



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

**ESTUDIO TÉCNICO PARA EL AUMENTO DE CONFIABILIDAD Y  
CONTINUIDAD EN LA RED DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
EN EL ESTOR, IZABAL, CON LA LÍNEA 69 KV EL ESTOR-SECACAO**

**Ángel Martín Guzmán Aguilar**

Asesorado por el Ing. Juan Fernando Castro Martínez

Guatemala, agosto de 2006



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO TÉCNICO PARA EL AUMENTO DE CONFIABILIDAD Y  
CONTINUIDAD EN LA RED DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
EN EL ESTOR, IZABAL, CON LA LÍNEA 69 KV EL ESTOR-SECACAO.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

**ANGEL MARTIN GUZMAN AGUILAR**

ASESORADO POR EL ING. JUAN FERNANDO CASTRO MARTÍNEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, AGOSTO DE 2006



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Muyphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Ing. 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 Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godines
EXAMINADOR	Ing. Carlos Francisco Gressi López
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
SECRETARIA	Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas



## **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:

### **ESTUDIO TÉCNICO PARA EL AUMENTO DE CONFIABILIDAD Y CONTINUIDAD EN LA RED DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ESTOR, IZABAL, CON LA LÍNEA 69 kV EL ESTOR-SECACAO,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 19 de noviembre de 2004.

Ángel Martín Guzmán Aguilar





## **DEDICATORIA A:**

<b>Mis padres</b>	Ángel Aparicio Guzmán y Olga Aguilar de Guzmán
<b>Mi abuelita</b>	Licda. Olga Graciela Morales
<b>Mi hermana</b>	Olga Maria
<b>Mis hermanos</b>	Juan Pablo y Jorge Andrés
<b>A la familia</b>	Gutiérrez Morales
<b>A mi asesor</b>	Ing. Fernando Castro



## **AGRADECIMIENTOS**

A todos mis amigos que me acompañaron durante el proceso de la carrera...



Guatemala, 7 de noviembre de 2005.

Ing. Guillermo Bedoya  
Coordinador Area 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 **ESTUDIO TÉCNICO PARA EL AUMENTO DE CONFIABILIDAD Y CONTINUIDAD EN LA RED DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ESTOR, IZABAL, CON LA LÍNEA 69 kV EL ESTOR-SECACAO**,, elaborado por la estudiante Ángel Martín Guzmán Aguilar 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

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....</b>	<b>V</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS .....</b>	<b>VII</b>
<b>GLOSARIO.....</b>	<b>IX</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>XIII</b>
<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>XV</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>XVII</b>
<b>1. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....</b>	<b>1</b>
1.1. Características de los Sistemas de Distribución y Transporte .....	1
1.2. Clasificación de los Sistemas de Distribución y Transporte .....	1
1.2.1. Redes de baja tensión.....	2
1.2.2. Redes de media tensión.....	2
1.2.3. Redes de alta tensión.....	2
1.3. Componentes de los Sistemas de Distribución y Transporte.....	3
1.3.1. Subestación de distribución.....	3
1.3.2. Distribución de energía eléctrica .....	3
1.3.3. Distribución de energía eléctrica .....	3
1.3.4. Sistema de distribución primario .....	4
1.3.5. Alimentadores principales o troncales de sistemas de distribución .....	4
1.3.6. Alimentadores ramales o derivadas del sistemas de distribución .....	4
1.3.7. Transformador de distribución.....	4
1.3.8. Transporte de energía eléctrica.....	5
1.3.9. Transformadores de potencia.....	5
1.3.10. Interruptores automáticos.....	5

1.3.11.	Elementos de Regulación de Voltaje .....	5
1.4.	Normas de redes de distribución y transmisión .....	6
1.4.1.	Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) .....	6
1.4.2.	Normas de Estudio de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NEAST) .....	6
1.4.3.	Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).....	7
1.4.4.	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID) .....	7
1.4.5.	Normas Técnicas de Diseño y Operación del Sistema de Transporte (NTDOST) .....	8
1.4.6.	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) Resolución 55-2003.....	8
1.4.7.	Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) .....	9
1.5.	Normas de redes de distribución y transmisión .....	9
1.5.1.	Características de un buen servicio .....	9
1.5.2.	Sistemas radiales.....	10
1.5.3.	Sistemas en anillo .....	10
1.5.4.	Sistemas Enmallados:.....	11
<b>2.</b>	<b>SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EL ESTOR, IZABAL.....</b>	<b>13</b>
2.1.	Marco económico – social .....	13
2.2.	Sistema actual en 69 kV de la zona de influencia del proyecto. ....	13
2.2.1.	Sistema Nacional Interconectado: .....	13
2.2.2.	SNI del Nor Oriente de Guatemala .....	14
2.3.	Ventajas de la interconexión al SNI del Sistema Santa Elena, Petén. .....	16



2.3.1.	Sistema actual de Distribución de Energía Eléctrica en Petén	16
2.3.2.	Crecimiento del sector eléctrico en Santa Elena Petén.....	18
<b>3.</b>	<b>ESTUDIO TÉCNICO PARA LA INTERCONEXIÓN .....</b>	<b>19</b>
3.1.	Proyecto de interconexión en 69 kV:.....	19
3.1.1.	Introducción.....	19
3.1.2.	Características generales de la línea .....	19
3.1.3.	Configuración de la interconexión .....	23
3.2.	Modelo de flujo de carga y corridas .....	25
3.2.1.	Modelo de flujo de carga .....	25
3.2.2.	Metodología utilizada en corridas de flujo de carga: .....	26
3.3.	Casos a simular .....	26
3.3.1.	Carga Máxima .....	27
3.3.2.	Carga Mínima.....	30
3.3.3.	Cortocircuito .....	34
3.4.	Ventajas por la mejora de servicio .....	37
3.4.1.	Regulación de Voltaje .....	40
3.4.2.	Variación de los flujos de potencia con la nueva configuración.....	42
3.4.3.	Pérdidas de energía en el sistema de transmisión.....	43
3.4.4.	Calidad de Servicio .....	43
<b>4.</b>	<b>ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO .....</b>	<b>45</b>
4.1.	Costos unitarios y costos totales en la construcción.....	45
4.2.	Análisis económico .....	46
4.3.	Valor presente neto.....	47

**CONCLUSIONES.....51**  
**RECOMENDACIONES .....53**  
**BIBLIOGRAFÍA.....55**

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1. Capacidad térmica instalada.....	14
2. Diagrama unifilar de subestaciones a analizar. ....	24
3. Diagrama unifilar de subestaciones a analizar con la nueva línea .....	25
4. Diagrama unifilar actual a carga máxima.....	29
5. Diagrama unifilar con la nueva línea a carga máxima. ....	29
6. Diagrama unifilar actual a carga mínima. ....	33
7. Diagrama unifilar con la nueva línea a carga mínima.....	33
8. Diagrama unifilar con falla en Línea Secacao-El Estor. ....	35
9. Diagrama unifilar con falla en Línea La Ruidosa-San Julián. ....	36
10. Flujo económico del proyecto o plan propuesto para el mantenimiento.. ..	46

## TABLAS

I.	Ramales de distribución El Estor, Izabal .....	16
II.	Ramales de distribución Santa Elena Petén.....	17
III.	Características del conductor de fase.....	20
IV.	Características del hilo de guarda.....	21
V.	Valores en barras, sin la línea Secacao-El Estor.....	27
VI.	Valores en barras, con la línea Secacao-El Estor.....	27
VII.	Valores en línea, sin la línea Secacao-El Estor .....	28
VIII.	Valores en barras, con la línea Secacao-El Estor .....	28
IX.	Valores en barras, sin la línea Secacao-El Estor.....	30
X.	Valores en barras, con la línea Secacao-El Estor.....	31
XI.	Valores en línea, sin la línea Secacao-El Estor .....	31
XII.	Valores en barras, con la línea Secacao-El Estor .....	32
XIII.	Valores en líneas, comportamiento de cargabilidad.....	37
XIV.	Valores de tensión en barra. ....	39
XV.	Diferencia de tensión en barras, con y sin a carga máxima. ....	41
XVI.	Diferencia de tensión en barras, con y sin a carga mínima. ....	41
XVII.	Pérdidas en el sistema de transporte. ....	43
XVIII.	Costos unitarios y totales para nueva configuración.....	45

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Descripción</b>
<b>NTSD</b>	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
<b>NC</b>	Elemento de corte o seccionamiento normalmente cerrado
<b>NA</b>	Elemento de corte o seccionamiento normalmente abierto
<b>kV</b>	Kilovoltio
<b>ETCEE</b>	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
<b>SE</b>	Subestación Eléctrica
<b>SMT</b>	Salida de media tensión
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado
<b>TIU</b>	Tiempo de interrupción por usuario
<b>FIU</b>	Frecuencia de interrupción por usuario
<b>Q</b>	Quetzal, moneda de la República de Guatemala
<b>VPN</b>	Valor presente neto
<b>TIR</b>	Tasa interna de retorno
<b>%</b>	Porcentaje
<b>P/A</b>	Valor presente a partir de un valor futuro
<b>I</b>	Interés mensual a plazo fijo
<b>Urb</b>	Urbano
<b>Rur</b>	Rural



## GLOSARIO

<b>Alimentador</b>	Equipo que proporciona la energía necesaria para el funcionamiento de la red de distribución.
<b>Alta tensión</b>	Nivel de tensión superior a sesenta mil voltios (60,000 V).
<b>Baja tensión</b>	Nivel de tensión menor o igual a mil voltios (1,000 V).
<b>Beneficio</b>	Cambio a favor en el estado de las condiciones económicas de una distribuidora.
<b>Cliente</b>	Persona individual o jurídica que recibe el servicio de energía eléctrica del distribuidor, en media o baja tensión.
<b>Distribuidora</b>	Ente privado o estatal que se dedica a la distribución de la energía eléctrica.

<b>Generador</b>	Ente privado o estatal que se dedica a generar energía eléctrica.
<b>Incidencia</b>	Interrupción del suministro de energía eléctrica.
<b>Indicador de calidad</b>	Índices normados por la CNEE para determinar la calidad del servicio técnico de una distribuidora.
<b>Mantenimiento</b>	Conjunto de actividades que se realizan para mejorar la vida útil de las instalaciones por medio de planes que hacen eficiente el proceso de la industria.
<b>Media tensión</b>	Nivel de tensión superior a mil voltios (1,000 V) y menor o igual a sesenta mil voltios (60,000 V).
<b>Penalización</b>	Sanción que se aplica al distribuidor por haber sobrepasado los límites de los indicadores de calidad.



**Transportista**

Ente privado o estatal que se encarga de transportar en alta tensión la energía que le entrega el generador y que la suministra a los distribuidores.



## RESUMEN

La contribución directa de la energía eléctrica a las actividades productivas, es, sumamente, importante para el crecimiento y modernización del país. Sin un suministro eléctrico confiable, suficiente y de alta calidad, se estaría limitando el desarrollo económico.

Por estas razones, debe ser una prioridad para las empresas de transmisión y distribución eléctrica, tener programas de mantenimiento adecuados y buscar mejoras al Sistema Nacional Interconectado que garanticen un suministro confiable y continuo de energía eléctrica a toda la población.

Es importante tener claro cuáles son todos los agentes que integran el SNI para tener una visión de las áreas que requieran una optimización, las cuales al actuar sobre estas, logren una mejora considerable en el suministro de energía eléctrica, se traduzca en una satisfacción de la creciente demanda de energía eléctrica, mejorar la calidad y la confiabilidad. Aunado con una posible atracción de capital privado, tanto nacional como extranjero al SNI.

Con los recursos del programa de electrificación rural se llevó a cabo la interconexión del sistema aislado del Estor, Izabal al SIN, a través de la construcción de una línea de transmisión de 69 kV y una subestación 69/13.8 kV con una capacidad de 14 MVA. En este trabajo, se planteó una posible alternativa, para mejorar aun más la confiabilidad de la Red de El Estor de todo el SNI del nor oriente del país, interconectando las subestaciones del Estor y la subestación de Secacao, el cual se encuentran a una distancia de 40 km. a través de una línea de transmisión de 69kV.



## **OBJETIVOS**

- **General**

Presentar una posible solución para mejorar la confiabilidad y continuidad de la distribución de energía eléctrica del Estor, Izabal. Y apoyar al sistema aislado de Santa Elena, Petén, para interconectarlo al SNI.

- **Específicos**

1. Establecer condiciones de la red SNI sin la interconexión.
2. Establecer condiciones de la red con la interconexión, incluyendo el sistema aislado de Santa Elena, Petén.
3. Estudiar las ventajas de la interconexión entre estas dos subestaciones.
4. Análisis coste/beneficio en la implementación de la interconexión entre las subestaciones del Estor – Secacao – Santa Elena.



