



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

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN
DE 230/13,8 kV CONTRA UNA DE 69/13,8 kV EN ESCUINTLA, GUATEMALA**

Alex Vinicio Ardón Marroquín

Asesorado por el Ing. Luis Eduardo Hernández González

Guatemala, julio de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN
DE 230/13,8 kV CONTRA UNA DE 69/13,8 kV EN ESCUINTLA, GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ALEX VINICIO ARDÓN MARROQUÍN

ASESORADO POR EL ING. LUIS EDUARDO HERNÁNDEZ GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gómez Donis
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

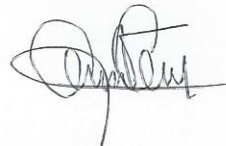
DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE 230/13,8 kV CONTRA UNA DE 69/13,8 kV EN ESCUINTLA, GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 18 de agosto de 2016.



Alex Vinicio Ardón Marroquín

Guatemala, 13 de febrero de 2018

Ingeniero
Saúl Cabezas Durán
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala

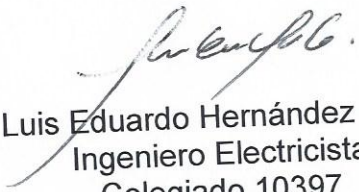
Estimado Ingeniero Cabezas:

Tras haber asesorado al estudiante universitario ALEX VINICIO ARDÓN MARROQUÍN, con carné 2006 – 15060, en el desarrollo del trabajo de graduación titulado: **“EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE 230/13,8 kV CONTRA UNA DE 69/13,8 kV EN ESCUINTLA, GUATEMALA”** y tras haber revisado y corregido su contenido, sin encontrar alguna objeción al respecto, doy mi aprobación al mencionado trabajo de graduación.

El autor de este trabajo de graduación y su asesor son responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente,


Ing. Luis Eduardo Hernández González
Ingeniero Electricista
Colegiado 10397
Asesor





REF. EIME 16.2018.

5 DE MARZO 2018.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA
SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE 230/13,8 kV
CONTRA UNA DE 69/13,8 kV EN ESCUINTLA,
GUATEMALA** del estudiante Alex Vinicio Ardón Marroquín,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS



Ing. Saúl Cabezas Durán
Coordinador de Potencia

M.B.A. Ing. Saúl Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648

STO



REF. EIME 16. 2018.

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; ALEX VINICIO ARDÓN MARROQUÍN titulado: EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE 230/13,8 kV CONTRA UNA DE 69/13,8 kV EN ESCUINTLA, GUATEMALA procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andriano González

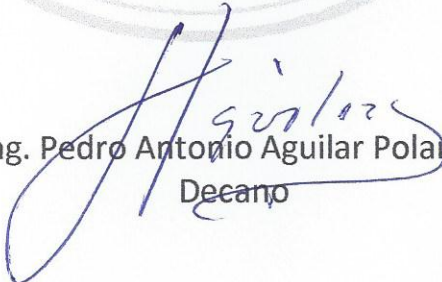


GUATEMALA, 12 DE MARZO 2018.



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: **EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE 230/13,8 kV CONTRA UNA DE 69/13,8 kV EN ESCUINTLA, GUATEMALA,** presentado por el estudiante universitario: **Alex Vinicio Ardón Marroquín,** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, julio de 2018



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por haberme ayudado durante estos años; el sacrificó fue grande, pero tú siempre me diste la fuerza necesaria para continuar y lograrlo.
- Mis padres** Miguel Enrique Ardón y Blanca Estela Marroquín Carranza, por todo su amor, dedicación, paciencia, esfuerzo y, sobre todo, por el apoyo que siempre me han dado, mostrándome el camino hacia la superación.
- Mis hermanos** Mayra Susana, Erick Enrique, Elvia Lisbeth y Edgar Ibonni Ardón Marroquín, por su compañía, apoyo y cariño desde que tengo uso de razón.
- Mis abuelitos** Hortensia Ardón (q. e. p. d.), José Antonio Zamora Morataya (q. e. p. d.), María Raquel Carranza Lara (q. e. p. d.) y José Antonio Marroquín Spinelli (q. e. p. d.); que con sus relatos y experiencias me inspiraron a vivir.
- Mis cuñados y cuñada** Filadelfo de Jesús Cabrera, Jorge Giovanni Rojas e Irasema Magally García, gracias por el aprecio y cariño hacia mi persona.

Mis sobrinas y sobrinos

Jennifer Jannette, Ana Estela, Karla Susana, Javier Enrique, Rodrigo José, Katherine Izabella, Pablo David y Diego Alexander.

Mis familiares

Tías, tíos, primas, primos y demás familia, un agradecimiento muy especial.

AGRADECIMIENTOS A:

Centros de estudios	Escuela Rafael Iriarte, Instituto Nacional de Educación Básica Amatitlán (INEBA), Colegio Medalla Milagrosa, Colegio Técnico Industrial (CTI), Instituto Técnico Vocacional (ITVO), en donde comencé mi formación académica.
Universidad de San Carlos de Guatemala	<i>Alma mater</i> que me dio la oportunidad de optar a la educación superior.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme el conocimiento que me permite culminar esta meta y formarme profesionalmente.
Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.	Por darme la oportunidad y la confianza de poner en práctica mis conocimientos, así como adquirir nuevos para desarrollarme como profesional.
Mi asesor	Ing. Luis Hernández, por su confianza, amistad, todo su apoyo y valiosa asesoría para el desarrollo del presente trabajo de graduación.

**Ingenieros del
Departamento de
Planificación y Calidad
del Servicio**

Por su sincera amistad y por todo el apoyo brindado, gracias por compartir sus valiosos conocimientos.

**Mis amigos y
compañeros**

De infancia, estudios y trabajo, por compartir su tiempo y experiencias conmigo; haberme brindado su apoyo y sus conocimientos; en especial a: Winter Palencia, Emerson Méndez, Ricardo Gutiérrez, Evander Flores, Jonathan Dávila, Wilmer García, Yuri Locón, Samuel Herrera, Melvin Rodríguez, Óscar Jirón, Erick Morales, José Marroquín, Gerson Arredondo, Sidney Gómez, Heber Rodríguez, Williams Morales, Carlos Pérez, Mauro López, Alan Camajá, Josué García, don Luis García y Erick Cotom.

Una persona especial

Zoila Melissa Díaz Sánchez, gracias por todo tu cariño, amor, comprensión y apoyo; qué bonito haber coincidido en esta vida.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
GLOSARIO	XVII
RESUMEN.....	XXIII
OBJETIVOS.....	XXV
INTRODUCCIÓN	XXVII
1. INFORMACIÓN GENERAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	1
1.1. Marco legal.....	1
1.2. Sistema eléctrico nacional.....	4
1.3. Sistema nacional interconectado, SNI.....	5
1.4. Mercado mayorista, MM	7
1.4.1. Participantes del mercado mayorista.....	7
1.4.1.1. Generador.....	7
1.4.1.2. Transportista.....	9
1.4.1.3. Distribuidor.....	10
1.4.1.4. Comercializador.....	11
1.4.1.5. Gran usuario	12
1.4.2. Administrador del Mercado Mayorista, AMM	12
1.4.3. Funciones del Administrador del Mercado Mayorista	12
1.5. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE.....	13
1.5.1. Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	13
1.6. Sistema de transporte.....	14

1.6.1.	Servicio de transporte de energía eléctrica, STEE	14
1.6.2.	Acceso a la capacidad de transporte	15
1.6.3.	Ampliación a la capacidad de transporte.....	15
1.6.3.1.	Ampliación por acuerdo entre partes y por iniciativa propia.....	15
1.6.3.2.	Ampliación por consulta y licitación pública	16
1.6.4.	Propiedad de las instalaciones de ampliación.....	16
1.6.5.	Sistema de peaje para el STEE	17
1.6.6.	Régimen de calidad del servicio de transporte.....	17
2.	CONCEPTOS FUNDAMENTALES.....	19
2.1.	Sistema eléctrico de potencia (SEP)	19
2.1.1.	Tipos de carga en un sistema eléctrico de potencia.....	19
2.1.2.	Representación de los sistemas eléctricos de potencia.....	20
2.1.2.1.	Diagrama unifilar	20
2.1.2.2.	Valores por unidad (p.u.)	23
2.1.3.	Topología de un sistema eléctrico de potencia	23
2.1.3.1.	Sistema radial.....	24
2.1.3.2.	Sistema en anillo	24
2.1.3.3.	Red en malla	25
2.1.4.	Demanda de energía eléctrica	26
2.1.4.1.	Curva de demanda.....	27
2.1.4.2.	Factor de demanda	28
2.1.4.3.	Factor de carga	29
2.1.4.4.	Factor de utilización	31

2.2.	Subestación eléctrica	32
2.2.1.	Subestación de transformación	32
2.2.1.1.	Subestación de transformación elevadora.....	33
2.2.1.2.	Subestación de transformación reductora.....	33
2.2.2.	Subestación de maniobra	33
2.2.3.	Características de operación	34
2.2.3.1.	Confiabilidad.....	34
2.2.3.2.	Seguridad	34
2.2.3.3.	Flexibilidad.....	34
2.2.3.4.	Modularidad.....	35
2.2.4.	Configuraciones de arreglos de barras	35
2.2.4.1.	Barra simple o sencilla.....	36
2.2.4.2.	Doble barra	37
2.2.4.3.	Barra principal y barra de transferencia.....	38
2.2.4.4.	Anillo.....	39
2.2.4.5.	Interruptor y medio.....	41
2.2.5.	Equipos principales de una subestación eléctrica ..	43
2.2.5.1.	Transformador de potencia.....	43
2.2.5.2.	Transformadores de instrumentos	44
2.2.5.3.	Interruptor de potencia.....	45
2.2.5.4.	Seccionador.....	46
2.3.	Líneas de transmisión.....	46
2.3.1.	Representación de las líneas de transmisión	47
2.3.2.	Línea de transmisión corta.....	49
2.3.3.	Línea de transmisión media.....	50
2.3.4.	Línea de transmisión larga.....	52

2.4.	Análisis de sistemas eléctricos de potencia	54
2.4.1.	Flujo de potencia o flujo de carga.....	55
2.4.2.	Programa computarizado digital.....	56
2.4.3.	Información obtenida de un estudio de flujo de carga	58
2.4.4.	Resultados numéricos que se adquieren	59
3.	ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LAS PROPUESTAS.....	61
3.1.	Criterios de evaluación para la nueva subestación	62
3.2.	Recomendaciones y normas aplicables [12].....	62
3.3.	Área en donde tiene influencia el proyecto	64
3.4.	Análisis de la red de transmisión en el área de influencia.....	66
3.5.	Análisis histórico de la demanda a nivel de distribución.....	69
3.5.1.	Circuitos involucrados	69
3.6.	Pronóstico de la demanda.....	70
3.6.1.	Subestaciones de transformación involucradas	75
3.7.	Planteamiento del problema.....	77
3.8.	Planteamiento de la solución y su evaluación.....	78
3.8.1.	Opciones de solución	78
3.8.2.	Evaluación de las opciones de solución.....	79
3.8.2.1.	Transferencia de carga de los circuitos sobrecargados hacia los circuitos de las subestaciones vecinas	79
3.8.2.2.	Construcción de una nueva subestación de transformación.....	79
3.8.3.	Solución propuesta.....	80
3.9.	Descripción del proyecto	81

3.9.1.	Opción 1: subestación de transformación 230/13,8 kV.....	81
3.9.2.	Opción 2: subestación de transformación 69/13,8 kV	83
3.10.	Configuración de operación.....	84
3.11.	Modelación del proyecto en distribución.....	88
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA	93
4.1.	Metodología.....	93
4.1.1.	Base de datos.....	94
4.1.2.	Elementos a monitorear.....	96
4.1.2.1.	Monitoreo para la opción de energización en 230 kV	97
4.1.2.2.	Monitoreo para la opción de energización en 69 kV	102
4.1.3.	Modelo de los nuevos elementos de la red	106
4.1.3.1.	Nuevos elementos para la opción de energización en 230 kV	107
4.1.3.2.	Nuevos elementos para la opción de energización en 69 kV	109
4.1.4.	Casos a analizar	111
4.1.5.	Programa de cálculo.....	112
4.2.	Resultados de flujo de carga	113
4.2.1.	Resultados de época seca de la opción 230/13,8 kV	113
4.2.2.	Resultados de época húmeda de la opción 230/13,8 kV.....	119
4.2.3.	Resultados de época seca de la opción 69/13,8 kV	124

4.2.4.	Resultados de época húmeda de la opción 69/13,8 kV	129
4.3.	Análisis de cortocircuito.....	135
4.3.1.	Resultados de corto circuito de la opción 230/13,8 kV	135
4.3.2.	Resultados de cortocircuito de la opción 69/13,8 kV	137
5.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS OPCIONES	141
5.1.	Costos de inversión de las opciones propuestas	141
5.1.1.	Nueva subestación de transformación de 230/13,8 kV	141
5.1.2.	Nueva subestación de transformación de 69/13,8 kV	143
5.2.	Costos de operación y mantenimiento de las opciones	144
5.2.1.	Costos de operación	144
5.2.2.	Costos de mantenimiento.....	144
5.3.	Valoración de los beneficios.....	145
5.4.	Evaluación económica	145
5.4.1.	Valor actual neto (VAN).....	146
5.4.2.	Tasa interna de retorno (TIR)	146
5.4.3.	Relación beneficio - costo (B/C)	147
5.5.	Comparación de la evaluación económica de las propuestas	148
5.6.	Factibilidad económica de ambas propuestas	151
	CONCLUSIONES.....	153
	RECOMENDACIONES	155
	BIBLIOGRAFÍA.....	157

APÉNDICES 159

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Organización del subsector eléctrico en Guatemala	4
2.	Interconexiones con otros países del SNI de Guatemala.....	6
3.	Sistema eléctrico de potencia.....	20
4.	Símbolos de los elementos generales de sistemas de potencia, Norma IEC y ANSI	22
5.	Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia	22
6.	Sistema radial.....	24
7.	Sistema en anillo	25
8.	Red en malla	25
9.	Curva de carga horaria.....	27
10.	Barra simple	37
11.	Doble barra.....	38
12.	Barra principal y barra de transferencia.....	39
13.	Anillo.....	41
14.	Interruptor y medio	42
15.	Circuito equivalente monofásico de una línea de longitud media.....	48
16.	Circuito equivalente de una línea de transmisión corta	50
17.	Circuito nominal π de una línea de transmisión media	51
18.	Diagrama esquemático de una línea de transmisión que muestra una fase y el retorno del neutro	53
19.	Circuito equivalente Pi (π) de una línea de transmisión	54
20.	Área de influencia del proyecto	65
21.	Diagrama cartográfico de la red de transporte asociada al proyecto.....	67

