

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA  
SUBESTACIÓN PERIFÉRICA DE DISTRIBUCIÓN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

**LUIS MARIO GUERRA ALVARADO**

**90-13023**

ASESORADO POR EL ING. EDGAR FLORENCIO MONTÚFAR URÍZAR

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, JUNIO DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía.
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

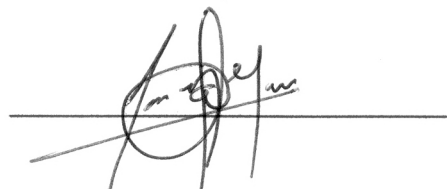
DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Enrique Edmundo Ruiz Carvallo
SECRETARIO	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez

**HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA CONTRUCCIÓN DE UNA  
SUBESTACIÓN PERIFÉRICA DE DISTRIBUCIÓN,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 4 de noviembre de 2005.



Luis Mario Guerra Alvarado

4/11/2008  
G. MONTUFA

Guatemala, 24 de octubre de 2008.

Ing. Renato Escobedo  
Director  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala  
Ciudad de Guatemala.

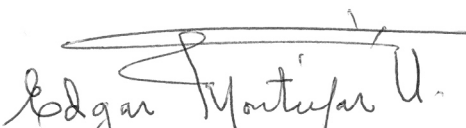
Estimado Ing. Escobedo:

Atentamente me dirijo a usted para comunicarle por este medio que el estudiante Luís Mario Guerra Alvarado, Carné 90 13023, ha concluido ha satisfacción del suscrito el trabajo de tesis titulado: "Análisis técnico económico para la construcción de una subestación periférica de distribución", que le fuera asignado para concluir sus estudios en la carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por tanto, me complace extender la presente constancia de recomendación para su aprobación, haciéndonos responsables él, como autor, y yo como asesor, del contenido de la misma.

Agradeciendo la confianza que se me ha conferido en realizar tal asesoría, me suscribo.

Atentamente.

  
Ing. Edgar Florencio Montúfar Urizar.  
Colegiado No. 1907.



Ref. EIME 01. 2009.  
Guatemala, 13 de ENERO 2009.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director  
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA CONSTRUCCIÓN  
DE UNA SUBESTACIÓN PERIFÈRICA DE DISTRIBUCIÓN, del  
estudiante; Luis Mario Guerra Alvarado, que cumple con los  
requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

**ID Y ENSEÑAD A TODOS**

  
**Ing. José Guillermo Bedoya Barrios**  
**Coordinador Area de Potencia**



JGBB/sro



REF. EIME 02.2009.

**El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Luis Mario Guerra Alvarado, titulado: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN PERIFÉRICA DE DISTRIBUCIÓN, procede a la autorización del mismo.**

**Ing. Mario Renato Escobedo Martínez**

**DIRECTOR**



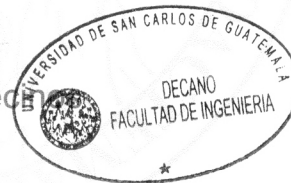
**GUATEMALA, 19 DE ENERO 2,009.**



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN PERIFÉRICA DE DISTRIBUCIÓN**, presentado por el estudiante universitario **Luis Mario Guerra Alvarado**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Rec  
DECANO



Guatemala, junio de 2009

/gdech

## **ACTO QUE DEDICO A:**

### **Dios:**

Por enseñarme que mucho de ser feliz consiste en dar.

### **Mi madre:**

Por todo su trabajo y esfuerzo.

### **Mi esposa:**

Por apoyarme siempre en cada paso del camino.

### **Mis hijas:**

Por ser mi LUZ y mi FUERZA.



## **AGRADECIMIENTOS A:**

### **Dios:**

Por SU AMOR incondicional y eterna presencia.

### **Mi madre:**

Por su apoyo. ¡Gracias por todo madre!

### **Mi esposa:**

María Beatriz, por su paciencia. Por su infinita paciencia.

### **Mis hijas:**

Daniela y Paulina, por haberme dado el inmenso honor de ser su padre.

### **Mis hermanos:**

Julio Roberto y Silvia María, por su cariño.

### **Mis amigos:**

Por ser parte de mi vida, en especial a Luis Rodolfo y Luis Armando, por estar siempre, sobre todo, en los momentos más difíciles.

## ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	III
<b>GLOSARIO</b>	VII
<b>RESUMEN</b>	XIII
<b>OBJETIVO</b>	XV
<b>INTRODUCCIÓN</b>	XVII
<b>1. CONCEPTOS BÁSICOS</b>	<b>1</b>
1.1 Crecimiento de la demanda	1
1.2 Expansión de la distribución	2
1.3 Circuito periférico	3
<b>2. ANÁLISIS DEL CASO</b>	<b>5</b>
2.1 Descripción del área de estudio	5
2.1.1 Situación actual de la demanda	5
2.1.2 Cargabilidad actual de la subestación existente	8
2.1.3 Cargabilidad actual de los circuitos existentes	9
2.1.4 Situación futura de la demanda	15
2.1.5 Cargabilidad futura de la subestación existente	16
2.1.6 Cargabilidad futura de los circuitos existentes	17
<b>3. METODOLOGÍA</b>	<b>21</b>
3.1 Definición de opciones	23
3.2 Análisis de flujo de carga	31
3.2.1 Análisis de flujo de carga para situación actual (caso base)	31
3.2.2 Análisis flujo de carga para cada opción	33

<b>4. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA</b>	<b>39</b>
4.1 Análisis de pérdidas	40
4.1.1 Pérdidas en situación actual	41
4.1.2 Pérdidas en cada una de las opciones	41
4.1.3 Comparación de pérd. antes del proyecto y después	44
4.2 Análisis de regulación de voltaje	45
4.3 Análisis económico	49
4.3.1 Inversión	49
4.3.2 Costos de operación y mantenimiento	51
4.3.3 Costos de sanciones por faltas a la calidad	51
4.3.4 Costos de pérdidas	52
4.3.4 Valor presente de costos	52
4.4 Síntesis del análisis técnico	56
4.5 Síntesis del análisis económico	57
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>59</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>61</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>63</b>
<b>APÉNDICES</b>	
Apéndice A	65
Metodología del estudio	65
Base de datos	65
Criterios básicos para las simulaciones de operación	66
Elementos a monitorear	66
Resultados y comparaciones	66

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1	Circuitos de la subestación Rodríguez Briones	7
2	Diagnóstico de la demanda de la S/E Rodríguez Briones	8
3	Comportamiento de la demanda del circuito 54	9
4	Perfil de carga circuito 54	10
5	Comportamiento de la demanda circuito 55	11
6	Perfil de carga circuito 55	12
7	Comportamiento de la demanda circuito 82	13
8	Perfil de carga circuito 82	14
9	Diagnóstico de la demanda de la S/E Rodríguez Briones	16
10	Proyección de la demanda circuito 54	17
11	Proyección de la demanda circuito 55	18
12	Proyección de la demanda circuito 82	19
13	Recorrido circuito 55	24
14	Interconexión circuitos 54-82	26
15	Opción de construcción número 1	28
16	Opción de construcción número 2	29
17	Opción de construcción número 3	30

## TABLAS

I	Cargabilidad de la S/E Rodríguez Briones	9
II	Cargabilidad actual circuito 54	10
III	Cargabilidad actual circuito 55	12
IV	Cargabilidad actual circuito 82	13
V	Cargabilidad actual S/E Rodríguez Briones	16
VI	Cargabilidad futura circuito 54	17
VII	Cargabilidad futura circuito 55	18
VIII	Cargabilidad futura circuito 82	19
IX	Situación futura de las pérdidas por circuito	20
X	Regulación futura en puntos más lejanos de la S/E	20
XI	Parámetros de los circuitos de la S/E sin proyecto	32
XII	Parámetros de la S/E nueva en la opción 1 de construcción	33
XIII	Parámetros de la S/E nueva en la opción 2 de construcción	34
XIV	Parámetros de la S/E nueva en la opción 3 de construcción	35
XV	Resumen de demanda y pérdidas por opción	36
XVI	Parámetros de los circuitos de la S/E actualmente	41
XVII	Parámetros de los circuitos para la opción 1	42
XVIII	Parámetros de los circuitos para la opción 2	43
XIX	Parámetros de los circuitos para la opción 3	44
XX	Resultados de la regulación de voltaje por circuito	47

XXI	Porcentajes de regulación por circuito de la nueva S/E opción 1	47
XXII	Porcentajes de regulación por circuito de la nueva S/E opción 2	48
XXIII	Porcentajes de regulación por circuito de la nueva S/E opción 3	48
XXIV	Análisis de inversión de la nueva S/E opción 1	50
XXV	Análisis de inversión de la nueva S/E opción 2	50
XXVI	Análisis de inversión de la nueva S/E opción 3	50
XXVII	Resumen de costos de la nueva S/E por opción	51
XXVIII	Resumen de ahorro inicial de pérdidas	52
XXIX	Valor presente de costos proyectados en 30 años opción 1	53
XXX	Valor presente de costos proyectados en 30 años opción 2	54
XXXI	Valor presente de costos proyectados en 30 años opción 3	55
XXXII	Resumen análisis económico	56



## GLOSARIO

<b>Acometida:</b>	Conductores que unen la red de la Empresa con la instalación de la vivienda y que es parte del empalme.
<b>Aislamiento:</b>	Conjunto de elementos que intervienen en la ejecución de una instalación o construcción de un aparato o equipo, y cuya finalidad es aislar las partes con tensión eléctrica de las sin tensión eléctrica.
<b>Artefacto:</b>	Elemento fijo o portátil de una instalación, que consume energía eléctrica.
<b>Caída del servicio:</b>	Interrupción total o parcial del suministro eléctrico.
<b>Canalización:</b>	Conjunto formado por conductores eléctricos y los accesorios que aseguran su fijación y protección mecánicas. Se subdividen en canalizaciones a la vista (observables a simple vista), embutidas (oculta en muros e inaccesible en forma directa), ocultas (no visualizable, pero accesible en toda su extensión y subterráneas (bajo tierra).
<b>Circuito:</b>	Conjunto de artefactos alimentados por una línea común de distribución, la cual es protegida por un único dispositivo de protección. También, se entiende por circuito al conjunto de dispositivos que sirven para generar, transmitir, transformar o distribuir la energía y que dispone de los elementos para ponerlos o aislarlos del servicio.
<b>Circuito energizado:</b>	Circuito eléctrico que está conectado y con tensión.
<b>Conductor:</b>	Alambre o cable (de cobre o aluminio normalmente) debidamente aislado, que conduce la energía eléctrica hasta los distintos componentes de la instalación. La sección



(grosor) de los conductores de cada circuito será adecuada al nivel de consumo.

- Conector:** Dispositivo destinado a establecer una conexión eléctrica entre dos o más conductores por medio de presión mecánica.
- Corriente eléctrica:** También conocida como intensidad o amperaje, es la magnitud que mide la cantidad de electricidad que pasa por un conductor en un segundo.
- Corte:** Interrupción temporal del suministro eléctrico.
- Cortocircuito:** Contacto indebido entre dos conductores de una instalación, que ocasiona una corriente más grande que lo normal en la instalación y que puede llegar a valores considerables. Normalmente, en una instalación tradicional se fundirán los fusibles, en tanto que en una moderna actuará la protección interior del circuito fallado o el interruptor de control y protección general de la caja del medidor. En ambos casos se dice que el circuito queda abierto.
- Demanda:** Es el consumo de energía eléctrica en una instalación promediada sobre un intervalo de tiempo dado. Se expresa en unidades de potencia (kW-h).
- Demanda máxima:** Es la mayor demanda de la instalación que ocurre en un período de tiempo dado. Se expresa en unidades de potencia (kW).
- Desconexión:** Acción de dejar sin suministro a un circuito, actuando sobre los dispositivos de operación correspondientes para aislarlo.
- Energía:** Magnitud que mide el trabajo realizado durante un tiempo determinado. También llamada consumo, se obtiene multiplicando la potencia del artefacto por el tiempo que estuvo

conectado. Su unidad de medida es el kWh (kilowatts-hora).

**Equipo eléctrico:** Aparatos de maniobra, regulación, seguridad o control y artefactos y accesorios que conforman una instalación eléctrica.

**Factor de demanda:** Es la razón entre la demanda máxima de la instalación o sistema definida sobre un periodo y la carga total conectada. Se entenderá por carga total conectada la suma de las potencias nominales de la instalación considerada.

**Factor de diversidad:** Es la razón entre la suma de demandas máximas individuales de varias subdivisiones de una instalación o sistema (que pueden ocurrir en distintos instantes del tiempo) y la demanda máxima del conjunto (instalación o sistema completo).

**Factor de potencia:** Es el coseno del ángulo que forma el fasor intensidad de corriente con relación al fasor tensión en corriente alterna. También se puede definir como la razón entre la potencia activa y la potencia aparente. Su máximo valor es 1 y ocurre cuando la intensidad y la tensión están en fase.

**Falla:** Se entiende por falla la anomalía en una instalación, que puede suponer corte en el suministro, o bien alteraciones en el funcionamiento normal en los aparatos receptores por defecto de la instalación interior o exterior.

**Frecuencia:** La distribución de energía eléctrica se realiza con un valor de tensión que no es constante, y de hecho su magnitud oscila entre un máximo positivo y un mínimo negativo. Esto implica cierta alternancia que se mide con la frecuencia. La frecuencia normal en Guatemala es de 60 Hz. (60 veces en un segundo la tensión alcanza su máximo positivo y su mínimo negativo).

<b>Fusible:</b>	Dispositivo de protección cuya función es interrumpir el suministro a una instalación o parte de ella por la fusión de una de sus partes constitutivas, cuando la corriente que circula por éste excede un valor pre-establecido, en un tiempo dado.
<b>Instalación Interior:</b>	Instalación eléctrica construida en una propiedad particular, ubicada tanto en el interior del edificio o a la intemperie, pero siempre después del medidor.
<b>Medidor:</b>	Aparato que registra la energía consumida, normalmente en kWh.
<b>Potencia activa:</b>	Magnitud que mide la capacidad de proporcionar trabajo por unidad de tiempo. Se obtiene multiplicando la tensión por la corriente y por el factor de potencia (coseno de $\phi$ ), con unidad de medida normal establecida como W.
<b>Potencia reactiva:</b>	A pesar de que es una potencia incapaz de realizar trabajo útil está presente en la red y corresponde al producto de la tensión por la corriente por el seno del ángulo de carga ( $\phi$ ), con unidad de medida normal establecida como VAR.
<b>Potencia Aparente:</b>	Tal como se ilustra en Factor de Potencia corresponde a la raíz cuadrada de la suma de la potencia activa al cuadrado más la potencia reactiva al cuadrado. Se calcula como el producto del fasor tensión por el conjugado del fasor intensidad de corriente, su unidad de medida normal establecida es el VA.
<b>Protección diferencial:</b>	Dispositivos destinados a desenergizar un circuito cuando en él existe una falla. Este elemento está diseñado específicamente a proteger la vida de las personas, ya que desconecta de la alimentación la porción de la instalación que entra en contacto accidentalmente con una persona, en término de unos milisegundos.
<b>Protección a tierra:</b>	Es una conexión, a través de un conductor, de las partes metálicas de los artefactos con la tierra,

mediante una barra de cobre debidamente enterrada. Sirve para proteger al usuario desviando la corriente a tierra, antes que pase por su cuerpo.

- Sobrecarga:** Se produce sobrecarga cuando los artefactos conectados a un circuito determinado demandan de este una potencia mayor a su capacidad nominal debido a las condiciones en que están operando, haciendo actuar normalmente a las protecciones.
- Suministro:** Traspaso de energía desde las redes del distribuidor a la instalación del cliente.
- Tablero de distribución:** Equipo que contiene las conexiones, dispositivos de protección y/o comando y eventualmente instrumentos de medición, desde donde se puede operar y proteger una instalación.
- Tensión:** También llamada voltaje o diferencia de potencial, es la magnitud que mide la diferencia de potencial eléctrico entre dos conductores. La tensión, que se expresa en volts, debe ser distinta de cero para provocar la circulación de corriente a través de un elemento que se conecte entre los dos conductores que la experimentan.
- Transformador:** Dispositivo formado por dos bobinas acopladas magnéticamente usados para aumentar o disminuir la tensión; esto depende del número de espiras que posee cada bobina.
- Perturbación en la red:** Es una alteración de frecuencia y/o tensión producida en el sistema eléctrico.



## **RESUMEN**

El presente trabajo de graduación, analiza las dos perspectivas importantes al momento de desarrollar cualquier tipo de proyecto. Un análisis técnico y un análisis económico. Dichos análisis aunque vistos desde punto de vista completamente diferentes, son importantes para verificar la factibilidad de cualquier proyecto. Desde el punto de vista eléctrico, un análisis técnico se debe efectuar para verificar que el proyecto cumple en la mejor forma con el objetivo que lo motiva, para lo que se deben analizar diferentes opciones y así llegar a concluir cual es la mejor. Desde el punto de vista económico, como en todo proyecto, existen inversiones y gastos para obtener el beneficio esperado. Este análisis es importante para tener la información suficiente de en cuanto tiempo los beneficios recuperarán la inversión y los gastos asociados a la existencia del proyecto y su funcionamiento.