## INTRODUCCIÓN

Las empresas de distribución de energía eléctrica en el país, están enfocadas, actualmente, en la mejora del producto y de la calidad del servicio al cliente, por medio de un constante mantenimiento de las líneas de distribución y el montaje de líneas de transmisión nuevas y subestaciones. Esto se refleja en una considerable mejora en la calidad del servicio que los clientes reciben y para en la reducción de pérdidas de energía y el aumento de sus redes.

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño anuales, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado sin incluir daños causados por fuerza mayor y ayudar en la toma de decisiones acerca de las modificaciones de elementos componentes de la red y/o topología.

El problema de la calidad de servicio y de la calidad de producto de electricidad, tiene, también, un trasfondo económico, para los clientes como para las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Este trabajo está orientado a mostrar los beneficios de la interconexión El Estor – Secacao ante una falla en las líneas Puerto Barrios – La Ruidosa o pérdida de generación en GENOR o Río Bobos. Otro Beneficio es el incremento a la capacidad de transporte a la línea Poptun – Santa Elena, Petén en 69 kV.





# **1. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

¿ Qué son los sistemas de distribución y transporte? En este capítulo se describirán los aspectos técnicos de las redes, para tener un punto de partida a todo el análisis que se hará en los capítulos siguientes:

## **1.1. Características de los Sistemas de Distribución y Transporte**

Las redes de distribución y transporte son el medio a través del cual se transmite energía desde los puntos de generación hasta el usuario final. Una red se compone de líneas de transmisión aéreas o subterráneas, cuyas dimensiones están determinadas por las magnitudes de los voltajes y las potencias a transportar o distribuir, longitudes, conectores, seccionadores, empalmes y equipos de control y maniobra, además las líneas de Media Tensión tienen transformadores y asociada una red de Baja Tensión

## **1.2. Clasificación de los Sistemas de Distribución y Transporte**

Las redes se diferencian según su nivel de tensión, ya sea en redes de alta, media y baja tensión . La diferencia en los niveles de tensión en las redes se justifican por la diversidad y magnitud de las demandas, las distancias que se necesitan abarcar, por la necesidad de optimizar las pérdidas ohmicas en las líneas y por optimizar despachos económicos en la generación.

### **1.2.1. Redes de baja tensión**

Las redes de baja tensión se emplean para abastecer consumos domiciliarios y alguna parte de las industrias, utilizándose tensiones menores a 1 kV entre fases (comúnmente niveles de 120/240 Voltios monofásico para consumo residencial y 480 Voltios para consumos industriales de tamaño medio. Estas últimas pueden ser monofásicas o trifásicas dependiendo de la potencia que requiera la industria que utiliza el servicio.

### **1.2.2. Redes de media tensión**

Las redes de media tensión emplean voltajes comprendidos entre 1 kV y 60 kV entre fases y permiten de mayor potencia en distancias cortas (del orden de 30 km a 60 km). Se utilizan principalmente en instalaciones industriales importantes, para suministrar energía a ciudades y otras comunidades de tipo rural. En Guatemala se ha establecido una tensión máxima de 34.5 kV entre fases para la distribución de energía en el interior del país.

### **1.2.3. Redes de alta tensión**

Finalmente, las redes de alta tensión emplean voltajes mayores a 60 kV y se utilizan en sistemas de sub-transmisión, transporte. Debido a su importancia, se requiere que equipos adecuados de aislamiento, control y protección para dar seguridad y calidad de servicio.

### **1.3. Componentes de los Sistemas de Distribución y Transporte**

A continuación se describen los componentes de los sistemas de distribución y transporte.

#### **1.3.1. Subestación de distribución**

Es el conjunto de equipos electromecánicos instalados en un lugar determinado, y las obras civiles en el mismo, para la transformación del nivel de tensión de la energía eléctrica.(mayor a 60 kV).

#### **1.3.2. Distribución de energía eléctrica**

Es el transporte y suministro de energía eléctrica a los usuarios, partiendo de la subestación de distribución. Comprende: el sistema de distribución primario y el sistema de distribución secundario.

#### **1.3.3. Distribución de energía eléctrica**

Es un conjunto de líneas, elementos y dispositivos que tiene la finalidad de transportar la energía eléctrica hacia los transformadores de distribución. En Guatemala las tensiones para el sistema primario de distribución son de 34.5 kV, 13.8 kV y de 4.16 kV. Estos alimentadores están divididos en principales (troncal) y ramales (derivadas)..

#### **1.3.4. Sistema de distribución primario**

Es un conjunto de líneas, elementos y dispositivos que tiene la finalidad de transportar la energía eléctrica hacia los transformadores de distribución. En Guatemala las tensiones para el sistema primario de distribución son de 34.5 kV, 13.8 kV y de 4.16 kV. Estos alimentadores están divididos en principales (troncal) y ramales (derivadas).

#### **1.3.5. Alimentadores principales o troncales de sistemas de distribución**

Son las líneas de distribución, trifásica, que parten en forma radial de la barra de Subestación de distribución. Transporta la energía eléctrica a los transformadores de distribución y ramales.

#### **1.3.6. Alimentadores ramales o derivadas del sistemas de distribución**

Son las líneas de distribución que parten en forma radial de la troncal y transporta la energía eléctrica a los transformadores de distribución.

#### **1.3.7. Transformador de distribución**

Equipo que reduce la tensión primaria a voltajes de 120/240 voltios o tensiones de uso industrial.

### **1.3.8. Transporte de energía eléctrica**

El propósito fundamental del sistema de transmisión de energía eléctrica es trasladar desde las unidades generadoras, hasta las subestaciones de distribución. Esto se cumple por medio de las líneas de transmisión que conectan los generadores a la red de transmisión, para posteriormente entregar la energía a las subestaciones de distribución ubicadas en los centros de carga.

### **1.3.9. Transformadores de potencia**

Son los elementos que se emplean para transformar tensión eléctrica en capacidades mayores a 500 kVA y de tensiones mayores a 60 kV.

### **1.3.10. Interruptores automáticos**

Son dispositivos mecánicos de interrupción que son capaces de dejar pasar, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales, así como también interrumpir corrientes en condiciones anormales.

### **1.3.11. Elementos de Regulación de Voltaje**

Uno de los requisitos de calidad en los sistemas de transmisión de energía eléctrica es mantener los niveles de Voltaje dentro de los rangos permitidos, tanto si son voltajes altos como bajos. Para cada uno de estos casos, existen elementos que se conectan a la red que ayudan inyectando potencia reactiva al sistema, como los Bancos de Capacitores, y/o elevando la tensión por medio

de Reguladores de Voltaje automáticos, que al cambiar su relación de transformación suben o bajan el voltaje de salida.

#### **1.4. Normas de redes de distribución y transmisión**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es la entidad responsable de la emisión de las normas relacionadas con la calidad de servicio que recibe el usuario final y todas las normativas relacionadas con el sistema de transporte y distribución de energía eléctrica.

Las normas vigentes al momento de la elaboración de este trabajo son:

##### **1.4.1. Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)**

Establece derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio de distribución, así como los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad del servicio de distribución.

##### **1.4.2. Normas de Estudio de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NEAST)**

Establece el tipo y el contenido de los estudios eléctricos para sistemas de potencia que se debe presentar a la CNEE, para toda instalación nueva, o ampliación de una existente, ya sea en el área de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica.

El tipo de estudios que se deben presentar incluye el impacto resultante sobre el Sistema de Transmisión actual. Dependiendo de la instalación y las características de cada una de ellas, se deben realizar los estudios de flujo de cargas, de cortocircuito y de estabilidad transitoria.

#### **1.4.3. Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT)**

Establece el procedimiento que debe seguir las solicitudes de acceso a la capacidad de transporte existente, para cualquier interesado en conectar sus instalaciones eléctricas que requiera una modificación en la potencia del sistema. También establece el procedimiento para toda ampliación de la capacidad de transporte del sistema.

#### **1.4.4. Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDROID)**

Establece las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que toda mejora o expansión de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas, bienes y la calidad del servicio.

Entre sus disposiciones indica que los materiales y equipos que se instalen de las líneas deben cumplir con la norma Internacional IEC y que se debe utilizar el Sistema Internacional de Unidades.

En lo referente a la servidumbre de paso y al Impacto ambiental se apega a la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

#### **1.4.5. Normas Técnicas de Diseño y Operación del Sistema de Transporte (NTDOST)**

Establece las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que toda mejora o expansión de las instalaciones de transporte de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas, bienes y la calidad del servicio.

Entre las disposiciones indica que los materiales y equipos que se instalen de las líneas de transmisión deben cumplir con la norma Internacional IEC y ANSI, que se debe utilizar el Sistema Internacional de Unidades.

En lo referente a la Servidumbre de paso y al Impacto ambiental se apega a la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

Con relación a la Calidad de la energía eléctrica, todo diseño de líneas o subestaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica deberá considerar los parámetros del servicio existente en la zona de conformidad a las normas técnicas NTSD y NTCSTS, debiendo además realizar los estudios conforme lo ordenan las normas NEAST y NTAUCT.

#### **1.4.6. Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) Resolución 55-2003**

El objetivo de estas Normas es establecer los índices de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones.



Todo lo anterior respecto a las sanciones de la Calidad del Producto por parte del Transportista, la Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto y la Calidad del Servicio Técnico.

#### **1.4.7. Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)**

El objetivo de estas Normas es establecer los índices de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de distribución de energía al usuario final, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y las sanciones respecto a la Calidad del Producto por parte del distribuidor, la Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto y la Calidad del Servicio Técnico.

### **1.5. Normas de redes de distribución y transmisión**

#### **1.5.1. Características de un buen servicio**

Uno de los objetivos en el servicio de distribución y transporte es diseñar una red que permita minimizar los cortes de energía a los usuarios. Para ello, existen distintas topologías de redes que condicionan la forma normal de explotar los sistemas eléctricos y las posibilidades de salvar parte del servicio ante las fallas o perturbaciones. En efecto, no basta con que los sistemas eléctricos permitan el paso de una determinada potencia mientras la explotación sea normal, sino que, deben tener una adecuada confiabilidad de servicio, que permita hacer frente a posibles averías en las redes, así como a los agentes perturbadores externos, tales como la lluvia, polución, choque de vehículos, etc.

Básicamente se pueden encontrar tres tipos diferentes de topologías: los radiales, sistemas de anillo y sistemas enmallados.

### **1.5.2. Sistemas radiales**

Es el tipo de sistema por el que fluye la corriente eléctrica en una sola dirección y tiene un único punto de alimentación. Básicamente, es una línea que sale desde una subestación y puede o no ramificarse pero jamás vuelve a encontrar un punto de alimentación. Estos sistemas, sencillos y fáciles de operar, son evidentemente los más baratos, pero son los que menos ofrecen confiabilidad de servicio.

### **1.5.3. Sistemas en anillo**

Los sistemas en anillo permiten mejores condiciones de seguridad de servicio al ser alimentados en paralelo desde varias fuentes a la vez, mediante líneas continuas, sin interrupciones. El número de anillos así formado es siempre reducido y cada uno puede contener derivaciones más o menos importantes y ramificadas. Ahora bien, en caso de problemas con una fuente (transformador), es posible mantener el servicio, alimentando a los clientes desde las fuentes restantes. Si falla uno de los anillos, puede aislarse el trozo fallado y alimentar desde ambos lados en forma radial. Mientras mayor sea el número de trozos en que pueda dividirse el anillo, mayor será la seguridad, pero también el costo. Por último, la protección y el control de un anillo es más complicada y cara que en un alimentador radial.

#### **1.5.4. Sistemas Enmallados:**

Los sistemas enmallados son aquellos en que todas las líneas forman anillos, obteniéndose una estructura similar en malla. Esta disposición exige que todos los tramos de línea acepten sobrecargas permanentes y que cada tramo tenga equipos de desconexión en ambos extremos. Se obtiene así la máxima seguridad, aunque también un mayor costo. Este tipo de redes se emplean en sistemas de transmisión importantes, así como en las redes de distribución en los centros de carga importantes.



## **2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EL ESTOR, IZABAL**

### **2.1. Marco económico – social**

El Estor se encuentra ubicado a las orillas del lago de Izabal, en el departamento de Izabal, aproximadamente a 308 kilómetros de la capital de Guatemala. A escasos 4 metros sobre el nivel del mar, el clima de este municipio es bastante cálido y sobre todo húmedo. La particularidad de su nombre proviene de la ocupación de los explotadores de pimienta y zarzaparrilla de origen anglosajón, quienes se abastecían en esta pequeña comunidad de Seke'enel (Bahía de la Molendera) refiriéndose a ella como **Store** (tienda). Los indígenas de la región adoptaron el vocablo y desde 1890 la llamaron El Estor.