22.	Diagrama esquemático de la red de transporte asociada al proyecto	68
23.	Regresión lineal simple	73
24.	Curva de pronóstico de la demanda de los circuitos del área	75
25.	Curva de pronóstico de la demanda de las subestaciones del área	77
26.	Diagrama cartográfico de la red de transporte con la inclusión de la subestación 230/13,8 kV	82
27.	Diagrama cartográfico de la red de transporte con la inclusión de la subestación 69/13,8 kV	84
28.	Diagrama esquemático de la configuración de operación para la opción de energización en 230 kV	86
29.	Diagrama esquemático de la configuración de operación para la opción de energización en 69 kV	87
30.	Configuración de operación de los circuitos de distribución de la nueva subestación de transformación.....	91
31.	Modelo de las líneas SJONSE230D2 y NSEPAC230D1 que se originan al dividir la línea SJOPAC230	99
32.	Diagrama unifilar de la configuración de la red de 230 kV caso base	101
33.	Diagrama unifilar de la configuración de la red de 230 kV caso proyecto	102
34.	Diagrama unifilar de la configuración de la red de 69 kV caso base...	105
35.	Diagrama unifilar de la configuración de la red de 69 kV caso proyecto	106
36.	Modelo de las líneas NSENSE230D1 y NSENSE230D2	108
37.	Modelo del transformador NSE 230/13.....	109
38.	Modelo de la línea PRTNSE69	110
39.	Modelo del transformador NSE 69/13.....	111

TABLAS

I.	Generadores de electricidad en Guatemala.....	8
II.	Transportistas de electricidad en Guatemala.....	10
III.	Distribuidoras de electricidad en Guatemala.....	10
IV.	Comercializadoras de electricidad en Guatemala.....	11
V.	Diferentes estándares a nivel regional y mundial.....	21
VI.	Factores de demanda típicos.....	29
VII.	Factores de demanda por tipos de carga.....	29
VIII.	Registro histórico de demandas máximas en los circuitos del área.....	70
IX.	Registro histórico y pronóstico de la demanda máxima y factor de utilización de los circuitos del área.....	74
X.	Registro histórico y pronóstico de la demanda máxima y factor de utilización de las subestaciones del área.....	76
XI.	Proyección de la demanda y factor de utilización de los circuitos y subestaciones con la nueva subestación de transformación.....	89
XII.	Resumen de resultados de pérdidas en distribución con la construcción de la nueva subestación de transformación.....	90
XIII.	Criterios a evaluar para la comparación de las opciones.....	96
XIV.	Barras de 230 kV monitoreadas.....	97
XV.	Líneas de 230 kV monitoreadas.....	98
XVI.	Nuevo transformador de relación de voltajes 230/13,8 kV monitoreado.....	100
XVII.	Barras de 69 kV monitoreadas.....	103
XVIII.	Líneas de 69 kV monitoreadas.....	104
XIX.	Nuevo transformador de relación de voltajes 69/13,8 kV monitoreado.....	104
XX.	Casos a analizar para ambas opciones de energización.....	112

XXI.	Flujos de potencia [MW], pérdidas de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 230 kV monitoreadas, época seca	114
XXII.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 230 kV monitoreadas, época seca.....	116
XXIII.	Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en transformador 230/13,8 kV monitoreado, época seca	117
XXIV.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras 230 kV y 13,8 kV monitoreadas, época seca.....	118
XXV.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir la nueva subestación 230/13,8 kV, época seca.....	119
XXVI.	Flujos de potencia [MW], pérdidas de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 230 kV monitoreadas, época húmeda	120
XXVII.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 230 kV monitoreadas, época húmeda	121
XXVIII.	Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en transformador 230/13,8 kV monitoreado, época húmeda	122
XXIX.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras 230 kV y 13,8 kV monitoreadas, época húmeda	123
XXX.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir la nueva subestación 230/13,8 kV, época húmeda	124
XXXI.	Flujos de potencia [MW], pérdidas de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas, época seca	125
XXXII.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas, época seca.....	126
XXXIII.	Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en transformador 69/13,8 kV monitoreado, época seca	127
XXXIV.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras 69 kV y 13,8 kV monitoreadas, época seca.....	128

XXXV.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir la nueva subestación 230/13,8 kV, época seca	129
XXXVI.	Flujos de potencia [MW], pérdidas de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas, época húmeda	130
XXXVII.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas, época húmeda	131
XXXVIII.	Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en transformador 69/13,8 kV monitoreado, época húmeda	133
XXXIX.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras 69 kV y 13,8 kV monitoreadas época húmeda	134
XL.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir la nueva subestación 69/13,8 kV, época húmeda	135
XLI.	Niveles de corriente de cortocircuito para la opción de 230/13,8 kV, época seca	136
XLII.	Niveles de corriente de cortocircuito para la opción de 230/13,8 kV, época húmeda	137
XLIII.	Niveles de corriente de cortocircuito para la opción de 69/13,8 kV, época seca	138
XLIV.	Niveles de corriente de cortocircuito para la opción de 69/13,8 kV, época húmeda	139
XLV.	Costos de inversión para la opción de energizar a la nueva subestación de transformación en 230 kV	142
XLVI.	Costos de inversión para la opción de energizar a la nueva subestación de transformación en 69 kV	143
XLVII.	Evaluación económica para la opción de suministrar energía a la nueva subestación de transformación en 230 kV	148
XLVIII.	Evaluación económica para la opción de suministrar energía a la nueva subestación de transformación en 69 kV	150

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
A.C.	Corriente alterna
C.C.	Corriente continúa
F.U.	Factor de utilización
SF₆	Hexafluoruro de azufre
I	Corriente eléctrica
Δ	Delta, cambio
Yg	Estrella aterrizada
°	Grado
kA	Kiloamperio
km	Kilómetro
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltio amperio
MVA	Megavoltio amperio
MVAR	Megavoltio amperio reactivo
MWh	Megavatio hora
%	Porcentaje
P	Potencia activa
S	Potencia aparente
SSEE	Subestación eléctrica
Q	Potencia reactiva

p.u.	Por unidad
°C	Temperatura en grados celsius
°F	Temperatura en grados fahrenheit
W	Vatio
V	Voltio
VA	Voltioamperio

GLOSARIO

AAAC	Conductor de aluminio con aleación.
ACAR	Conductor de aluminio con refuerzo de aleación de aluminio.
Alta tensión	Nivel de tensión superior a sesenta mil (60 000) voltios.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Amperio	Amperio o ampere, es la unidad de intensidad de corriente eléctrica.
B/C	Relación beneficio - costo.
Caso base	Situación actual de la red de transmisión sin la inclusión de proyectos.
Caso proyecto	Situación de la red de transmisión con la implementación de los proyectos.
CAT	Costo anual de transporte, es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de

potencia y energía eléctrica por parte de terceros, denominado también como peaje.

Circuito eléctrico	Elemento compuesto por diversos conductores y componentes, por el cual pasa la corriente eléctrica para energizar cargas.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
COI	Centro de Operación e Información de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
Conductor	Material que ofrece poca resistencia al movimiento de carga eléctrica.
Corriente eléctrica	Flujo de carga eléctrica por unidad de tiempo que recorre un material.
Curva de demanda	Representación gráfica de la forma en que el consumidor hace uso de la energía eléctrica, y representa las potencias activas demandadas, donde es posible identificar algunos parámetros característicos, como la máxima demanda diaria del sistema, que por lo regular ocurre una vez al día y la mínima demanda diaria del sistema.
Diagrama unifilar	Representación gráfica de una instalación eléctrica o de una parte.

EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima.
ENS	Energía no suministrada.
Falla	Defecto en el aislamiento o conductividad de cualquier componente o mecanismo de un circuito eléctrico que provoca la interrupción de la corriente.
Flujo de potencia	Conocido también como flujo de carga es una herramienta importante que involucra análisis numérico aplicado a un sistema eléctrico de potencia.
Generador	Es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de los puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica.
Gran usuario	Usuario cuya demanda de potencia excede los 100 kW. No estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador.
Implementar	Poner en funcionamiento el proyecto descrito, aplicando los métodos y medidas necesarias para llevarlo a cabo.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.

Interruptor	Dispositivo que permite desviar o interrumpir el curso de una corriente eléctrica.
Línea	Medio físico por el que se transporta la energía eléctrica entre dos puntos.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
MCM	Mil circular mils, el circular mil es una unidad equivalente al área de un círculo con un diámetro de una milésima de pulgada.
Modelar	Representar cada uno de los elementos necesarios del proyecto en el software de simulación; gráficamente por medio de diagramas unifilares, así como eléctricamente por los parámetros de cada uno de dichos elementos.
Normas técnicas	Son las disposiciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de conformidad con la Ley y el Reglamento de Electricidad, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para complementar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del sector eléctrico.
NTAUCT	Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte.

PSAF	<i>Power systems analysis framework</i> (marco de análisis de sistemas de potencia).
SEP	Sistema eléctrico de potencia.
SIGRE	Sistema de información georreferenciado de la red eléctrica.
SNI	Sistema nacional interconectado.
Software	Conjunto de programas y rutinas que permiten a la computadora realizar determinadas tareas.
STEE	Servicio de transporte de energía eléctrica.
Sistema de transmisión	Es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios.
Sistema monofásico	Sistema de energía eléctrica formado por una única corriente alterna o fase.
Sistema trifásico	Sistema de energía eléctrica formado por tres corrientes alternas o fases, que se producen a 120 grados cada una.

Subestación eléctrica	Conjunto de equipos, conductores y sistemas que forman parte de un nodo en un sistema eléctrico de potencia.
TIR	Tasa interna de retorno.
Transmisión	Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
Transformador	Es un dispositivo que transforma la potencia eléctrica alterna de un nivel a otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo electromagnético.
TRELEC	Transportista Eléctrica Centroamericana.
UTM	<i>Universal transverse mercator</i> (sistema de coordenadas universal transversal de Mercator).
VAN	Valor actual neto o valor presente neto.
Voltaje	El voltaje o la diferencia potencial eléctrica es una comparación de la energía que experimenta una carga entre dos ubicaciones.

RESUMEN

En el presente documento se compara la implementación de una subestación de transformación de 230/13,8 kV versus una de 69/13,8 kV, en Escuintla, Guatemala, específicamente en la red de transporte de Transportista Eléctrica Centroamericana (TRELEC), con el objetivo de demostrar que, construir una subestación de transformación de relación de voltajes de 230/13,8 kV en sustitución de una de 69/13,8 kV, donde las condiciones lo permitan, otorga mayores beneficios.

En el primer capítulo se describe el marco legal del subsector eléctrico guatemalteco, como se compone el sistema eléctrico nacional y qué es el sistema nacional interconectado (SNI); se define que es el mercado mayorista (MM) y su administrador (AMM), sus funciones, así como sus participantes; además, se define a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y sus funciones y el servicio de transporte de energía eléctrica (STEE).

En el segundo capítulo se presentan los conceptos fundamentales sobre el sistema eléctrico de potencia (SEP), los tipos de carga, la representación y su topología, así como, la demanda de energía eléctrica; se definen los conceptos sobre subestaciones eléctricas, su clasificación y tipos y se describen los principales equipos que las componen. Además, se presentan las configuraciones de arreglos de barras para las mismas. Asimismo, se define la línea de transmisión y su clasificación; para terminar, se habla de análisis de sistemas de potencia y de flujo de carga; así como, la información que se obtiene por medio de los programas computarizados que los realizan.

En el tercer capítulo se presenta un análisis técnico de las propuestas planteadas. Se analizan y describen técnicamente los aspectos a considerar para la realización de ambas propuestas: primero se describe el área donde influye el proyecto así como la situación de la red de transmisión; se analiza la demanda en el área a nivel de distribución así como su crecimiento en el tiempo; además, se presenta la descripción completa del proyecto (ambas propuestas planteadas), así como, su configuración de operación y su modelación a nivel de distribución.

Seguidamente, en el cuarto capítulo se presenta la modelación del proyecto a nivel de transmisión, donde se describe la metodología a utilizar para su realización, los elementos a monitorear, los nuevos elementos de red, los casos a analizar y el software a utilizar. Luego, se realiza el correspondiente análisis de resultados de los flujos de carga.

Las simulaciones realizadas muestran los resultados de los casos modelados para los escenarios de época seca y húmeda, para horas de demanda máxima, media y mínima; esto para la propuesta de una nueva subestación de 230/13,8 kV, así como para la propuesta de una nueva subestación de 69/13,8 kV. En este capítulo, también, se presentan los análisis de corto circuito para ambas propuestas.

Por último, en el quinto capítulo se presenta una evaluación económica para ambas propuestas con el objetivo de comprobar la factibilidad económica de cada una de ellas. Se presentan, en resumen, los trabajos de cada opción, así como el costo total de cada una, además de los costos de potencia y energía. Para finalizar se hace análisis del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio costo (B/C) para ambas propuestas.

OBJETIVOS

General

Comparar técnica y económicamente la evaluación de la implementación una nueva subestación de transformación de 230/13,8 kV versus una de 69/13,8 kV en Escuintla, Guatemala. Lo anterior con el fin de determinar la factibilidad de cada una para evaluar cuál es la mejor opción.

Específicos

1. Mostrar la estructura del subsector eléctrico en Guatemala, cómo se compone y las funciones de cada uno de los participantes; además, entender algunos conceptos fundamentales de los sistemas eléctricos de potencia.
2. Analizar técnicamente el comportamiento de la demanda a nivel de distribución, en el área de influencia donde se pretende implementar la nueva subestación.
3. Identificar las características de operación y topología de la red de transmisión, 230 kV y 69 kV, asociada al área de influencia donde se pretende implementar la nueva subestación.

4. Modelar las propuestas planteadas para una nueva subestación de transformación, energizada en 230 kV o en 69 kV, con el fin de simular y analizar los flujos de carga para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, de las épocas seca y húmeda; lo anterior con el propósito de determinar la factibilidad técnica de ambas opciones.

5. Evaluar económicamente las dos opciones propuestas y determinar cuál es la mejor opción para energizar a la nueva subestación de transformación, por medio de los métodos de valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y relación beneficio – costo (R B/C).

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la demanda de energía eléctrica en el departamento de Escuintla, específicamente en los municipios de Masagua y San José, se ha incrementado rápidamente como consecuencia del crecimiento industrial y de proyectos habitacionales que han surgido en dicha área; por lo tanto, las actuales instalaciones eléctricas que brindan servicio de energía a los pobladores e industrias de los municipios mencionados no se dan abasto para cubrir la demanda requerida.

En Guatemala, al conjunto de elementos que constituyen el sistema eléctrico de potencia, cuya función es generar, transmitir, transformar y distribuir energía eléctrica hasta los usuarios, se le denomina sistema nacional interconectado –SNI- y está compuesto por todas las plantas generadoras, líneas de transmisión y subestaciones eléctricas de todos los participantes del mercado eléctrico.

Normalmente, se opta por generar potencia con generadores de media tensión debido a que los voltajes de salida de las máquinas síncronas es proporcional a su tamaño; por lo que, para generar potencia en alta tensión, son necesarias máquinas de mayor tamaño, lo que implica costos más elevados; además, los equipos de protección y aislamiento de los generadores de media tensión son económicamente más asequibles que los de alta tensión.

Dichos generadores de media tensión se conectan a transformadores elevadores de voltaje para transformar a altas tensiones, 69 kV y 230 kV, y de esta manera transportar por la red de 230 kV, conocida también como la red

troncal principal, que se extiende a lo largo del país e interconecta con subestaciones 230/69 kV (de potencia), de las cuales se derivan líneas 69 kV que suministran energía a las subestaciones de transformación 69/13,8 kV o 69/34,5 kV, propiedad de las empresas distribuidoras de energía eléctrica que prestan el servicio a los usuarios (consumidores).

