negocio. Se recurre a calcular el retorno de la inversión a través de la cantidad de ahorro que se obtiene al realizar la inversión. Este ahorro es la diferencia entre las pérdidas que habrían al no realizar mejora alguna y las que hay al realizar el proyecto de cambio de tensión.

Las pérdidas en un sistema eléctrico son tanto de energía, como de potencia y ambos tipos de pérdidas tienen un costo económico para las empresas; el de las pérdidas de energía es el costo marginal de producir y transportar esa energía adicional desde las plantas (o puntos de compra de energía en bloque) hasta el punto donde se disipa, a través de los sistemas de distribución; el de las pérdidas de potencia es el costo marginal de la inversión de capital, requerido para generar y transmitir esa potencia adicional a través del sistema.

Para la cuantificación económica se toma la pérdida de potencia activa, del modelo de comportamiento de la línea se sabe que la caída de voltaje junto con las pérdidas están relacionadas. Así pues la empresa distribuidora tiene un costo asociado Q/kWH por la energía que no se recupera en pérdidas.

4.1 Inversión del cambio de tensión

En esta sección se desglosaran los costos de inversión los cuales serán los siguientes: (estos costos son vigentes para el segundo semestre del año 2006)

Tabla XXIII. Costo de aisladores 13.8 KV

Tipo de Aisladores	Unidad	Costo	Total
AISLADOR DE ESPIGA CLASE 55-4 13KV	3375	Q 39.58	Q 133,582.50
AISLADOR DE SUSPENSION CLASE 52-9 ANSI	5400	Q 74.10	Q 400,140.00
			<u>Q 533,722.50</u>

Tabla XXIV. Costo de transformadores

Tipo de Transformadores	Unidad	Costo	Total
TRANSFORAMDORES DE 10 KVA AUTOPROTEGIDOS	206	Q 5,483.12	Q 1,129,522.72
TRANSFORMADORES DE 15 KVA AUTOPROTEGIDOS	5	Q 5,883.12	Q 29,415.60
TRANFORMADORES DE 25 KVA AUTOPROTEGIDOS	28	Q 6,583.12	Q 184,327.36
TRANFORMADORES DE 37.5 KVA AUTOPROTEGIDOS	26	Q 8,783.12	Q 228,361.12
TRANFORMADORES DE 50 KVA AUTOPROTEGIDOS	33	Q10,383.12	Q 342,642.96
TRANSFORMADORES DE 100 KVA AUTOPROTEGIDOS	9	Q 6,579.74	Q 59,217.70
TRANSFORAMDORES DE 10 KVA CONVENCIONALES	206	Q 7,059.74	Q 1,454,307.26
TRANSFORMADORES DE 15 KVA CONVENCIONALES	153	Q 7,899.74	Q 1,208,660.83
TRANFORMADORES DE 25 KVA CONVENCIONALES	326	Q10,539.74	Q 3,435,956.54
TRANFORMADORES DE 37.5 KVA CONVENCIONALES	18	Q12,459.74	Q 224,275.39
TRANFORMADORES DE 50 KVA CONVENCIONALES	10	Q 7,895.69	Q 78,956.93
TRANSFORMADORES DE 100 KVA CONVENCIONALES	0	Q 8,471.69	-
			<u>Q 8,375,644.42</u>

Tabla XXV. Costo de pararrayos y corta-circuitos

Materiales	Unidad	Costo	Total
Corta-Circuitos	75	Q 425.0	Q 31875
Pararrayos	20	Q 74.10	Q 1482
			<u>Q 33357</u>

Para el proyecto tendremos el 25% del costo de aislamiento para un costo de Q 133,430.62, los transformadores que se retiran se podrán utilizar en otros lugares por lo que se les asumirá un valor de rescate del 40% para un costo de Q 5,025,386,65 pararrayos y corta-circuitos para un costo de Q 33,357 y se contratará mano de Obra (linieros y ayudantes) para un costo de Q 88,758.62 para un total de **Q 5,280,932.89**

4.2 Cálculos de ahorros en el cambio de tensión

Con los resultados del flujo de carga con la red actual tenemos unas pérdidas totales de potencia activa de 371.3 kW y con el cambio de tensión se tienen pérdidas de 20 kW, la diferencia es el ahorro y resulta en 251.3kW.