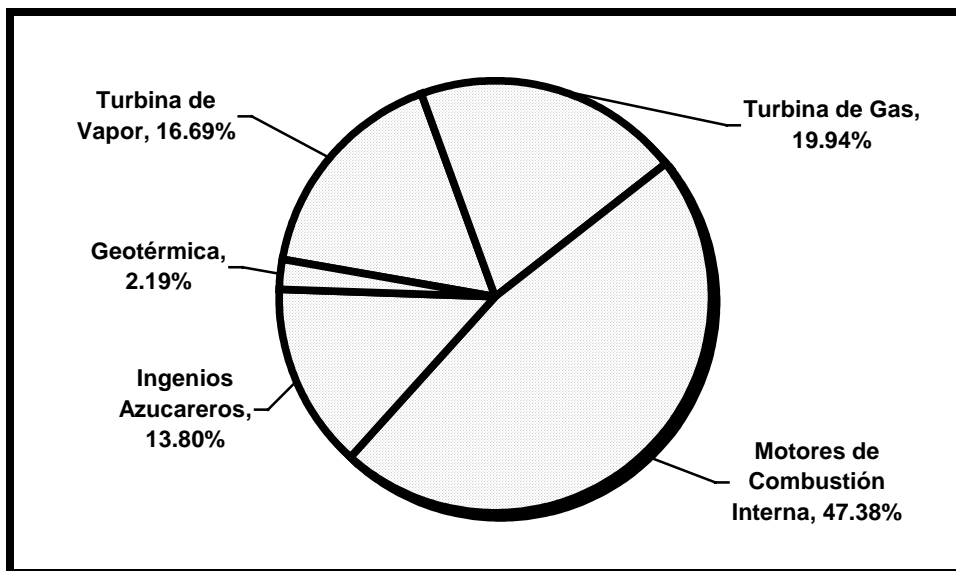
### **2.2. Sistema actual en 69 kV de la zona de influencia del proyecto.**

#### **2.2.1. Sistema Nacional Interconectado:**

Las Líneas de transmisión, las subestaciones, las centrales generadoras, las redes de distribución y todo equipo destinado para transportar la energía entre los generadores y los usuarios finales, constituyen el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala. De acuerdo con el último dato publicado por el Administrador del Mercado Mayorista, (conocido como AMM), en Noviembre del año 2003 Guatemala tenía una capacidad instalada de 1966.3 MW donde el 31.96% es generación Hidráulica, y 68.04% es generación Térmica.

La capacidad Térmica está distribuida como la muestra la figura 1, 16.69% turbinas de Vapor, 19.94% turbinas de Gas, 47.38% Motores de Combustión Interna, 13.80% Ingenios Azucareros, y 2.19% Geotérmica.

**Figura 1. Capacidad térmica instalada.**



### **2.2.2. SNI del Nor Oriente de Guatemala**

Entre los años 2002 y 2004 el Plan de Electrificación Rural (PER) ha trabajado en aumentar los kilómetros de línea disponibles de 69 kV para llegar a los centros de carga lejanos, con mejores voltajes y lograr una considerable continuidad en la entrega de energía en esas áreas. Estas líneas han interconectado nuevas Subestaciones como la construida en Alta Verapaz, la Subestación de Tactic con relación de voltajes de 230/69 kV, la cual aumento considerablemente la calidad de servicio en ese departamento.

Con el programa del PER se construyó las Subestaciones de Río Dulce y Poptun, enlazadas por un sistema radial con una Línea de Alta Tensión de

125kms. A 35kms de la Subestación la Ruidosa se construyó la Subestación de Río Dulce, de la cual sale una línea 69 kV de 38 kms a la Subestación El Estor.

Con estas instalaciones se eliminó el sistema de generación aislado que producía la energía eléctrica para toda la cabecera municipal de El Estor, el cual era un sistema de distribución de energía poco confiable, con grandes deficiencias y de alto costo.

Con la construcción de la subestación y la línea de transmisión 69 kV se logro conectar el centro de carga de El Estor con el SNI de Guatemala, y así se obtuvo una mejora considerable en la confiabilidad y la continuidad del suministro de energía a este lugar, favoreciendo el crecimiento y el desarrollo del área. Esta construcción también redujo a menos de 55 kilómetros la distancia que existe actualmente entre el sistema radial de El Estor con la línea de 69 kV San Julián- Secacao, la cual conecta la planta generadora de Secacao, que se encuentra ubicada en el municipio de Senahu del departamento de Alta Verapaz, y que está interconectada con la Subestación de Tactic, por medio de la Subestación San Julián.

Al construir una línea de transmisión en 69 kV de una longitud de 55km entre las Subestaciones de El Estor en Izabal y Secacao en Alta Verapaz, se estaría cambiando la configuración del sistema de El Estor, de Radial a tipo Anillo.

Con la configuración tipo anillo, beneficia de mayor forma a todos los centros de carga de la parte norte Izabal y aumentará la capacidad de transporte en la Subestación de Río Dulce para suministrar suficiente potencia al Petén.

En la cabecera municipal de El Estor, se incrementará la confiabilidad el fluido eléctrico, debido a que cualquier falla que exista aguas arriba de la subestación Río Dulce, mantendrá el flujo a través de la subestación Secacao, o si se diera el caso, cualquier problema aguas arriba de la subestación Secacao, el flujo de potencia se inyectaría al SNI por la subestación de Río Dulce

**Tabla I. Ramales de distribución El Estor, Izabal.**

CIRCUITO	TENSION (kV)	POTENCIA INSTALADA (kVA)	CANTIDAD CLIENTES	LONGITUD TOTAL (KMS)	FACTURACIÓN MENSUAL kWh
EL ESTOR	13.8	1,788.60	2,420.00	14.71	341,169.63
EL MURCIELAGO	13.8	650.00	419.00	43.23	13,677.03

### **2.3. Ventajas de la interconexión al SNI del Sistema Santa Elena, Petén.**

Algunas ventajas que se obtendrían al cambiar la configuración de los sistemas radiales del Nor Oriente del país son: mayor capacidad de transmisión de energía, desde el SNI hacia el centro de carga del Petén, ahorro en consumos de combustibles, mejores índices en la calidad del producto y aumento de calidad del servicio técnico en el área de análisis.

#### **2.3.1. Sistema actual de Distribución de Energía Eléctrica en Petén**

En el departamento de Petén se tiene básicamente 6 centros de carga importantes, los cuales son: Flores, Santa Elena, San Benito, Melchor de Mencos, Sayaxche, Poptun y San Luis.



Los dos últimos municipios ya están conectados al SNI a través la Subestación de Poptun que se encuentra interconectada con la Subestación Río Dulce, de la que deriva también la subestación El Estor. Está conexión aumentó la calidad del producto entregado a los clientes, logrando mayor satisfacción en los mismos.

El resto de poblaciones está siendo alimentada por un sistema aislado de generación térmica ( Bunker y Diesel), con un sistema de distribución con 4 ramales en 13.8 kV y dos en 34.5 kV. En la tabla siguiente se indica por ramal la longitud, la potencia instalada, la cantidad de transformadores de distribución instalados y la cantidad de clientes a los que se les suministra energía eléctrica.

**Tabla II. Ramales de distribución Santa Elena Petén.**

CIRCUITO	VOLTAJE (kV)	POTENCIA INSTALADA (KVA)	CANTIDAD CLIENTES	LONGITUD TOTAL (KMS)	FACTURACIÓN MENSUAL kWh
SAN BENITO	13.8	12,031.10	10,945.00	209.13	1,729,446.86
SANTA ELENA	13.8	7,978.60	2,866.00	38.71	1,174,873.05
M. DE MENCOS	34.5	5,630.00	5,486.00	167.80	746,173.04
SAYAXCHE	34.5	7,878.60	6,978.00	335.70	1,085,093.46
FLORES	13.8	3,741.00	1,761.00	11.88	719,082.66

Los problemas que se tienen en el sistema asilado de Santa Elena Petén, son en parte debido a la poca inercia de las unidades generadoras, al sistema de generación basado en unidades pequeñas, al limitado rango de coordinación de reconectores con los fusibles de línea.

Con respecto a la potencia del sistema asilado de Santa Elena Petén, al mes de Junio de 2005 la potencia máxima requerida para el sistema aislado de Santa Elena Petén era de 13.5 MW. La tasa de crecimiento de clientes en esta

área de Diciembre 2004 a Julio 2005 era de 11.18%, lo cual define un crecimiento considerable de potencia para los siguientes años. Con la configuración radial actual, si se construyera una línea de 69 kV desde Poptun, hasta Santa Elena, la capacidad de transporte de potencia por medio de esa línea hacia el centro de carga de Santa Elena Petén se estima en 2 MVA.

### **2.3.2. Crecimiento del sector eléctrico en Santa Elena Petén**

El departamento de Petén se caracteriza por ser un punto de interés del turismo local e internacional, teniendo una tasa de crecimiento alta para el área. Actualmente tiene el segundo aeropuerto más grande del país, recibiendo varios vuelos internacionales semanalmente.

### **3. ESTUDIO TÉCNICO PARA LA INTERCONEXIÓN**

#### **3.1. Proyecto de interconexión en 69 kV:**

##### **3.1.1. Introducción**

La contribución directa de la energía eléctrica a las actividades productivas es sumamente importante para el crecimiento y modernización del país. Sin un suministro eléctrico confiable, suficiente y de alta calidad, se estaría limitando el desarrollo económico.

Por estas razones, ha habido una prioridad para las empresas de transmisión y distribución eléctrica por tener programas de mantenimiento adecuados y buscar ampliaciones del Sistema Nacional Interconectado que garanticen un suministro confiable y continuo de energía eléctrica.

Esta es una propuesta de mejora estructural en el SNI para asegurar la satisfacción de la creciente demanda de energía eléctrica, mejorar la calidad, confiabilidad y atraer capital privado, tanto nacional como extranjero en el área nororiental de la República de Guatemala.

##### **3.1.2. Características generales de la línea**

Las características generales, comunes en todos los Proyectos Específicos del PER se realizan según un Proyecto Tipo diseñado

exclusivamente para este tipo de líneas de transmisión, el cual se indica a continuación:

### 3.1.2.1. Conductores

Los conductores a emplear serán de aluminio-acero, y los cálculos de eléctricos y mecánicos de los conductores se toman del modelo tipo de las líneas de 69 kV que se utiliza en el plan de electrificación rural.

Las características principales se indican en la siguiente tabla:

**Tabla III. Características del conductor de fase.**

DENOMINACION		477 MCM HAWK	
SECCIÓN TRANSVERSAL	TOTAL (mm <sup>2</sup> )	281.10	
	ALUMINIO (mm <sup>2</sup> )	241.70	
	ACERO (mm <sup>2</sup> )	39.40	
COMPOSICIÓN	ALUMINIO	Nº ALAMBRES	26.00
		DIÁMETRO (mm)	3.44
	ACERO	Nº ALAMBRES	7.00
		DIÁMETRO (mm)	2.68
DIÁMETRO	NÚCLEOACERO (mm)	8.04	
	CABLE (mm)	21.80	
CARGA ROTURA (daN)		8677.00	
RESISTENCIA ELECTRICA A 20° C (Ohms/km)		0.12	
PESO (daN/m)		0.96	
MÓDULO DE ELASTICIDAD (daN/mm <sup>2</sup> )		7.50	
COEFICIENTE DILATACIÓN LINEAL (°C-1)		18.9 10-6	
INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)		659.00	

### 3.1.2.2. Cable de Guarda

Los cables de guarda a emplear estarán especialmente diseñados para el blindaje de los conductores activos de la línea de transmisión. Teniendo a su vez condiciones mecánicas compatibles con las requeridas para mantener catenarías semejantes en los diversos vanos donde sean utilizados.

Las características principales se indican en la siguiente tabla:

**Tabla IV. Características del hilo de guarda.**

DENOMINACION	7#8 A.G. Tipo H.S.
SECCIÓN RESISTENTE (mm <sup>2</sup> )	5109667
DIÁMETRO EXTERIOR (mm)	3.048
CARGA DE ROTURA (daN)	4804.079
PESO (daN/m)	0,3984
MÓDULO DE ELASTICIDAD FINAL(daN/mm <sup>2</sup> )	18362.63
COEFICIENTE DILATACIÓN LINEAL (°C X 10)	115
RESISTENCIA ELECTRICA CON C.C. A 20° C (Ω/km)	3.977

### 3.1.2.3. Aislamiento y herrajes

El aislamiento se realizará mediante aisladores de polímero, formado con cadenas de aisladores tipo de suspensión y aisladores tipo poste de polímero.

Los herrajes serán diferentes en función del tipo de elemento aislador y conductor a utilizar

#### **3.1.2.4. Estructuras**

Las estructuras serán de concreto pretensado centrifugado, de resistencia adecuada al esfuerzo que hayan de soportar. Las características principales de los postes y crucetas están definidos en el modelo tipo de las líneas de 69 kV que se utiliza en el plan de electrificación rural.