Lo anteriormente descrito denota que la mayoría de la potencia generada debe someterse a una o dos etapas de transformación para ser enviada a la red de 230 kV y a dos etapas de transformación para ser reducida a voltajes de 13,8 kV o 34,5 kV para su distribución a los usuarios finales; lo que implica costos elevados debido a la construcción de líneas de 69 kV y construcción de subestaciones elevadoras y reductoras de voltaje; además del incremento de pérdidas debido a la distancia que debe recorrer dicha potencia por las líneas 69 kV, en ocasiones regresando al mismo punto o puntos cercanos donde se generó.

En este contexto de red, se plantea la implementación de una subestación de transformación de relación de voltajes 230/13,8 kV, a manera de reducir las etapas de transformación necesarias para suministrar energía a las subestaciones de transformación para atender la creciente demanda en el departamento de Escuintla y de esta manera contar con un mejor aprovechamiento de la potencia generada y enviada a la red de transmisión 230 kV.

1. INFORMACIÓN GENERAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

1.1. Marco legal

El sector eléctrico guatemalteco inicia su reforma con la emisión de su marco legal establecido en la *Ley general de electricidad*, Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, promulgada el 15 de noviembre de 1996 y dando lugar a la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE.

Dicha ley tiene como principal propósito la liberación del sector eléctrico, dando fin al monopolio de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, que hasta ese entonces estaba a cargo del Instituto Nacional de Electrificación INDE, y la Empresa Eléctrica de Guatemala, EEGSA.

Posteriormente, se emiten normativas con el fin de consolidar el marco legal que regula al sector eléctrico: el reglamento de la *Ley general de electricidad*, contenido en el acuerdo 256-97 del 2 de abril de 1997 y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista -AMM- en el Acuerdo 299-98 del 1 de junio de 1998.

A partir de esas fechas se han emitido: normas técnicas de transmisión y distribución, normas de coordinación comercial y operativa, *Ley de tarifa social para el suministro de energía eléctrica* (Decreto 96-2000 del Congreso de la República de Guatemala), *Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable* (Decreto 52-2003 del Congreso de la República de Guatemala), además de procedimientos técnicos que complementan dicho marco regulatorio.

Según sus principios generales, la *Ley general de electricidad* establece en su artículo 1, la normalización del desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad.

En los artículos 1 y 8 de dicha ley se establece la libre instalación de centrales generadoras las cuales no requieren de autorizaciones o condiciones previas por parte del Estado, salvo las establecidas en la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país, incluyendo las referidas a medio ambiente, protección a las personas, a sus derechos y sus bienes. Asimismo, el uso de bienes del Estado requerirá la respectiva autorización del Ministerio de Energía y Minas, MEM, cuando la potencia de la hidroeléctrica sea mayor de 5 MW.

También, en el artículo 1, incisos b y c, se declara que el transporte y la distribución de electricidad es libre cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; es decir, cuando los servicios de transporte y distribución son privados; en caso contrario, son regulados y sujetos a autorización. Además, en el inciso d del mismo artículo se declara que los precios

por la prestación del servicio de electricidad son libres, a excepción de las tarifas de peaje por los servicios de transporte y distribución, las cuales son reguladas y sujetas a autorización cuando no existe un acuerdo entre las partes; dichas tarifas son calculadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE.

El artículo 3 de la *Ley general de electricidad*, establece al Ministerio de Energía y Minas, MEM, como el órgano responsable de atender lo relativo al régimen jurídico respecto al subsector eléctrico; es decir, este es el que se encarga de formular y coordinar las políticas, los planes del Estado, los programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento.

En el artículo 4 de dicha ley, se nombra a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la cual es un órgano técnico del MEM con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones, es la responsable de las funciones regulatorias y normativas. Además, dicha entidad también determina las tarifas y la calidad de la prestación de los servicios de transmisión y distribución sujetos a regulación y autorización, así como asegurar las condiciones de competencia en el mercado mayorista de electricidad.

El artículo 44 de la *Ley general de electricidad*, establece al Administrador del Mercado Mayorista, el cual es una entidad de carácter privado y que tiene a su cargo la administración y operación del sistema nacional interconectado y sus funciones son la coordinación de la operación y despacho del sistema eléctrico interconectado, el establecimiento de precios de mercado de corto plazo, llevar a cabo las transacciones de compra y venta en el mercado mayorista y garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Según el reglamento del AMM, los productos y servicios que se compran y se venden en el mercado mayorista son: potencia eléctrica, energía eléctrica, servicios de transporte de energía eléctrica y servicios complementarios para el buen funcionamiento y calidad del sistema eléctrico.

Por el lado de la oferta (producción) la apertura es total; mientras que por el lado de la demanda (consumidores) la apertura está limitada a los grandes usuarios. Con la reforma del subsector eléctrico se estableció una nueva estructura a partir de la segmentación de la industria eléctrica en cuatro actividades principales, las cuales son: generación, transmisión, comercialización y distribución de energía eléctrica. Con esta se privatizó la mayoría de la distribución y en forma parcial la generación.

El diseño y concepción del mercado rige su intercambio mediante el mercado de contratos a término o de futuros y el mercado de oportunidad o spot.

Los agentes tienen libertad de adquirir sus requerimientos de potencia y energía (o la colocación de su producción) con todos los otros agentes.

Las distribuidoras deben garantizar en el mercado a término el suministro a sus usuarios regulados.

La reforma y reestructuración implementada en el subsector eléctrico tienen por objetivo promover la participación privada, fomentar la competencia y los mecanismos de mercado, estimular el incremento del sector eléctrico para de esta

manera aumentar la oferta, demanda y cobertura del servicio de energía eléctrica, al mismo tiempo que se reduce la participación del Estado.

En otras palabras: el mercado eléctrico ha evolucionado desde un sistema centralizado dominado por un monopolio estatal hacia un sistema de mercado mayorista abierto que favorece la expansión de empresas privadas nacionales e internacionales; que tiene como objetivo mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica, así como la reducción de tarifas del mismo y extender la cobertura de este a la mayor parte de la población guatemalteca.

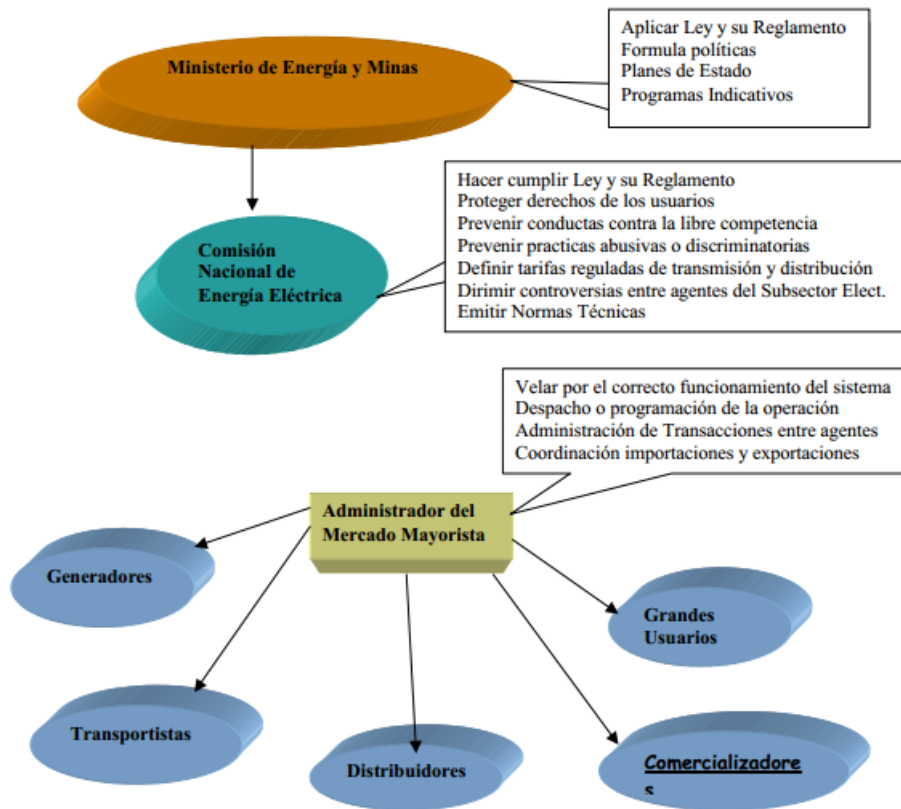
Según datos del Ministerio de Energía y Minas, el índice de cobertura eléctrica a nivel nacional al 31 de diciembre del 2015 es del 91,96 %, haciendo un total de 3 025 511 usuarios¹.

En resumen, el marco institucional del subsector eléctrico está constituido por las entidades consignadas en la *Ley general de electricidad*: el Ministerio de Energía y Minas, MEM (ente rector), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE (ente regulador) y el Administrador del Mercado Mayorista, AMM, (ente operador del sistema eléctrico y mercado eléctrico), encargado de coordinar las transacciones entre los agentes y participantes del mercado mayorista de electricidad.²

¹ Ministerio de energía y Minas, MEM. *Índice de cobertura eléctrica 2015, Dirección General de Energía República de Guatemala*. p. 5.

² Ministerio de Energía y Minas. *Subsector eléctrico en Guatemala*. p. 8.

Figura 1. Organización del subsector eléctrico en Guatemala



Fuente: CNEE. *Informe de gestión 1997-2002*. p. 11.

1.2. Sistema eléctrico nacional

Se le denomina así al conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio de electricidad, en el cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre las diversas regiones del país.

1.3. Sistema nacional interconectado, SNI

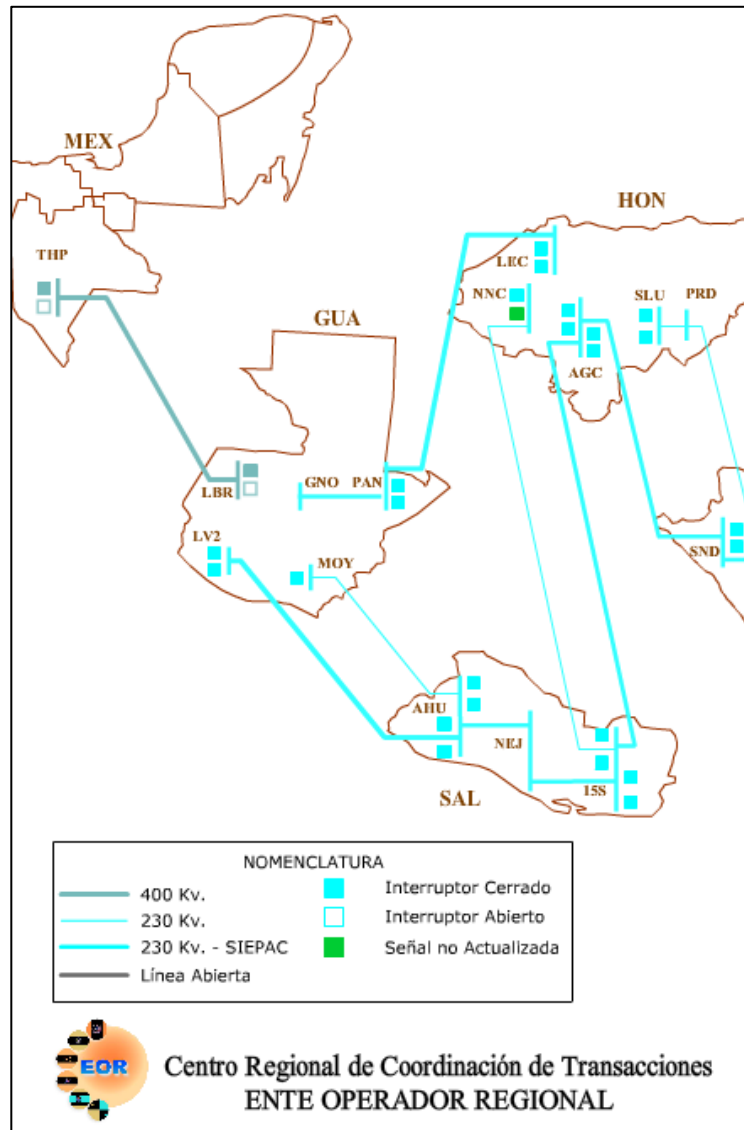
Se le conoce así al sistema eléctrico de potencia integrado por todos los elementos del sistema eléctrico nacional y sus instalaciones eléctricas asociadas a las empresas de: generación, transmisión y distribución y comercialización de energía eléctrica. Todo el proceso de generación, transformación y distribución de la energía eléctrica en Guatemala se resume en el denominado sistema nacional interconectado.

Este está constituido por la interconexión de líneas de transmisión en voltajes de 69, 138 y 230 kV a través de subestaciones de potencia 230/138 kV y 230/69 kV de las cuales se derivan líneas de 69 kV y 138 kV para energizar a subestaciones de transformación 138/34,5 kV, 138/13,8 kV y 69/13,8 kV.

La red principal, también conocida como red troncal principal consiste en la red de líneas de transmisión de 230 kV que recorre la mayor parte del país e interconecta con los países vecinos de la región a través de las subestaciones:

Los brillantes 400 kV, en Retalhuleu, Guatemala, para la interconexión con México; Ahuachapán 230 kV, en Ahuachapán, El Salvador, para la interconexión con El Salvador por medio de dos líneas de 230 kV, la primera proveniente de la subestación Moyuta y la segunda proveniente de la subestación La Vega (conexión SIEPAC); por último, en la subestación San Buenaventura 230 kV, en Puerto Cortés, Honduras, para la interconexión con Honduras.

Figura 2. Interconexiones con otros países del SNI de Guatemala



Fuente: Ente operador regional. *Comunicado institucional*. <http://www.enteoperador.org>.

Consulta: 25 de febrero de 2018.

El centro de control del SNI se ubica en el AMM; desde este, es posible coordinar en tiempo real, el funcionamiento de todo el sistema de acuerdo con la evolución de carga a lo largo del día.

1.4. Mercado mayorista, MM

Se puede definir al mercado mayorista como el conjunto de operaciones de: generación, transmisión, distribución y compra y venta de bloques de potencia y energía eléctrica que se efectúan a corto y largo plazo entre los agentes participantes del mercado eléctrico guatemalteco; dichas operaciones se realizan en un marco de libre competencia.

1.4.1. Participantes del mercado mayorista

Se define así a los agentes del mercado mayorista: generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores de energía eléctrica, cuyo tamaño supere el límite establecido en el reglamento de la *Ley general de electricidad*; además de los agentes, se define también a los grandes usuarios; en general, cualquier agente y gran usuario es llamado participante.