Todos estos análisis se hacen para la construcción de una subestación periférica de distribución en el área que actualmente cubre la subestación Ernesto Rodríguez Briones, la cual empieza desde el Km. 15 carretera a El Salvador y termina aproximadamente en el Km. 30. La nueva subestación se conocerá con el nombre de Subestación Arrazola y todos los datos técnicos para el presente trabajo fueron proporcionados por las Unidad de Planificación y Control así como la Unidad de Calidad del servicio ambas pertenecientes a la Empresa Eléctrica de Guatemala.



## **OBJETIVO**

Demostrar con base a un análisis técnico económico que se puede encontrar el punto de mínimo costo para construir una subestación periférica de distribución y exponer los criterios y la metodología a seguir en forma general para encontrarlo en cada caso.





## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la tendencia del crecimiento de la demanda en nuestro medio es hacia afuera del área metropolitana, por lo cual, empiezan a construirse extensiones de líneas o circuitos de distribución, lo cual les da a dichos circuitos un carácter periférico.

Conforme va aumentando la demanda en cada circuito, se va haciendo necesaria la modificación o el cambio de configuración en el mismo. Para hacer el mencionado cambio, en nuestro medio se utilizan tres etapas: la primera de ellas, se refiere a una interconexión entre circuitos, para ello es necesario hacer una evaluación de los circuitos aledaños al circuito afectado, de modo que se pueda trasladar carga sin afectar o sobrecargar ningún otro circuito. Si el circuito afectado es un circuito periférico, no hay circuitos a los cuales hacer traslado de carga. Esta es una de las características principales de un circuito periférico.

Pasamos ahora a la segunda etapa: Aumentar la capacidad de transformación de la subestación de distribución que alimenta al circuito afectado. Sin embargo, esta solución no resuelve los problemas asociados con la operación del circuito periférico, que entre otras de sus características, es muy largo y muy vulnerable a brindar mala calidad en el suministro, tanto por regulación de voltaje, como por interrupciones y su duración.

La tercera y última etapa: la construcción de una nueva subestación de distribución. Para realizar un proyecto de este tipo, es necesario hacer varios estudios y análisis técnico-económicos para poder determinar entre otras cosas los costos del proyecto, la ubicación de la subestación, el área de cobertura de los circuitos, el valor presente de pérdidas y los costos de sanciones, implícitos, por faltas a la calidad del servicio. La ubicación de la subestación es un tema crítico porque depende de la distribución de la carga en el circuito periférico y del punto de alimentación desde la red de transporte, de manera que es un

compromiso entre los costos de transmisión y los costos de ahorro de pérdidas en distribución. Todo esto plantea la siguiente interrogante principal: *¿Cuál es el punto óptimo dónde se debe construir una subestación periférica de distribución?*

## **1. CONCEPTOS BÁSICOS**

Actualmente, el crecimiento demográfico heterogéneo en los centros urbanos trae consigo una variedad de problemas, como contaminación, sobrepoblación, caos vehicular, crecimiento de la demanda en los servicios básicos, etc. Todos estos problemas no son sencillos de solucionar una vez aparecen, por eso mismo es necesario planificar de una manera ordenada y previsoramente para que en un futuro el impacto de dichos problemas sea lo menor posible. El caso de la energía eléctrica no es la excepción. Siendo este un servicio básico, no queda exento de verse afectado por el crecimiento demográfico, ya que la demanda crece con la población, tanto en forma directa como indirecta, pues los otros sectores que influyen en su crecimiento, también dependen del crecimiento de la población.

### **1.1 Crecimiento de la demanda**

Como se mencionó anteriormente, un crecimiento de la demanda heterogéneo y no contemplado al momento de realizar los análisis de inversión para el futuro puede traer graves consecuencias para la distribución de energía eléctrica. Pero, ¿qué se entiende por crecimiento de la demanda? O mejor dicho, ¿qué se entiende por un crecimiento heterogéneo de la demanda? Bueno, empecemos por lo sencillo, la demanda. La demanda se puede definir como la potencia eléctrica que solicita un usuario o solicitan varios de ellos para asegurar la energía eléctrica que consumirán sus aparatos eléctricos. Ahora bien, un crecimiento de la demanda es cuando esta potencia requerida está en constante aumento, ya sea porque crece el número de usuarios que solicitan el servicio o porque cada uno de ellos requiere más potencia. Y, un crecimiento heterogéneo de la demanda, es cuando el crecimiento de usuarios no es uniforme dentro de un área de servicio. Tomemos como ejemplo el área de servicio de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. Dicha área comprende

los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez. La tasa de crecimiento en el departamento de Guatemala, es muy distinta a la de los otros dos departamentos, incluso, si se toma en cuenta solo el departamento de Guatemala, la tasa de crecimiento varia dependiendo del municipio. Cuando una demanda crece de esta forma, existen circuitos de distribución que se sobrecargan mientras otros permanecen sin hacerlo. Lo mismo sucede con los transformadores de las subestaciones y los transformadores de distribución. De esto, lo importante de planificar y contemplar los crecimientos de la demanda, ya que si no se hace, en un momento determinado se tendrá una red colapsada, con circuitos sobrecargados y transformadores dañados.

## **1.2 Expansión de la distribución**

Prever el crecimiento de la demanda es para preparar anticipadamente la construcción de nuevas instalaciones para atenderla, tales como circuitos o subestaciones de distribución.

Para la construcción de una subestación eléctrica de distribución, es necesario tener en cuenta algunos aspectos. Generalmente es para descargar una o más de las subestaciones que suministran la energía en ese sector. Cuando se empieza a manifestar alta cargabilidad en una subestación, el primer aspecto a tomar en cuenta para descargarla es hacer transferencias de cargas entre circuitos, es decir, que la carga de un circuito con exceso, se traslada a los circuitos aledaños existentes. Si esta acción no es posible, porque los circuitos aledaños están muy próximos a su límite de carga permisible, se procede a ampliar la capacidad de la subestación, sustituyendo el transformador actual por otro de mayor capacidad y construir uno o dos circuitos nuevos en esa subestación. Si hay condiciones que imposibilitan cambiar el transformador de la subestación por uno de mayor capacidad, ya sea

porque no existe espacio físico dentro de la misma o porque la capacidad de dicho transformador es la máxima utilizada por la compañía de distribución, se opta por la construcción de una nueva subestación, siempre dentro del sector de interés para que sea posible que sus circuitos tomen carga de los existentes. Otra razón para construir una subestación la constituye un circuito periférico que por su gran extensión alcanza límites de: cargabilidad, eficiencia y de calidad del suministro.

Un proyecto de subestación implica hacer varios estudios, con análisis técnico-económicos que determinan, entre otras cosas, los costos del proyecto, la ubicación de la subestación, el área de cobertura de los circuitos, el valor presente de pérdidas y los costos de sanciones, implícitos, por faltas a la calidad del servicio. La ubicación de la subestación es un tema crítico porque depende de la distribución de la carga en los circuitos que cubren el sector y del punto de alimentación que tendrá la nueva subestación desde la red de transporte, de manera que es un compromiso entre los costos de transmisión y los costos de distribución, entre los cuales están las pérdidas.

### **1.3 El circuito periférico**

Un circuito periférico está localizado de tal forma que sus líneas se extienden hacia fuera del área que cubre la red, es decir, tienden a expandir la red, aumentando el área de cobertura de la misma. Por esta característica, los circuitos periféricos, no cuentan con circuitos aledaños, a los cuales hacer traslados de carga, además de ser muy largos y muy vulnerables a brindar mala calidad en el suministro, tanto por regulación de tensión, como por la frecuencia de las interrupciones y su duración.

Entonces, la finalidad de construir una subestación motivada por un circuito periférico es mejorar las condiciones de suministro que presenta el circuito, antes de que se tornen intolerantes por los límites fijados por el regulador.

## **2. ANÁLISIS DEL CASO**

### **2.1 Descripción del área de estudio**

Un buen ejemplo para analizar tanto técnica como económicamente lo referente a circuitos y subestaciones periféricas, lo podemos encontrar partiendo del Km. 15 carretera a El Salvador. Dicha área es alimentada por los circuitos de la subestación Rodríguez Briones, la cual se encuentra en ese lugar.

La Subestación Rodríguez Briones, fue construida en 1977 con dos circuitos (54-55) y un transformador 5/7 MVA de capacidad. Debido al crecimiento en el área, en 1987 se debieron construir otros dos circuitos (53-56) y agregar un transformador 10/14 MVA de capacidad. Nuevamente, en el año 2000 fue necesario hacer otra ampliación, esta vez, aumentar la capacidad de transformación instalando un Transformador 15/28 MVA de capacidad, eliminando los dos existentes.

#### **2.1.1 Situación actual de la demanda**

Desde el año 2000, el área en cuestión se ha visto alcanzada por un crecimiento residencial con índices mayores al 7% anual, lo cual es razonable, debido al aumento de colonias residenciales y centros comerciales en los alrededores de San José Pinula y Fraijanes. Los circuitos que más obedecen a este crecimiento son el 54 y 55, lo cual provoca que dichos circuitos, tiendan a crecer hacia el área rural (volviéndolos circuitos muy largos) debido a su condición de circuitos periféricos. La consecuencia de esto, es que existan sobrecargas en los mismos. El circuito más cercano a los dos últimos mencionados, es el circuito 82 de la subestación Amatitlán. Por lo tanto, es el circuito más factible para utilizarse como circuito de apoyo, por lo que lo incluiremos en el estudio. Este circuito es uno de los más largos en la red de



distribución de Empresa Eléctrica y se encuentra interconectado con el circuito 54. Si en determinado momento, fuera necesaria una transferencia entre los dos circuitos, existe el problema que el circuito 82 tiene las mismas características que el circuito 54 tiene una longitud muy grande y es un circuito periférico, por lo que dicha transferencia sería imposible de realizar.

Los 4 circuitos de la subestación Rodríguez Briones siguen las siguientes trayectorias: el circuito 53 cubre los municipios y/o aldeas: Puerta Parada, Cienaga Grande, aldea El Pajón, aldea El Manzano, Piedra Parada. El circuito 54 cubre desde la subestación hasta el kilómetro 25.5 de la carretera a El Salvador. El circuito 55 cubre desde la subestación, pasando por la aldea Don Justo, Colonia Residencial Arrazola, Colonia Solares hasta llegar a aldea Lo de Dieguez. Por último, el circuito 56 que cubre Los Cipreses, Muxbal, Las Luces, Santa Rosalía, Monte Bello, Lomas Altas. El análisis lo centraremos en el circuito 54 y el circuito 55 (figura 1).

Un análisis del comportamiento histórico de la demanda en cada subestación, ha permitido deducir que en promedio ha crecido en toda el área de estudio al 7.48 %, tasa con la cual se hacen los pronósticos de la demanda en cada punto de alimentación de la media tensión y para el total de estos puntos de alimentación. Además, se incluirá en el análisis el circuito 82, el cual pertenece a la subestación Amatitlán y es uno de los circuitos de más longitud en la red de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. Dicho circuito tiene una tasa de crecimiento del 5.47%. El área que alimenta el circuito 82 abarca desde la subestación Amatitlán, pasando por el kilómetro 37.5 de la carretera a Villa Canales y llegando hasta la salida de Santa Elena Barillas, teniendo una longitud de más de 16 km., llegando a interconectarse, como se mencionó anteriormente, con el circuito 54 de la subestación Rodríguez Briones.

Los datos de cargabilidades, demandas y longitudes mencionados en los párrafos anteriores y subsiguientes, además de los mapas fueron

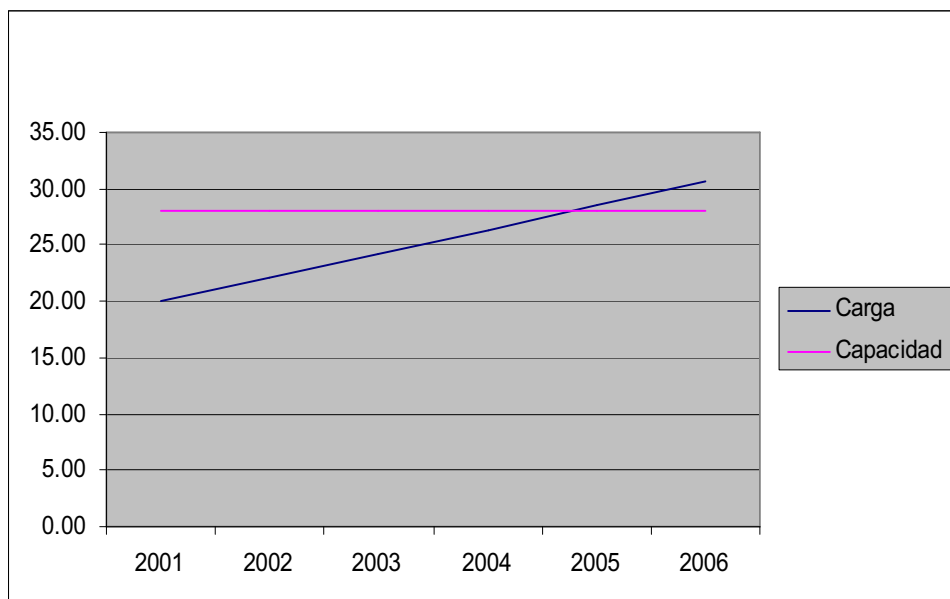


## 2.1.2 Cargabilidad actual de la subestación existente

Un dato importante para el análisis de la situación de cualquier circuito, es la cargabilidad. La cargabilidad es la medida en porcentaje de la cantidad de carga que tiene un circuito o un transformador. Por medio de este parámetro se puede conocer el comportamiento actual y futuro de la demanda. Por lo mismo, en los siguientes párrafos se mostraran las distintas cargabilidades para los circuitos del área de estudio así como la cargabilidad de la subestación afectada por la propuesta que motiva este trabajo de tesis. Dicho lo anterior a manera de una pequeña introducción al análisis que a continuación se llevará a cabo, procedamos con los datos.

La figura 2 muestra que el punto crítico entre capacidad en MVA instalada y carga de subestación Rodríguez Briones se alcanzó a finales del el año 2005.

Figura 2. Diagnóstico de la demanda de la S/E Rodríguez Briones



Además, se observa el comportamiento histórico de la demanda en la subestación Rodríguez Briones desde el año 2001 al año 2006. Para finales del año 2005, la carga de la subestación rebasó su capacidad de transformación. En la tabla # 1, se muestran los datos de cargabilidad en porcentaje:

**Tabla I. Cargabilidad subestación Rodríguez Briones**

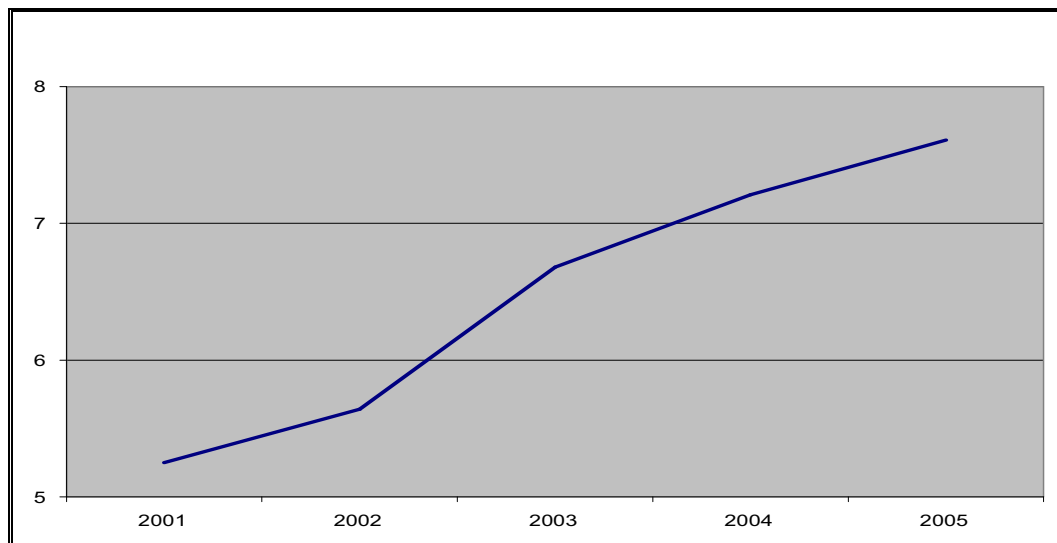
	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Cargabilidad</b>	72%	79%	86%	94%	102%	110%

### 2.1.3 Cargabilidad actual de los circuitos existentes

Como se mencionó anteriormente, para el presente análisis se evaluarán 3 circuitos de distribución de la red de E.E.G.S.A., dos de los cuales, el circuito 54 y el circuito 55, pertenecen a la subestación Rodríguez Briones. El tercer circuito, el circuito 82, pertenece a la subestación Amatitlán.