#### **3.1.2.5. Puestas a tierra**

La puesta a tierra de las estructuras se realizará con electrodos consistentes en varillas de cobre de 5/8" x 10' conectando con el cable de bajada de tierra a través de cargas cadwell 90 o con conectores de cuña.

Los valores para cada estructura se dejan dejando un valor no mayor a 10 Ohms y en partes críticas no mayor a 25 Ohms.

#### **3.1.2.6. Numeración y aviso de peligro**

En cada estructura se marcará el número de orden que le corresponda, fijando como origen de la línea el extremo desde donde se evacua la energía eléctrica.

Todas las estructuras llevarán una placa de señalización con el número de orden en negro sobre fondo amarillo en dimensiones especificadas en conjunto con el INDE.

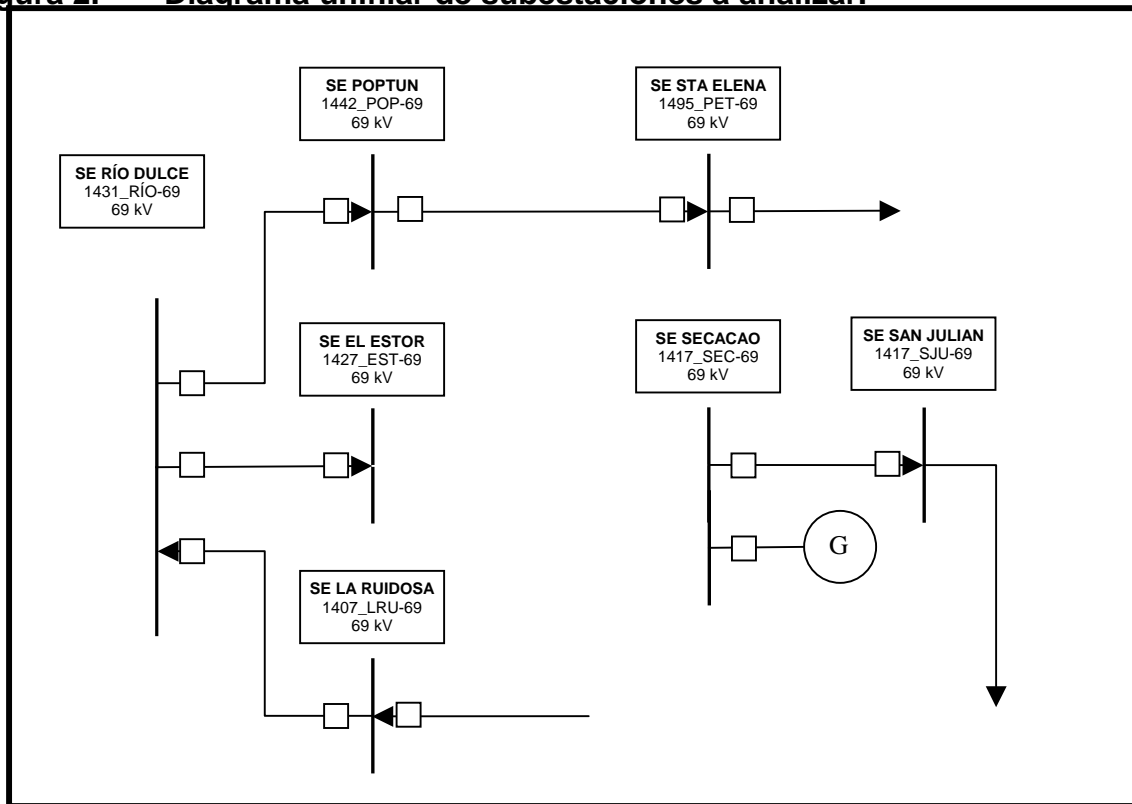
### **3.1.2.7. Características particulares**

- Tensión nominal de diseño: 69 kV.
- Tensión nominal de servicio: 72.5 kV.
- Frecuencia: 60 Hz
- Potencia máxima de transporte: 63 MW
- Tipo de conductor: 477 MCM ACSR Hawk
- N° de circuitos: 1 Circuito
- Tipo de cable de guarda: 7#8 Acero Galvanizado 3/8" Tipo High Strength.
- Tipo de aislador empleado: Poliméricos.
- Longitud de la línea: 35.95 kms.
- Origen y final de la línea: Parte de la S/E El Estor y finaliza en la S/E Secacao.
- Tipo de estructuras utilizadas: Estructuras Tipo I, II, III, IV, V y VA.

### **3.1.3. Configuración de la interconexión**

Utilizando la base de datos del Sistema Nacional Interconectado aportados por la Administración Mercado Mayorista se analizará la configuración actual entre las Subestaciones de Secacao y San Julián en el departamento de Alta Verapaz y las Subestaciones de La Ruidosa, Río Dulce, Poptun y El Estor, todas éstas en el departamento de Izabal. En la figura 2 observamos las interconexiones con las direcciones de los flujos de potencia y el sentido de los flujos de potencia actuales.

**Figura 2. Diagrama unifilar de subestaciones a analizar.**

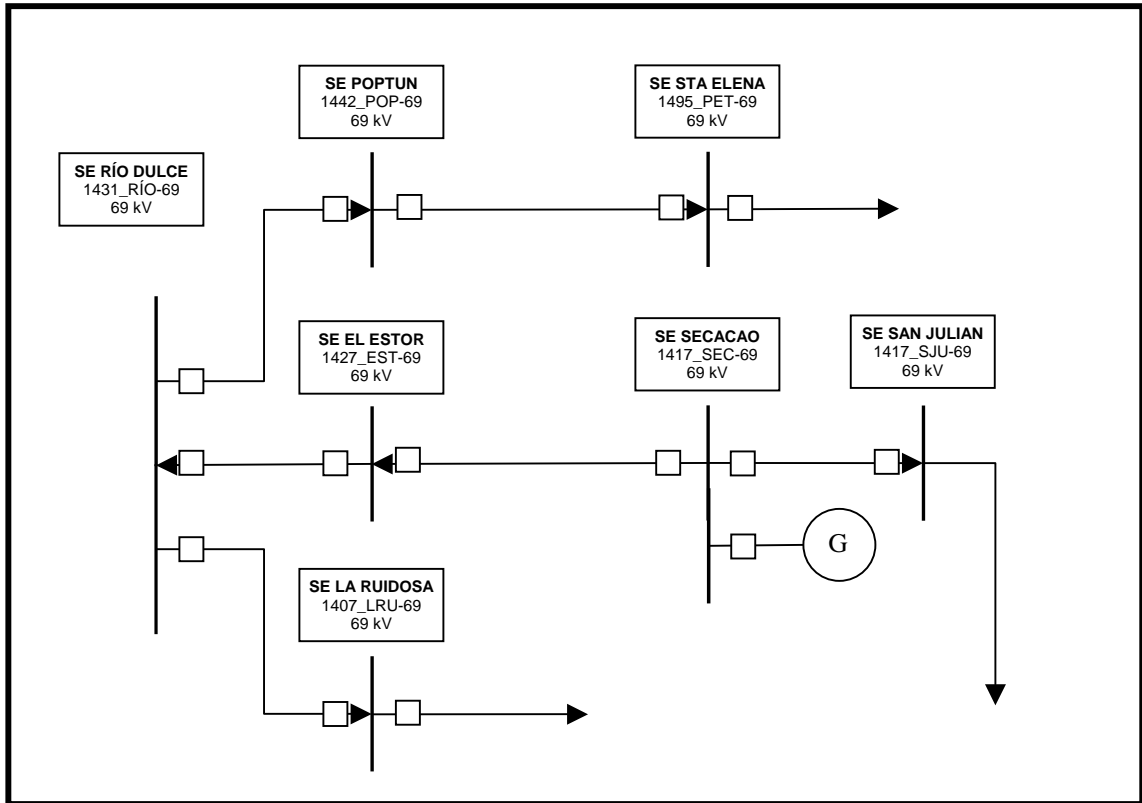


Se observa en el diagrama unifilar la configuración actual en donde la Subestación Petén se ha simulado con una carga de 5 MVA. Las flechas indican las direcciones de los flujos, y para la configuración actual; el SNI inyecta potencia a la Subestación de El Estor, desde la Subestación de San Julián, pasando por la subestación Santa Elena, Sanarate, Rancho, Panaluya, Mayuelas, La Ruidosa y finalmente la subestación Río Dulce, para un trayecto total de 255 kms en línea de 69 kV.

En la figura 3 se observa la configuración propuesta con línea Secacao-El Estor, las flechas indican las direcciones de los flujos. Para esta configuración, el flujo recorre sólo 70 kms para llegar a la subestación El Estor



**Figura 3. Diagrama unifilar de subestaciones a analizar con la nueva línea.**



### 3.2. Modelo de flujo de carga y corridas

#### 3.2.1. Modelo de flujo de carga

Un Modelo de flujo de cargas presenta las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica.

El flujo de cargas consta básicamente de dos etapas: La primera consiste en obtener las tensiones complejas en todos los nudos eléctricos. Para este propósito no es posible utilizar las herramientas convencionales de

análisis de circuitos lineales, porque las restricciones del contorno no se especifican en términos de impedancias (cargas) y fuentes de tensión (generadores) sino de potencias, lo cual conduce a un sistema no lineal de ecuaciones. La segunda etapa consiste simplemente en el cálculo de todas las magnitudes de interés, como flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas, etc.

### **3.2.2. Metodología utilizada en corridas de flujo de carga:**

Se utiliza como herramienta de análisis el simulador NEPLAN, que tiene como método de cálculo el modelo de Newton Raphson Extendido, en el que se ha permitido una tolerancia del 5 % en incremento o decremento de la tensión, se permite la cargabilidad de los elementos al 100 % y se define una tolerancia de 0.001 para la convergencia de las iteraciones dentro de cada simulación, definiendo como máximo 50 iteraciones en cada prueba, obteniéndose el porcentaje de violación en la tensión o cargabilidad de los circuitos afectados.

La información para simular la red del Sistema Nacional Interconectado, fue proporcionada por el Administrador del Mercado Mayorista, el cual facilitó la base de datos oficial en archivos tipo \*.raw los cuales fueron trasladados a formato NEPLAN.

### **3.3. Casos a simular**

En los flujos de carga en estado estable, se han definido los siguientes nodos como relevantes:

Barra de subestación Secacao:	SEC-69,
Barra de subestación San Julián:	SJU-69,
Barra de subestación La Ruidosa:	LRU-69,
Barra de subestación El Estor:	EST-69,
Barra de subestación Río Dulce:	RÍO-69,
Barra de subestación Santa Elena, Petén:	PET-69,
Barra de subestación Poptun:	POP-69.

Se determino realizar tres escenarios de demanda, que son: carga máxima, carga mínima y análisis de corto circuito simulando una falla trifásica en nueva línea Secacao-El Estor y otra falla trifásica en la barra de la subestación La Ruidosa. Los datos se presentan en los puntos 3.3.1, 3.3.2 y 3.3.3.

### 3.3.1. Carga Máxima

Los resultados del voltaje del flujo de carga en estado estable, para demanda máxima de 1244 MVA son:

**Tabla V. Valores en barras, sin la línea Secacao-El Estor.**

Subestación	Nombre nodo	Tensión en kV	Tensión en %	Angulo voltaje °
Secacao	1417__SEC-69	71.47	103.58	-0.4
San Julián	1416__SJU-69	69.85	101.24	-5.4
La Ruidosa	1407__LRU-69	69.73	101.07	-48.8
El Estor	1427__EST-69	69.72	101.05	-51
Río Dulce	1431__RÍO-69	69.70	101.02	-50.7
Santa Elena Petén	1495__PET-69	69.60	100.88	-58.6
Poptun	1442__POP-69	69.28	100.42	-55.7

**Tabla VI. Valores en barras, con la línea Secacao-El Estor.**

Subestación	Nombre nodo	Tensión en kV	Tensión en %	Angulo voltaje °
Secacao	1417__SEC-69	71.16	103.13	-10.50
San Julián	1416__SJU-69	70.17	101.69	-6.20
La Ruidosa	1407__LRU-69	70.25	101.81	-24.40
El Estor	1427__EST-69	70.28	101.85	-16.80
Río Dulce	1431__RÍO-69	70.14	101.65	-22.60
Santa Elena Petén	1495__PET-69	70.07	101.55	-30.40
Poptun	1442__POP-69	69.75	101.08	-27.50

El comportamiento de los flujos en las líneas que interconectan los nodos anteriores sin y con la línea Secacao-El Estor a carga máxima se presentan en las siguientes tablas VII y VIII. Los signos negativos en los valores de potencia real y la potencia reactiva indican la dirección de los flujos de cada una de las líneas que se interconectan las subestaciones analizadas.

La tensión en el caso sin línea esta ligeramente excedida de la tensión nominal a excepción del nodo generador de Secacao, al estar la línea disponible, caso con línea, sube ligeramente la tensión en las barras como se aprecia al comparar las tablas V y VII, esto debido al cambio de sentido en el flujo de potencia activa.