1.4.1.1. Generador

Es la persona o ente, individual o jurídica, titular o poseedora de una central generadora de energía eléctrica, la cual comercializa total o parcialmente su producción; esta debe contar con una potencia máxima de por lo menos 5 MW. En la actualidad se reconoce a los siguientes:

Tabla I. **Generadores de electricidad en Guatemala**

1	Actun can generación, S. A.
2	Agen, S. A.
3	Agro comercializadora del Polochic, S. A.
4	Alternativa de energía renovable, S. A.
5	Anacapri, S. A.
6	Biomass energy, S. A.
7	Central agro industrial guatemalteca, S. A.
8	Central generadora Santa Lucia S. A.
9	Cinco M, S. A.
10	Coenesa generación, S. A.
11	Compañía agrícola industrial Santa Ana, S. A.
12	Compañía eléctrica La Libertad, S. A.
13	Concepción, S.A.
14	Orazul energy Guatemala compañía en sociedad comandita por acciones
15	El Pilar, S. A.
16	Electro generación, S. A.
17	Empresa de generación de energía eléctrica del Inde
18	Energía del Caribe, S. A.
19	Energías del Ocosito, S. A.
20	Energías San José, S. A.
21	Eolico San Antonio El Sitio, S.A.
22	ESI, S. A.
23	Genepal, S.A.
24	Generadora de Occidente, LTDA.
25	Generadora del Atlantico, S. A.
26	Generadora del Este, S. A.
27	Generadora eléctrica del Norte, LTDA.
28	Generadora Montecristo, S. A.
29	Grupo generador de Oriente, S. A.
30	Hidro Jumina, S. A.
31	Hidro Xacbal
32	Hidroeléctrica Candelaria, S. A.
33	Hidroeléctrica Choloma, S. A.
34	Hidroeléctrica el Cobano, S. A.
35	Hidroeléctrica Raaxha, S. A.
36	Hidroeléctrica río Las Vacas, S.A.
37	Hidroeléctrica Secacao, S. A.
38	Hidronorte, S. A.
39	Hidotama, S. A.
40	Ingenio La Unión, S.A.
41	Ingenio Magdalena, S.A.
42	Ingenio Palo Gordo
43	Ingenio Tulula, Sociedad Anonima

Continuación de la tabla I.

44	Inversiones Atenas, S. A.
45	Inversiones Pasabien, S. A.
46	Jaguar Energy Guatemala LLC
47	Luz y fuerza eléctrica de Guatemala, LTDA.
48	Ortitlan, LTDA.
49	Oxec, S. A.
50	Pantaleon, S.A.
51	Papeles elaborados
52	Puerto Quetzal Power LLC
53	Renace, S. A.
54	Renovables de Guatemala, S. A.
55	San Diego, S.A.
56	Servicios CM, S. A.
57	Tecnoguat
58	Viento Blanco, S. A.
59	Térmica, S.A.
60	Hidrotama, S.A.
61	Genepal, S.A.

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Sector eléctrico guatemalteco.*

<http://www.amm.org.gt>. Consulta: 27 de septiembre de 2017.

1.4.1.2. Transportista

Es la persona o ente, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de energía eléctrica; este debe contar con una potencia firme conectada de por lo menos 10 MW. En la actualidad se reconoce a los siguientes:

Tabla II. **Transportistas de electricidad en Guatemala**

1	Orazul Energy Guatemala Transco, Limitada
2	EEB ingeniería y servicios, S.A.
3	Empresa de transporte y control de energía eléctrica, INDE
4	EPR - empresa propietaria de la red, S. A.
5	RECSA - redes eléctricas de Centroamérica, S. A.
6	Transfosur, S. A.
7	Transmisora de energía renovable, S. A.
8	Transportadora de energía de Centroamerica, S. A.
9	Transporte de electricidad de occidente
10	Transporte de energía alternativa, S. A.
11	Transportista eléctrica centroamericana, S. A.

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Sector eléctrico guatemalteco*.
<http://www.amm.org.gt>. Consulta: 27 de septiembre de 2017.

1.4.1.3. Distribuidor

Es la persona o ente, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica; debe contar por lo menos con 15 000 usuarios. En la actualidad se reconoce a los siguientes:

Tabla III. **Distribuidoras de electricidad en Guatemala**

1	Distribuidora de electricidad de occidente, S. A.
2	Distribuidora de electricidad de oriente, S. A.
3	Empresa eléctrica de Guatemala, S. A.

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Sector eléctrico guatemalteco*.
<http://www.amm.org.gt>. Consulta: 27 de septiembre de 2017.

1.4.1.4. Comercializador

Es la persona o ente, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica, asociada a una potencia firme de al menos 5 MW; actúa con carácter de intermediario y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo. Actualmente, se reconocen los siguientes:

Tabla IV. **Comercializadoras de electricidad en Guatemala**

1	Central comercializadora de energía eléctrica, S.A.
2	Comercia internacional S. A.
3	Comercializadora Electronova, S. A.
4	Comercializador eléctrica La Unión, S.A.
5	Comercializadora Comertitlan
6	Comercializadora de electricidad centroamericana, S.A.
7	Comercializadora de energía para el desarrollo, S. A.
8	Comercializadora duke energy de Centroamérica, LTDA.
9	Comercializadora eléctrica de Guatemala, S. A.
10	Comercializadora eléctrica del pacifico, S. A.
11	Comercializadora guatemalteca mayorista de electricidad, S. A.
12	Cuestamoras comercializadora eléctrica, S.A.
13	Econoenergía, S. A.
14	Empresa de comercialización eléctrica del INDE
15	Ion energy, S. A.
16	Mayoristas de electricidad, S. A.
17	Merelec Guatemala, S.A.
18	Poliwatt Limitada
19	Recursos geotérmicos, S. A.
20	San Diego, S.A.
21	Solaris Guatemala, S.A.

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Sector eléctrico guatemalteco.*

<http://www.amm.org.gt>. Consulta: 27 de septiembre de 2017.

1.4.1.5. Gran usuario

Es la persona o ente, individual o jurídica, titular o poseedora del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica, cuya demanda de potencia excede los 100 kW o el límite inferior fijado por el MEM en el futuro.

1.4.2. Administrador del Mercado Mayorista, AMM

Es el ente encargado de la administración y manejo del mercado mayorista, es independiente de la CNEE y su objetivo es asegurar el correcto funcionamiento del sistema nacional interconectado y sus interconexiones con los países vecinos del área. Tiene una figura legal como sociedad privada, constituida bajo la forma de una sociedad sin fines de lucro.

1.4.3. Funciones del Administrador del Mercado Mayorista

Las funciones del AMM, de conformidad con la ley, son:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.

- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

1.5. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE

La *ley general de electricidad* define a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en adelante Comisión, como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas. La comisión posee independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones.

1.5.1. Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Se establecen para la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en la *Ley general de electricidad*, las siguientes funciones:

- Cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores.
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando estas no hayan llegado a un acuerdo.

- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo a lo dispuesto en la ley y su reglamento.

1.6. Sistema de transporte

Se le denomina así a la actividad que está sujeta a autorización y cuyo objetivo es conectar eléctricamente a los generadores con los distribuidores o grandes usuarios y puntos de interconexión con sistemas eléctricos de países vecinos, utilizando instalaciones propiedad de transportistas u otros agentes del mercado mayorista.

1.6.1. Servicio de transporte de energía eléctrica, STEE

Los distribuidores, generadores o grandes usuarios que se conectan al SNI usando instalaciones de un distribuidor, no consideran a este, por este hecho como transportista, sino únicamente como un prestador del servicio de transporte, en las condiciones que señala el reglamento de la *Ley general de electricidad*.

Las normas técnicas de diseño y operación, NTDO, del STEE, contienen todas las normas técnicas y operativas; cuyo objetivo es establecer las disposiciones, los criterios y los requerimientos mínimos que garanticen la seguridad de las personas e instalaciones del servicio de transporte, así como la calidad del servicio de energía eléctrica.

1.6.2. Acceso a la capacidad de transporte

Las normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte, NTAUCT, tienen por objetivo establecer el tipo y contenido de los estudios eléctricos para sistemas de potencia, que todo interesado en acceder al ST debe presentar ante la comisión, así como definir el procedimiento a seguir en la evaluación de solicitudes de acceso a la capacidad de transporte existente o solicitudes de ampliación de la capacidad de transporte del sistema; en general, estas contienen los requisitos que debe cumplir y los estudios que debe realizar y presentar cada agente del MM o gran usuario, que decide realizar nuevas instalaciones o ampliar existentes que impliquen una modificación de la potencia intercambiada.

1.6.3. Ampliación a la capacidad de transporte

La construcción de nuevas líneas o subestaciones del STEE se puede realizar por las siguientes modalidades:

- Acuerdo entre partes
- Por iniciativa propia
- Consulta y licitación pública

1.6.3.1. Ampliación por acuerdo entre partes y por iniciativa propia

En estas dos modalidades, los interesados construyen, operan y mantienen las instalaciones de transmisión eléctrica y acuerdan con un transportista la propiedad, el precio y las condiciones de pago; aceptan hacerse cargo de la totalidad de los costos de construcción, operación y mantenimiento

de las nuevas instalaciones; renuncia a hacer cualquier cobro adicional a otros usuarios; dichas instalaciones se consideran pertenecientes al sistema secundario.

1.6.3.2. Ampliación por consulta y licitación pública

En esta modalidad, un conjunto de participantes del MM, denominados iniciadores, podrán proponer a la comisión la construcción de una ampliación al sistema principal de transporte, cuyo costo será pagado además por el resto de los generadores en proporción a su potencia firme.

1.6.4. Propiedad de las instalaciones de ampliación

Las instalaciones de una ampliación dedicada al STEE podrán ser propiedad de:

- Un transportista existente por ampliación de sus instalaciones.
- Una empresa que se constituya a los efectos de construir y operar redes de transmisión.
- Generadores, grandes usuarios o distribuidores que prestan el servicio de distribución final que construyen sus propias líneas, correspondientes al sistema secundario, para conectarse al SNI. Estas líneas pueden ser entregadas en operación o en propiedad a transportistas existentes.

1.6.5. Sistema de peaje para el STEE

El propietario de cada instalación dedicada al STEE recibe anualmente, dividida en doce pagos mensuales, una remuneración denominada peaje, libremente acordada por las partes. En caso de que no exista acuerdo entre el transportista y el usuario del STEE, la comisión regulará el peaje sobre la base de los siguientes conceptos:

- La anualidad de la inversión de las instalaciones de un ST económicamente adaptado, considerando un factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización establecida por la CNEE de conformidad con la LGE y una vida útil de 30 años.
- Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que serán como máximo del 3 % del costo total de la inversión; costo que podrá ser modificado por la CNEE sobre la base de estudios técnicos. Para instalaciones existentes del sistema principal de transporte, un valor de peaje, en proporción a la potencia firme conectada, que se calcula dividiendo el costo anual del STEE entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente. Para instalaciones existentes del sistema secundario, el valor establecido para el sistema principal, corregido por la distancia entre el generador o usuario y el punto de conexión al sistema principal.

1.6.6. Régimen de calidad del servicio de transporte

La CNEE aplica las Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones, NTCSTS, las cuales establecen un régimen de sanciones por incumplimiento, así como las obligaciones de generadores, distribuidores y

grandes usuarios, conectados directamente al sistema de transporte, en lo referente a la regulación de tensión.

2. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

2.1. Sistema eléctrico de potencia (SEP)

Se denomina así al conjunto de elementos que tiene como fin: generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica, de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible. Está compuesto por las plantas generadoras que producen la energía eléctrica requerida por las cargas que la consumen; una red de transmisión y de distribución, cuyo fin es transportar dicha energía desde las plantas generadoras hasta los puntos donde se consume y, además, equipos adicionales necesarios para lograr que el suministro de energía eléctrica cumpla con las características de calidad, continuidad, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas.

2.1.1. Tipos de carga en un sistema eléctrico de potencia

La carga de un sistema eléctrico de potencia la representan los elementos que absorben potencia real y potencia reactiva; está constituida por un conjunto de cargas individuales de diferentes tipos que dependen del consumidor y sus necesidades; y aunque existen otros factores importantes que modifican al sistema, como la densidad de carga y la diversidad de consumidores por densidad de área, se puede clasificar la carga de la siguiente manera:

- Residencial: abarca las residencias del área urbana, suburbana y rural.
- Comercial: abarca áreas céntricas, centros comerciales y edificios comerciales.

- Industrial: plantas pequeñas y grandes.

Figura 3. **Sistema eléctrico de potencia**



Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala. www.eegsa.com. Consulta: 4 de enero de 2017.

2.1.2. Representación de los sistemas eléctricos de potencia

La forma más sencilla de representar un sistema eléctrico de potencia es con un diagrama unifilar, el cual contiene información de los elementos y estructuras que lo componen.

2.1.2.1. Diagrama unifilar

Este tipo de diagrama es una representación gráfica de una instalación eléctrica total o parcial que tiene como objetivo brindar de manera resumida y precisa los datos más significativos e importantes de un sistema eléctrico de potencia.

Al asumir que el sistema eléctrico de potencia es un sistema trifásico equilibrado, se resuelve como un circuito monofásico, por lo que el conjunto de conductores de un circuito es representado por medio de una única línea y cada uno de los elementos de la instalación eléctrica se sustituye por símbolos eléctricos normalizados.

Dicha normalización para los elementos del sistema eléctrico de potencia tiene como consecuencia la utilización de distintos símbolos eléctricos que representan a los mismos elementos, dependiendo del país o región donde se realice el estudio; en la tabla V, se muestra algunos de los diferentes estándares de normalización más utilizados a nivel regional y mundial.

Tabla V. **Diferentes estándares a nivel regional y mundial**

Siglas	Significado	País
DIN	Deutsche Institut Fur Normung	Alemania
VDE	Verband Deutsher Elektrotechniker	Alemania
BS	British Standard	Inglaterra
IEE	Institute of Electrical Engineer	Inglaterra
CEI	Comitati Electritecnico Italiano	Italia
ANSI	American National Standard Institute	EE.UU.
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineer	EE.UU.
ISA	Instrument Society Of America	EE.UU.
UL	Underwriters Laboratories	EE.UU.
NEMA	National Electrical Manufacturers Association	EE.UU.
NESC	National Electrical Safety Code	EE.UU.
IEC	International Electrotechnical Commission	Internacional

Fuente: elaboración propia.

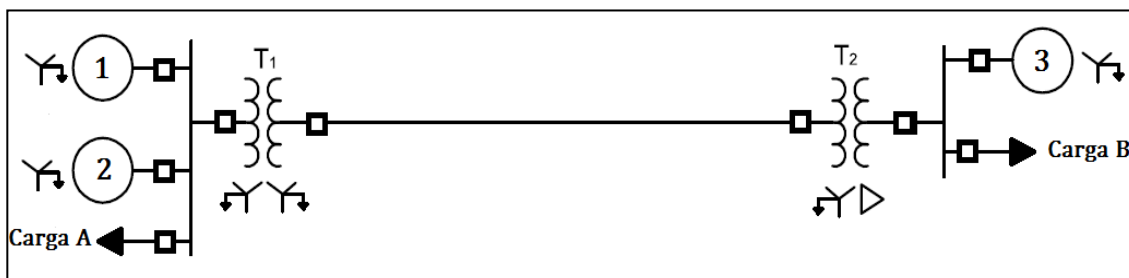
En la figura 4, se muestran los símbolos de los elementos generales de sistemas de potencia para las normas IEC y ANSI. Por su parte, en la figura 5, se muestra un diagrama unifilar de un pequeño sistema eléctrico de potencia.