En la figura #3, se presenta el comportamiento de la demanda en MVA para el circuito 54 a partir del año 2001.

**Figura 3. Comportamiento de la demanda circuito 54**



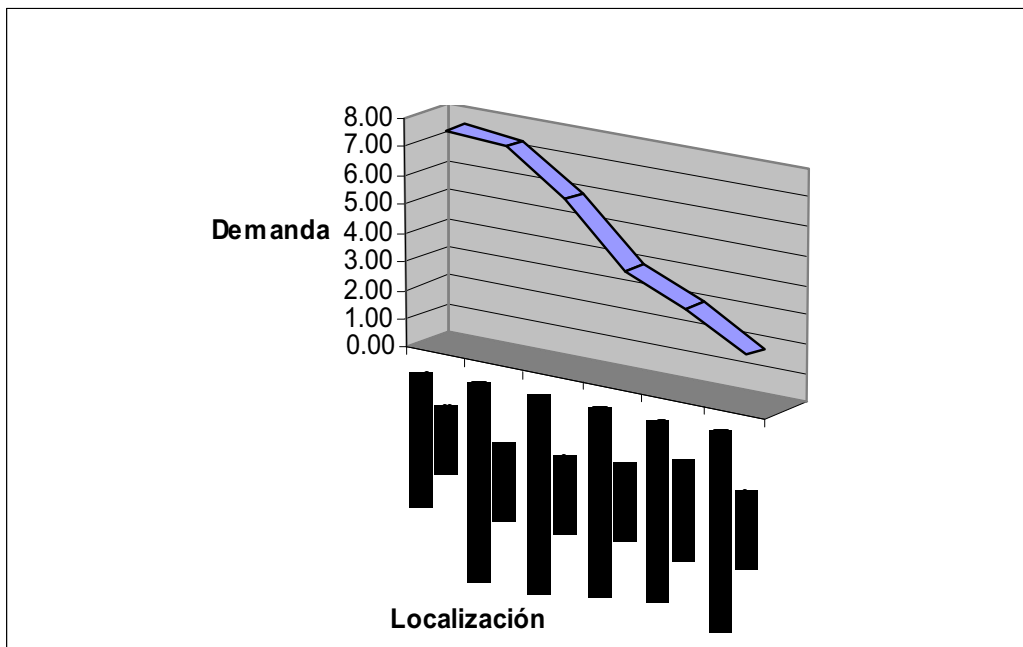
Como se observa, a finales del año 2004 la carga del circuito sobrepasó los 7 MVA, alcanzando el 103 % de cargabilidad. La situación descrita para el circuito 54, se resume numéricamente en la tabla #2.

Tabla II. **Cargabilidad circuito 54**

	2001	2002	2003	2004	2005
Cargabilidad	75%	81%	95%	103%	109%

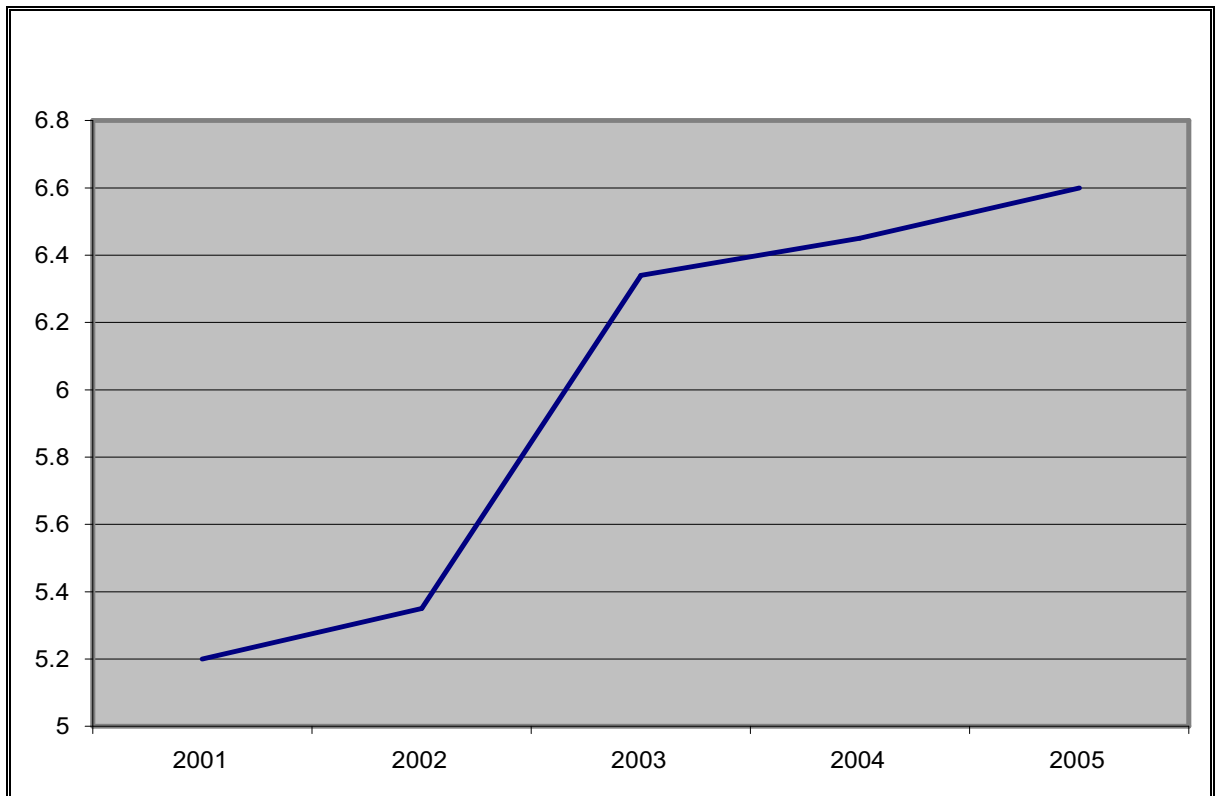
El perfil de carga del circuito 54, en la figura 4, muestra una distribución de carga más o menos uniforme, desde la subestación Rodríguez Briones hasta el km. 18.4 de la carretera al Salvador, punto donde se derivan los ramales que alimentan la aldea Canchón y el municipio de Fraijanes, que en conjunto demandan 2.64 MVA. A partir de este punto hasta San Gregorio, se encuentra más o menos distribuida el 47% de la carga.

Figura 4. **Perfil de carga circuito 54**



El estado del circuito 55, varía un poco con respecto al del circuito 54. La figura 5, presenta el comportamiento de la carga en MVA para el circuito 55 a partir del año 2001.

Figura 5. **Comportamiento de la demanda circuito 55**



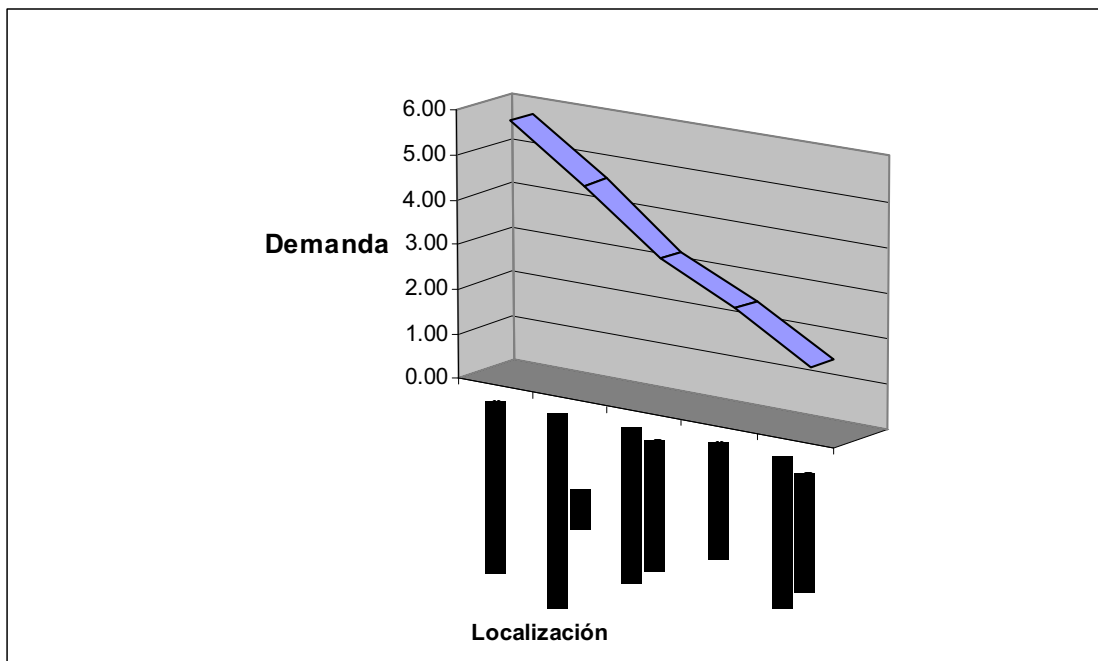
La tabla III muestra que para finales del año 2005, la cargabilidad del circuito 55 alcanzó aproximadamente el 94 %. A continuación, la tabla III representando en porcentajes lo que muestra el gráfico:

Tabla III. **Cargabilidad circuito 55**

	2001	2002	2003	2004	2005
Cargabilidad	74%	76%	91%	93%	94%

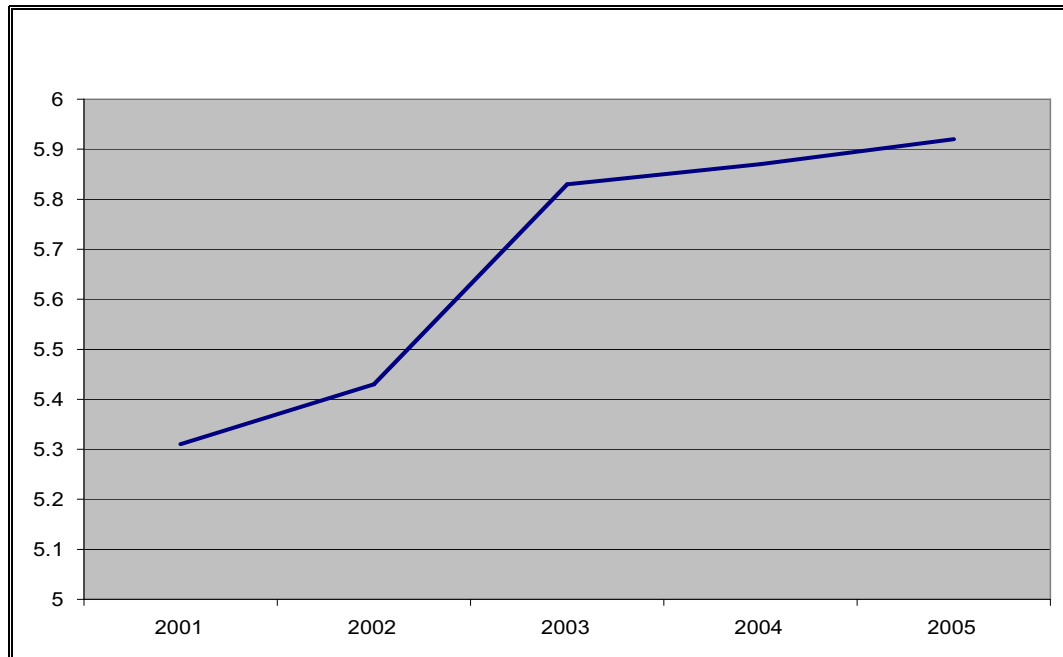
En la figura 6, se presenta el perfil de carga del circuito 55. Hasta la aldea lo de Dieguez, entrada a Pavón, se encuentra el 37 % de la carga. Al llegar a la Aldea Don Justo, se alcanza también el 70% de la carga.

Figura 6. **Perfil de carga circuito 55**



En la figura 7, se muestra, al igual que en los casos anteriores, el comportamiento de la carga del circuito 82, a través de los años, empezando en el año 2001 y terminando en el año 2005.

Figura 7. **Comportamiento de la demanda circuito 82**



En la gráfica anterior se observa, que para finales del 2005, la potencia del circuito 82 de la subestación Amatitlán alcanzó los 5.9 MVA de carga, llegando así al 85% de su cargabilidad.

En la tabla IV se muestran los datos de la gráfica en forma numérica.

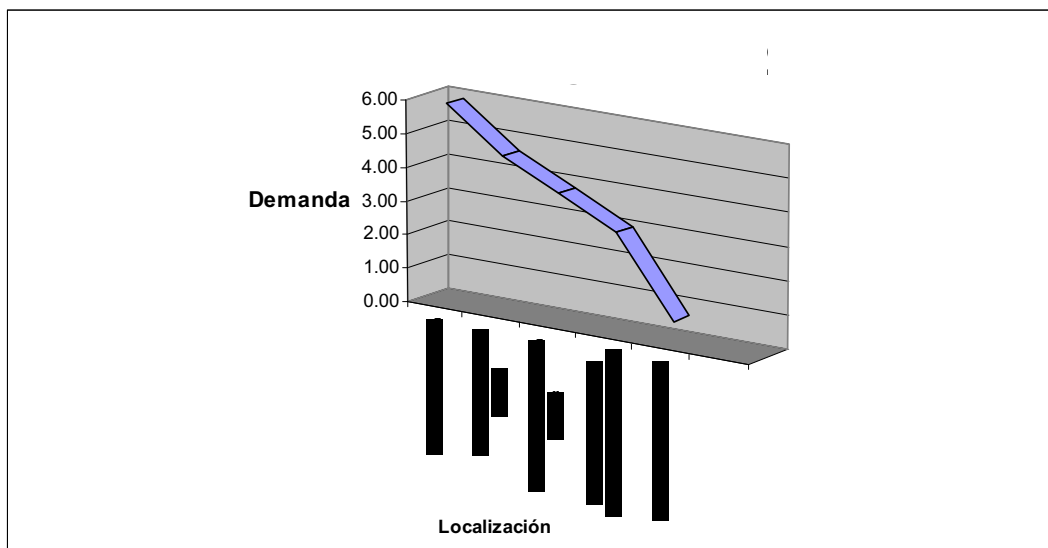
Tabla IV. **Cargabilidad circuito 82**

	2001	2002	2003	2004	2005
Cargabilidad	76%	78%	83%	84%	85%



Para el circuito 82, el perfil de carga, en la figura 8, indica que entre la subestación Amatitlán y el km. 42.5 de la Carretera Vuelta al Lago (parte del casco central de Amatitlán), se encuentran 1.28 MVA (19.54%) de la carga. Después de este punto, el perfil de carga es pronunciado, en el área que comprende del km. 37.5 de la Carretera Vuelta al Lago hasta la salida de Santa Elena Barrillas, 2.65 MVA (40.46%) de la carga. A partir de este punto el perfil de carga del circuito 82, 1.53 MVA, muestra una distribución de carga más o menos uniforme hasta Río Negro, final del circuito.

Figura 8. Perfil de carga circuito 82



La cargabilidad de los circuitos también afecta la regulación de voltaje de los mismos, ya que dicho parámetro depende de la longitud del circuito y de la carga que exista conectada. Este tema se tratará con detalle más adelante. De momento podemos adelantar que para cada circuito se midieron diferentes valores de regulación de voltaje. Si se toma como punto de partida la subestación Rodríguez Briones para los circuitos 54 y 55 y la subestación Amatitlán para el circuito 82, tenemos que para el circuito 54, a una longitud de

7 km. se obtuvo un valor del 4.62% de regulación de voltaje y a una longitud de 16 km. un valor de 11.07 %. Este último valor ya sobrepasa el valor máximo aceptado para una regulación de voltaje en un área rural el cual es del 10%. Para el circuito 55, a 7 km. se tiene un valor de regulación de voltaje del 8.61% y para la misma distancia en el circuito 82, un valor de 4.35 %. También para el circuito 82, a una distancia de 16 km se tiene una regulación de voltaje de 12.16 % y a una longitud de 25 km. un valor de 14.92%. Las pérdidas obtenidas para estos mismos circuitos después del análisis de flujo de carga son de 407.52 kW para el circuito 54, 195.20 kW para el circuito 55 y 322.23 kW para el circuito 82.

#### **2.1.4 Situación futura de la demanda**

Analicemos ahora, qué sucedería si la demanda en el sector de nuestro estudio sigue creciendo y no se ejerce ningún tipo de control, eléctricamente hablando, claro. No es muy difícil concluir que llegaría el momento en que los circuitos colapsarían. En los incisos anteriores se expuso la situación actual de la demanda en ese sector, se mencionó también que el crecimiento de la demanda es aproximadamente 7% para los circuitos 54 y 55; y para el circuito 82 el 5.42%. Aplicando estas tasas de crecimiento, ¿en cuánto tiempo llegaría a crecer tanto la demanda que este colapso de los circuitos sería inevitable y muy dañino para el servicio eléctrico en el sector? En los incisos subsiguientes se harán las proyecciones y se tendrá un análisis más detallado al respecto, pero adelantándonos a esto y sabiendo el auge comercial y residencial por el que atraviesa la zona, la demanda continuará creciendo, convirtiendo los circuitos del área en circuitos extremadamente largos y sin ninguna oportunidad de interconexión en caso de alguna emergencia. Además, existirían problemas de regulación de voltaje, sin mencionar las multas que la empresa distribuidora tendría que pagar por interrupción en el servicio eléctrico.