**Tabla VII. Valores en línea, sin la línea Secacao-El Estor.**

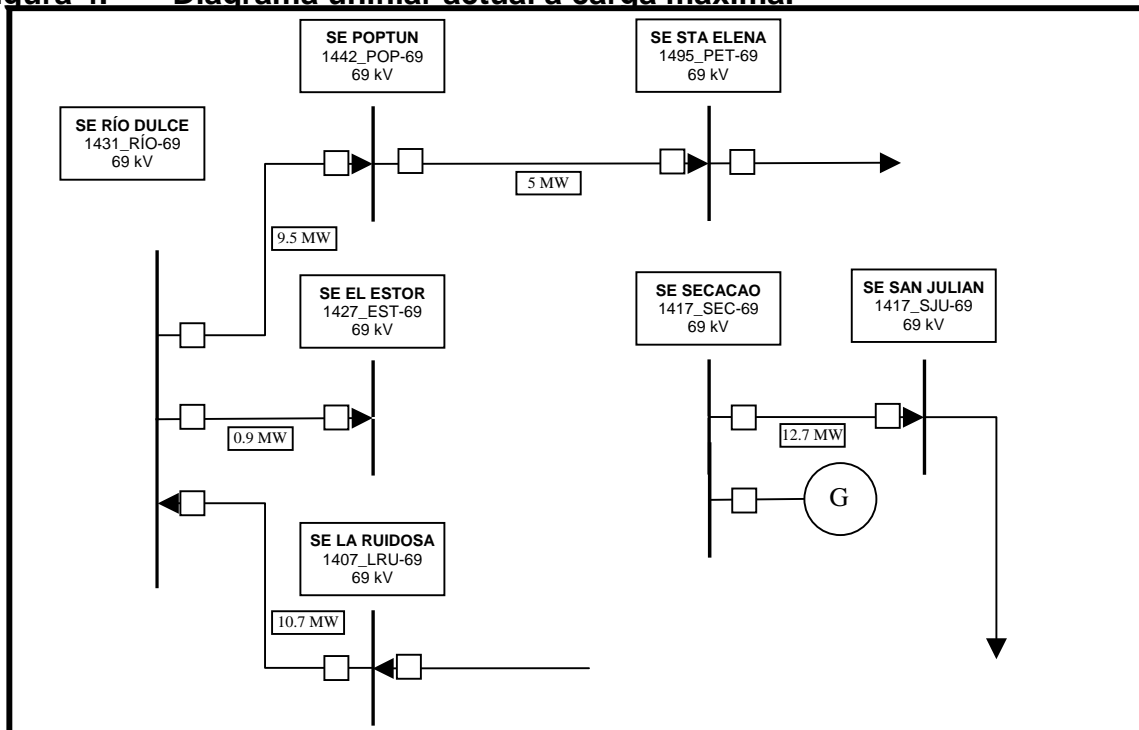
Nombre Elemento	Tipo Elemento	P MW	Q Mvar	I kA	Angulo Corriente °	Cargabilidad %	Pérdidas P MW	Pérdidas Q Mvar
SJU-69-1417__SEC-69-1	Línea	12.72	-0.21	0.10	0.50	14.66	0.30	-0.06
SEC-69-1427__EST-69-1	Línea	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EST-69-1431__RÍO-69-1	Línea	-0.97	-0.10	0.01	123.40	1.31	0.00	-0.87
LRU-69-1431__RÍO-69-1	Línea	-10.77	3.10	0.09	145.30	15.05	0.11	-0.23
RÍO-69-1442__POP-69-1	Línea	-9.54	2.27	0.08	137.70	10.39	0.26	-0.05
POP-69-1495__PET-69-1	Línea	-5.00	1.32	0.04	136.20	6.96	0.08	-1.39

**Tabla VIII. Valores en barras, con la línea Secacao-El Estor.**

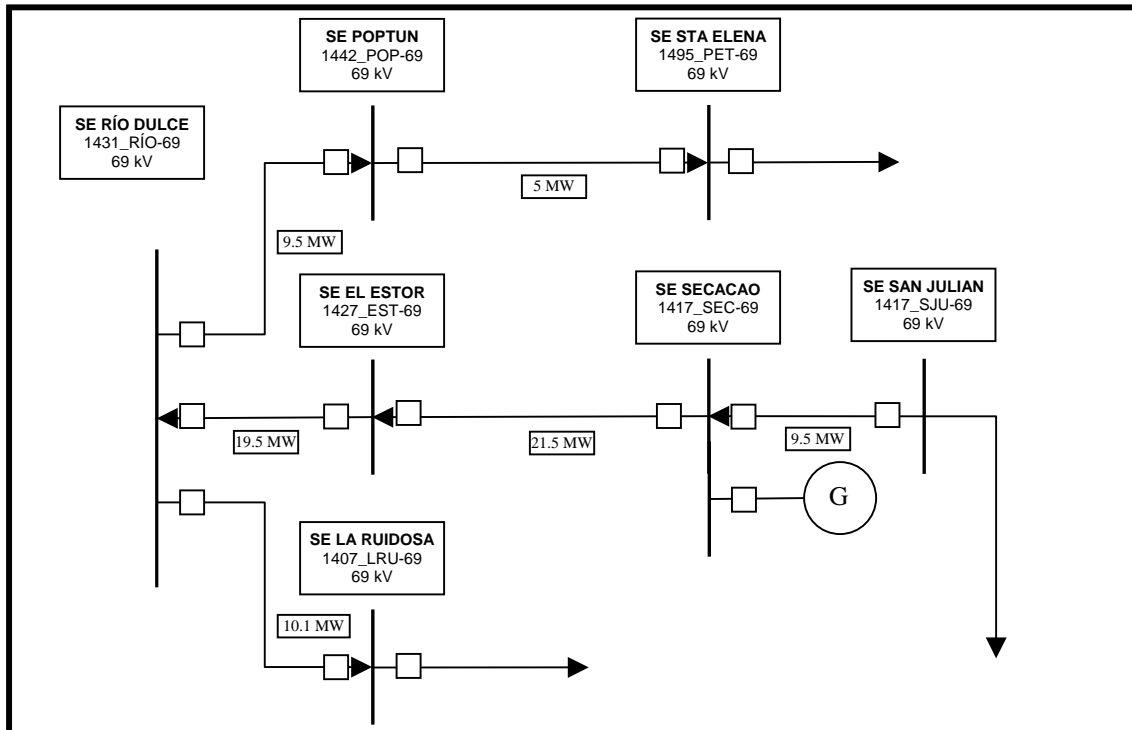
Nombre Elemento	Tipo Elemento	P MW	Q Mvar	I kA	Angulo Corriente °	Cargabilidad %	Pérdidas P MW	Pérdidas Q Mvar
SJU-69-1417__SEC-69-1	Línea	-9.57	4.49	0.09	-165.40	12.23	0.22	-0.36
SEC-69-1427__EST-69-1	Línea	-21.54	4.97	0.18	176.20	29.44	0.75	1.27
EST-69-1431__RÍO-69-1	Línea	-19.95	6.22	0.17	174.70	27.89	0.61	1.15
LRU-69-1431__RÍO-69-1	Línea	10.16	-3.85	0.09	-1.80	14.49	0.10	-0.28
RÍO-69-1442__POP-69-1	Línea	-9.54	2.30	0.08	166.10	10.33	0.25	-0.07
POP-69-1495__PET-69-1	Línea	-5.00	1.32	0.04	164.40	6.91	0.08	-1.42

En la nueva línea Secacao-El Estor SEC-69-1427\_\_EST-69-, aparece un flujo de 21.54 que va directamente del nodo generador Secacao a la subestación El Estor, ahorrando al sistema el envío de potencia por Sanarate, Rancho, Panaluya, Río Dulce y La Ruidosa, este ahorro de potencia transportada se traduce en menor corriente de carga, menos pérdidas y mejor regulación de voltaje, tal como se indico antes.

**Figura 4. Diagrama unifilar actual a carga máxima.**



**Figura 5. Diagrama unifilar con la nueva línea a carga máxima.**



A carga máxima la línea de Secacao-El Estor, transporta la potencia de todas las subestaciones que se analizadas y aporta 10.1 MVA al sistema del nor-orient. Esta potencia adicional es inyectada hacia la subestación de Mayuelas, produciendo una mejora considerable al sistema del nor-orient del país.

### 3.3.2. Carga Mínima

Los resultados del voltaje del flujo de carga en estado estable, para demanda mínima de 522 MVA que corresponde al 42% de la carga máxima son mostrados en las tablas IX y X que se muestran a continuación:

**Tabla IX. Valores en barras, sin la línea Secacao-El Estor.**

Subestación	Nombre nodo	Tensión en kV	Tensión en %	Angulo voltaje °
-------------	-------------	---------------	--------------	------------------

Secacao	1417__SEC-69	71.668	103.87	52.8
San Julián	1416__SJU-69	70.207	101.75	47.3
La Ruidosa	1407__LRU-69	71.03	102.94	45.8
El Estor	1427__EST-69	70.839	102.66	44.8
Río Dulce	1431__RÍO-69	70.761	102.55	45
Santa Elena Petén	1495__PET-69	70.984	102.88	41.7
Poptun	1442__POP-69	69.444	100.64	43.2

**Tabla X. Valores en barras, con la línea Secacao-El Estor.**

Subestación	Nombre nodo	Tensión en kV	Tensión en %	Angulo voltaje °
Secacao	1417__SEC-69	71.77	104.01	51.0
San Julián	1416__SJU-69	70.28	101.86	47.0
La Ruidosa	1407__LRU-69	71.20	103.19	49.3
El Estor	1427__EST-69	71.56	103.71	49.9
Río Dulce	1431__RÍO-69	71.15	103.12	49.1
Santa Elena Petén	1495__PET-69	71.40	103.48	45.8
Poptun	1442__POP-69	69.84	101.22	47.3

En ambos casos, con y sin línea Secacao-El Estor, la tensión es ligeramente superior a la tensión nominal debido a la disminución de la demanda.

El comportamiento de los flujos en las líneas que interconectan los nodos anteriores con y sin la línea Secacao-El Estor a carga mínima, se presentan en las tablas XI y XII. Al igual que en el análisis a carga máxima los signos negativos en los valores de potencia real y la potencia reactiva nos indican la dirección de los flujos de cada una de las líneas que se interconectan las subestaciones.

**Tabla XI. Valores en línea, sin la línea Secacao-El Estor.**

Nombre Elemento	Tipo	P MW	Q Mvar	I kA	Angulo	Cargabilidad	Pérdidas P	Pérdidas Q
-----------------	------	------	--------	------	--------	--------------	------------	------------

	Element o				Corriente °	%	MW	Mvar
SJU-69-1417__SEC-69-1	Línea	13.973	-0.735	0.113	55.8	16.08	0.3614	0.1451
SEC-69-1427__EST-69-1	Línea	0	0	0	0	0	0	0
EST-69-1431__RÍO-69-1	Línea	0.4	-0.814	0.007	108.8	1.2	0.0004	-0.9052
LRU-69-1431__RÍO-69-1	Línea	-5.483	0.068	0.045	-134.3	7.25	0.026	-0.5292
RÍO-69-1442__POP-69-1	Línea	-4.038	-1.384	0.035	-155.7	4.51	0.0449	-0.7437
POP-69-1495__PET-69-1	Línea	-2.1	2.337	0.026	-90.3	4.14	0.0376	-1.5689

**Tabla XII. Valores en barras, con la línea Secacao-El Estor.**

Nombre Elemento	Tipo Element o	P MW	Q Mvar	I kA	Angulo Corriente °	Cargabilidad %	Pérdidas P MW	Pérdidas Q Mvar
SJU-69-1417__SEC-69-1	Línea	10.152	0.035	0.082	50.8	11.65	0.191	-0.4781
SEC-69-1427__EST-69-1	Línea	-3.8	0.068	0.031	-129.1	4.97	0.0216	-1.0304
EST-69-1431__RÍO-69-1	Línea	-3.384	-0.71	0.028	-142.8	4.55	0.0155	-0.8691
LRU-69-1431__RÍO-69-1	Línea	-1.698	-0.028	0.014	-131.9	2.23	0.0025	-0.6091
RÍO-69-1442__POP-69-1	Línea	-4.038	-1.387	0.035	-151.6	4.49	0.0444	-0.7554
POP-69-1495__PET-69-1	Línea	-2.1	2.373	0.026	-85.7	4.16	0.0379	-1.5876