Figura 4. **Símbolos de los elementos generales de sistemas de potencia, Norma IEC y ANSI**

	<i>Norma IEC</i>	<i>Norma ANSI</i>
Transformador de dos devanados		
Transformador de tres devanados		
Reactor		
Impedancia		
Sistema exterior		
Generador		
Motor de inducción		
Motor de síncronico		
Carga		
Fusible		
Interruptor de potencia		

Fuente: GONZÁLEZ-LONGATT, Francisco M. *Sistemas de potencia I, representación de SP.* p. 11.

Figura 5. **Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia**



Fuente: GRAINGER, John; STEVENSON, William D. *Análisis de sistemas de potencia.* p. 111.

2.1.2.2. Valores por unidad (p.u.)

El valor por unidad (p.u.) de una magnitud cualquiera se define como la relación del valor real de una variable y el valor base de dicha variable y es expresado como un decimal, mientras que el valor por ciento es igual a 100 veces el valor por unidad; estos métodos de cálculo se utilizan para facilitar las operaciones de flujos de carga de los sistemas eléctricos de potencia, debido a los valores significativos de potencia, tensión y corriente que manejan dichos sistemas.

El método por unidad es consecuencia de referenciar los valores absolutos de los parámetros eléctricos a sus correspondientes valores base. Dicho método aventaja al método por ciento en que el producto de dos magnitudes expresadas en p.u., sigue expresándose en p.u.; mientras que el producto de dos magnitudes expresadas en por ciento debe dividirse entre cien para expresar el resultado en por ciento.

$$Valor (p.u.) = \frac{Valor\ real}{Valor\ base}$$

$$Valor\ \% = Valor (p.u.) * 100$$

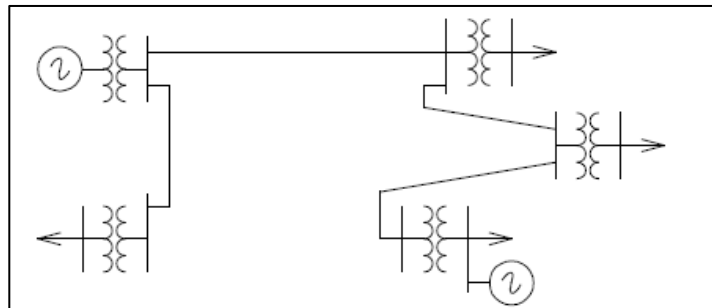
2.1.3. Topología de un sistema eléctrico de potencia

Dependiendo de su confiabilidad, un sistema eléctrico de potencia se puede clasificar en tres tipos: radial, en anillo y red en malla.

2.1.3.1. Sistema radial

En este las cargas tienen una sola fuente de energía, de manera que una falla en dicha fuente produce una interrupción en el suministro de energía. Este sistema es el menos confiable de los tres, pero es el más económico.

Figura 6. Sistema radial

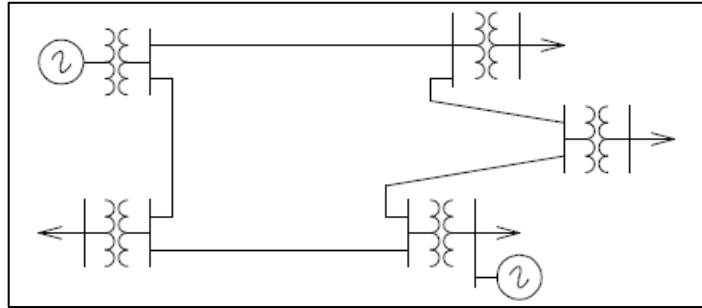


Fuente: VIQUEIRA, Jacinto L. *Redes eléctricas*. p. 18.

2.1.3.2. Sistema en anillo

En este sistema las cargas cuentan con una doble fuente de energía, por lo que puede interrumpirse una sin causar una interrupción del suministro de energía. Este sistema es de mayor confiabilidad que el radial, pero es menos económico.

Figura 7. **Sistema en anillo**

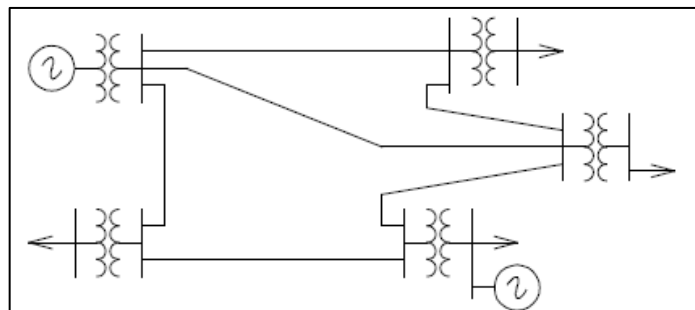


Fuente: VIQUEIRA, Jacinto L. *Redes eléctricas*. p. 19.

2.1.3.3. **Red en malla**

Con este tipo de sistema se incrementa el número de interconexiones, por ende, se asegura la continuidad del suministro de energía. De los tres tipos de sistemas, este es el que aporta mayor confiabilidad, pero es el más costoso.

Figura 8. **Red en malla**



Fuente: VIQUEIRA, Jacinto L. *Redes eléctricas*. p. 19.

2.1.4. Demanda de energía eléctrica

La demanda de un sistema eléctrico de potencia, o de una parte del mismo, es la medida de la tasa promedio del consumo eléctrico de sus instalaciones en un intervalo de tiempo, por lo general, 15 minutos. Esta se expresa en términos de potencia activa y define la carga solicitada a la fuente de abastecimiento de dicho sistema, en los puntos terminales del mismo; por lo que además deben incluirse a este consumo, las pérdidas de transmisión y distribución, si se quiere determinar la producción requerida para satisfacer dicha demanda.

Para cubrir la demanda de un sistema eléctrico de potencia se deben definir las condiciones de la provisión de energía que las plantas suministradoras de energía a construir deben satisfacer. Estas condiciones pueden clasificarse bajo tres aspectos:

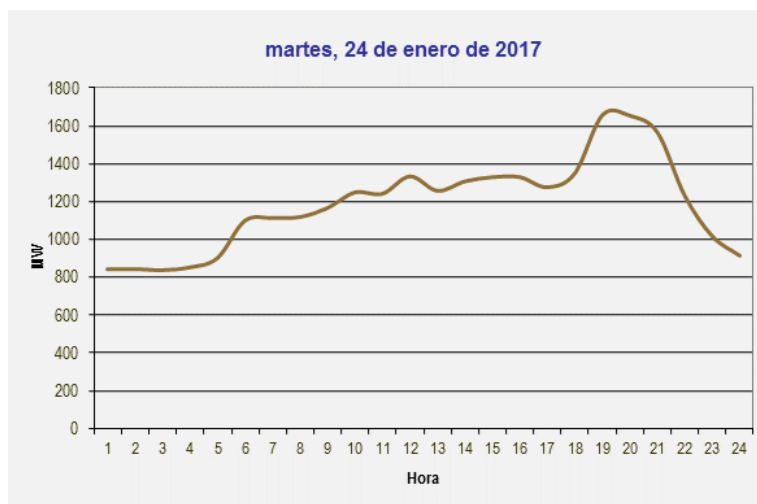
- Demanda máxima de potencia activa, en kW o en MW: P_{max} .
- Total de energía requerida (en un período dado, un día, un mes o un año) también conocida como demanda de energía: E.
- Variabilidad de la demanda de potencia en función del tiempo: $P = f(t)$.

Para muchos casos prácticos, en los que prevalecen los aspectos técnicos (no económicos), las dos primeras condiciones caracterizan a la demanda en cuestión.

2.1.4.1. Curva de demanda

Una curva de demanda o curva de carga es la representación gráfica de la variación de la demanda de energía eléctrica en el transcurso del tiempo, en un intervalo de tiempo establecido; dicho intervalo puede ser diario, semanal, mensual o anual. La forma de la curva de carga depende fundamentalmente del tipo de carga, ya sea residencial, comercial o industrial; por otro lado, también depende del día de la semana, la estación del año (época lluviosa o época seca) y de los demás factores climáticos.

Figura 9. Curva de carga horaria



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. www.amm.org.gt. Consulta: 4 de enero de 2017

La elaboración de curvas de demanda permite tener el control de las variables eléctricas según el intervalo de tiempo seleccionado para optimizar el consumo según los excesos de potencia registrados, además de tener la certeza de contar con datos reales.

2.1.4.2. Factor de demanda

Se define como la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada, en un intervalo de tiempo t . Por lo general, el factor de demanda es menor que 1, siendo 1 si y solo si, todos los aparatos conectados al sistema absorben sus potencias nominales simultáneamente, en el mismo intervalo de tiempo. Este concepto se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$Fd = \frac{P_{(max)}}{C_{(inst)}}$$

Donde:

- Fd = factor de demanda de un consumidor individual
- $P_{(max)}$ = demanda máxima de potencia activa de un consumidor individual
- $C_{(inst)}$ = carga instalada de un consumidor individual

El factor de demanda depende de la naturaleza y actividades del consumidor y hasta cierto punto de la ubicación del sistema eléctrico de potencia que se trata. En las tablas VI y VII se muestran algunos factores típicos de demanda y de carga. Cabe resaltar que estos factores de demanda y carga típicos aplican para toda la región de Latinoamérica.

Tabla VI. **Factores de demanda típicos**

Tipo de consumidores		Factor de demanda
Residencial	Carga conectada de hasta 0,25 kW	1,0
	Carga conectada de hasta 0,50 kW	0,60
	Carga conectada superior a 1,00 kW	0,50
Comercial	Restaurantes	0,70
	Tiendas y oficinas	0,70
	Teatros	0,60
	Escuelas e iglesias	0,55
	Hoteles	0,50
Motores eléctricos en general	0 a 10 HP	0,75
	10 a 20 HP	0,65
	20 a 100 HP	0,55
	Mayores de 100 HP	0,50

Fuente: Facultad Regional Santa Fe. www.frsf.utn.edu.ar. Consulta: 4 de enero de 2017.

Tabla VII. **Factores de demanda por tipos de carga**

Tipo de carga	Factor de demanda
Casas de habitación y condominios	0,4 a 0,6
Alumbrado público	1,0
Sistemas de bombeo	0,7 a 0,8
Iglesias	0,3 a 0,4
Centrales telefónicas	0,6 a 0,7
Escuelas	0,4 a 0,5
Servicios propios de edificios	0,4 a 0,5

Fuente: Facultad Regional Santa Fe. www.frsf.utn.edu.ar. Consulta: 4 de enero de 2017.

2.1.4.3. **Factor de carga**

Se denomina así a la razón entre la demanda promedio y la demanda máxima observada en un mismo intervalo de tiempo. Matemáticamente puede expresarse de la siguiente manera:

$$FC = \frac{P_{(med)}}{P_{(max)}}$$

Donde:

- FC = factor de carga para el período considerado.
- $P_{(max)}$ = demanda de potencia para el período considerado, en [kW] o en [MW].

La máxima punta de potencia P_{max} es superior a la carga media P_{med} de la central que suministra energía a una región en consideración. La cantidad total de energía o trabajo eléctrico en kWh o en MWh suministrados en el tiempo t [h] es E [kWh], igual a la medida de la superficie limitada por la curva $P = f(t)$ contra los ejes coordenados.

La potencia media suministrada durante el intervalo de t [h], es, por consiguiente:

$$P_{(med)} = \frac{E}{t}$$

Donde:

- $P_{(med)}$ = carga promedio durante el período considerado en [kW] o en [MW].
- E = energía total suministrada en el período considerado (proporcional a la superficie encerrada por la curva cronológica de carga) en [kWh] o en [MWh].

- $t =$ duración del período considerado en [h].

El factor de carga se define como la relación:

$$FC = \frac{P_{(med)}}{P_{(max)}} = \frac{\frac{E}{t}}{P_{(max)}}$$

El factor de carga mide únicamente la variabilidad de la carga. En la práctica, a medida que el factor de carga se aproxima a cero, la curva de duración de cargas se aproxima a una L estrecha, indicando un pico de muy corta duración, con muy poco o nada de carga durante la mayor parte del período considerado; a medida que el factor de carga se aproxima a la unidad, la curva de duración de cargas diarias será casi rectangular, indicando cargas elevadas de relativamente gran duración.

2.1.4.4. Factor de utilización

El factor de utilización en un sistema eléctrico, en un intervalo de tiempo definido; es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (potencia instalada) que se expresa así:

$$FU = \frac{P_{(max)}}{P_{(inst)}}$$

Donde:

- $FU =$ factor de utilización expresado en p.u. o en %.
- $P_{(max)} =$ demanda de potencia para el período considerado, en [kW] o en [MW].

- $P_{(inst)}$ = capacidad nominal del sistema (potencia Instalada), en [kW] o en [MW].

Recuérdese que el factor de demanda indica el porcentaje de carga instalada que se está energizando; mientras que el factor de utilización expresa la fracción de la capacidad del sistema que está siendo utilizada durante el pico de carga en el intervalo considerado; es decir, indica la utilización máxima del equipo o instalación.

2.2. Subestación eléctrica

Se le denomina así al conjunto de elementos o dispositivos que intervienen en el proceso de generación-consumo de energía eléctrica, los cuales permiten modificar las características de los parámetros que maneja la energía eléctrica (tensión, corriente, frecuencia, entre otros) o bien conservarles dentro de ciertas características. Según su funcionalidad, las subestaciones eléctricas se clasifican en:

- Subestaciones de transformación
- Subestaciones de operación

2.2.1. Subestación de transformación

Este tipo de subestación se encarga de transformar la energía eléctrica mediante transformadores, modificando el nivel de tensión con el que se cuenta, ya sea elevándolo o reduciéndolo, a otro nivel de tensión deseado.

2.2.1.1. Subestación de transformación elevadora

Por lo general, se encuentra ubicada cerca de las centrales generadoras y permiten elevar la tensión de la potencia generada en media tensión, de modo que dicha potencia pueda ser inyectada a la red de alta tensión y así ser transportada de forma más eficiente a corrientes más bajas y, por ende, reduciendo las pérdidas en transmisión.

La tensión del lado primario del transformador se encuentra entre los 3 y los 36 kV; mientras que la tensión del lado del secundario del transformador está condicionada por la tensión de la línea de transporte o interconexión que puede ser de 69, 138, 230 o 400 kV.

2.2.1.2. Subestación de transformación reductora

Se ubica cerca de las redes de distribución y tiene como objetivo reducir la tensión de la potencia transportada por la red de transmisión a media tensión para entregarla a la red de distribución. Las tensiones de distribución a las que generalmente se reduce la potencia son 34,5 y 13,8 kV.

Este tipo de subestaciones por lo general se encuentra ubicada cerca de las poblaciones y de los consumidores (zonas residenciales, fábricas, centros comerciales, hospitales y otros)

2.2.2. Subestación de maniobra

Conocida también como de *switcheo*, este tipo de subestación interconecta a dos o más circuitos o sistemas y su función es realizar maniobras de conexión y desconexión de líneas de transmisión, sin modificar los

parámetros en la transmisión de energía eléctrica, con el fin de canalizar o distribuir el flujo de potencia a las diferentes áreas o zonas del sistema eléctrico. De esta se distribuye energía eléctrica a otras subestaciones o a otros sistemas.

2.2.3. Características de operación

Las características de operación de una subestación eléctrica dependen de la ubicación de esta dentro del sistema eléctrico de potencia, de acuerdo a su función o capacidad; dichas características pueden conjugarse en el momento de decidir la configuración de la subestación.