### 2.1.5 Cargabilidad futura de la Subestación Existente.

La tabla V, muestra el una proyección hasta el año 2009 de la carga de la subestación Rodríguez Briones. Como se mencionó anteriormente, el punto crítico de la cargabilidad del transformador de la subestación, se alcanzó a finales del año 2005, por lo que para el año 2009 dicha cargabilidad alcanzaría el 139%.

En la figura 9, se presenta la cargabilidad a través de los años.

Figura 9. Diagnóstico de la demanda de la S/E Rodríguez Briones

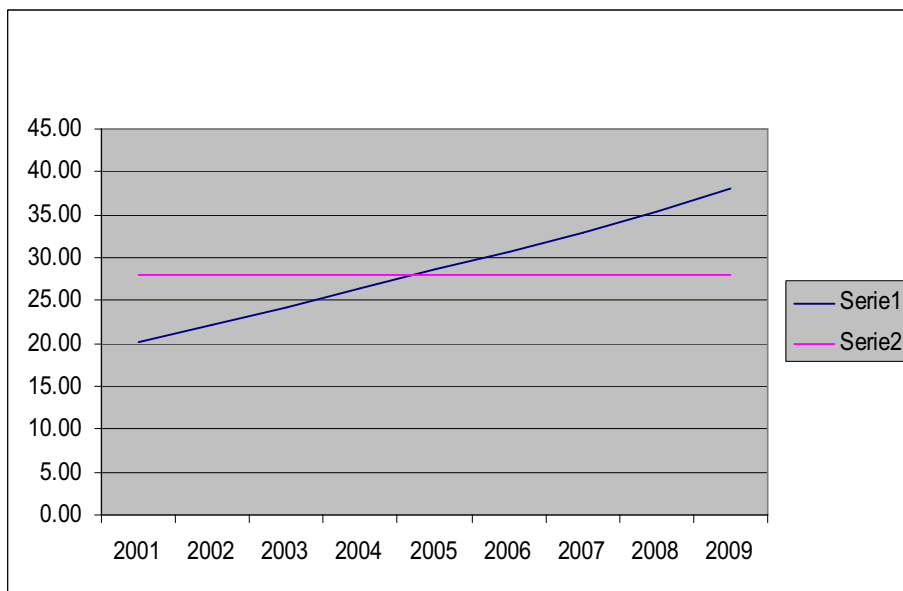


Tabla V. Cargabilidad actual de S/E Rodríguez Briones.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Cargabilidad	72%	79%	86%	94%	102%	110%	118%	127%	136%

### 2.1.6 Cargabilidad futura de los circuitos existentes.

Los resultados que se muestran en las siguientes gráficas y tablas, se refieren al comportamiento de la demanda para los próximos años en los circuitos de estudio.

En la figura 10, se muestra el crecimiento de la cargabilidad del circuito 54 hasta el año 2009. Se observa que, como se mencionó anteriormente, para finales del año 2004 el circuito alcanza el 100% de cargabilidad, por lo que para el año 2009, se tendría un circuito sobrecargado en 143%, provocando calentamiento en el conductor, mala regulación de voltaje y problemas de interrupciones.

Figura 10. **Proyección de la demanda circuito 54**

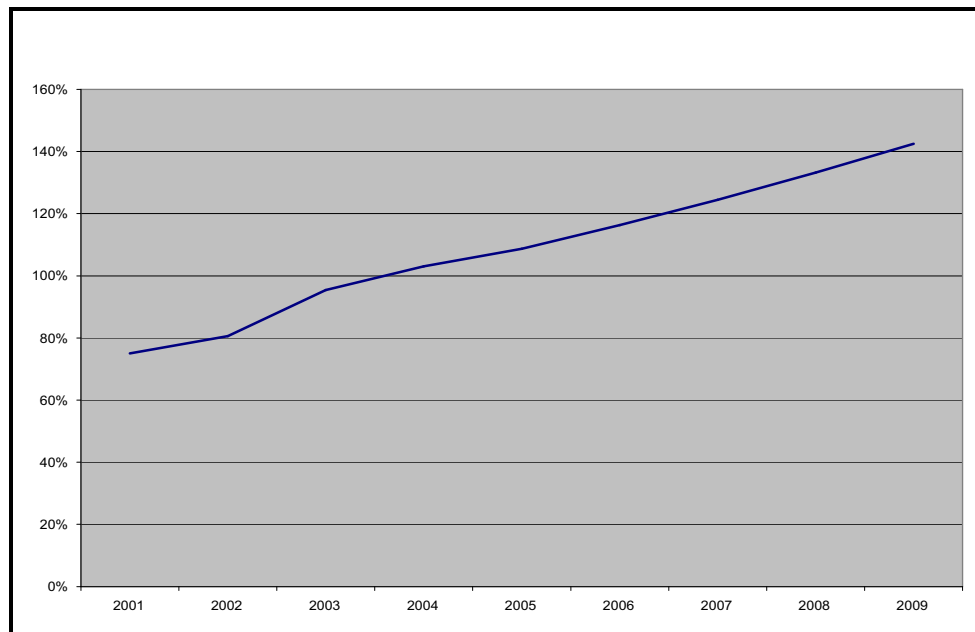


Tabla VI. **Cargabilidad circuito 54**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Cargabilidad	75%	81%	95%	103%	109%	116%	124%	133%	143%

Para el circuito 55, la situación no es muy diferente a la del circuito anterior. Como se observa en la figura 11 y en la tabla VII, el año 2005 es el año en el cual este circuito, alcanzará el 100 % de su cargabilidad, llegando a 124 % en el año 2009.

Figura 11. **Proyección de la demanda circuito 55**

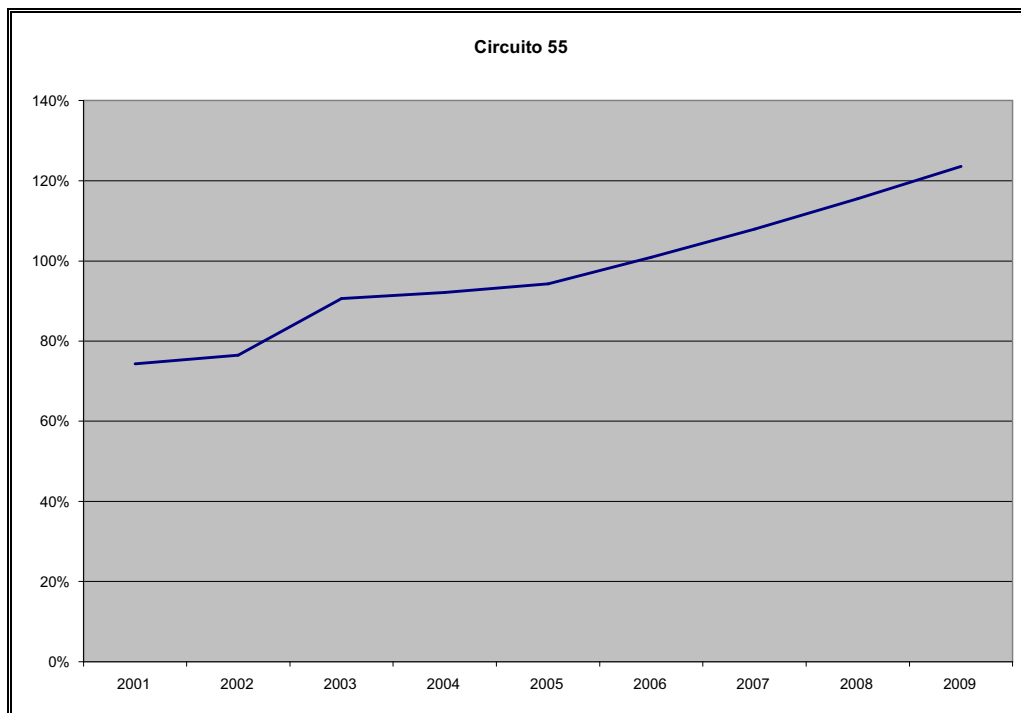


Tabla VII. **Cargabilidad circuito 55**

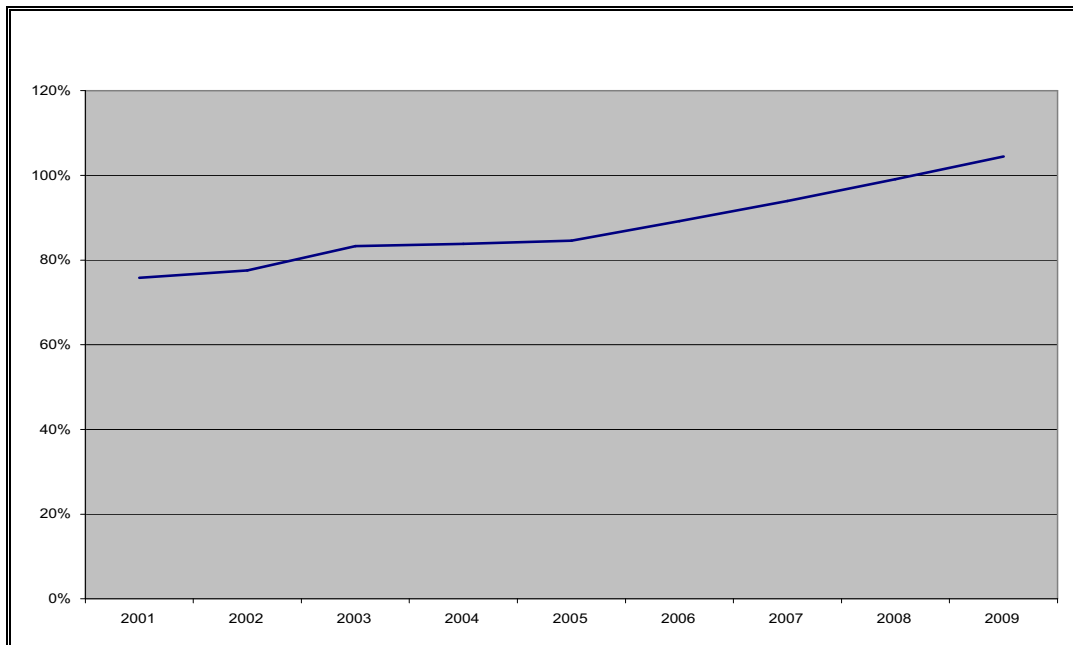
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Cargabilidad	74%	76%	91%	92%	94%	101%	108%	116%	124%

Proyectando ahora la demanda del circuito 82 hasta el año 2009, al igual que los circuitos anteriores, observamos en la figura 12, que el año 2008 será el año en que dicho circuito alcance una cargabilidad del 100% (tabla VIII).

Tabla VIII. **Cargabilidad circuito 82**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Cargabilidad	76%	78%	83%	84%	85%	89%	94%	99%	104%

Figura 12. **Proyección de la demanda circuito 82**



Ahora, en las tablas siguientes tenemos el comportamiento futuro de las pérdidas y de la regulación de voltaje. La Tabla IX muestra la proyección del comportamiento de las pérdidas para los próximos cinco años. Dichas pérdidas crecen a razón de  $(1+g)^2$ , donde  $g$  es el crecimiento de la demanda en el área. Como se observa en la tabla, al cabo de cinco años, para el circuito 54 y el

circuito 82, la magnitud de las pérdidas será de más de 500 kilowatts, lo cual representa un costo aproximado de Q.2, 000,000

**Tabla IX. Situación futura de las pérdidas (kW)**

	Pérdidas Actuales (kW)	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Circuito 54</b>	407.52	468.41	538.39	618.82	711.27	817.53
<b>Circuito 55</b>	195.20	224.36	257.88	296.41	340.69	391.59
<b>Circuito 82</b>	322.23	370.37	425.70	489.30	562.40	646.43

En la tabla X, se muestra el comportamiento de la regulación de voltaje en el punto más lejano de la subestación de distribución para cada circuito a través del tiempo para los próximos cinco años. Actualmente, para los circuitos 54 y 82 dicha regulación de voltaje ya sobrepasa el porcentaje aceptado por la comisión nacional de energía eléctrica, el cual es del 10% para área rural. El punto más lejano de la subestación para el circuito 55 todavía tiene tres años más de porcentaje de regulación de voltaje aceptable.

**Tabla X. Regulación futura en puntos más lejanos de la subestación en cada circuito**

	Regulacion Actual	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Circuito 54</b>	11.07%	11.85%	12.68%	13.57%	14.52%	15.54%
<b>Circuito 55</b>	8.61%	9.21%	9.86%	10.55%	11.29%	12.09%
<b>Circuito 82</b>	14.92%	15.97%	17.09%	18.29%	19.57%	20.95%

Resumiendo, los tres circuitos presentan un pronóstico tal que deben tomarse acciones para mantener el suministro en buena calidad, con capacidad para atender el crecimiento de la demanda y en forma eficiente.

### 3. METODOLOGÍA

Luego de analizar el comportamiento actual y futuro de la carga para el área cubierta por los circuitos 54 y 55 de la subestación Rodríguez Briones y el circuito 82 de la subestación Amatitlán, se pueden hacer las siguientes observaciones: tanto el transformador de la subestación Rodríguez Briones como el circuito 54 de la misma subestación están sobrecargados, además, en un par de años a lo sumo, los circuitos 55 y 82 se encontrarán en la misma situación; entonces, ¿qué hacer para tener una solución de largo plazo y no una temporal al problema que se presenta? Hacer transferencias de carga entre circuitos no es posible, todos son circuitos periféricos por lo que no hay ningún circuito que colinde con los existentes para realizar una transferencia de carga; además hacer dicha transferencia de carga entre ellos no serviría de nada, sería solo trasladar el problema de un circuito a otro. Otra: ¿Aumentar la capacidad de transformación de la subestación Rodríguez Briones? esta sería una solución adecuada para resolver la sobrecarga del transformador, pero no solucionaría la sobrecarga de los circuitos.

En vista que no se pueden hacer transferencias de carga entre circuitos y hacer un aumento de capacidad de transformación solo solucionaría parte del problema, pasemos a analizar la construcción de una nueva subestación de distribución, la cual, por sus condiciones periféricas, la llamaremos subestación periférica de distribución.

Antes de llegar al diseño de una subestación en si (lo cual no es la finalidad del presente trabajo de graduación), se deben de efectuar cierta cantidad de estudios técnicos y estudios económicos para encontrar el punto óptimo para la construcción de la subestación, cuyo diseño no serviría de nada, si los estudios mencionados no demuestran la factibilidad y las ventajas que tendría el desarrollo del proyecto. Dichos estudios debieran llevar a las siguientes conclusiones técnicas:



- Ahorro de pérdidas de potencia en los circuitos existentes
- Mejora de regulación de voltaje en el área de estudio
- Permitir la transferencia de carga entre circuitos de distribución en situaciones de emergencia
- Descargar los circuitos de distribución a largo plazo a pesar del crecimiento de la demanda.

Ahora, desde el punto de vista económico, se deben tomar en cuenta varios aspectos de los que depende que el valor de la tasa interna de retorno sea el adecuado para recuperar la inversión luego de un tiempo determinado:

- Ubicación geográfica: de esta depende la longitud del alimentador principal de la subestación, el cual, es uno de los rubros que más incrementan el costo de una subestación de distribución.
- El precio del terreno donde se construirá el proyecto, dicho precio varía según la distancia a los centros urbanos.
- Costo de la infraestructura de la subestación.
- Costos de distribución, es decir, los costos de las salidas de los circuitos.
- Costos de operación, que deberán tomar en cuenta los costos de pérdidas y los costos de sanciones por faltas a la calidad del suministro.
- Costos de mantenimiento.

Se debe tomar en cuenta que la ubicación de la subestación puede optimizarse en relación al costo en valores presentes de inversión, de operación y de mantenimiento.

Regresando al área de estudio, para hacer los estudios técnico-económicos correspondientes, se analizarán tres diferentes puntos para la ubicación de la subestación. Se procederá haciendo primero un análisis de las áreas que cubren cada uno de los circuitos involucrados, y luego, en el área seleccionada, se definirán los puntos posibles. Con cada uno de ellos se harán los análisis anteriormente descritos para así enumerar sus ventajas y desventajas y seleccionar, en base a ello, cuál de los tres es el punto óptimo.

### 3.1 Definición de opciones

En principio y sin análisis previo, se puede decir que las opciones geográficas para colocar una nueva subestación dentro de nuestra área de estudio son muchas, puede ser casi en cualquier punto de los circuitos que se están analizando. Lamentablemente, no se puede conjeturar de esta forma al momento de buscar un punto óptimo para la construcción de “nuestra” subestación, la cual se llamará “Subestación Arrazola”.