Para el calculo del costo de pérdidas de potencia activa se utilizará la siguiente ecuación:

$$C_p = \text{Potencia Pérdidas} \times (\text{F}_p \times \text{Costo de Energia} + 12 \times \text{F}_s \times \text{Costo de potencia})$$

Donde:

$$F_p = 8760(0.15F_c + 0.85F_c^2)$$

FC = factor de carga, 0.37

8 760: horas/ año.

12: Cantidad de meses de un año.

Fs = Factor de simultaneidad con la demanda máxima del sistema valor 0.85

Costo de Energía = 0.057736 US\$-kWh

Costo de Potencia 0.394 US\$-kW mes

Entonces,

$F_p = [8760(0.15 \cdot 0.37) + (0.85 \cdot 0.37^2)] = 485.73$ horas

Pérdidas Actuales:

$C_p = 371.3 \text{ kW} [(485.73 \text{ horas} \times 0.057736 \text{ US\$-kWh} + 12 \text{ mese} \times 0.85 \times 0.394 \text{ US\$-kW mes})$
 $C_p = \text{US\$}21,158.192$

Pérdidas Propuestas:

$C_p = 20 \text{ kW} [(485.73 \text{ horas} \times 0.057736 \text{ US\$-kWh} + 12 \text{ mese} \times 0.85 \times 0.394 \text{ US\$-kW mes})$

$C_p = \text{US\$}11,667.02$

El Ahorro será Actuales-Propuestas $\text{US\$}21,158.192 - \text{US\$}11,667.02 =$
 $\text{US\$}9,491.17$

Con el cambio a Q7.67 por US\$1 tenemos **Q72,797.28 anuales**

4.3 Rentabilidad del proyecto

Tenemos:

$VPN = VP(\text{beneficios}) - VP(\text{costos}) - \text{inversión}$

En donde:

VPN Es el Valor Presente Neto del proyecto o plan a evaluarse.

VP(beneficios) Es el Valor Presente de los beneficios que se obtendrán del proyecto o plan.

VP(costos) Es el Valor Presente de los costos que se tendrán que realizar para ejecutar el proyecto o plan.

Entonces para el cálculo del Valor Presente Neto se tiene:

Inversión: **Q 5,280,932.89**

Beneficios: **Q72,797.28 anuales** (ahorros en perdidas de potencia activa)

Interés del 10% en 25 años

$$\text{VPN} = \text{VPN (Beneficios)} - \text{VPN (Costos)} - \text{Inversión}$$

$$\text{VPN} = \text{Q (10\%, 25 años, Q72,797.28)} - \text{Q (10\%, 25 años; Q 5,280,932.89)} \\ - \text{Q3,100,155.17}$$

$$\text{VPN} = \text{Q 686,253.73} - \text{Q 15,471,504.78} - \text{Q3,100,155.17}$$

$$\text{VPN} = \text{Q 1,788,106.3}$$

Para el cálculo de beneficio costo:

$$\frac{\text{Beneficios}}{\text{Costos}} = \text{Relación costo beneficio}$$

$$\text{Beneficios} / \text{Inversión} = B / C$$

$$B / C = \text{Q72,797.28} / \text{Q5,280,932.89} = 1.28 \%$$

Esto demuestra la rentabilidad.

4.4 Tiempo de recuperación de capital

Según la ecuación siguiente tenemos que el tiempo en que se recupera la inversión sería de:

$$n = \frac{\ln\left(\frac{A}{A - iP}\right)}{\ln(i + 1)}$$

Dato:

P = VP Inversión = Q3,100,155.17

A = VP Beneficio = Q 686,253.73

i = 10 %.

El resultado sería n = 5.6 años.

Este dato indica que en cinco años cinco meses se estará recuperando la inversión.

5. PLAN DE EJECUCIÓN DE LA OBRA

La ejecución de una obra comienza con la realización del replanteo a pie de obra y los costos de la obra.