2.2.3.1. Confiabilidad

Propiedad que posee una subestación eléctrica de mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica, condicionada que al menos un componente de la subestación pueda repararse durante la operación.

2.2.3.2. Seguridad

Es la propiedad de una subestación eléctrica de operar adecuadamente bajo condiciones normales y anormales, de manera que se evite dañar los equipos o componentes de esta o poner en riesgo a las personas.

2.2.3.3. Flexibilidad

Propiedad de la subestación eléctrica para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar, bien sea por mantenimiento, por cambios en el sistema o por fallas.

2.2.3.4. Modularidad

Es la facilidad que tiene una subestación eléctrica para cambiar de configuración cuando sus necesidades o el sistema lo requieran, dependiendo si la subestación requiere de un alto grado de seguridad o si requiere de un alto grado de flexibilidad o si su necesidad principal es ser confiable.

2.2.4. Configuraciones de arreglos de barras

El arreglo de barras en una subestación eléctrica es la configuración ordenada de los elementos que la conforman; dicha configuración depende de las características de cada sistema eléctrico y de la función de dicha subestación en el sistema, tomando en cuenta la continuidad del servicio, la flexibilidad de operación, la cantidad y el costo del equipo eléctrico, así como la facilidad de mantenimiento de los equipos.

Básicamente existen dos tendencias de configuraciones de arreglos de barras, dentro de las cuales se encuentran las configuraciones más utilizadas para niveles de alta y extra alta tensión.

- Tendencia europea
 - Barra simple o sencilla
 - Doble barra
 - Barra principal y barra de transferencia
 - Doble barra más seccionador de *by-pass* o paso directo
 - Doble barra más seccionador de transferencia
 - Doble barra más barra de transferencia

- Tendencia americana
 - Anillo
 - Anillo cruzado
 - Interruptor y medio
 - Doble barra con doble interruptor

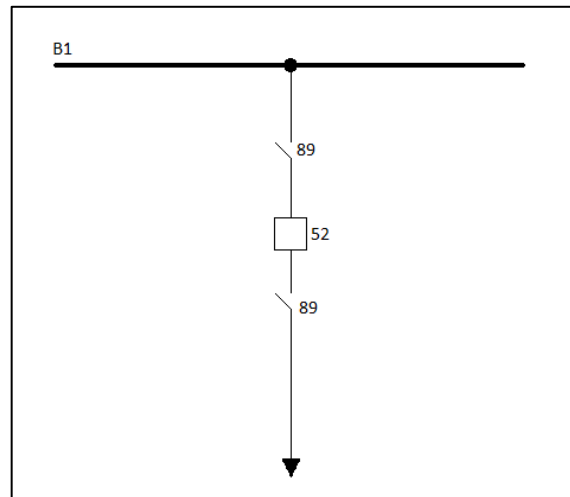
En el subsector eléctrico se tiene aplicación de ambas tendencias; a continuación, se describen las más utilizadas en los sistemas eléctricos.

2.2.4.1. Barra simple o sencilla

Es el arreglo más simple y es utilizado principalmente en subestaciones de pequeña capacidad o de tipo industrial pequeñas. Esta configuración consta de una única barra para cada tensión, por lo que no ofrecen mayor flexibilidad, seguridad y confiabilidad, ya que una falla en alguna de las barras produce la salida total de la subestación, teniendo que suspender el servicio en su totalidad cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra colectora o del circuito cuando la revisión o reparación es en el interruptor.

Es económica, sencilla, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta muchas posibilidades de operación incorrecta.

Figura 10. **Barra simple**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S. A. *Subestaciones de alta y extra alta tensión.*

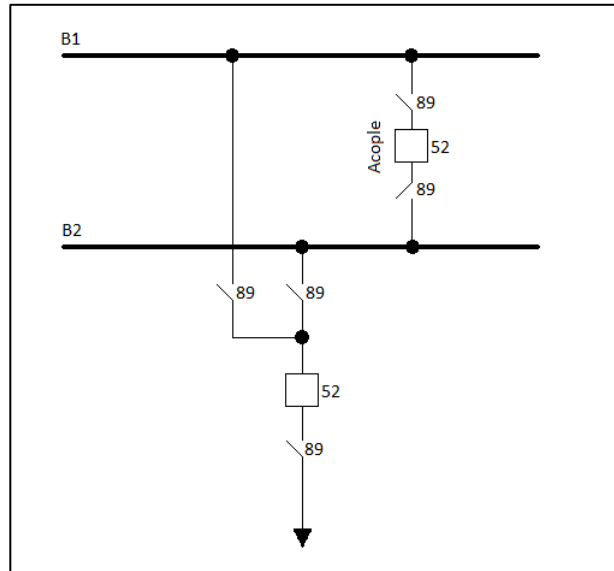
http://www.academia.edu/26552920/Subestaciones_de_alta_y_extra_alta_tension_carlos_felipe_ramirez_mejia_villegas_sa_ingenieros_consultores. Consulta: 4 de noviembre de 2017.

2.2.4.2. Doble barra

Este arreglo se logra adicionando una segunda barra principal y un interruptor para el acoplamiento entre estas, conformándose así una configuración llamada doble barra.

Esta configuración cuenta con mayor flexibilidad, pues permite operar ambas barras al mismo tiempo o una como respaldo de la otra y hace posible separar circuitos en cada una de las barras; puede de esta manera dividir sistemas; además, presenta confiabilidad, mas no seguridad por falla en barras y en interruptores. Es posible también hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio y por ello se usa en áreas de alta contaminación ambiental.

Figura 11. **Doble barra**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S. A. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*.

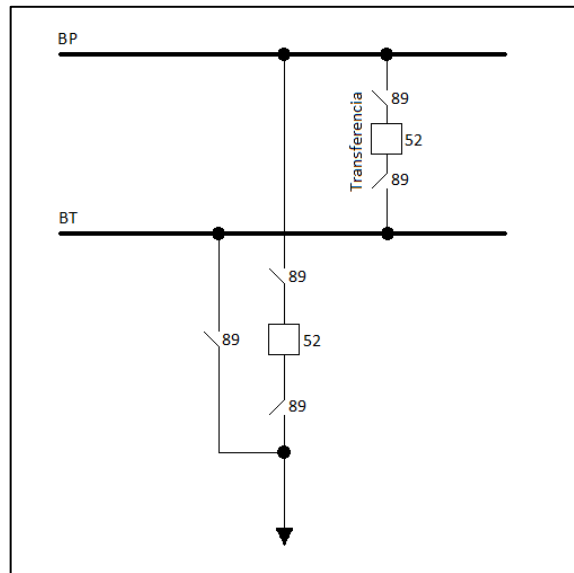
http://www.academia.edu/26552920/Subestaciones_de_alta_y_extra_alta_tension_carlos_felipe_ramirez_mejia_villegas_sa_ingenieros_consultores. Consulta: 4 de noviembre de 2017.

2.2.4.3. **Barra principal y barra de transferencia**

Es una variante del arreglo de barra simple, en la que se utiliza una barra auxiliar o de transferencia que ocupa como respaldo en caso de mantenimiento. Es utilizada principalmente en subestaciones de centrales de generación de mediana importancia, así como en subestaciones de transformación.

En este arreglo cada circuito está conectado a la barra principal por medio de un interruptor y a la barra de transferencia por medio de un seccionador; por su parte, la barra de transferencia está conectada a la barra principal por medio de un interruptor de transferencia, el cual sirve como alternativa de suministro para cualquiera de los circuitos conectados.

Figura 12. **Barra principal y barra de transferencia**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S. A. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*.

http://www.academia.edu/26552920/Subestaciones_de_alta_y_extra_alta_tension_carlos_felipe_ramirez_mejia_villegas_sa_ingenieros_consultores. Consulta: 4 de noviembre de 2017.

Esta configuración mejora la confiabilidad; conserva en esta forma el servicio de los circuitos respectivos durante el mantenimiento del interruptor o fallas del mismo; además, es económica en costo inicial y final a pesar de exigir interruptor de transferencia.

2.2.4.4. Anillo

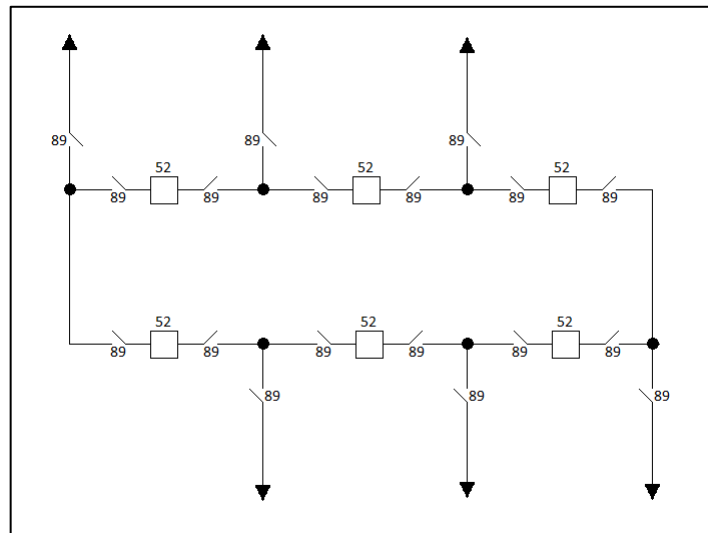
En este arreglo no existe una barra colectora como tal, la conexión de los circuitos se realiza sobre un anillo conformado por interruptores, el cual hace las veces de barra colectora, con los circuitos conectados entre cada dos de ellos. Para aislar un circuito es necesaria la apertura de los dos interruptores correspondientes, abriéndose así el anillo.

Cuando se requiere aislar un circuito por un período largo, se debe abrir el seccionador de conexión del mismo para cerrar los interruptores asociados a dicho circuito y así dar continuidad al anillo.

El principal inconveniente que presenta, es que en caso de falla en un circuito mientras se hace mantenimiento en otro, el anillo puede quedar dividido y presentar falta de servicio para alguna de las partes o perderse la seguridad en el sistema. Para cumplir la función de seguridad y confiabilidad para los cuales esta subestación fue ideada, es necesario operarla con todos los interruptores cerrados (tal como en su operación normal); por lo tanto, bajo el punto de vista de flexibilidad, la subestación es similar a una barra sencilla.

El sistema en anillo requiere el mismo equipo que el arreglo de barra sencillo, por lo que su costo es similar; es muy utilizado en los Estados Unidos de América para todo tipo de subestaciones y a nivel mundial para subestaciones encapsulada en SF₆ en alta y extra alta tensión.

Figura 13. **Anillo**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S. A. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*.

http://www.academia.edu/26552920/Subestaciones_de_alta_y_extra_alta_tension_carlos_felipe_ramirez_mejia_villegas_sa_ingenieros_consultores. Consulta: 4 de noviembre de 2017.

2.2.4.5. **Interruptor y medio**

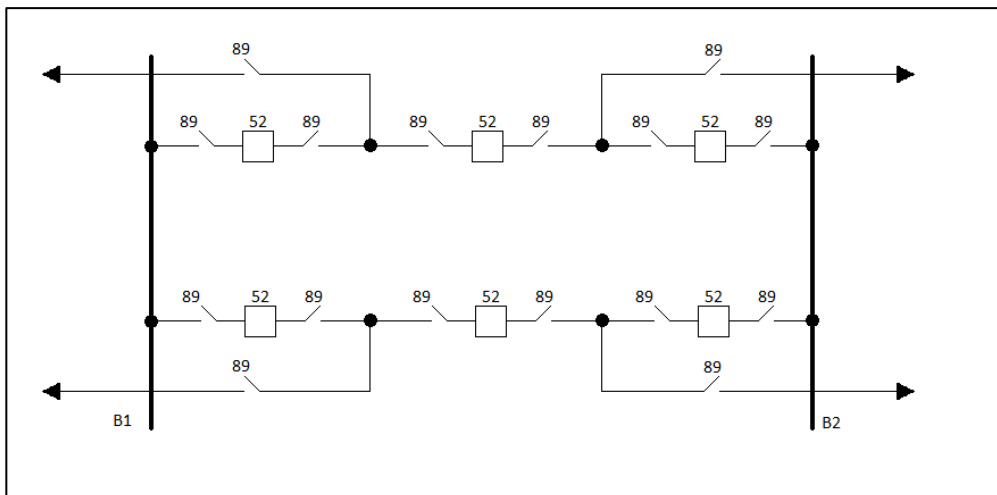
Este arreglo está constituido por dos barras que se conectan entre sí por medio de tres interruptores, entre los cuales se acoplan las líneas respectivas; es decir, existen tres interruptores por dos salidas de línea.

Ofrece un alto índice de seguridad y confiabilidad tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. Entre sus ventajas, permite hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección; además, si existiese una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito.

Opera normalmente con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados y, por tal motivo, al igual que en el caso de la configuración en anillo, carece de flexibilidad; además, tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas manteniendo la configuración, como es el caso de la doble barra.

La disposición del interruptor y medio es bastante utilizada en países no europeos, particularmente en los Estados Unidos de América, para todo tipo de subestación y a nivel mundial para subestaciones encapsulada en SF₆ en alta y extra alta tensión, sobre todo en aquellas de interconexión que forman parte de un sistema en anillo.

Figura 14. Interruptor y medio



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S. A. *Subestaciones de alta y extra alta tensión.*

http://www.academia.edu/26552920/Subestaciones_de_alta_y_extra_alta_tension_carlos_felipe_ramirez_mejia_villegas_sa_ingenieros_consultores. Consulta: 4 de noviembre de 2017.

2.2.5. Equipos principales de una subestación eléctrica

Es el equipo indispensable por medio del cual se puede controlar y visualizar un sistema eléctrico, en caso de alguna eventualidad se cuente con la facilidad de reestablecerlo en un corto tiempo, por lo que la subestación debe ser considerada de suma importancia.

De estos depende la calidad y el servicio de la energía eléctrica que será entregada al cliente; cada uno cumple un papel muy importante en el sistema eléctrico nacional, desde los transformadores capaces de transformar diferentes valores de voltaje-corriente hasta los interruptores que son muy utilizados para proteger y realizar maniobras para mantener los demás equipos en buen estado.

2.2.5.1. Transformador de potencia

Un transformador es una máquina electromagnética que permite elevar o reducir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la misma frecuencia. Se le llama transformador de potencia a los dispositivos que tienen capacidades superiores a 500 kVA y voltajes de hasta 400 kV.

Está constituido por dos o más bobinas devanadas alrededor de un núcleo ferromagnético común, devanados denominados como primario y secundario, dependiendo a la tensión que correspondan: alta o baja, respectivamente; y un terciario cuando es de tres devanados, el cual es de menor tensión que el secundario; además de un conmutador o cambiador de *taps*, las boquillas, el tanque y los dispositivos de enfriamiento; la única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común que se circula dentro del núcleo.

El funcionamiento de un transformador requiere únicamente de la existencia de un flujo mutuo entre ambos devanados variable en el tiempo. Este hecho puede ocurrir en dos devanados acoplados en aire, pero dicho acoplamiento entre los mismos se realiza de manera más efectiva al usarse un núcleo de hierro u otro material ferromagnético, debido a que el flujo se mantiene dentro de un patrón definido de alta permeabilidad que une ambos devanados.