Antes de continuar, definamos qué es un punto óptimo para la construcción de una nueva subestación. Un punto óptimo es el punto de construcción de la subestación, donde la parte técnica y la parte económica del estudio se encuentran en equilibrio, es decir, es el punto donde al construir la subestación se solucionarán la mayoría de problemas técnicos (sobrecarga de circuitos, sobrecarga de transformadores, regulación, etc.) y donde se asegura que habrá la mejor recuperación de capital luego de un tiempo determinado.

Aclarado el término “punto óptimo”, retomemos el estudio, empecemos a eliminar opciones y busquemos las 3 más viables.

Empecemos por analizar el circuito 55 (figura 13) de la subestación Rodríguez Briones. Este circuito tiene una longitud total de 12 km. de largo en el ramal principal y 72 km. con los ramales secundarios incluidos, y si bien empieza a dirigirse al sur de la subestación, llega un punto donde empieza a tomar dirección sur – este, alejándose del circuito 54 y no digamos del circuito 82, por lo que, al momento de construir la subestación a lo largo de este circuito, no habría posibilidad de hacer un traslado de carga de ninguno de los circuitos aledaños a los circuitos nuevos sin antes construir una extensión de línea, lo cual sube los costos del proyecto. Además, por no tener mucha longitud, una nueva subestación quedaría muy cerca de la subestación existente, por lo que no habría margen para descargar los circuitos 54 y 82, que son los que más demanda tienen, y para hacerlo, habría que construir grandes

longitudes de línea en media tensión para garantizar las transferencias entre circuitos y con esto la potencia del área. Por lo tanto, técnicamente hablando, el circuito 55 no es viable para la construcción de la Subestación Arrazola.

Figura 13. **Recorrido circuito 55**

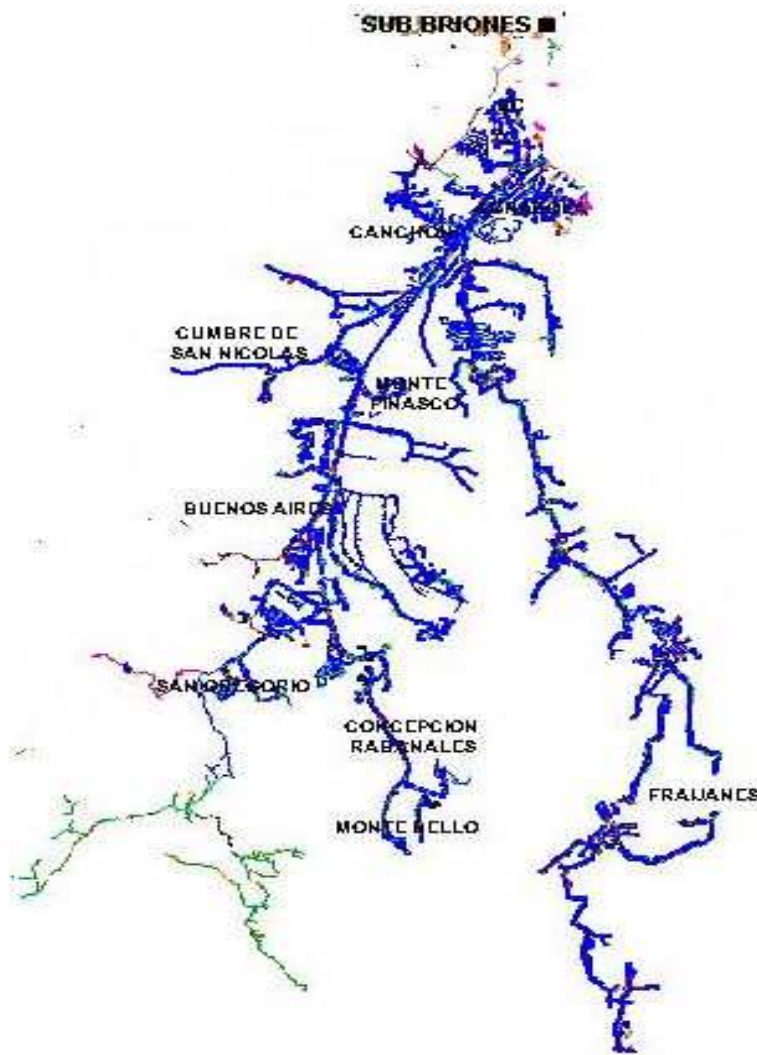


Pasemos ahora al circuito 54. Este circuito tiene 30 km. de longitud en su conductor principal y 185 km. incluyendo los ramales secundarios. Parte de la subestación Rodríguez Briones hacia el sur, donde interconecta con el circuito

82 (figura 14). No solo es uno de los circuitos de mayor longitud en el área, sino también es el circuito que más carga tiene. Su posición geográfica con respecto a los circuitos aledaños es bastante buena para garantizar una interconexión entre los circuitos de la nueva subestación y los circuitos existentes, por lo que de alguna forma se garantizará la potencia.

Del circuito 82 de la subestación Amatitlán, que tiene una longitud de 22 km. en su ramal principal y 158 km. incluyendo los ramales secundarios, interesa la parte aledaña a la interconexión con el circuito 54, debido a que si tomamos una parte demasiado alejada de dicha interconexión, nos alejaríamos del área en cuestión. Por lo anterior, el área de interés del circuito 82 es de aproximadamente 10 kilómetros (figura 14). Si se construyera una subestación en ese punto, solamente un circuito de dicha nueva subestación tendría interacción con el circuito 54, por lo que también se descarta por consiguiente, el circuito 82. Aquí llegamos a una pregunta, ¿por qué es importante que la nueva subestación tenga dos circuitos interactuando con los circuitos de la subestación Rodríguez Briones? Como hemos estado viendo, los circuitos más largos del área son el 54 y 82. Al tener dos circuitos la nueva subestación hay más probabilidad que se cubra mayor área de los circuitos sobrecargados y así poderles quitar carga a los mismos. Un circuito nuevo le quitaría carga al circuito 54 y el otro circuito nuevo al circuito 82. Si solo tuviera un circuito la nueva subestación, solo se podría solucionar una parte del problema, y si tuviera tres circuitos o más, aparte que subirían los costos de construcción de la subestación, por las posiciones geográficas de los circuitos, estaría por demás tener tantos circuitos, ya que no habría muchos puntos cercanos donde conectar tanto circuito. Así pues, el número ideal de circuitos para la nueva subestación es de dos.

Figura 14. Interconexión circuitos 54-82



Luego del anterior análisis enumeremos ahora las ventajas del por que construir una nueva subestación a lo largo del circuito 54:

- Circuito muy largo, por lo que existe más posibilidad de construir la subestación en un punto no tan cercano a la subestación existente.
- Circuito sobrecargado, lo que significa que al construir la nueva subestación con dos nuevos circuitos, estos tomarán parte de esa carga

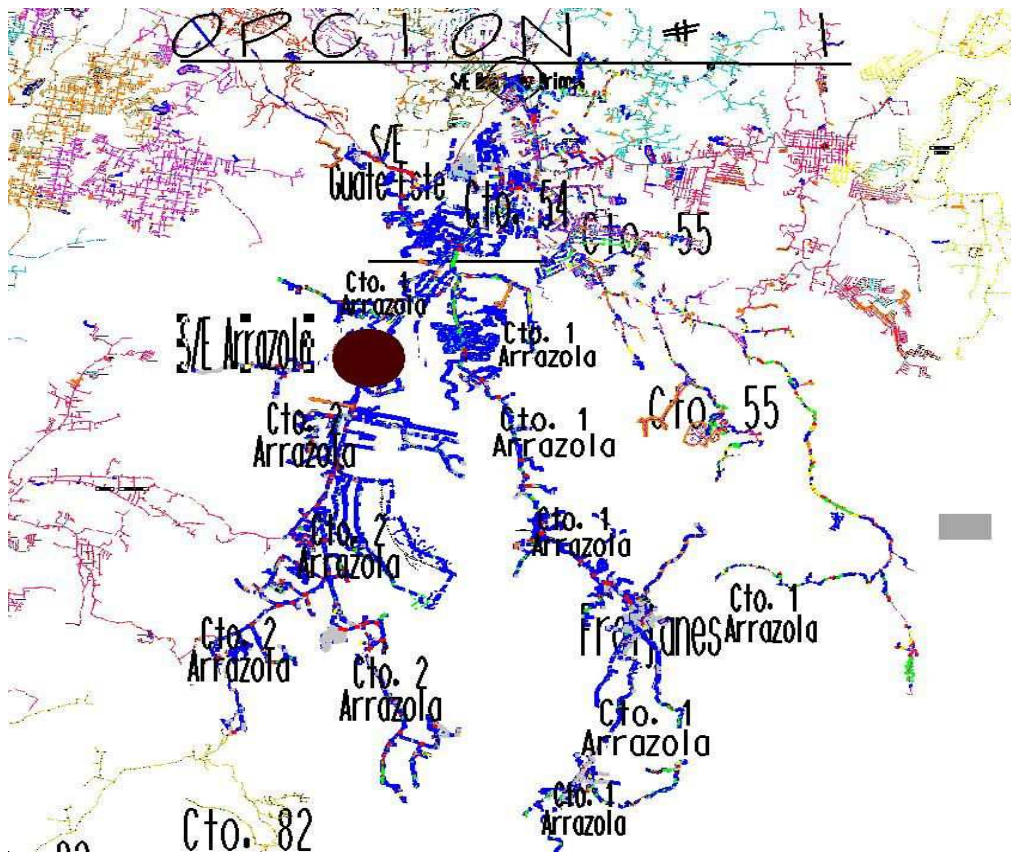
- Colindancia con otro circuito. Esta colindancia se da con el circuito 82, que es otro circuito muy largo y sobrecargado. Con esto, uno de los nuevos circuitos de la subestación Arrazola serviría para quitar carga a dicho circuito.
- Los demás circuitos de la subestación Rodríguez Briones (53,55 y 56), son circuitos que no son tan largos como el circuito 54, además que no poseen los mismos problemas de sobrecarga que éste. Si se llegará a construir una subestación en alguno de estos circuitos mencionados, se perdería la oportunidad de descargar uno de los circuitos más largos y sobrecargados de la red, sin mencionar el daño que esto traería a los usuarios del sector, ya que los problemas de regulación de voltaje se acentuarían.

Por lo anterior, se considera que el circuito ideal en este caso para construir la nueva subestación es el circuito 54.

Ya descartadas las opciones donde técnicamente no es factible construir una nueva subestación, se analizarán y evaluarán tres puntos a lo largo del circuito 54 para determinar cual es el punto óptimo técnica y económicamente para la construcción de la misma.

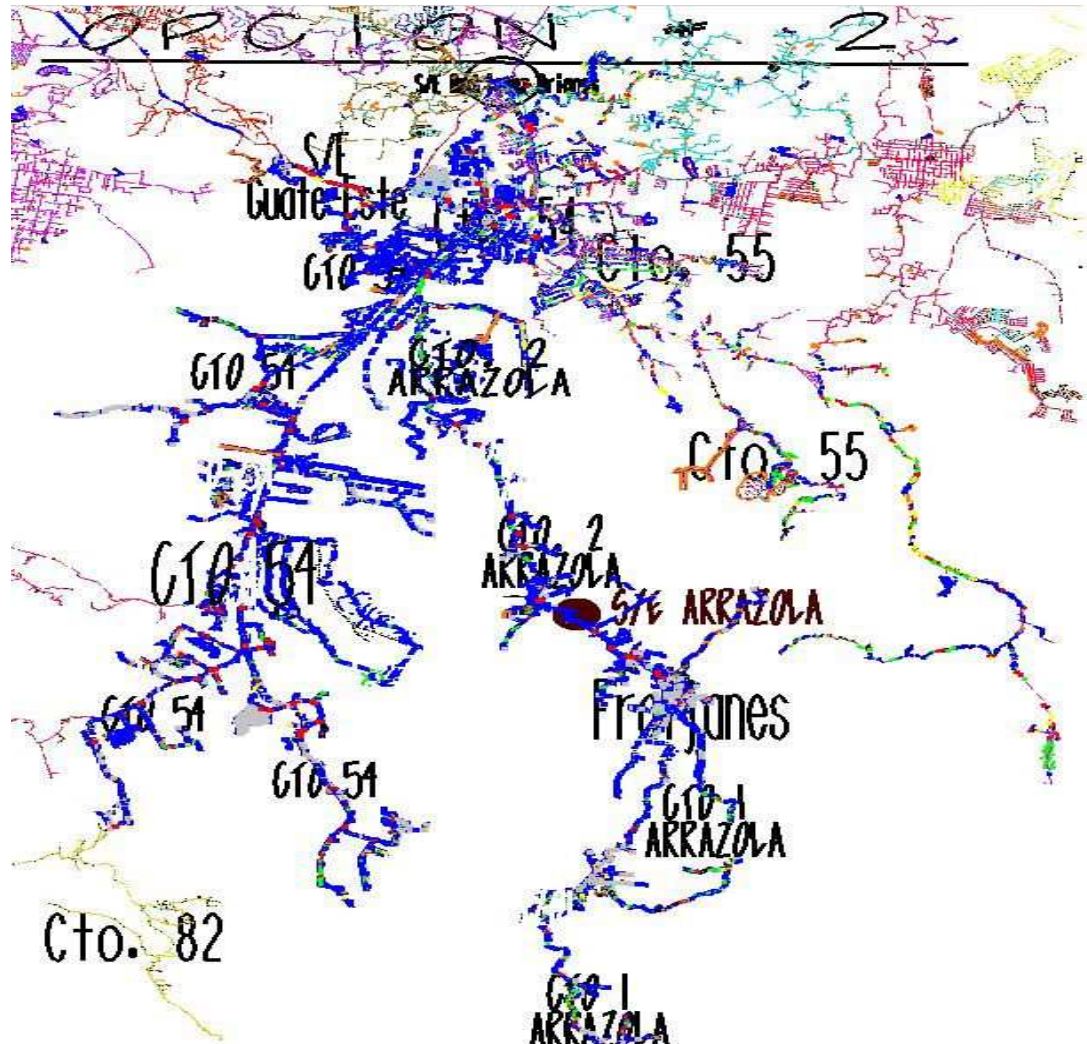
La primera opción de construcción es a 7.5 km. de la subestación existente con 4.5 km. de alimentador. Al norte de la nueva subestación y con una longitud de 16 km. a partir de la misma, será el circuito 1, el cual cubrirá el área de la aldea El Canchón, Carretera a Fraijanes, Fraijanes y aldea El Cerrito. Hacia el sur con una longitud de 10 km. el circuito 2, el cual cubrirá la Aldea Cumbre de San Nicolás, Aldea Rabanales, Aldea Montebello, Condominio Portal del Bosque. Esta opción se concentra en el circuito 54, por lo que no cubre el circuito 82. Una configuración aproximada se muestra en la figura 15.

Figura 15. Opción de construcción 1



La segunda opción es a 8.8 km. de la subestación existente con 6.1 km. del alimentador. Sus circuitos de distribución están configurados como se muestra en la figura 16. El circuito 1 va hacia el Sur de la nueva subestación y tiene una longitud de 6 kilómetros, cubre aldea El Cerrito, aldea Los Verdes y parte de Fraijanes. El circuito 2 va hacia el Norte, tiene una longitud de 10 kilómetros y cubre Residenciales Entre Verdes, lotificación Villa Verde, lotificación San Germán del Bosque y toda la carretera que lleva hasta Fraijanes.