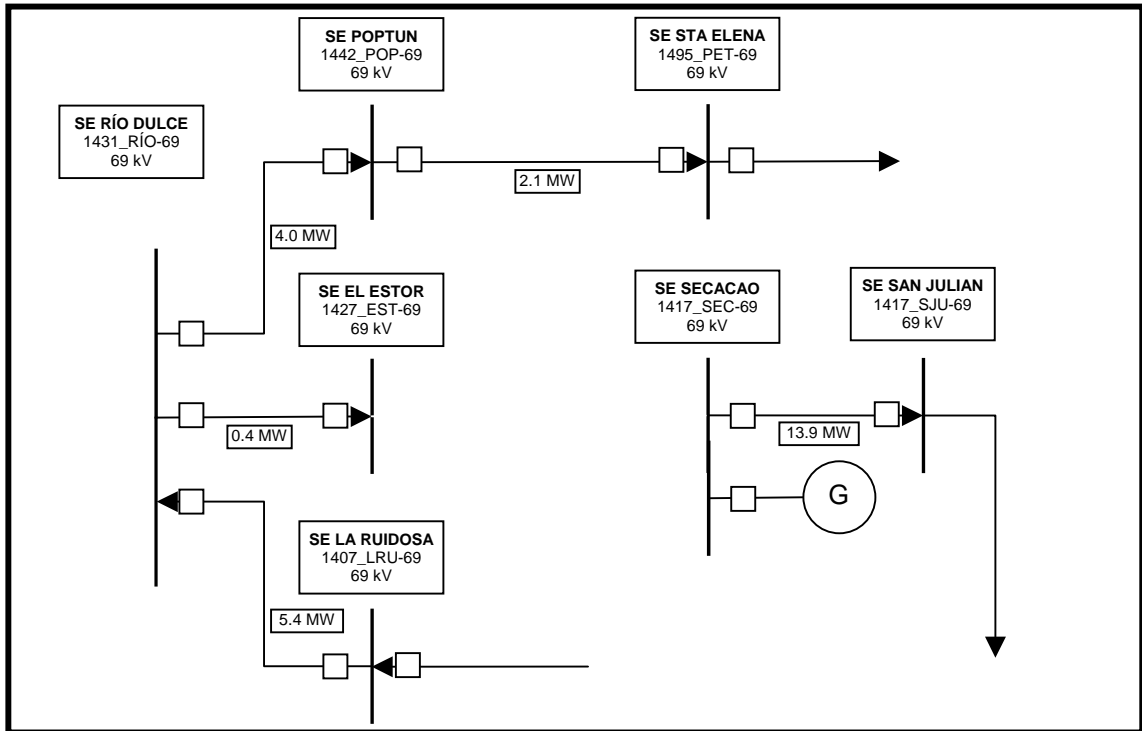
A diferencia de los flujos a carga máxima, en carga mínima la nueva línea Secacao-El Estor sólo transporta potencia para la carga de la subestación El Estor y no así, la carga de las demás subestaciones analizadas. En las figuras No.6 y 7, se prestan los flujos y sus magnitudes para observar el cambio de sentido. Sin línea 13.97 MW fluyen a San Julián, con línea se envían sólo 10.15 MW, la diferencia entre las magnitudes anteriores se va por la línea Secacao-El Estor y disminuye la potencia de 5.48 MW a 1.69 en el tramo La Ruidosa-Río Dulce.

Los valores de tensión en las subestaciones de Poptun y Santa Elena Peten, por estar interconectadas por líneas de transmisión largas, las cuales aumentan su regulación por el efecto capacitivo, excediendo los valores permitidos por la ley. Este problema se produce con mayor notoriedad en el análisis a carga mínima, el cual ha sido compensado con 2 reactores de 5 MVar, uno en la subestación de Poptun y otro en la subestación de Santa



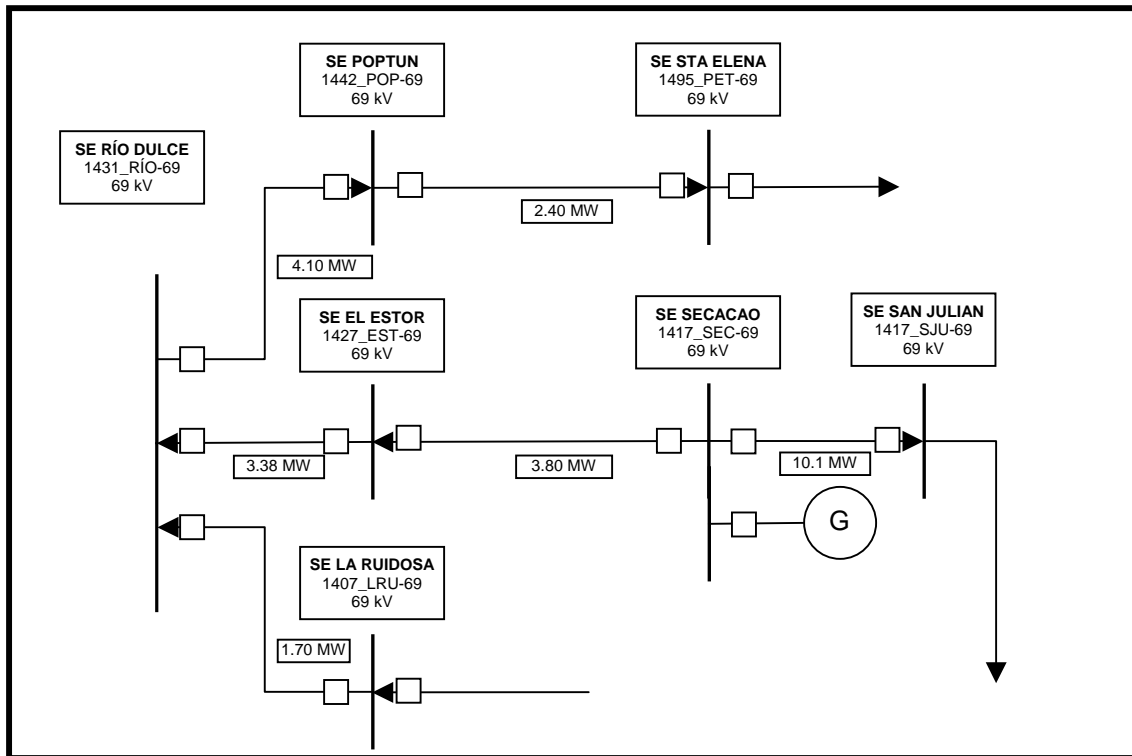
Elena. Estos reactores de carga inductiva, mantienen los voltajes dentro de los valores permitidos a esta demanda.

**Figura 6. Diagrama unifilar actual a carga mínima.**



A carga mínima la línea Secacao-El Estor transporta la potencia requerida por la carga de la subestación El Estor y 3.38 MW para las cargas de las subestaciones de Río Dulce, Poptun y Santa Elena Petén. Ésta potencia no es toda la requerida para mantener la carga de las subestaciones, esto causa que la línea La Ruidosa-Río Dulce aporte una potencia de 1.70 MW, al sistema analizado.

**Figura 7. Diagrama unifilar con la nueva línea a carga mínima.**



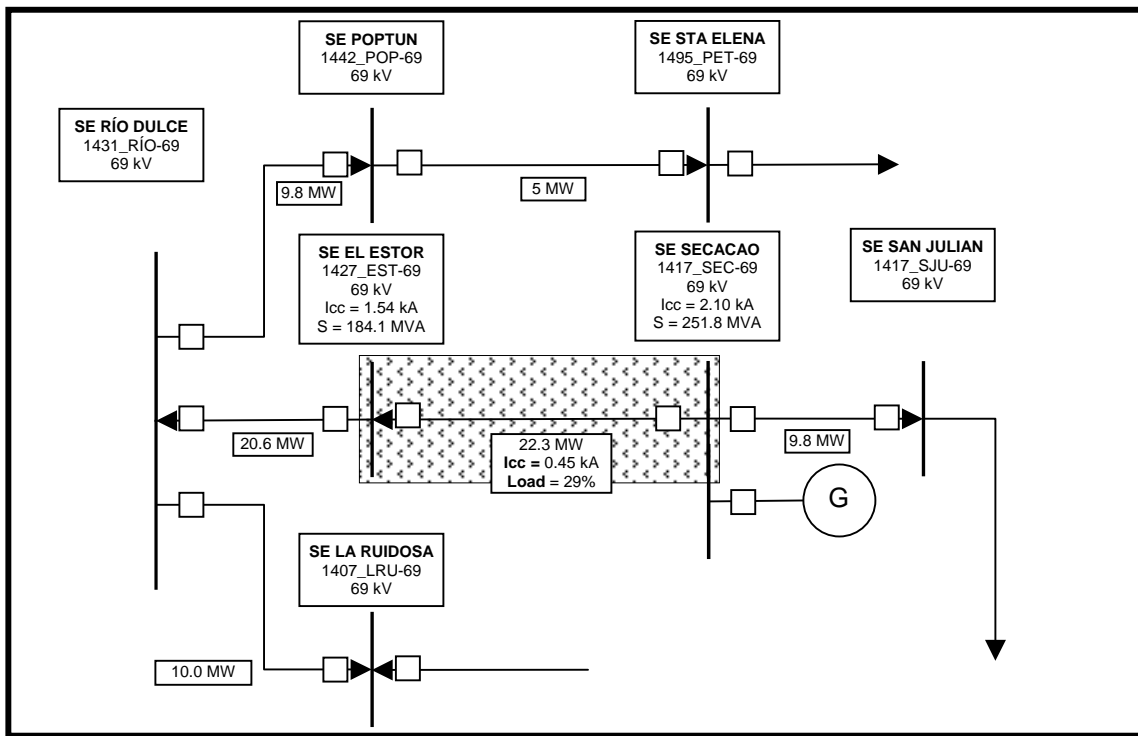
### 3.3.3. Cortocircuito

La situación de cortocircuito simulada se basó en el caso a demanda máxima y se determinaron para este análisis dos casos particulares para determinar el comportamiento de la red con la línea Secacao-El Estor. Los casos son los siguientes: Corto Circuito trifásico en línea de transmisión propuesta en este trabajo y en la línea La Ruidosa-Río Dulce.

En la figura No 8 se presenta la corriente de cortocircuito con falla trifásica en la línea que conecta las subestaciones de Secacao y El Estor, donde las flechas indican la dirección de los flujos.

Para esta falla, los niveles de voltaje según la simulación, en las barras de las subestaciones analizadas no salen del rango permitido, pero muestran un incremento del 4%, debido al disturbio.

**Figura 8. Diagrama unifilar con falla en línea Secacao-El Estor.**

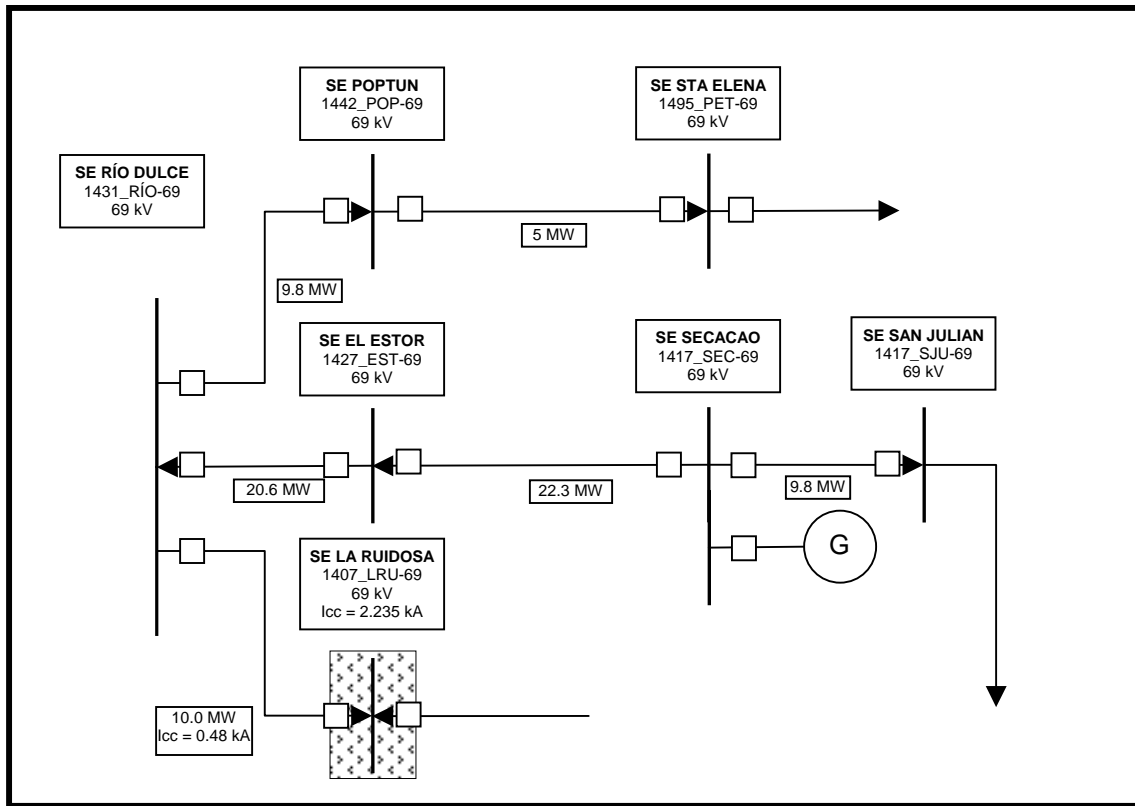


La corriente de cortocircuito que circula en la línea Secacao-El Estor al momento de la falla es de 0.450 kA, del cual, la subestación Secacao aporta 2.10 kA y la subestación El Estor aporta 1.54 kA.