Una vez realizado el replanteo, se emite el E.D.E (encargo de ejecución) con las unidades constructivas empleadas para realización de la instalación. Cada unidad constructiva incluye las cantidades correspondientes de los materiales que la constituyen, la disposición preestablecida de estos, así como las operaciones de mano de obra necesarias para su instalación y el precio de la mano de obra correspondiente a las mismas.

5.1 Definiciones

5.1.1 Encargado o jefe de equipo

Corresponde al encargado o jefe de equipo la responsabilidad en la ejecución de los trabajos conforme a las reglas del arte.

- Seguridad personal
- Señalización y vigilancia
- Materiales a su cargo
- Otros servicios existentes
- Correcta ejecución del trabajo
- Vigilar la utilización correcta de los equipos y herramientas necesarias para la ejecución de los trabajos

5.1.2 Oficial o liniero

Corresponde oficial la responsabilidad en la correcta ejecución de las unidades constructivas que le sean encargadas de conforme a las reglas del arte.

- Cumplir las normas de seguridad
- Utilizar y conservar correctamente la herramienta y equipo a su cargo
- Controlar y manejar adecuadamente los materiales que se le entreguen para la realización de los trabajos
- Correcta ejecución del trabajo
- Evitar daños a instalaciones de otros servicios, propiedades particulares o publicas
- Dejar la zona de trabajo en las debidas condiciones al terminar la tarea

5.1.3 Supervisor

Corresponde al supervisor comprobar la correcta ejecución del trabajo contratado.

- Comprobación del replanteo
- Ejecución correcta de las unidades constructivas incluidas en el trabajo.
- Manejo adecuado de los materiales entregados
- Medición final del trabajo ejecutado
- Mantenimiento del proceso de ejecución de los trabajos al sistema

5.1.4 Consideraciones generales

En todo tipo de trabajo:

- Se mantendrá delimitada y protegida la zona de trabajo, durante el proceso de ejecución.
- Se comprobará la observancia de las normas de seguridad por parte del personal implicado en la obra

El Lugar de trabajo:

- El material sobrante será eliminado de la zona de obras antes de dar por concluidas las mismas, se recogerán asimismo todo tipo de residuos, envoltorio, envases, señalizaciones, etc. Utilizados durante el desarrollo del trabajo dejando el lugar limpio.

5.2 Cuantificación de recursos a utilizar

Los trabajos los realizará una empresa, esta contará con nueve brigadas las cuales estarán formadas por linieros y ayudantes para realizar los trabajos esto con lo que respecta a la mano de obra. Los materiales serán proporcionados por la distribuidora de electricidad de Oriente, sociedad anónima (DEORSA).

Se realizarán descargos de siete horas diarias, para realizar los cambios respectivos, con el grado de avance de los cambios cada suspensión tendrá que disminuir la carga afectada.

Los descargos se serán programados de 6:00 a 13:00 estos horarios debido a que generalmente en la tardes llueve, estos descargos serán

publicados en los periódicos de mayor circulación y anunciados en las radios locales.

Todos los materiales están en bodegas de la distribuidora de electricidad de Oriente, sociedad anónima (DEORSA) y la contrata retirara el material de acuerdo a lo programado y al grado de avance del proyecto.

5.3 Programación de elementos a sustituir

Los trabajos del cambio de tensión quedarán de la siguiente manera:

- Dos brigadas se encargarán de cambiar el aislamiento
- Dos brigadas se encargarán de cambiar los postes
- Dos brigadas se encargarán de cambiar los cruceros
- Tres brigadas se encargarán de cambiar los transformadores

No se describen las fechas porque la empresa constructora deberá evaluar las fechas y presentarlas a la oficina de proyectos de la distribuidora.

5.4 Verificación de trabajos a realizar

Se asignara un supervisor de parte de la distribuidora de electricidad de Oriente, sociedad anónima (DEORSA), quien tendrá la responsabilidad de que los trabajos realizados queden lo mejor posible.

Los transformadores quedarán instalados en los postes y serán energizados hasta el momento de la puesta en servicio.