Figura 16. Opción de construcción 2

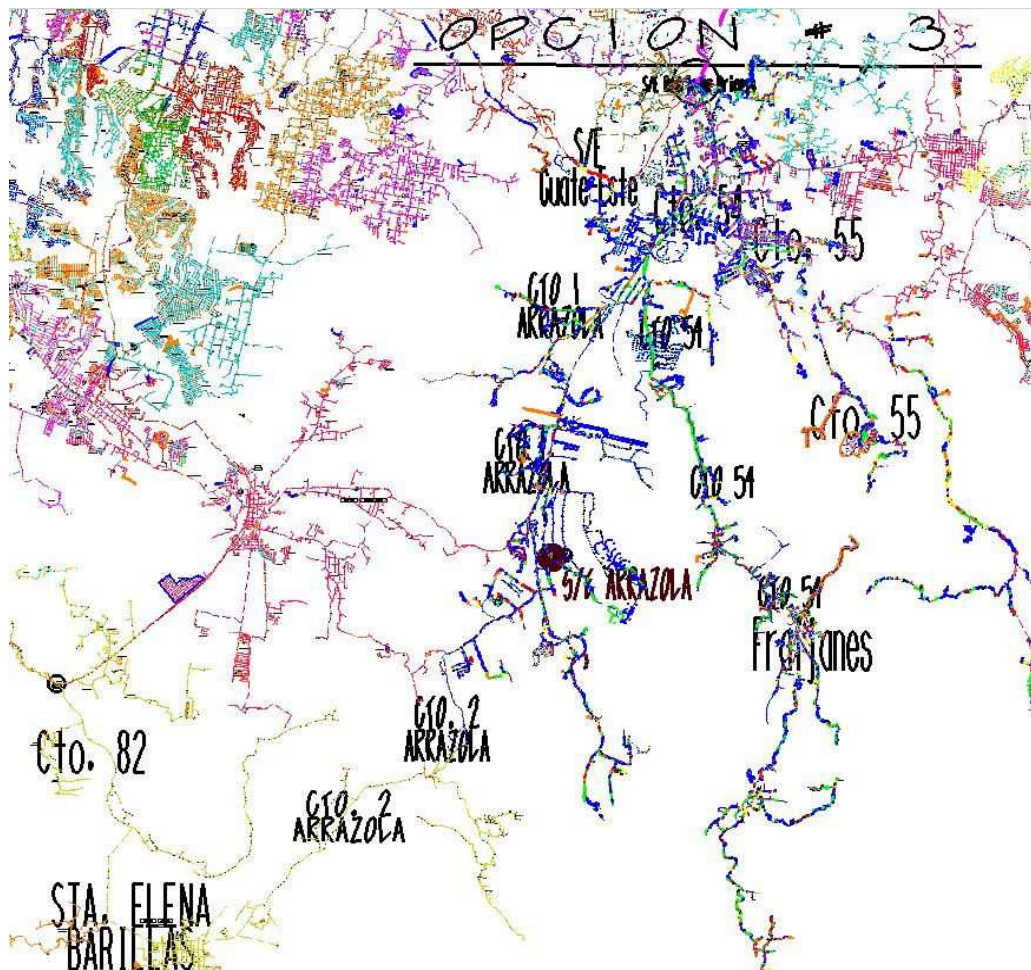


La tercera opción es construir la nueva subestación a 10 km. de la subestación Rodríguez Briones, con 7.5 km. de alimentador. Sus circuitos de distribución estarán configurados como se muestra en la figura 17. Hacia el norte de la subestación nueva y con una longitud de 8 kilómetros el circuito 1, el cual cubre Residencial Casa y Campo, Granja Buenos Aires, aldea cumbre de San Nicolás hasta llegar a aldea Canchón, hasta donde retoma la carga el



circuito 54 en esta opción. El circuito 2 hacia el Sur de la subestación, con una longitud de 15 kilómetros cubriendo lotificación Las Maravillas, Portal del Llano, lotificación San Gregorio y toda la carretera hasta llegar a Santa Elena Barillas, inclusive. A partir de Santa Elena Barillas, la carga es alimentada por el circuito 82.

Figura 17. Opción de construcción 3



Ya con las opciones para construcción de la subestación definidas, se continúa ahora, con los análisis técnicos y económicos. Al momento de

efectuar estos análisis, se debe tener presente que los parámetros eléctricos (voltaje, regulación de voltaje, etc.) se deben mantener dentro de los intervalos de calidad del servicio sin importar la localización del punto, y es en este aspecto, donde se determinará cual opción es la óptima, ya que para que dichos parámetros se mantengan dentro de los intervalos mencionados, se deberá invertir más o menos en equipo dependiendo de la ubicación de la nueva subestación.

### **3.2 Análisis de flujo de carga**

Luego de definir las opciones geográficas para la construcción de la nueva subestación, se procede ahora con los análisis de flujo de carga, cuyos resultados serán utilizados para efectuar una comparación de pérdidas entre la situación de carga actual en el sector versus cada una de las opciones así como un análisis de regulación de voltaje.

#### **3.2.1 Análisis de flujo de carga para situación actual (caso base)**

El análisis de flujo de carga para la situación actual, se denominará “Caso Base”. Este análisis dará la referencia para comparar los resultados que se obtengan de los análisis para las otras opciones, con lo cual se empezará a tener un criterio inicial para decidir de ellas es la propuesta óptima para la realización del proyecto.

A continuación, en la tabla XI, se presentan los resultados del análisis de flujo de carga del caso base, en dicha tabla se presentan los datos para demanda en kVA del circuito analizado, longitud del ramal principal del circuito en kilómetros, pérdidas en kW y tres diferentes porcentajes de regulación para el mismo número de longitudes, partiendo de la subestación que corresponde al circuito. Para el presente análisis, se debe tomar en cuenta también, que la

regulación de voltaje máxima aceptada por la comisión nacional de energía eléctrica en un área rural es del 10%, para un área urbana es del 8 % y para media tensión es del 6%. Para el área en estudio, se utilizará el porcentaje de regulación aceptado para un área rural.

**Tabla XI. Parámetros de los circuitos de la S/E**

	Demanda(MVA)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)	Regulacion 5 Km	Regulación 16 Km	Regulación 25 Km
Circuito 54	7.61	16.34	407.52	4.62%	11.07%	
Circuito 55	6.6	12.50	195.20	5.65%	5.84%	-----
Circuito 82	5.92	22.10	322.23	4.35%	12.16%	14.92%

Se observa que para el circuito 54, en el extremo más alejado de la subestación, el porcentaje de regulación obtenido, está sobre el porcentaje de regulación normado; además las pérdidas en kW para el mismo circuito son bastante altas.

Para el circuito 55, debido a que es el de menor longitud, la regulación y las pérdidas están dentro de valores aceptables.

El circuito 82 nos muestra un porcentaje de regulación demasiado alto en el extremo más lejano de la subestación y unas pérdidas de potencia igualmente altas.

### 3.2.2 Análisis flujo de carga para cada opción

En la presente sección, se presentan los resultados obtenidos en el análisis de flujo de carga para cada una de las opciones descritas anteriormente para la construcción de la nueva subestación periférica de distribución. Al igual que en la tabla IX, los resultados de las tablas XII, XIII y XIV presentan la demanda por circuito, la longitud del ramal principal, y la regulación a tres diferentes distancias de la subestación correspondiente, con un breve análisis de los resultados, en el capítulo 4, se tratará con más amplitud el tema.

Empecemos con la primera opción propuesta. Como se recordará, esta opción consiste en la construcción de la nueva subestación a una distancia de 7.5 kilómetros de la subestación Rodríguez Briones, sobre el circuito 54 y con un alimentador de 4.5 kilómetros. En la tabla XII se pueden observar los resultados obtenidos al momento de efectuar el análisis de flujo de carga con las características anteriormente descritas.

Tabla XII. La nueva S/E a 7.5 km de subestación Rodríguez Briones

Opcion 1						
	Demanda(MVA)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)	Regulacion 5 Km	Regulación 15 Km	Regulación 25 Km
Circuito 54	4.5	7	85.23	6.65%	-----	-----
Circuito 55	6.6	12.50	195.20	5.65%	5.84%	-----
Circuito 82	5.92	22.10	322.23	3.40%	8.14%	11.59%
Cto 1 Arraz	1.6	16	98.3	3.26%	5.37%	-----
Cto 2 Arraz	1.51	10	96.5	2.10%	4.26%	-----

La longitud del ramal principal del circuito 54 se redujo por varios kilómetros en la opción 1, por lo mismo mejoró la regulación, se redujo la carga y por consiguiente se redujeron las pérdidas. En los circuitos 55 y 82 no hubo ningún cambio, ya que en esta opción no se trabaja con ellos. Ahora, para los circuitos de la nueva subestación Arrazola, los valores de las pérdidas de potencia están en un valor intermedio.

Pasando ahora a la opción 2, la cual, como se mencionó en párrafos anteriores, consiste en la construcción de la subestación periférica de distribución a una distancia de 8.8 kilómetros de la subestación Rodríguez Briones, sobre el circuito 54 y con un alimentador de 6.1 kilómetros. Para los circuitos de dicha subestación periférica se utilizan ramales del mismo circuito 54.

Los resultados obtenidos al momento de efectuar el análisis de flujo de carga, se presentan a continuación en la tabla XIII, donde al igual que en la tabla anterior, presenta los parámetros de demanda, longitud y pérdidas así como tres distancias diferentes para la regulación de voltaje.

Tabla XIII. Nueva subestación a 8.8 km de S/E Rodríguez Briones

Opción 2						
	Demanda(MVA)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)	Regulacion 5 Km	Regulación 15 Km	Regulación 25 Km
Circuito 54	3.52	9	91.2	5.25%	-----	-----
Circuito 55	6.6	12.50	195.20	5.65%	5.84%	-----
Circuito 82	5.92	22.10	322.23	3.40%	8.14%	11.59%
Cto 1 Arraz	2.83	6	31.32	7.76%	-----	-----
Cto 2 Arraz	1.26	10	21.61	4.26%	-----	-----

Como en el caso anterior, el único circuito “afectado” por el cambio, es el circuito 54, el cual redujo su longitud a 9 kilómetros, mejorándose con esto la regulación. Disminuyó también la carga del circuito, lo cual hizo que mejorara su porcentaje de regulación de voltaje.

Los circuitos 55 y 82, no sufrieron cambio alguno, ya que en esta opción 2 solo se toma en cuenta el circuito 54.

Los circuitos 1 y 2 de la nueva subestación Arrazola, presentan pérdidas bastante bajas y porcentajes de regulación de voltaje bastante aceptables.

Por último, en la tabla XIV se muestran los resultados del análisis de flujo de carga para la opción 3, la cual, como se recordará, se construye la nueva subestación de distribución a 10 kilómetros de la subestación Rodríguez Briones y se construye un alimentador de 7.5 kilómetros de longitud. Para los circuitos nuevos, se utilizan tramos del circuito 54 y tramos del circuito 82.

Tabla XIV. Nueva S/E a 10 km de S/E Rodríguez Briones

Opcion 3						
	Demanda(MVA)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)	Regulacion 5 Km	Regulación 15 Km	Regulación 25 Km
Circuito 54	5.61	10	99.35	4.85%	-----	-----
Circuito 55	6.6	12.50	195.20	5.65%	5.84%	-----
Circuito 82	3.57	15	92.2	4.12%	9.52%	-----
Cto 1 Arraz	1.85	8	20.48	5.03%	-----	-----
Cto 2 Arraz	4.39	15	75.30	6.10%	9.59%	-----

Al igual que en las opciones anteriores, la longitud del ramal principal del circuito 54, se reduce, lo cual ayuda a mejorar la regulación. Igualmente disminuye la carga y con esto las pérdidas de potencia.

El circuito 55 no se ve afectado de ninguna manera, a diferencia del circuito 82 que, como se puede observar en la tabla XIV, la longitud de su ramal principal al igual que su carga, disminuyen. Esta disminución provoca los mismos efectos que en el circuito 54, mejora la regulación y se reducen pérdidas.

Tabla XV. **Resumen de demanda y pérdidas por opción**

	<b>Opción 1</b>		<b>Opción 2</b>		<b>Opción 3</b>	
	Demanda (MVA)	Pérdidas (kW)	Demanda (MVA)	Pérdidas (kW)	Demanda (MVA)	Pérdidas (kW)
<b>Circuito 54</b>	4.5	85.23	3.52	91.2	5.61	99.35
<b>Circuito 55</b>	6.6	195.20	6.6	195.20	6.6	195.20
<b>Circuito 82</b>	5.92	322.23	5.92	322.23	3.57	92.2
<b>Cto 1 Arraz</b>	1.6	98.3	2.83	31.32	1.85	20.48
<b>Cto 2 Arraz</b>	1.51	96.5	1.26	21.61	4.39	75.30

La tabla XV es una tabla comparativa entre las tres opciones mencionadas. En esta se ven más claramente las demandas y pérdidas para cada una de las opciones. Si bien es cierto, en las opciones 1 y 2 existen menos pérdidas que en la opción 3, se puede ver que mientras más longitud tiene el circuito, mayores serán las pérdidas de potencia que en él existan. Los circuitos 54 y 82, debido a que actualmente son los más largos, son los que mayores pérdidas tienen, 407.52 kW y 322.23 kW respectivamente, los cuales son valores de pérdidas bastante altos, ya que para el circuito 54, el cual tiene una carga de 7.5 MW aproximadamente, significa que de esos 7.5 MW, aproximadamente el 5.35% (407.52 kW) se transforman en calor y para el circuito 82 que tiene 5.75 MW de carga, 322.23 kW se pierden, es decir el

5.46% también se convierten en calor, por lo que uno de los fines del proyecto de la subestación Arrazola, sería el de disminuir estas pérdidas, no solo como se mencionó en un párrafo anterior, porque representan un costo indeseado para la empresa distribuidora sino para mejorar la capacidad, confiabilidad y eficiencia de la red.





#### **4. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA**

Todo proyecto debe pasar por varias etapas antes de llegar a la etapa de construcción. Una de las etapas más importantes en el desarrollo de proyectos es la evaluación técnica económica. La importancia de esta etapa radica en que aquí se definirá la factibilidad del proyecto, en los dos aspectos mencionados, ya que de ambas factibilidades, depende en gran parte la realización del mismo.

Para que un estudio o análisis de factibilidad técnico económica sea aprobado por la junta directiva de la empresa encargada del proyecto, todas las especificaciones técnicas de dicho proyecto deben ser viables al momento de la ejecución, de modo que la cantidad de “ajustes” sean mínimos, ya que esto encarecería los costos del proyecto por lo que no sería económicamente rentable. Por ejemplo, cuando existe un proyecto para la construcción de una nueva subestación de distribución – como el que compete al presente trabajo de tesis – uno de los rubros que más incrementa el costo es el alimentador de la subestación, por lo que se debe procurar que no sea de una longitud demasiado grande. En este caso, los “ajustes” serían encontrar un terreno para construir la subestación, por donde pase una línea de transmisión que pueda alimentarla, ya que de no ser así, entre más larga la línea de alimentación, más alta sería la inversión para la construcción de la subestación y más difícil la recuperación del capital invertido. Además, se debe tomar en cuenta también, que mientras aumenta la longitud de la línea de transmisión, la calidad de la regulación de voltaje se ve afectada y las pérdidas de potencia aumentarán. Con este pequeño ejemplo, podemos darnos cuenta de la importancia de efectuar un estudio técnico económico y de lo relacionado que están ambos conceptos al momento de desarrollar un proyecto.

En el presente capítulo, se desarrollará una evaluación técnico económica para la cual se utilizarán los resultados obtenidos en capítulos anteriores. Para

la evaluación técnica, se efectuarán comparaciones de pérdidas de potencia entre las diferentes opciones así como comparaciones de regulación de voltaje. Para la evaluación económica, se efectuarán análisis de costos para cada una de las opciones. Dicho análisis consistirá en análisis de costos de inversión, análisis de costos de mantenimiento y análisis de costos de operación.

#### **4.1 Análisis de pérdidas**

Las principales razones por las que existen pérdidas en una red de distribución, podrían ser las siguientes:

- Resistencia: Provoca que la potencia eléctrica que entra al circuito no sea igual a la suma de las potencias que llegan a los puntos de los ramales del circuito donde se consume, debido a las pérdidas que se presentan en la resistencia por efecto Joule. La resistencia que ofrece el cable depende de varios factores:

- a) Diámetro o área de la sección transversal. La conductancia disminuye al disminuir el grosor del cable.
- b) Material con que está fabricado el conductor, conductores de cobre ofrecen mejor conductividad que los conductores de aluminio, pero son más caros.
- c) Longitud: Entre más longitud tenga un conductor, existirá mayor resistencia al paso de la corriente, por lo que las pérdidas aumentarán.
- d) Cambios de temperatura: La resistencia se ve incrementada al aumentar la temperatura del conductor.

Una evaluación de pérdidas se hace partiendo del análisis de flujo de carga, y se basa principalmente en la comparación de los resultados de pérdidas en cada una de las opciones del proyecto contra la situación sin proyecto. En las redes de distribución primaria, las pérdidas eléctricas por efecto Joule se traducen directamente en un costo indeseado para el prestador de servicio; costo que si bien no puede ser eliminado, es posible disminuir.

Uno de los alicientes técnicos para cualquier proyecto de construcción de líneas de transmisión o distribución es la disminución de las pérdidas de potencia, ya que entre menos pérdidas existan en una línea, menor es el costo de distribución. Además, las pérdidas por calor hacen que disminuya la vida útil de los conductores, lo que implica más costos de mantenimiento.

En la presente sección, se analizarán las pérdidas que actualmente se dan en el área del proyecto, para pasar luego a las pérdidas que se obtienen en cada una de las opciones de construcción y por último se efectuará una evaluación utilizando todos los datos conjuntamente.

#### 4.1.1 Pérdidas en situación actual

Retornando a la zona de nuestro estudio, en la tabla XVI se tienen los datos actuales de dicha zona para los circuitos 54, 55 y 82.