En la figura 9 está simulada una falla trifásica en la línea que conecta las subestaciones de La Ruidosa y Río Dulce. Se tomo esta contingencia para determinar si al existir una falta de suministro de potencia por estas subestaciones, la nueva línea Secacao-El Estor, mantenga la estabilidad y la continuidad del servicio en el área analizada.

Para este caso no se obtienen valores de tensión por fuera del rango permitido, y la línea que más aporta a la falla es la línea de La Ruidosa-Mayuelas, como se explicará más adelante.

**Figura 9. Diagrama unifilar con falla en línea La Ruidosa-San Julián.**



Para este caso, al existir una falla en la línea entre la subestación La Ruidosa y Río Dulce, la línea Secacao-El Estor tiene la capacidad de soportar la carga de las subestaciones de Río Dulce, Poptun y la de Santa Elena. Para esta falla trifásica, la corriente de cortocircuito que se produce en barra de la subestación La Ruidosa es de 2.23 kA, donde la línea La Ruidosa-Río Dulce aporta sólo el 21.5% de ésta corriente, que son 0.48 kA. El resto es

suministrada por las líneas adyacentes a la subestación, las cuales no están representadas en el grafico.

### 3.3.4. Selectividad en anillo 69 kV

Como se mencionó, anteriormente, al interconectar las Subestaciones de El Estor y Secacao, se crea un anillo, para lo cual se necesita un análisis sobre el comportamiento de las corrientes que circulan a través de él y los voltajes en barra de las subestaciones. Simulando un disparo en cada una de las líneas que conforman el anillo se calculo la variación de la cargabilidad en las restantes líneas. Los valores se presentan en la tabla XIII, lo cuales están dados en %.

**Tabla XIII. Valores en líneas, comportamiento de cargabilidad.**

Cargabilidad %	Normal	L-1427	L-1407	L-1407	L-1409	L-1414	L-1414	L-1415	L-1447	L-1416	L-1416	Máximo	Mínimo
		EST-69-1431 RIO-69-1	LRU-69-1431 RIO-69-1	LRU-69-1432 MYE-69-1	PAN-69-1432 MYE-69-1	SAN-69-1433 RAN-69-1	SAN-69-1415 SEL-69-1	SEL-69-1449 MTZ-69-1	TIC-69-1449 MTZ-69-1	SJU-69-1447 TIC-69-2	SJU-69-1417 SEC-69-1		
L-1417 __SEC-69-1427 __EST-69-1	29.4	1.3	14.7	14.9	23.5	<b>39.8</b>	33.1	34.2	32.6	29.9	16.4	39.8	1.3
L-1427 __EST-69-1431 __RIO-69-1	27.9		13.2	13.4	22.0	<b>38.2</b>	31.5	32.6	31.0	28.3	15.0	38.2	13.2
L-1407 __LRU-69-1431 __RIO-69-1	14.5	13.8		0.6	8.5	<b>24.7</b>	18.1	19.2	17.6	14.9	2.5	24.7	0.6
L-1407 __LRU-69-1432 __MYE-69-1	13.2	16.6	3.4		8.2	<b>22.0</b>	16.4	17.3	16.0	13.6	3.6	22.0	3.4
L-1409 __PAN-69-1432 __MYE-69-1	6.4	<b>23.2</b>	8.3	8.1		14.9	9.5	10.4	9.1	6.8	6.2	23.2	6.2
L-1414 __SAN-69-1433 __RAN-69-1	21.4	<b>37.7</b>	29.3	29.0	24.5		15.6	14.0	16.3	21.2	28.0	37.7	14.0
L-1414 __SAN-69-1415 __SEL-69-1	37.2	<b>45.0</b>	41.0	40.9	38.7	29.9		10.9	4.5	37.1	40.4	45.0	4.5
L-1415 __SEL-69-1449 __MTZ-69-1	47.9	<b>55.8</b>	51.7	51.7	49.4	40.6	10.7		15.2	47.8	51.1	<b>55.8</b>	10.7
L-1447 __TIC-69-1449 __MTZ-69-1	32.6	<b>40.6</b>	36.5	36.4	34.1	25.4	4.8	15.4		32.5	36.0	40.6	4.8
L-1416 __SJU-69-1447 __TIC-69-1	13.0	<b>25.8</b>	19.7	19.7	15.7	8.3	11.3	10.8	11.6		19.2	25.8	8.3
L-1416 __SJU-69-1417 __SEC-69-1	12.2	13.5	3.3	3.0	7.1	<b>21.4</b>	15.5	16.5	15.1	12.6		21.4	3.0

En la fila esta el comportamiento de una línea de transmisión específica, para apertura de cada una de las líneas de transmisión que conforman el anillo. En la primera columna esta la cargabilidad de cada una de las líneas en el caso estable a carga máxima y en las últimas dos columnas están los valores máximos y mínimos de cada una de las líneas de transmisión para todos los casos posibles.

El valor máximo de cargabilidad registrado en las simulaciones fue de 55.8% en la línea de transmisión que interconecta las subestaciones de Santa Elena y Matanzas, y el valor mínimo se obtiene en la línea de transmisión que interconecta la subestación de La Ruidosa y Rio Dulce con un valor de 0.6%.

Los valores que se deben tomar en cuenta para la selectividad son todos aquellos que representan una variación muy grande entre situación de operación normal y al momento de que exista una falla. Al analizar los datos se observa que al momento que se abran líneas de transmisión que interconectan las subestaciones Panaluya – Mayuelas, Sanarate – Santa Elena, Santa Elena – Matanzas, Matanzas – Tactic y Tactic – San Julián, la cargabilidad en las otras líneas de transmisión no aumenta más de un 5%. Para los casos de apertura en las líneas de transmisión San Julián – Secacao, La Ruidosa – Rio Dulce y La Ruidosa - Mayuelas, el aumento en la cargabilidad en las demás líneas no sobrepasa el 8%. En el caso de falla en la línea de transmisión que interconecta las subestaciones de Sanarate y El Rancho, la cargabilidad de 6 de las 11 líneas de transmisión que conforman el anillo la cargabilidad aumenta entre un 8.5 y un 10.4 sobre su valor de operación normal. Y en el caso de mayor aumento de cargabilidad de todos los casos simulados se da al existir una apertura en la línea de transmisión entre las subestaciones de El Estor y Rio Dulce.

Lo importante de mencionar es para el caso de mayor aumento de cargabilidad, él cual se da en 2 líneas de transmisión, las que interconectan las subestaciones de Panaluya – Mayuelas y Sanarate – El Rancho, con aumentos de 16.8% y 16.3% respectivamente. También coincide con el valor de mejor cargabilidad de la línea de transmisión que se estudia en este trabajo, 1.3%. Con este análisis se establece que para ningún caso simulado las cargabilidades de las líneas se afectan considerablemente.

Los valores de voltaje en barras de cada una de las subestaciones que componen el anillo se presentan en la tabla XIV, para todos los casos de falla simulados.

**Tabla XIV. Valores de tensión en barra.**

Sub-estación (valores en p.u.)	Normal	L-1427	EST-69-1431	RIO-69-1	L-1407	LRU-69-1431	RIO-69-1	L-1407	LRU-69-1432	MYE-69-1	L-1409	PAN-69-1432	MYE-69-1	L-1414	SAN-69-1433	RAN-69-1	L-1414	SAN-69-1415	SEL-69-1	L-1415	SEL-69-1449	MTZ-69-1	L-1447	TIC-69-1449	MTZ-69-1	L-1416	SJU-69-1447	TIC-69-2	L-1416	SJU-69-1417	SEC-69-1	Máximo	Mínimo
		Secacao	103	104	104	104	103	102	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	105	105	102		
San Julián	102	101	102	102	102	102	102	101	101	101	101	101	101	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	101	102	101				
La Ruidosa	102	101	102	103	102	101	101	101	101	101	101	101	101	102	102	103	103	101	101	101	102	102	103	103	101								
El Estor	102	104	104	103	102	100	101	101	101	101	101	101	101	102	104	104	100	101	101	101	102	104	104	100									
Rio Dulce	102	101	104	103	102	100	101	101	101	101	101	101	101	102	103	104	100	101	101	102	102	103	104	100									
Tactic	102	101	101	101	102	102	101	101	101	102	102	101	101	102	102	101	101	101	101	102	102	101	102	101									
Matanzas	100	100	100	100	100	101	101	101	101	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100									
Santa Elena	100	99	99	99	100	100	101	98	100	100	101	98	100	100	99	101	98	100	100	100	99	101	98										
Sanarate	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99									
Rancho	99	98	99	99	99	100	99	99	99	99	100	99	99	99	99	100	99	99	99	99	99	99	99	99									
Panaluya	102	100	101	100	102	101	102	101	102	102	101	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102									

Los valores de las últimas dos columnas aportan los valores máximos y mínimos en cada una de las subestaciones, al producirse una falla en cualquiera de las líneas que conforman el anillo. Debiendo resaltar que la barra en la subestación Secacao muestra su tensión fuera de rango al abrir la línea de transmisión que conecta esta subestación con la de San Julián, mientras los otros casos permanecen dentro de la tolerancia permitida.

### **3.4. Ventajas por la mejora de servicio**

La mejora de servicio se calculará a través del porcentaje de regulación de voltaje, la variación en los flujos de potencia entre las dos configuraciones, la reducción de pérdidas en el sistema de transporte y por el cálculo de calidad de servicio técnico.

#### **3.4.1. Regulación de Voltaje**

Para las dos configuraciones se observa que en ningún caso se supera el 5% en la regulación de tensión, por tanto los niveles de voltaje en todas las barras se conserva dentro de los límites que establece la ley. Con la configuración propuesta los valores de voltaje en las barras a carga máxima con y sin línea, tablas V y VII, se obtiene un aumento del 0.49% en el nivel de tensión en las barras analizadas. El resumen que muestra las diferencias se presenta en la tabla XIII.

La mejora de voltaje en las barras analizadas no representa un aumento crítico, y pueden ser modificados con el cambio de tap de los transformadores en cada Subestación.



**Tabla XV. Diferencia de tensión en barras, con y sin a carga máxima.**

<b>Subestación</b>	<b>Tensión en kV Con Línea</b>	<b>Tensión en kV Sin Línea</b>	<b>Diferencia en %</b>
Secacao	71.16	71.47	-0.44
San Julián	70.17	69.86	0.44
La Ruidosa	70.25	69.74	0.72
El Estor	70.28	69.72	0.79
Río Dulce	70.14	69.71	0.62
Santa Elena Petén	70.07	69.6	0.67
Poptun	69.75	69.29	0.66
Diferencia Promedio			0.49

El cambio de tensión en la simulación a carga mínima obteniendo los valores de las tablas IX y X , es mostrado en la tabla XIV:

**Tabla XVI. Diferencia de tensión en barras, con y sin a carga mínima.**

<b>Subestación</b>	<b>Tensión en kV Con Línea</b>	<b>Tensión en kV Sin Línea</b>	<b>Diferencia en %</b>
Secacao	71.77	71.66	0.14
San Julián	70.28	70.20	0.11
La Ruidosa	71.20	71.03	0.24
El Estor	71.56	70.83	1.01
Río Dulce	71.15	70.76	0.55
Santa Elena Petén	71.40	70.98	0.58
Poptun	69.84	69.44	0.57
Diferencia Promedio			0.46

### **3.4.2. Variación de los flujos de potencia con la nueva configuración.**

Al analizar los cambios de potencia en las líneas de transmisión tomadas para el estudio a carga máxima, es necesario destacar los cambios sufridos en la cargabilidad, de acuerdo a los valores expuestos en las tablas VII y VIII .

La línea de transmisión propuesta en este estudio, en el caso de carga máxima, tendrá una cargabilidad de 29.44% que es el valor más alto de todas las líneas de transmisión analizadas, e indica que no tiene problema de sobrecarga.

Actualmente la línea de transmisión El Estor-Río Dulce tiene un 1.31% de cargabilidad, lo que representa una muy poca utilización. Con la interconexión este valor aumentaría hasta un 27.89% a carga máxima, obteniendo un mejora importante en el aporte de potencia al sistema analizado.