5.5 Puesta en servicio

La puesta en servicio para el cambio de tensión sigue el procedimiento descrito en los pasos siguientes:

1. Se tendrán 10 horas para realizar la energizada de los transformadores de 34.5 KVA y Bajar los de 13.8 KV
2. Se agruparan en partes iguales los trabajos a realizar por las brigadas.
3. Se deberán tener cinco camiones para recoger los transformadores de 13.8 KV

5.6 Cronograma

Tabla XXVI. Cronograma de actividades

Descripción de la actividad	Primer semana	Segunda semana	Tercera semana	Cuarta semana	Quinta semana	Sexta semana	Septima semana	Octava semana	Novena semana	Decima semana
Planificar y evaluar las diferentes salidas para el cambio de tensión.										
Levantamiento de las salidas las cuales cambiarán de tensión.										
Verificación de los componentes eléctricos de los ramales para el cambio de tensión.										
Asignar a una contrata el trabajo a realizar para el cambio de tensión.										
Cambio de los diferentes componentes eléctricos de los ramales para el cambio de tensión. Aisladores, Cruceos, Postes, Cauce-circuitos, pararrayos etc.										
Revisión de los trabajos realizados en el campo para el cambio de tensión.										
Pruebas en los ramales efectuado el cambio de tensión, sin carga.										
Puesta en servicio de las líneas con el nuevo voltaje y el control del desempeño del trabajo.										

CONCLUSIONES

1. La Rentabilidad de la inversión se basa en la recuperación de capital, por las mejoras.
2. Con la herramienta adecuada se pueden determinar los parámetros de regulación, pérdidas de potencia activa aproximadas para los sistemas de distribución y de esta manera determinar las mejoras.
3. A través de los criterios técnicos y económicos, se pueden priorizar las salidas de media tensión de las subestaciones. Utilizando un plan de mantenimiento se obtendrán los mejores beneficios para la empresa distribuidora y para el cliente.
4. Con el cambio de tensión todas las personas del departamento de Petén obtendrán un mejor voltaje en sus instalaciones, pues muchas personas que antes no podían tener acceso a la energía eléctrica por la falta de capacidad en las salidas de distribución ahora podrán conectarse y contar con él.
5. El diseño de las redes de distribución cuenta con puntos de interconexión por donde se puede servir a los usuarios al momento de existir una determinada falla en el ramal.
6. La obra del cambio de tensión esta considerada para una vida útil de 20 años, con el mantenimiento necesario.

RECOMENDACIONES

1. Ejecutar las obras que se sugieren en las inversiones a corto y mediano plazo, ya que, aunque no impactan en el análisis económico se obtendrá un gran beneficio operativo
2. Buscar la forma que llegue a todas las personas la información de los diferentes descargos a efectuarse al momento de realizar un mantenimiento.
3. Se debe tener puntos de conexión en diferentes partes de las salidas, para poder servir a los usuarios en el momento de una incidencia.
4. Que toda empresa de distribución invierta en la mejora de las salidas, para ofrecer un servicio de calidad para los clientes.

BIBLIOGRAFÍA

1. Balance energético de las instalaciones de DEORSA, Unión FENOSA, 2004.
2. BLANK, Leland y Anthony Tarquín. **Ingeniería económica**. 3ª ed.; México, McGraw-Hill, 1992.
3. Información alfanumérica de facturación de energía del Sistema de Gestión Comercial de DEROSA. Unión FENOSA, 2004.
4. Información alfanumérica de incidencias del Centro de Operaciones de Red de DEORSA. Unión FENOSA, 2004.
5. Checa, Luis. **Líneas de Transporte de Energía**. España: Editorial Marcombo Boixareu, 1988
6. Donald G. Fink y H. Wayne Beaty. **Manual de Ingeniería Eléctrica** No. 09-99. Decimotercera Edición. México: McGraw Hill. 1996
7. Alvarez, C., Roldan, C. **Eficiencia, seguridad y calidad en los sistemas de Distribución Radial**. Introducción a la automatización en distribución. P. Universidad Católica de Chile, curso tutorial. Septiembre **1992**.

ANEXOS

Figura 19. Estructura con aislamiento 13.8 KV



Figura 20. Estructura con aislamiento 34.5 KV