Tabla XVI. **Parámetros de los circuitos de la subestación actualmente**

	Demanda(MVA)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)
Circuito 54	7.61	30.03	407.52
Circuito 55	6.6	12.50	195.20
Circuito 82	5.92	22.10	322.23

#### 4.1.2 Pérdidas entre cada una de las opciones

Ahora pasemos a analizar las pérdidas de potencia entre cada una de las opciones propuestas para la nueva subestación Arrazola. Empecemos con la opción 1 y la opción 2, cuyos datos se muestran en la tabla XVII y XVIII

respectivamente. En dichas tablas, además de los datos de los circuitos existentes actualmente en la zona, se muestran también los datos de lo que serían los nuevos circuitos de la subestación Arrazola.

Tabla XVII. **Parámetros de los circuitos para la opción 1**

<b>OPCIÓN 1</b>			
	<b>Demanda(MVA)</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>Pérdidas (kW)</b>
Circuito 54	4.5	7	85.23
Circuito 55	6.6	12.50	195.20
Circuito 82	5.92	22.10	322.23
Cto 1 Arraz	1.6	16	98.3
Cto 2 Arraz	1.51	10	96.5
<b>Total Pérdidas</b>			<b>797.46</b>

Para el circuito 54, de la tabla XVII tenemos que las pérdidas son de 85.23 kW, mientras que de la tabla XVIII, 91.2 kW. Observemos también que la longitud y demanda en situación actual del circuito 54 (tabla XVI) son mayores que en las opciones 1 y 2, de ahí la drástica disminución en el valor de las pérdidas. El circuito 55 en las opciones 1 y 2 queda sin alteración alguna, al igual que el circuito 82. Ahora, para los nuevos circuitos de la subestación Arrazola, en la opción 1 (tabla XVII), el cual parte de la subestación Arrazola tomando ruta hacia Fraijanes llegando hasta el final del ramal que actualmente cubre parte del circuito 54. El circuito 2, sale de la subestación Arrazola y sigue por toda la carretera hacia El Salvador hasta llegar a lo que actualmente es la interconexión del circuito 54 con el circuito 82. Para la opción 2 (tabla XVIII), la subestación esta construida en las proximidades de Fraijanes. El circuito 1 parte de la subestación nueva hacia el sur, pasando por Fraijanes y llegando hasta el extremo de lo que actualmente es el circuito 54. El circuito 2 sale de la subestación nueva hacia el Nor-Oeste siguiendo toda la carretera de Fraijanes

hasta llegar a la vía principal de carretera a El Salvador. Las pérdidas para estos nuevos circuitos son menores en la opción 2 (tabla XVIII).

Tabla XVIII. **Parámetros de los circuitos para la opción 2**

<b>OPCIÓN 2</b>			
	<b>Demanda(MVA)</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>Pérdidas (kW)</b>
Circuito 54	3.52	9	91.2
Circuito 55	6.6	12.50	195.20
Circuito 82	5.92	22.10	322.23
Cto 1 Arraz	2.83	6	31.32
Cto 2 Arraz	1.26	10	21.61
<b>Total Pérdidas</b>			<b>661.56</b>

Comparando ahora las opciones 1 y 3 (tablas XIV y XVI respectivamente), las pérdidas del circuito 54 son mayores para esta última opción, al igual que la demanda del circuito. El circuito 55 permanece intacto. El circuito 82 tiene una notable reducción de sus pérdidas en la opción 3, ya que aquí se toma en cuenta parte de dicho circuito para la demanda del circuito 2 de la nueva subestación, el cual, tiene mucha más longitud que en la opción 1. Ahora, haciendo la respectiva comparación entre las opciones 2 y 3 (tablas XVIII y XIX respectivamente), se tienen mas o menos las mismas diferencias que entre las opciones 1 y 3. De hecho, la diferencia más notable entre la opción 3 y las otras dos opciones, es la considerable baja de las pérdidas en el circuito 82.

Tabla XIX. **Parámetros de los circuitos para la opción 3**

<b>OPCIÓN 3</b>			
	<b>Demanda(MVA)</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>Pérdidas (kW)</b>
Circuito 54	5.61	10	99.35
Circuito 55	6.6	12.50	195.20
Circuito 82	3.57	15	92.2
Cto 1 Arraz	1.85	8	20.48
Cto 2 Arraz	4.39	15	75.30
<b>Total Pérdidas</b>			<b>482.53</b>

#### 4.1.3 Comparación de pérdidas antes del proyecto y después

Pasemos a hora a una comparación de la situación actual con las tres situaciones creadas con cada una de las opciones de la construcción de la nueva subestación. La tabla XVI muestra cómo se encuentran actualmente los circuitos del área. Comparando el circuito 54 en situación actual con el circuito 54 en la primera opción, vemos que se redujo la demanda del circuito en un 40.87%, la longitud del ramal principal en un 76.89 % y las pérdidas de potencia en un 79.08%. Ahora con la segunda opción, la demanda se reduce en un 53.75%, la longitud del ramal principal en un 70.03 % y las pérdidas de potencia en un 77.62%. Con la tercera opción, se reduce la demanda del circuito en un 26.28%, la longitud del ramal principal en un 66.70% y las pérdidas de potencia en un 75.62%.

Pasando al circuito 55, este no tiene cambios para ninguna de las tres opciones.

El circuito 82, con la opción 1 y la opción 2, no presenta ningún cambio. Con la opción 3, su demanda se reduce en un 39.70%, la longitud de su ramal principal en un 32.13% y las pérdidas de potencia en un 71.39%.

## 4.2 Análisis de regulación de voltaje

La regulación de voltaje es otro factor importante que se debe tomar en cuenta al momento de construir una subestación de distribución. Si se descuida se puede afectar a varios usuarios, ya que el voltaje estaría por debajo del requerido por los mismos, se compensaría con mayor corriente para lograr la potencia requerida y con ello se reduciría la vida útil de los elementos del sistema.

La regulación de voltaje se puede definir como la calidad de voltaje que llega a determinado punto del circuito, por lo que entre más largo es un circuito, más atención hay que prestar a este parámetro.

Cuando existe alguna deficiencia en la regulación, se utilizan los reguladores de voltaje para mantener el mismo a un nivel aceptable a lo largo de la línea.

Las largas líneas de conducción presentan inductancia, capacitancia y resistencia al paso de la corriente eléctrica. El efecto de la inductancia y de la capacitancia de la línea es la reducción de la tensión en forma proporcional a la corriente eléctrica, por lo que la tensión suministrada varía con la carga acoplada. Se utilizan muchos tipos de dispositivos para regular esta variación no deseada. La regulación de la tensión se consigue con reguladores de inducción y motores síncronos de tres fases, también llamados condensadores síncronos. Ambos varían los valores eficaces de la inductancia y la capacitancia en el circuito de transmisión. Ya que la inductancia y la capacitancia tienden a anularse entre sí, cuando la carga del circuito tiene mayor reactancia inductiva que capacitiva (lo que suele ocurrir en las grandes instalaciones) la potencia suministrada para una tensión y corriente determinada es menor que si las dos son iguales. La relación entre esas dos cantidades de potencia se llama factor de potencia. Como las pérdidas en las líneas de conducción son proporcionales a la intensidad de corriente, se aumenta la capacitancia para que el factor de



potencia tenga un valor lo más cercano posible a 1. Por esta razón se suelen instalar grandes condensadores en los sistemas de transmisión de electricidad.

Existen porcentajes máximos de regulación aceptada según el área donde se encuentre el circuito. Si es área rural para distribución se acepta un máximo de 10% y en área urbana un máximo de 8%. Para calcular la regulación se utiliza la siguiente fórmula:

$$\%R = (V_s - V_r) / V_s * 100$$

donde,  $V_s$ = voltaje de envío, voltaje que sale de la subestación

$V_r$ = voltaje de recibo, voltaje que se recibe en un punto x

$\%R$ = porcentaje de regulación.

En las tablas a continuación, se presentan resultados de regulación de voltaje para cada uno de los diferentes escenarios tratados en los capítulos anteriores. Los datos fueron tomados en puntos al azar, a diferentes longitudes, a lo largo del ramal principal de cada uno de los circuitos involucrados. Como recordaremos del capítulo 3, el circuito 54 en su ramal principal tiene una longitud de 30 Km., el circuito 55 de 12 Km., y el circuito 82 de 22 Km. Debido a estas diferentes longitudes de los circuitos, en las tablas aparecen unos cuadros con “-----”, lo cual significa que la longitud indicada excede a lo longitud del circuito. Observemos ahora la tabla #20, se muestra el porcentaje de regulación para cuatro diferente puntos a lo largo de los circuitos del área de estudio en la situación actual. Los circuitos que presentan una mala regulación son el 54 y el 82. El circuito 54 excede el porcentaje máximo aceptado, el cual, como se mencionó anteriormente es de 10 % para el área rural. Esto sucede a los 30 kilómetros de la subestación. El circuito 82, a los 20 kilómetros de la subestación, sobrepasa dicho límite máximo.

Tabla XX. **Resultados de regulación de voltaje por circuito**

	Regulación 10 Km	Regulación 15 Km	Regulación 20 Km	Regulación 30 Km
Circuito 54	4.62%	6.32%	8.07%	11.07%
Circuito 55	8.61%	5.84%	-----	-----
Circuito 82	4.35%	6.48%	12.16%	-----

En la opción 1, para la construcción de la subestación, cuyos datos de regulación se presentan en la tabla XXI, de los tres circuitos del área, solamente el circuito 54 presenta un cambio, ya que se redujo la longitud del ramal principal de 30 a siete kilómetros. En dicha tabla se presentan también los porcentajes de regulación para los circuitos de la nueva subestación. Todos los porcentajes de regulación mencionados están dentro del rango permisible, a excepción del punto más lejano del circuito 82, lo cual requiere la instalación de reguladores de voltaje para que la regulación esté conforme la norma.

Tabla XXI. **Porcentaje de regulación por circuito de la nueva S/E opción 1**

Opcion 1			
	Regulación 5 Km	Regulación 15 Km	Regulación 25 Km
Circuito 54	6.65%	-----	-----
Circuito 55	5.65%	5.84%	-----
Circuito 82	3.40%	8.14%	11.59%
Cto 1 Arraz	3.26%	5.37%	-----
Cto 2 Arraz	2.10%	4.26%	-----

En la tabla XXII, se muestran los porcentajes de regulación para la opción 2. En esta opción no existen cambios significativos en dichos

porcentajes. El circuito 54 se reduciría de 30 kilómetros a nueve y los circuitos de la nueva subestación tendrían una longitud de 16 y 10 kilómetros.

Tabla XXII. **Porcentaje de regulación por circuito de la nueva S/E opción 2**

Opcion 2			
	Regulacion 5 Km	Regulación 15 Km	Regulación 25 Km
Circuito 54	5.25%	-----	-----
Circuito 55	5.65%	5.84%	-----
Circuito 82	3.40%	8.14%	11.59%
Cto 1 Arraz	7.76%	-----	-----
Cto 2 Arraz	4.26%	-----	-----

Los resultados de regulación para la opción 3, se muestran en la tabla XXIII. A diferencia de las opciones anteriores, aquí el circuito 82 si presenta cambios significativos, ya que se redujo la longitud de su ramal principal de 22 a 15 kilómetros. El circuito 54 se redujo de 30 kilómetros a 10 y los circuitos de la subestación Arrazola tienen una longitud de 8 kilómetros el circuito 1 y 15 kilómetros el circuito 2.

Tabla XXIII. **Porcentaje de regulación por circuito de la nueva S/E opción 3**

Opcion 3			
	Regulacion 5 Km	Regulación 15 Km	Regulación 25 Km
Circuito 54	4.85%	-----	-----
Circuito 55	5.65%	5.84%	-----
Circuito 82	4.12%	9.52%	-----
Cto 1 Arraz	5.03%	-----	-----
Cto 2 Arraz	6.10%	9.59%	-----

### **4.3 Análisis económico**

El análisis económico es uno de los principales estudios que se deben hacer antes de ejecutar cualquier tipo de proyecto, ya que en este se proyectarán los beneficios económicos de la inversión además de los costos de mantenimiento y operación.

Para proyectos de subestaciones de distribución, se deben tomar en cuenta varios factores y no solamente la construcción de la subestación en si, como por ejemplo, el alimentador de la subestación.

#### **4.3.1 Inversión**

Empecemos por analizar la inversión para cada una de las opciones propuestas en los párrafos y capítulos anteriores. Para la opción 1, tenemos los datos generales que se muestran en la tabla XXIV; para la opción 2, la tabla XXV; y para la opción 3, la tabla XXVI. En cada una de las mencionadas tablas, se enumeran los diferentes rubros en los que se tendrá que invertir para desarrollar el proyecto. Cada una de las opciones necesita, obviamente un terreno donde construir la subestación. El área donde se pretende construir la subestación, independientemente de cual de las tres opciones sea la más adecuada, es un área con un desarrollo considerable, por lo que el precio del metro cuadrado de tierra, no es bajo. Se necesita también la construcción de un alimentador para la subestación, el cual será una extensión de línea de 69kV que partirá de algún punto de la línea de transmisión existente. En dicho punto se agregara un interruptor para la derivación de dicha línea. La inserción de este interruptor será para hacer las maniobras correspondientes de una forma más efectiva. El transformador, que para este proyecto, independientemente de que opción se construya, tendrá una capacidad de 14 MVA. Un campo de 69 kV, que será por donde “entrará” el alimentador para la subestación. Dos

campos de 13.2kV, cada uno de los cuales tendrá una salida para los dos circuitos de distribución. Y para finalizar, la obra civil, que comprende toda la construcción en si de la subestación, es decir, estructuras, fundiciones y toda la obra gris.

Tabla XXIV. **Análisis de inversión de la nueva S/E opción 1**

<b>Concepto</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Inversión Q</b>
Alimentador (Km.)	4.5	Q4,243,392
Trafo (10/ 14 MVA)	1	Q785,400
Interruptor	1	Q525,000
Campos 69 kV (U)	1	Q684,453
Campos 13.8 kV (U)	2	Q1,700,468
Obra Civil (M2)	105	Q247,478
Terreno (M2)	925	Q689,125
<b>TOTAL</b>		<b>Q8,875,316</b>

Tabla XXV. **Análisis de inversión de la nueva S/E opción 2**

<b>Concepto</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Inversión</b>
Alimentador (Km.)	6.1	Q5,752,154
Trafo (10/ 14 MVA)	1	Q785,400
Interruptor	1	Q525,000
Campos 69 kV (U)	1	Q684,453
Campos 13.8 kV (U)	2	Q1,700,468
Obra Civil (M2)	105	Q247,478
Terreno (M2)	925	Q689,125
<b>TOTAL</b>		<b>Q10,384,078</b>

Tabla XXVI. **Análisis de inversión de la nueva S/E opción 3**

<b>Concepto</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Inversión</b>
Alimentador (Km.)	7.5	Q7,072,320
Trafo (10/ 14 MVA)	1	Q785,400
Interruptor	1	Q525,000
Campos 69 kV (U)	1	Q684,453
Campos 13.8 kV (U)	2	Q1,700,468
Obra Civil (M2)	105	Q247,478
Terreno(M2)	925	Q689,125
<b>TOTAL</b>		<b>Q11,704,244</b>

### 4.3.2 Costos de operación y mantenimiento

El costo anual de mantenimiento corresponde a un 2 % del costo anual de la inversión. Los costos de mantenimiento para cada una de las opciones propuestas se muestran en la tabla XXVII.

Tabla XXVII. **Resumen de costos de la nueva S/E por opción**

<b>Opción del proyecto</b>	<b>O&amp;M Anual</b>
Opción 1	Q 15,322
Opción 2	Q 18,340
Opción 3	Q 20,980

### 4.3.3 Costos de sanciones por faltas a la calidad

Estos costos se refieren a las sanciones que la Norma de Calidad del Servicio de Distribución indica que se deben cancelar cuando hay faltas a la calidad del producto por interrupciones que sobrepasan la tolerancia. En este estudio se consideran proporcionales al producto cliente-longitud, pues mientras más largo es el circuito o más clientes tenga, una interrupción afectará más usuarios y llevará más tiempo reparar la falla para restaurar el servicio. Se parte de considerar un costo anual de sanciones de los circuitos 54, 55 y 82, los cuales se asumen en Q 10 000 al año, Q 8 000 al año y Q 12 000 al año respectivamente. Estos circuitos tienen 6 750, 3 350 y 9 150 usuarios respectivamente. Para facilidad de cálculo se supone que los usuarios están uniformemente distribuidos, con el fin de facilitar el cálculo de las mejoras en la calidad al hacer modificaciones en la red. Estos costos se hacen crecer con una tasa del 3.5 % que es la tasa con la que crecen los usuarios.

#### 4.3.4 Costos de pérdidas

En cada opción al analizar los flujos de potencia, se determinaron las pérdidas de potencia máxima en cada circuito. Estas pérdidas implican pérdidas anuales de energía y tienen un costo que se calcula por el costo de producción del kWh. Estos costos se hacen crecer con el factor de crecimiento al cuadrado porque las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la demanda.