2.2.5.2. Transformadores de instrumentos

Son dispositivos electromagnéticos que reducen las magnitudes de tensión y corriente a una escala que soporten los dispositivos que realizan la medición y protección de los circuitos de una subestación, ya que dichos dispositivos no están diseñados para soportar grandes tensiones y corrientes.

Básicamente, existen dos tipos de transformadores de instrumentos: transformadores de corriente (CTs) y transformadores de potencial (PTs).

- Transformadores de corriente (CTs): se utilizan para reducir la corriente existente en una línea de transmisión a un nivel seguro para los dispositivos de medición. En un transformador de corriente, en condiciones normales de operación, la corriente del secundario es directamente proporcional a la del primario y está en fase con esta. Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos.
- Transformadores de potencial (PTs): su función principal es reducir los valores de tensión del sistema a valores suficientemente bajos para energizar equipos de protección, control y medición, ya que las

mediciones de tensión no son hechas directamente de la red primaria sino a través de estos. Estos aíslan el circuito de baja tensión del circuito de alta tensión y reproducen los efectos transitorios y de régimen permanente del circuito de alta tensión en el circuito de baja tensión; por ende, el transformador debe ser muy exacto para que no distorsione los verdaderos valores de tensión.

2.2.5.3. Interruptor de potencia

Dispositivo destinado al cierre y apertura (ya sea de forma manual o automática) de los circuitos bajo condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío) o en condiciones de falla, con el fin de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico; además, permite insertar o retirar equipos y máquinas, líneas aéreas o cables de cualquier circuito energizado.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes de cortocircuito bajo condiciones de falla, del orden de kiloamperes y soportar los esfuerzos térmicos y dinámicos a que es sometido para poder librar la contingencia. La interrupción del arco puede llevarse a cabo por medio de: vacío, aceite, hexafluoruro de azufre (SF_6), soplo de aire y soplo de aire-magnético.

Asimismo, tienen un mecanismo de almacenamiento de energía que le permite cerrar hasta cinco veces antes de que la energía sea interrumpida completamente; este mecanismo puede ser: neumático, hidráulico, neumático-hidráulico o de mecanismo de resorte. Debido a la función tan importante que desempeña, es uno de los dispositivos del esquema de protección más importante en los sistemas eléctricos.

2.2.5.4. Seccionador

Es un dispositivo mecánico que permite efectuar diversas formas de conexión entre las líneas y los barrajes y cuya función es mantener aislada una instalación eléctrica de su red de suministro de energía eléctrica, así como efectuar corte visible entre los diferentes elementos que componen la subestación.

Debido a las diversas formas de conexión que permite, otorga al esquema de la subestación una característica muy importante como es la flexibilidad. Algunos de los principales tipos de seccionadores son:

- De cuchilla
- De dos columnas giratorias o de apertura central
- Pantógrafo
- De puesta a tierra

Los equipos eléctricos deben ser manipulados sin carga o en vacío con el fin de evitar riesgos innecesarios, si es para su mantenimiento o su reparación.

2.3. Líneas de transmisión

Son los elementos conductores que forman parte de los sistemas eléctricos de potencia y son básicamente el medio físico por el cual se realiza la transmisión de grandes bloques de energía eléctrica a largas distancias, desde los puntos donde se genera hasta los puntos cercanos a donde se consume.

Las líneas de transmisión pueden ser aéreas o subterráneas, dependiendo de las características del lugar por donde se pretenda extenderlas (topología,

densidad de población y otros); aunque por el costo que representa la construcción de líneas de transmisión subterráneas, el cual asciende a ser varias veces superior al de las líneas aéreas, se opta mayormente por la utilización de estas últimas.

Estas pueden estar formadas por uno o varios conductores por fase y están constituidas tanto por elementos conductores, por lo regular cables de cobre o aluminio, reforzadas con alma de acero, así como por elementos de soporte que pueden ser las torres de transmisión o postes de alta tensión y además todos los elementos aislantes y herrajes necesarios para su buen funcionamiento.

2.3.1. Representación de las líneas de transmisión

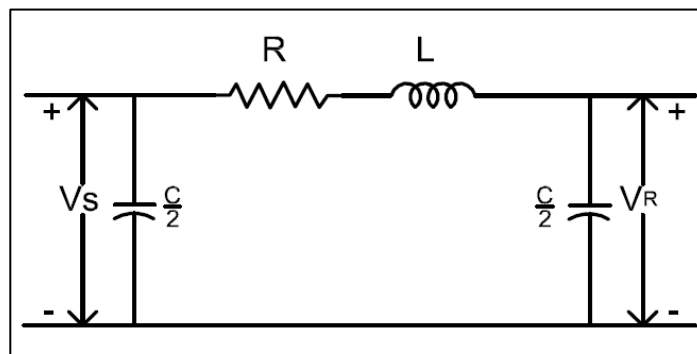
Las ecuaciones generales que relacionan el voltaje y la corriente en una línea de transmisión establecen que los parámetros que esta presenta se encuentran distribuidos uniformemente a lo largo la misma; parámetros típicos que se definen en función del tipo de conductor y la disposición geométrica de los conductores, tales como: resistencia, inductancia, capacitancia, susceptancia y conductancia.

Según la longitud de la línea, esta se puede clasificar de la siguiente manera:

- Línea de transmisión corta: menor a 80 kilómetros
- Línea de transmisión media: entre 81 y 240 kilómetros
- Línea de transmisión larga: mayor a 240 kilómetros

Una línea de transmisión se puede representar con bastante exactitud con R y L como parámetros concentrados, con la mitad de la capacitancia al neutro de la línea, concentrada en cada terminal del circuito equivalente, la conductancia en derivación (G) se desprecia generalmente cuando se calcula el voltaje y la corriente, para líneas cortas y para líneas medias, mas no para líneas largas. La figura 15 muestra el circuito equivalente monofásico de una línea de transmisión media.

Figura 15. **Circuito equivalente monofásico de una línea de longitud media**



Fuente: GRAINGER, John; STEVENSON, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 183.

Aunque las líneas de transmisión no estén espaciadas equilateralmente y no estén transpuestas, estas se operan con cargas trifásicas balanceadas; la asimetría resultante es ligera y considera que las fases están balanceadas. La siguiente nomenclatura se adopta para distinguir entre la impedancia serie total de una línea y por unidad de longitud:

- Z = impedancia serie por unidad de longitud por fase.
- y = admitancia paralela (o en derivación) por unidad de longitud por fase al neutro.

- l = longitud de la línea.
- $Z = z_l$ = impedancia serie total por fase.
- $Y = y_l$ = admitancia en paralelo (o derivación) total por fase al neutro.

2.3.2. Línea de transmisión corta

Es aquella que se puede representar únicamente con una impedancia en serie (Z) en toda la línea, ya que al clasificarse como corta, la capacitancia en derivación es tan pequeña que puede despreciarse; por lo que dicha impedancia está compuesta únicamente de una parte resistiva (R) y de una parte inductiva (L). Los parámetros de este tipo de línea se consideran de forma concentrada.

El circuito equivalente para este tipo de línea de transmisión se muestra en la figura 16, en donde I_S e I_R son las corrientes en los extremos generador y receptor, respectivamente, y V_S e V_R son los voltajes línea a neutro en esos mismos extremos; el circuito equivalente se resuelve como uno de cada serie simple de la siguiente manera:

$$I_S = I_R$$

$$V_S = V_R + I_R Z$$

Donde:

- Z es z_l , es decir, la impedancia serie total de la línea

Para lograr entender de una manera más sencilla lo descrito anteriormente, se considera variar el factor de potencia de la carga sobre la regulación de voltaje de la línea corta; por lo que la regulación de voltaje de una

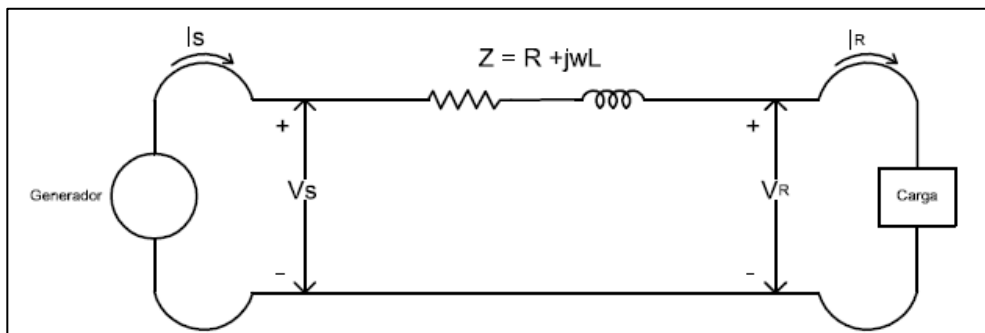
línea de transmisión es la elevación en el voltaje en el extremo receptor, expresada en por ciento del voltaje a plena carga cuando se quita la plena carga a un factor de potencia específico, mientras el voltaje en el extremo generador permanece constante.

$$\% \text{ de regulación} = \frac{|V_{R,NL}| - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|}$$

Donde:

- $|V_{R,NL}|$ = magnitud del voltaje en el extremo receptor sin carga
- $|V_{R,FL}|$ = magnitud del voltaje en el extremo receptor a plena carga

Figura 16. **Circuito equivalente de una línea de transmisión corta**



Fuente: GRAINGER, John; STEVENSON, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 184.

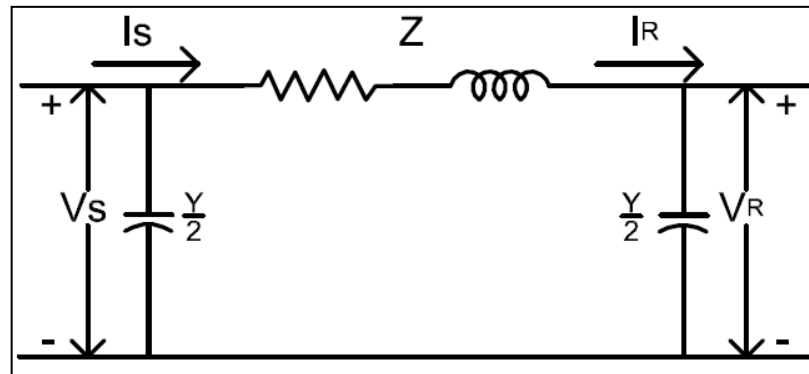
2.3.3. Línea de transmisión media

Para realizar los cálculos de una línea de longitud media debe incluirse la admitancia en paralelo (por lo general, la capacitancia pura), por lo que debe

dividirse en dos partes iguales y cada mitad se coloca en los extremos tanto generador como receptor; de esta manera se obtiene el llamado circuito nominal pi (π). Esta de igual manera que la línea de transmisión corta, considera los parámetros de forma concentrada.

El voltaje en el extremo emisor V_S , la corriente en la capacitancia en el extremo receptor que es $V_R Y/2$ y la corriente en la rama serie es $I_R + V_R Y/2$, pueden observarse en la figura 17.

Figura 17. **Circuito nominal π de una línea de transmisión media**



Fuente: GRAINGER, John; STEVENSON, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 189.

Resolviendo el circuito de igual manera que para la línea de longitud corta, se obtienen las ecuaciones para V_S e I_S :

$$V_S = V_R \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) + ZI_R$$

$$I_S = V_R Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) + \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) I_R$$

Las ecuaciones anteriormente descritas, pueden representarse en su forma de constantes ABCD, donde:

$$A = D = 1 + \frac{ZY}{2}$$

$$B = Z$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right)$$

Por lo tanto:

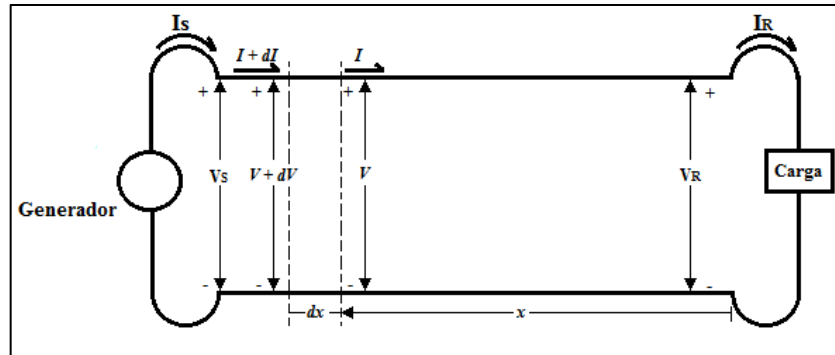
$$V_S = AV_R + BI_R$$

$$I_S = CV_R + DI_R$$

2.3.4. Línea de transmisión larga

Esta se representa de una manera similar que la línea media, con la diferencia de que sus parámetros deben considerarse en forma distribuida uniformemente a lo largo de toda la línea, método por el cual se asegura la solución de cualquier línea de transmisión y de la que se requiera un alto grado de exactitud.

Figura 18. Diagrama esquemático de una línea de transmisión que muestra una fase y el retorno del neutro



Fuente: GRAINGER, John; STEVENSON, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 190.

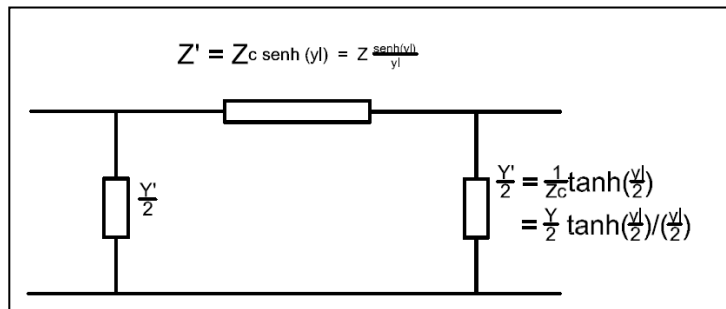
Se muestra en la figura 18 la conexión de una fase al neutro en una línea trifásica con los parámetros (impedancia y admitancia) uniformemente distribuidos y no concentrados; además, se considera un elemento diferencial de longitud dx en la línea a una distancia x desde el extremo receptor de la línea, por lo que $z dx$ y dx son la impedancia en serie y la admitancia en paralelo de la sección elemental, respectivamente; por último, V e I son fasores que varían con x .

El circuito equivalente de una línea de transmisión larga (circuito nominal $Pi (\pi)$) no representa de manera correcta a una línea de transmisión, pues este no considera los parámetros de la línea como distribuidos uniformemente, por lo que conforme la longitud de la línea se incrementa, la desigualdad entre el circuito nominal $Pi (\pi)$ y la línea real se hace mayor.

No obstante, es posible encontrar dicho circuito equivalente para una línea de transmisión larga y representarla con precisión, mediante una red de

parámetros concentrados, suponiendo un circuito $Pi (\pi)$ similar al de la figura 19.

Figura 19. **Circuito equivalente $Pi (\pi)$ de una línea de transmisión**



Fuente: GRAINGER, John; STEVENSON, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 201.

En la figura anterior se observa el equivalente de una línea de transmisión larga, con Z' como la rama serie y $Y'/2$, como la rama paralela; esto con el fin de diferenciarlas de las ramas del circuito nominal $Pi (\pi)$ en términos de ramas serie y paralelo, así como el voltaje y la corriente en el extremo receptor. Para que este circuito sea equivalente al de la línea de transmisión larga, los coeficientes de V_R e I_R , deben ser idénticos a los coeficientes de V_R e I_R .