Con la potencia entregada por la línea de transmisión El Estor-Río Dulce a la Subestación Río Dulce se produce un cambio de dirección en el flujo de potencia entre ésta y la Subestación de La Ruidosa. Siendo éste uno de los mayores beneficios ya que la potencia no tendrá que venir de Sanarate o Puerto Barrios. Con la nueva línea de transmisión la línea Río Dulce-La Ruidosa estaría aportado potencia con una cargabilidad del 14.49%, que son 10.6MW.

A carga mínima estos valores de cargabilidad cambian de tal manera que la nueva línea de transmisión tendría un 71%, pero se mantendría el sentido de los flujos de potencia, a excepción de la línea La Ruidosa-Río Dulce, que inyectara potencia al sistema analizado.

### 3.4.3. Pérdidas de energía en el sistema de transmisión

En la tabla XV se presentan los valores de pérdidas del sistema de transporte a carga máxima con la línea y sin la línea Secacao-El Estor.

**Tabla XVII. Pérdidas en el sistema de transporte.**

Tensión (kV)	Pérdidas sin Línea (MW)	Pérdidas con Línea (MW)	Diferencia en %
69	38.188	33.61	11.99%
138	3.359	2.698	19.68%
230	20.388	19.815	2.81%
Totales	61.935	56.123	9.38%

La reducción del 9.38% equivalen a 5.812 MW de potencia activa, que se recupera en todo el sistema de transporte con la nueva línea Secacao-El Estor.

Con respecto a la potencia reactiva, los valores de pérdidas se reducen un 24.75% en las líneas de 69 kV.

Los valores totales de pérdidas en el sistema simulado tenemos 70.02 MW y con la línea Secacao-El Estor el valor se reduce a 64.18 MW. Utilizando el total de potencia generado de 1326.06 MW como referencia, el porcentaje de pérdidas totales del SNI se reducen en un 0.44% solo con la interconexión de las subestaciones de El Estor y Secacao.

### 3.4.4. Calidad de Servicio

En el 2005 por fallas en la línea de transmisión El Estor-Río Dulce, se dejó de suministrar potencia, un total 3245 minutos a la Subestación de El

Estor. Utilizado los datos de energía facturada al mes de la tabla I se establece que se dejó de suministrar un aproximado de 26,613.47 kWh que representa el 1% de la energía consumida por la población de El Estor.

Con la interconexión El Estor Secacao este tiempo que no se suministró potencia se puede despreciar en parte por el cambio de configuración radial a tipo anillo.

## 4. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

### 4.1. Costos unitarios y costos totales en la construcción.

El poder determinar el costo total de la configuración propuesta es importante por dos razones, la primera es poder conocer cual es el monto que una empresa transportista tiene que destinar para la ejecución de ésta obra y la otra razón es poder evaluar si el proyecto es rentable, comparándola con los beneficios que se obtendrán.

En la tabla IX se indican los precios de cada equipo que se requiere para la interconexión, que es la línea que una la subestación El Estor con el costo de la modificación necesaria para conectar la línea con la subestación de la generadora Secacao.

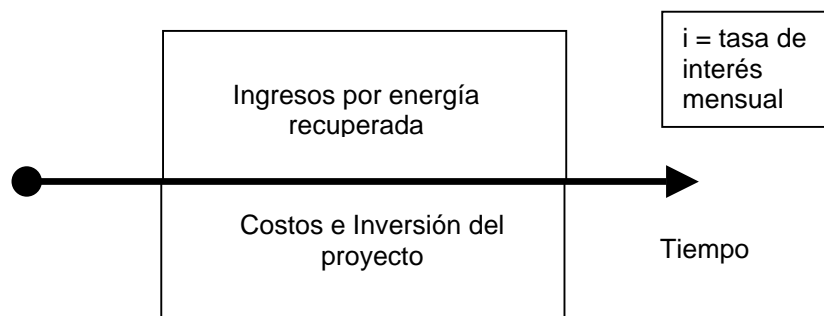
**Tabla XVIII. Costos unitarios y totales para nueva configuración.**

Cantidad	Equipo	Precio Unitario	Precio Total
3	Salida 69kV	Q1,312,624.50	Q3,150,298.80
1	Barra 69kV	Q103,569.00	Q72,498.30
1	Servicios Auxiliares	Q961,761.80	Q673,233.26
1	Protecciones	Q394,422.00	Q276,095.40
1	Telecontrol	Q382,305.00	Q267,613.50
1	Terreno para Subestación	Q164,580.70	Q115,206.49
1	Obra Civil	Q562,875.00	Q394,012.50
55	1 km línea 69 kV, 1 conductor, 1 circuito 477 MCM Hawk	Q412,775.00	Q16,345,890.00
55	Servidumbre 25 m de ancho (Q/km)	Q35,739.60	Q1,965,678.00
Total			Q23,260,526.25

## 4.2. Análisis económico

Para elaborar el análisis costo-beneficio de realizar la interconexión utilizando una línea de alta tensión, se emplearan indicadores financieros. Para poder aplicar éstos indicadores es necesario contar con el diagrama de flujo económico de la actividad. A continuación se presenta el flujo económico de la actividad:

**Figura 10.** Flujo económico del proyecto o plan propuesto para el mantenimiento.



En este diagrama se observa que para un período de tiempo determinado, representado por la línea horizontal más gruesa, lo que esté por encima de ella es ingreso y por debajo es egreso, todo esto evaluado por un interés bancario de tener el capital a utilizar depositado en un banco.

El primer indicador financiero que se empleara es el valor presente neto, este indicador consiste en convertir los costos y beneficios futuros en valores presentes, considerando un porcentaje de interés fijo que representa el valor del dinero en el tiempo, entonces este indicador evalúa el beneficio neto del plan o proyecto, bajo el principio de que el dinero hoy vale más. El resultado de este indicador a medida que sea mayor que cero, muestra lo conveniente que es realizar dicho plan o proyecto.

### 4.3. Valor presente neto

A continuación se presenta la fórmula para calcular el valor presente neto de la implantación del sistema de telecontrol en la red de media tensión:

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

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.

Por último, el indicador financiero que se empleará es la relación beneficio – costo que permite determinar la eficiencia de la utilización de los recursos del proyecto. Esta relación se obtiene efectuando una división entre los beneficios y los costos actualizados que, según se espera, genere el proyecto durante su vida útil.

A continuación se presenta la fórmula para calcular la relación beneficio – costo:

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

Iniciando con los cálculos, que los benéficos del plan o proyecto son el ingreso económico de la venta de energía suministrada por la nueva línea de transmisión.

Para el calculo de los ingresos obtendrá la línea por concepto de peaje se tomaron los siguientes datos:

- Cobro de peaje promedio Q0.05 kWh.
- Factor de Utilización Oriente 0.52
- Potencia máxima de Secacao-El Estor 21.54 MW (Tabla VIII)

Utilizado la siguiente formula para calcular la energía en un año:

Energía [kWh] = Factor de utilización x Potencia máxima [kW] x 8760 [horas]

Energía [kWh] = 0.52 x 21,540 [kW] x 8760 [horas]

Energía [kWh] = 100,214,400.00 kWh

Multiplicando por el costo de peaje promedio

Ingreso total por año (Beneficios) = 100,214,400.00 kWh x Q0.05

Ingreso total por año (Beneficios) = Q5,010,720.00

Los costos de operación y mantenimiento que el reglamento reconoce en el artículo 55 es del 3% de la inversión inicial que es: Q697,815.78. El monto total de la inversión inicial para la línea Q23,260,526.25, vease tabla XVIII. Tomado factor de recuperación de capital para una tasa de recupero de capital del 11.5% y una vida útil de la instalación, la que se fija de acuerdo al artículo 67 de la Ley en 30 años.



Para el cálculo del valor presente neto se tiene:

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

$$VPN = Q (5,010,720.00)(P/A, 11.50\%, 30) - Q (697,815.78)(P/A, 11.50\%, 30) - Q 23,260,526.25$$

$$VPN = Q41,908,233.08 - Q5,836,332.24 - Q23,260,526.25$$

$$VPN = Q12,811,374.59$$

Con este resultado puede observarse que con valores presentes tenemos una utilidad positiva de Q12,811,374.59

Para el Cálculo de la TIR se tiene:

Con  $i = 19.4\%$

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

$$VPN = Q (5,010,720.00)(P/A, 19.4\%, 30) - Q (697,815.78)(P/A, 19.4\%, 30) - Q 23,260,526.25$$

$$VPN = Q35,788,214.64 - Q2,386,251.05 - Q23,260,526.25$$

$$VPN = Q55,211.82$$

Con  $i = 19.5\%$

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

$$VPN = Q (5,010,720.00)(P/A, 19.5\%, 30) - Q (697,815.78)(P/A, 19.5\%, 30) - Q 23,260,526.25$$

$$VPN = Q35,558,369.36 - Q2,374,303.58 - Q23,260,526.25$$

$$VPN = - Q61,525.26$$

Tir = tasa menor + diferencia entre ambas (VPN menor /  $|\sum VPN \text{ ambas} |$ )

$$Tir = 0.194 + 0.001(Q42,060.80 / (Q55,211.82 + Q116,737.08))$$

$$Tir = 0.1945 = 19.45\%$$

La tasa de interés que paga el proyecto, por invertir en él, siempre que las ganancias se reinviertan a la misma tasa, es de  $i = 19.45\%$  anual.

Para el cálculo de beneficio costo:

Recordando la expresión para el cálculo del beneficio costo

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

$$B / C = Q41,908,233.08 / Q29,096,858.49 = 1.44 = 144.0\%$$

El resultado indica que por cada unidad monetaria que se invierta en el proyecto, se estará obteniendo un beneficio neto de 1.44 de esta unidad, lo que significa una utilidad del 144.0%.

## CONCLUSIONES

1. El sistema nacional interconectado del nor-orienté de Guatemala tiene limitaciones en la continuidad del servicio de transporte de energía eléctrica, por ser un sistema radial desde la Subestación de La Ruidosa, la cual, actualmente tiene las cargas de las Subestaciones de El Estor, Río Dulce, Poptun.
2. La línea de 69 kV propuesta en este trabajo mejora la explotación del sistema de transmisión, mejora la calidad del suministro entregado a los consumidores y ofrece un mayor grado de continuidad del servicio de transporte en el nor-orienté del sistema nacional interconectado.
3. Cambiando la configuración del sistema que alimenta la subestación El Estor; interconectando ésta con la subestación Secacao, obtendrá una mejora en la calidad del servicio a los clientes del municipio de El Estor, así como también un aumento en el aprovechamiento del equipo instalado en la Subestación y la línea de transmisión que, actualmente, la alimenta.
4. Facilita la explotación de potencia hacia la subestación de Santa Elena, Petén.
5. El marco regulatorio guatemalteco fija las formas para la recuperación de todo aquel capital destinado para obras de transmisión, teniendo como referencia una tasa de costo de capital equivalente al 11.5%, un período de vida útil y una amortización a 30 años.



## RECOMENDACIONES

1. Establecer un apoyo a todas las entidades responsables, para determinar todos los puntos en los que se puedan apoyar las líneas de transmisión, realizar el análisis de las posibles configuraciones, determinar la mejor configuración, para llevarla a cabo.
2. Realizar la interconexión aquí analizada en corto plazo, para fortalecer el sistema nacional interconectado logrando una redistribución de los flujos de potencia y lograr un mejor aprovechamiento de la generación hidráulica, mejora en los precios nodales y reducir las pérdidas de energía en el SNI.
3. Estudiar la línea de transmisión El Estor –Secacao como elemento para la interconexión al SNI de posibles nuevas fuentes de generación de energía, por estar ubicada en un área de aprovechamiento hidráulico alto.
4. Utilizar el marco regulatorio actual para motivar a los inversionistas nacionales y extranjeros a realizar obras de transporte que mejoren la confiabilidad y continuidad del sistema de transporte.
5. Hacer estudios específicos para determinar la configuración óptima de la coordinación de protecciones del anillo de 69 kV de SNI del oriente del país, tomando como base un incremento en las líneas de transmisión que lo conforman del 16% al existir una apertura del mismo.



## BIBLIOGRAFÍA

1. **Información alfanumérica de la base de datos de las instalaciones de DEORSA.** Unión Fenosa, 2,000.
2. **Ley General de Electricidad.** Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala.
3. **Normas técnicas de acceso y uso de las capacidad de transporte NTAUCT.** Resolución CNEE No. 33-98.
4. **Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones NTCSTS.** Resolución CNEE No. 50-99.
5. **Normas de estudio de acceso al sistema de transporte NEAST.** Resolución CNEE No. 28-98.
6. **Reglamento de la Ley General de Electricidad.** Acuerdo Gubernativo 256-97 del Presidente de la República de Guatemala.
7. Proyecto Tipo línea de 69 kV. UNION FENOSA Internacional.
8. BLANK, Leland y Anthony Tarquín. **Ingeniería económica.** 3ª ed.; México: McGraw-Hill, 1,992.