Tabla XXVIII. **Tabla resumen de ahorro inicial de pérdidas**

	<b>Ahorro de Pérdidas</b>	
	<b>kW</b>	<b>Q/AÑO.</b>
<b>Opcion 1</b>	127.49	296,271
<b>Opcion 2</b>	263.39	612,085
<b>Opcion 3</b>	443.42	1,030,452

#### 4.3.5 Valor presente de costos

En el siguiente cuadro se presentan los costos mencionados para cada opción y su pronóstico para un periodo de 30 años. Con base a ellos, se determina el valor presente de costos para cada opción, utilizando la tasa de actualización del 11.5 %, obteniéndose que la opción técnicamente factible, que cumple con los requisitos técnicos que demandan las normas del servicio de distribución y que tiene el menor valor presente de costos es la opción 1.

Tabla XXIX. Valor presente de costos proyectados en 30 años

Subestación Arrazola

Opción 1

Concepto	Cantidad	Inversión Q
Alimentador (Km.)	4.5	Q4,243,392
Trafo (10/ 14 MVA)	1	Q785,400
Interruptor	1	Q525,000
Campos 69 kV (U)	1	Q684,453
Campos 13.8 kV (U)	2	Q1,700,468
Obra Civil (M2)	105	Q247,478
Terreno (M2)	925	Q689,125
<b>TOTAL</b>		<b>Q8,875,316</b>

Año	Ahorro anual de pérdidas		Ahorro anual de		Beneficios Q	Costos O&M	Flujo anual Q
	Pérdidas kW	Total Q	ENS kWh*	CENS Q			
0	0.00	0	0		0	8,875,316	-8,875,316
1	127.49	296,271	2,116	9,904	307,893	17,751	290,142
2	146.54	340,533	2,243	10,499	354,591	17,751	336,841
3	168.43	391,408	2,378	11,128	408,071	17,751	390,320
4	193.59	449,884	2,521	11,796	469,331	17,751	451,580
5	222.51	517,096	2,672	12,504	539,520	17,751	521,770
6	255.76	594,349	2,832	13,254	619,957	17,751	602,206
7	293.97	683,144	3,002	14,049	712,156	17,751	694,405
8	337.89	785,204	3,182	14,892	817,856	17,751	800,105
9	388.37	902,512	3,373	15,786	939,056	17,751	921,306
10	446.39	1,037,346	3,576	16,733	1,078,052	17,751	1,060,301
11	513.08	1,192,324	3,576	16,733	1,233,015	17,751	1,215,264
12	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
13	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
14	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
15	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
16	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
17	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
18	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
19	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
20	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
21	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
22	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
23	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
24	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
25	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
26	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
27	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
28	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
29	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273
30	513.08	1,192,332	3,576	16,733	1,233,023	17,751	1,215,273

VP de beneficios a una tasa del 11.5 % anual.	Q5,727,562
VP de costos a una tasa del 11.5 % anual	Q8,093,074
Relación VP Beneficios/ VP Costos	0.71

TIR	8%
-----	----



Tabla XXX. Valor presente de costos proyectados en 30 años

Subestación Arrazola

Opción 2

Concepto	Cantidad	Inversión
Alimentador (Km.)	6.1	Q5,752,154
Trafo (10/ 14 MVA)	1	Q785,400
Interruptor	1	Q525,000
Campos 69 kV (U)	1	Q684,453
Campos 13.8 kV (U)	2	Q1,700,468
Obra Civil (M2)	105	Q247,478
Terreno (M2)	925	Q689,125
<b>TOTAL</b>		<b>Q10,384,078</b>

Año	Ahorro anual de pérdidas		Ahorro anual de		Beneficios Q	Costos O&M	Flujo anual Q
	Pérdidas kW	Total Q	ENS kWh*	CENS Q			
0	0.00	0	0		0	10,384,078	-10,384,078
1	263.39	612,085	2,116	9,904	623,707	20,768	602,939
2	302.74	703,529	2,243	10,499	717,588	20,768	696,819
3	347.97	808,635	2,378	11,128	825,298	20,768	804,530
4	399.95	929,444	2,521	11,796	948,892	20,768	928,124
5	459.71	1,068,302	2,672	12,504	1,090,727	20,768	1,069,958
6	528.39	1,227,904	2,832	13,254	1,253,513	20,768	1,232,745
7	607.33	1,411,351	3,002	14,049	1,440,364	20,768	1,419,595
8	698.06	1,622,205	3,182	14,892	1,654,857	20,768	1,634,089
9	802.35	1,864,560	3,373	15,786	1,901,104	20,768	1,880,336
10	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,828	20,768	2,163,060
11	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
12	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
13	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
14	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
15	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
16	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
17	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
18	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
19	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
20	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
21	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
22	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
23	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
24	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
25	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
26	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
27	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
28	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
29	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044
30	922.22	2,143,122	3,576	16,733	2,183,813	20,768	2,163,044

VP de beneficios a una tasa del 11.5 % anual.	Q10,864,776
VP de costos a una tasa del 11.5 % anual	Q9,468,858
Relación VP Beneficios/ VP Costos	1.15

TIR	13%
-----	-----

Tabla XXXI. Valor presente de costos proyectados en 30 años

Subestación Arrazola

Opción 3

Concepto	Cantidad	Inversión
Alimentador (Km.)	7.5	Q7,072,320
Trafo (10/ 14 MVA)	1	Q785,400
Interruptor	1	Q525,000
Campos 69 kV (U)	1	Q684,453
Campos 13.8 kV (U)	2	Q1,700,468
Obra Civil (M2)	105	Q247,478
Terreno(M2)	925	Q689,125
<b>TOTAL</b>		<b>Q11,704,244</b>

Año	Ahorro anual de pérdidas		Ahorro anual de		Beneficios Q	Costos O&M	Flujo anual Q
	Pérdidas kW	Total Q	ENS kWh*	CENS Q			
0	0.00	0	0		0	11,704,244	-11,704,244
1	443.42	1,030,452	11,756	55,013	1,087,182	23,408	1,063,774
2	509.67	1,184,399	12,461	58,313	1,246,273	23,408	1,222,864
3	585.81	1,361,347	13,209	61,812	1,428,693	23,408	1,405,285
4	673.33	1,564,730	14,001	65,521	1,637,902	23,408	1,614,494
5	773.92	1,798,498	14,841	69,452	1,877,871	23,408	1,854,463
6	889.55	2,067,191	15,732	73,619	2,153,164	23,408	2,129,756
7	1022.44	2,376,026	16,676	78,037	2,469,025	23,408	2,445,617
8	1175.19	2,731,000	17,676	82,719	2,831,478	23,408	2,808,070
9	1350.77	3,139,007	18,737	87,682	3,247,447	23,408	3,224,039
10	1552.57	3,607,970	19,861	92,943	3,724,885	23,408	3,701,477
11	1784.52	4,146,995	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,277
12	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
13	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
14	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
15	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
16	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
17	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
18	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
19	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
20	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
21	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
22	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
23	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
24	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
25	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
26	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
27	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
28	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
29	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279
30	1784.52	4,146,997	3,576	16,733	4,187,688	23,408	4,164,279

VP de beneficios a una tasa del 11.5 % anual.	Q19,695,166
VP de costos a una tasa del 11.5 % anual	Q10,672,669
Relación VP Beneficios/ VP Costos	1.85

TIR	19%
-----	-----

Tabla XXXII. **Tabla resumen análisis económico**

	<b>INVERSION</b>	<b>TIR</b>	<b>VP BENEFICIO</b>	<b>VP COSTO</b>	<b>RELACION BENEFICIO/COSTO</b>
<b>Opcion 1</b>	Q8,875,316	8%	Q5,727,562	Q8,093,074	0.71
<b>Opcion 2</b>	Q10,384,078	13%	Q10,864,776	Q9,468,858	1.15
<b>Opcion 3</b>	Q11,704,244	19%	Q19,695,166	Q10,672,669	1.85

#### **4.4 Síntesis del análisis técnico**

El problema del área de estudio, se divide en tres partes. La primera, es la sobrecarga del transformador de la subestación Rodríguez Briones, la segunda la sobrecarga de los circuitos de dicha subestación y la tercera la falta de circuitos colindantes con los circuitos existentes para efectuar transferencias de carga cuando el caso lo requiera. En el capítulo 2, se determinó que la solución más efectiva para estos problemas, es la construcción de una nueva subestación de distribución, la cual denominamos Subestación Arrazola. Se hicieron también análisis del comportamiento futuro de la demanda en cada uno de los circuitos y en el transformador de la subestación existente, la subestación Rodríguez Briones. También se hicieron perfiles de carga de los circuitos con más demanda en el sector. Con todo lo anterior, se determinó que la nueva subestación debería incluir la descarga de los circuitos 54 y 82. Ya con esto, en el capítulo 3, se tomaron en cuenta tres posibles puntos para la construcción de la nueva subestación. Para cada uno de los puntos elegidos, se hicieron las nuevas configuraciones de los circuitos existentes así como de los nuevos circuitos y se procedió con los análisis de flujo de carga para determinar las pérdidas en cada uno, según la opción. Se hicieron también proyecciones

futuras de la demanda y de las pérdidas así como comparaciones entre opciones y situación sin proyecto. Para finalizar el análisis técnico, se efectuaron análisis de regulación de voltaje para cada uno de los circuitos en cada una de las opciones, con el fin de saber si todas las opciones cumplían los requisitos técnicos; en las que no cumplían, se consideró necesario incluir la instalación de reguladores de voltaje, cuyos costos forman parte de los costos de la opción; luego, con el análisis técnico finalizado, se procedió con la segunda parte del estudio, un análisis económico.

#### **4.5 Síntesis del análisis económico**

En el análisis económico se hicieron para empezar, cálculos de los costos que representaría construir la nueva subestación para cada una de dichas opciones (costos de inversión). Ya con los valores de inversión obtenidos, se obtuvieron también los costos anuales de operación (costos de pérdidas) , los costos anuales de mantenimiento, estimados como el 2 % del costo anual de la inversión en cada una de las opciones y los costos anuales de sanciones por faltas a la calidad, los cuales se estimaron en función de las sanciones actuales expresados por usuario-kilómetro. Luego se procedió a calcular el valor presente de los costos de cada opción.



## **CONCLUSIONES**

1. El punto óptimo para la construcción de una subestación de distribución es el que cumple con los requisitos técnicos del servicio de distribución ofrece el menor valor presente de costos. En este caso, con los datos empleados en el análisis resulta que es la opción número 3.
2. Los proyectos de construcción de subestaciones y líneas deben tener un exhaustivo análisis técnico, ya que la solución que se presente a los problemas de sobrecarga debe ser una solución a largo plazo y no una solución que solamente alivie el problema temporalmente.
3. El proyecto de construcción de la subestación Arrazola es técnica y económicamente factible, por lo que constituye una solución al problema de sobrecarga del área.



## **RECOMENDACIONES**

1. Se sugiere la construcción de la subestación periférica de distribución Arrazola, para aliviar los problemas de sobrecarga del área que actualmente cubre la subestación Rodríguez Briones.
2. Se recomienda que cuando exista algún tipo de problema en un circuito periférico, este se identifique, se analice y se evalúe siguiendo el esquema propuesto en el presente trabajo de graduación.





## BIBLIOGRAFÍA

1. Grainger. John J. & Stevenson Jr., William D. **ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA** Editorial McGraw-Hill, Interamericana de México, año 1996.
2. Leland T. Blank & Anthony J. Tarquín **INGENIERÍA ECONÓMICA** McGraw Hill, año 2002.
3. Gabriel Baca Urbina **FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA ECONÓMICA** McGraw Hill, año 2003.
4. Jun White, Kenneth Case, David Pratt y Marvin Agee **INGENIERÍA ECONÓMICA** LIMUSA WILEY, año 2001.
5. Chan S. Park **INGENIERÍA ECONÓMICA CONTEMPORÁNEA** PEARSON, año 2000.



## **APÉNDICES**

### **A. Estudio de flujo de carga**

#### **- Metodología del estudio**

Para analizar el efecto de la inclusión de la subestación Arrazola a la red de distribución del área, se simularon las condiciones críticas del sistema.

Se toma como punto de partida para el análisis, el flujo de carga para las condiciones del sistema en la situación actual, sin incluir las modificaciones en la red que trae consigo la nueva subestación y se realiza un pronóstico de los indicadores técnicos: Flujos de potencia en puntos críticos, pérdidas de potencia y tensiones en los puntos más lejanos, para comprender mejor el problema. Se identifican las soluciones posibles a los problemas encontrados; se analizan con el fin de descartar las que no son viables o suficientes. Luego se simula la operación de la red incorporando las modificaciones a la red que trae consigo cada una de las opciones que resultaron viables y efectivas, con el fin de obtener nuevos valores a los indicadores de operación de la red, mencionados anteriormente porque nos permiten evaluarlas técnicamente. Las que cumplan con los requisitos técnicos, se evalúan económicamente en forma comparativa para seleccionar la mejor.

#### **- Base de datos**

Para estructurar el modelo de la red de distribución, se obtuvo información de la unidad de Sistemas Gráficos de la Empresa Eléctrica de Guatemala, por medio del sistema SIGRE. Se incluyen todos los elementos que componen la red de distribución, con las características y especificaciones determinadas por la EEGSA.

### - Criterios básicos para las simulaciones de operación

- Se analizaron 4 casos, para 4 escenarios diferentes, de manera de visualizar los efectos de la operación de la nueva subestación en diferentes condiciones de operación.
- Se adoptaron las proyecciones realizadas por la Unidad de Planificación y Control de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

### - Elementos a monitorear

El efecto del proyecto en la red de distribución, no es el mismo en todas las opciones, por lo mismo, hay elementos en los que el efecto es mayor que en otros, por la relación eléctrica que tienen con el proyecto. Por otro lado, algunos elementos de la red tienen una importancia vital en la red y/o ya se encuentran en un estado crítico de cargabilidad. Todos estos elementos se denominan elementos a monitorear y para el caso específico de este proyecto son circuitos y reguladores de voltaje de cada área.

### Resultados y comparaciones

Tensiones en los puntos donde se midió la Regulación.

Opcion 1			
	Voltaje 5 Km	Voltaje 15 Km	Voltaje 25 Km
Circuito 54	7113.38	-----	-----
Circuito 55	7188.63	7174.16	-----
Circuito 82	7361.36	7000.04	6737.14
Cto 1 Arraz	7372.46	7211.82	-----
Cto 2 Arraz	7460.96	7296.35	-----

Opcion 2			
	Voltaje 5 Km	Voltaje 15 Km	Voltaje 25 Km
Circuito 54	7220.07	-----	-----
Circuito 55	7188.63	7174.16	-----
Circuito 82	7361.36	7000.04	6737.14
Cto 1 Arraz	7029.61	-----	-----
Cto 2 Arraz	7296.35	-----	-----

Opcion 3			
	Voltaje 5 Km	Voltaje 15 Km	Voltaje 25 Km
Circuito 54	7250.55	-----	-----
Circuito 55	7188.63	7174.16	-----
Circuito 82	7306.38	6894.88	-----
Cto 1 Arraz	7237.67	-----	-----
Cto 2 Arraz	7156.12	6890.15	-----

**RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA Y COMPARACION ENTRE SITUACION ACTUAL Y OPCIONES DE CONSTRUCCION**

SITUACIÓN ACTUAL			
	Demanda(MVA)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)
Circuito 54	7.61	30.03	407.52
Circuito 55	6.6	12.50	195.20
Circuito 82	5.92	22.10	322.23

OPCIÓN 1			
	Demanda(MVA)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)
Circuito 54	4.5	7	85.23
Circuito 55	6.6	12.50	195.20
Circuito 82	5.92	22.10	322.23
Cto 1 Arraz	1.6	16	98.3
Cto 2 Arraz	1.51	10	96.5

SITUACION ACTUAL VRS. OPCION 1			
	Demanda(MVA)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)
Circuito 54	40.87%	76.69%	79.09%
Circuito 55	0.00%	0.00%	0.00%
Circuito 82	0.00%	0.00%	0.00%

OPCIÓN 2			
	Demanda(MVA)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)
Circuito 54	3.52	9	91.2
Circuito 55	6.6	12.50	195.20
Circuito 82	5.92	22.10	322.23
Cto 1 Arraz	2.83	6	31.32
Cto 2 Arraz	1.26	10	21.61

SITUACION ACTUAL VRS. OPCION 2			
	Demanda(MVA)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)
Circuito 54	53.75%	70.03%	77.62%
Circuito 55	0.00%	0.00%	0.00%
Circuito 82	0.00%	0.00%	0.00%

OPCIÓN 3			
	Demanda(MVA)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)
Circuito 54	5.61	10	99.35
Circuito 55	6.6	12.50	195.20
Circuito 82	3.57	15	92.2
Cto 1 Arraz	1.85	8	20.48
Cto 2 Arraz	4.39	15	75.30

SITUACION ACTUAL VRS. OPCION 3			
	Demanda(MVA)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)
Circuito 54	26.28%	66.70%	75.62%
Circuito 55	0.00%	0.00%	0.00%
Circuito 82	39.70%	32.13%	71.39%