2.4. Análisis de sistemas eléctricos de potencia

El análisis de los sistemas eléctricos de potencia tiene como objetivo estudiar de forma integral el comportamiento de dichos sistemas en corriente alterna de circuitos trifásicos, tanto en condiciones normales de operación como anormales, en estado estable, así como en estado dinámico.

Se fundamenta en la representación nodal de redes que se logra a través de las matrices de admitancias e impedancia de barra, para obtener resultados de: flujo de carga, corto circuito, estabilidad de voltaje (curvas PV & QV), estabilidad transitoria, arranque de motores, estudios de armónico y otros.

2.4.1. Flujo de potencia o flujo de carga

Los estudios de flujos de carga son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, también, en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principalmente que se obtiene de un estudio de flujos de carga es la magnitud y el ángulo de fase en cada barra, al igual que las potencias activas y reactiva en cada línea.

“Sin embargo, se puede obtener información adicional valiosa, a través de la salida impresa de los programas de computadora que usan las compañías eléctricas”³.

Esta información adicional comprende datos tales como: pérdidas de potencia activa y reactiva totales en el sistema y por zonas, factores de utilización en las líneas y en los transformadores, así como sus pérdidas de potencia activa y reactiva, además de muchos otros datos de interés. Todo lo anterior bajo condiciones de régimen de estado estable.

Como se mencionó anteriormente, los resultados de flujo de potencia determinan el estado del sistema eléctrico de potencia en condiciones normales y anormales de operación y de esta manera evaluar cuán necesaria es la adición de un equipo nuevo; simulaciones para determinar la seguridad del

³ GRAINGER, John J.; STEVENSON, Jr., William D. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 218.

sistema, posibles problemas de sobrecarga, niveles de tensión bajos, así como observar la efectividad de nuevas alternativas para resolver deficiencias actuales en la red y examinar requerimientos del sistema.

Los estudios de flujo de carga se basan en modelos matemáticos, en los cuales sus variables son tratadas con métodos numéricos iterativos. Entre los métodos más utilizados están: el método Gauss-Seidel, el método Newton-Raphson, el método Newton-Raphson extendido y otros; los cuales son complejos y debido a la expansión de los sistemas de potencia y los miles de datos que estos manejan, se puede caer en errores muy fácilmente, además de la enorme cantidad de tiempo en el que dichos métodos proporcionarán los resultados, por lo que no se entrará a detalle de estos.

Los métodos de cálculo anteriormente mencionados son la base de los distintos programas computacionales para la resolución de flujos de carga y que constituyen una valiosa herramienta en la solución del típico problema de flujo de carga para el análisis de los sistemas de potencia.

2.4.2. Programa computarizado digital

Las empresas de energía utilizan programas muy elaborados para realizar estudios de flujos de potencia. Un programa típico de flujos de potencia es capaz de manejar sistemas de 2 000 barras, 3 000 líneas y 500 transformadores; naturalmente, los programas pueden expandirse a tamaños aún mayores, dependiendo las capacidades de la computadora.

Los datos suministrados al programa deben incluir los valores numéricos de los datos de: líneas, barras, transformadores y demás elementos que

componen el sistema eléctrico de potencia, así como las propiedades de los mismos.

Para la evaluación del estudio objeto del presente trabajo de graduación, se utilizará el programa para análisis de sistemas de potencia PSAF, en su versión 3,20 revisión 1,5 (español); actualmente, utilizado por Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A., para la realización de estudios eléctricos.

Power systems analysis framework (PSAF) es un conjunto integrado de programas para el análisis de sistemas de potencia, el cual cuenta con una interfaz gráfica que permite la creación de diagramas unifilares, además de un administrador de bases de datos y un estimador de parámetros de los equipos eléctricos, así como las bases de datos asociadas; PSAF se aplica directamente a sistemas eléctricos de potencia de servicios públicos y trifásicos industriales.

La base de datos contiene una amplia gama de equipos de red y de controladores que incluye las características de los equipos estándar de la industria, cada equipo presenta más de una posibilidad de modelación según el propósito y alcance de la simulación que se desea realizar; PSAF permite la entrada de datos gráfica y tabular, brinda las opciones preferidas del usuario para dibujar el diagrama unifilar (incluye la exportación a AutoCAD™) y facilidades sofisticadas para crear reportes, trazar gráficos de curvas o personalizar reportes de simulación.

2.4.3. Información obtenida de un estudio de flujo de carga

Los resultados impresos dados por los programas son una serie de tablas que muestran los valores de cada elemento, generalmente, descrito por el número y el nombre de cada barra.

Estos incluyen la magnitud y la tensión de cada barra en valores p.u. y el ángulo de fase; la generación y la carga en cada barra en megavatios y megavares; la cargabilidad de las líneas y transformadores y los megavatios y megavares que transporta. Además de la información sobre las barras, también, se puede observar el flujo de megavatios y megavares de las barras sobre cada línea de transmisión conectada a estas.

Un estudio puede incluir los sistemas de varias compañías y dividirse en áreas, designando a cada compañía un área diferente, el programa examina el flujo entre áreas y las desviaciones del flujo previsto se evitarán causando el apropiado cambio de generación de un generador seleccionado en cada área, en un sistema práctico se supervisa el intercambio de energía entre áreas para determinar cuándo un área dada está produciendo la cantidad de energía que se necesita para el intercambio deseado.

Además, también se imprimen las pérdidas totales del sistema en megavatios, $(|I|^2R)$ y megavars $(|I|^2X)$ y los desajustes de P y Q en cada barra, el desajuste es una indicación de la precisión de la solución y es la diferencia entre P (y usualmente también Q) que entra y sale en cada barra.

2.4.4. Resultados numéricos que se adquieren

Para la evaluación de la implementación de una subestación de transformación de 230/13,8 kV contra una de 69/13,8 kV en Escuintla, Guatemala, se ha optado por utilizar el programa PSAF v3,2, como se mencionó anteriormente y se requirió 60 iteraciones por el método de *fast decoupled*.

Los valores numéricos que se consiguen en la simulación y que se encontrarán en las tablas de resultados son, para los elementos: la potencia activa y reactiva de las líneas, así como sus pérdidas en potencia activa y reactiva, además de su factor de utilización; la potencia activa y el factor de utilización de los transformadores.

Con respecto a las barras se pueden calcular los voltajes y ángulos del voltaje, para los cuales, el mínimo valor es 0,95 p.u. y el máximo valor es 1,05 p.u.; al violar dichos valores se recibirán sanciones por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) según norma.

En cuanto al análisis de cortocircuito se calculan las corrientes de falla: LLL (PU) (corriente trifásica entre fases en valores por unidad), LLL (Amp) (corriente trifásica entre fases en amperios), LT (PU) (corriente entre fase y tierra en valores por unidad) y LT (Amp) (corriente entre fase y tierra en amperios), por último, las pérdidas totales, lo cual es en el sistema nacional interconectado (SNI) y pérdidas en las zonas 1 y 2, red troncal y en el área de TRELEC, respectivamente.

3. ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LAS PROPUESTAS

Como respuesta al crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el departamento de Escuintla, específicamente, en el municipio de Masagua y la parte este del municipio de San José, área que es cubierta por las subestaciones de transformación Los Lirios (10/13 MVA) y San José (20/28 MVA), ambas propiedad de TRELEC; con el fin de garantizar de mejor manera la potencia en la parte sureste del municipio de Escuintla, se propone la ampliación de la capacidad de transformación del área, por medio de la construcción de una nueva subestación de transformación que energizará cinco nuevos circuitos de distribución. Dicha subestación de transformación plantea evaluarse de dos maneras distintas:

- La primera opción consiste en la construcción de una subestación equipada con un transformador con relación de voltajes 230/13,8 kV y 24/32/37,5 MVA de capacidad, en configuración doble barra en 230 kV con campo de acoplamiento.
- La segunda opción consiste en la construcción de una subestación equipada con un transformador con relación de voltajes 69/13,8 kV y 20/28 MVA de capacidad, en configuración doble barra en 69 kV y campo de acoplamiento.

El lugar propuesto para implementar la nueva subestación, se encuentra a la altura del km 78 de la autopista a Puerto Quetzal, municipio de Masagua, departamento de Escuintla, en las coordenadas UTM 14°8'25,17"N; 90°46'55,07"O, que es el lugar cercano al centro de carga del área y donde

actualmente se tiene facilidad de la compra de un terreno para albergar la instalación.

3.1. Criterios de evaluación para la nueva subestación

Los criterios que se consideran para evaluar la construcción de la nueva subestación son:

- Localización
- Nivel de tensión en el que se suministrará energía a la instalación
- Proyección de demanda
- Número de circuitos iniciales
- Capacidad máxima de transporte y longitud de las líneas de transmisión
- Equipos de transformación y/o compensación requeridos
- Resultados de flujo de carga y de corrientes de cortocircuito máximas
- Factibilidad económica

3.2. Recomendaciones y normas aplicables [12]

Para la elaboración de diseños y metodología de selección de equipos se considera la utilización de las normas establecidas por la compañía dueña de la instalación; dentro de las recomendaciones de la IEC, las siguientes son las más importantes en el área de subestaciones.

- IEC 60038 tensiones asignadas
- IEC 60044 transformadores de instrumentos
- IEC 60071 coordinación de aislamiento
- IEC 60099 pararrayos
- IEC 60114 barrajes de aluminio

- IEC 60120 aisladores de suspensión (también IEC 60305, 60372, 60383, 60672)
- IEC 60137 bujes para tensiones mayores de 1,000 V
- IEC 60143 condensadores en serie
- IEC 60168 aisladores de poste (también IEC 60273)
- IEC 60227 cables de control (también IEC 60228)
- IEC 60255 relés de protección
- IEC 60289 reactores
- IEC 60296 aceite mineral
- IEC 60297 dimensiones de tableros y bastidores (19")
- IEC 60353 bobinas de bloqueo
- IEC 60376 especificación y aceptación del hexafluoruro de azufre
- IEC 60481 equipos de comunicaciones PLP
- IEC 60502 cables de potencia XLPE (también IEC 60840)
- IEC 60517 equipo encapsulado para tensiones superiores a 72.5 kV
- IEC 60694 cláusulas comunes para el equipo de alta tensión
- IEC 60815 selección de aisladores con respecto a condiciones contaminadas
- IEC 60865 cálculo de corrientes de cortocircuito
- IEC 60870 equipos y sistemas de telecontrol
- IEC 60871 condensadores en derivación
- IEC 60896 baterías de plomo-ácido
- IEC 60947 equipo de maniobra de baja tensión
- IEC 61000 compatibilidad electromagnética
- IEC 61089 conductores
- IEC 61109 aisladores compuestos
- IEC 62271-100 interruptores
- IEC 62271-102 seccionadores

Para el diseño de la malla de tierra, la norma más utilizada es la IEEE Std 80; para el diseño de baterías la IEEE Std 450 y la IEEE Std 485; para el diseño sismoresistente la IEEE Std 693 y para el diseño de sistemas contraincendio la IEEE Std 979. Por otro lado, para el diseño de los conectores se emplea la NEMA CC 1. Es importante mencionar que las normas están conformadas por una o más partes y que están en continua actualización y pueden ser reemplazadas por otras.

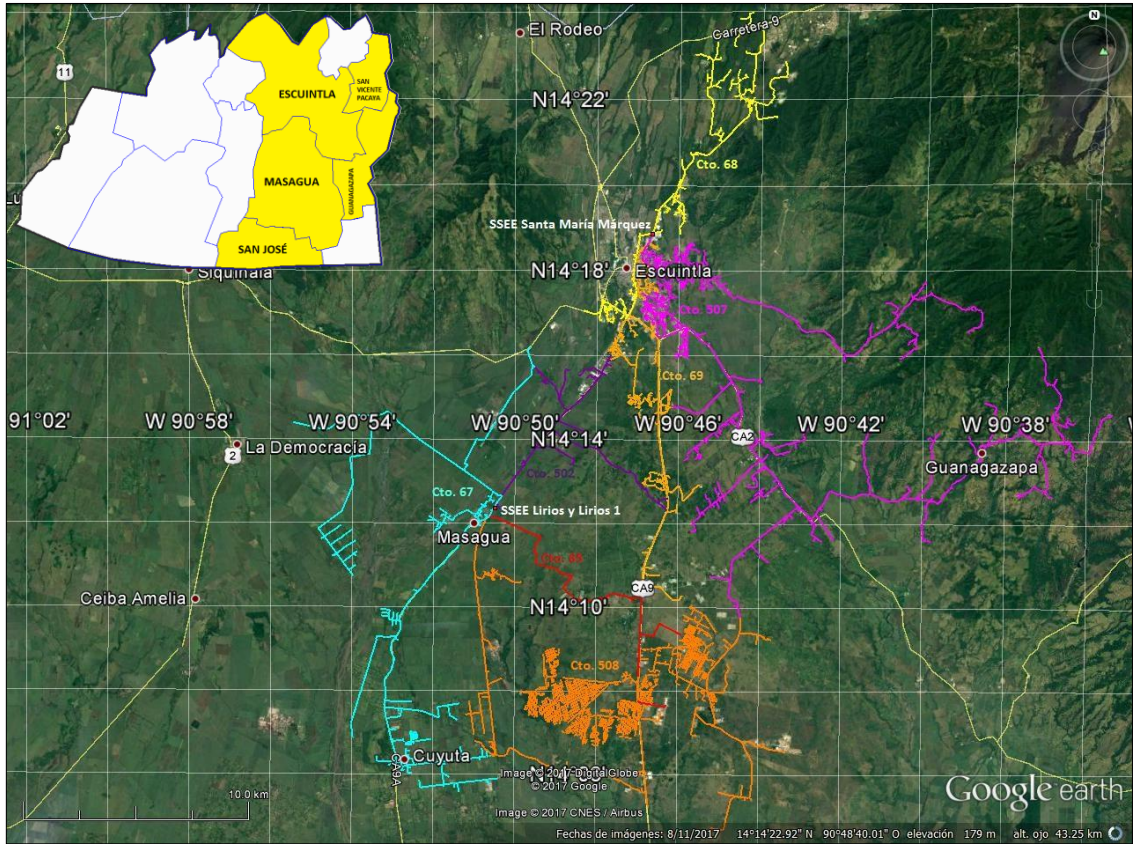
Cabe anotar que las normas están conformadas por una o más partes y que están en continua actualización y pueden ser reemplazadas por otras.

3.3. Área en donde tiene influencia el proyecto

El área de influencia, desde el punto de vista geográfico del proyecto objeto del presente trabajo de graduación, está constituida por la parte sur del departamento de Escuintla, específicamente, el municipio de Masagua; además, desde el punto de vista de influencia eléctrica, el área del proyecto se extiende hacia los municipios de Escuintla, San José, Guanagazapa y San Vicente Pacaya.

El área de Masagua, en los últimos años, ha incrementado fuertemente su demanda de energía eléctrica, debido a la inclusión de proyectos habitacionales, la conexión de nuevas cargas industriales, así como el incremento de las cargas existentes. Cabe mencionar que la demanda en el área, es atendida por los circuitos de distribución 65, 67 y 502 de la subestación Los Lirios; los circuitos 69, 507 y 508 de la subestación Santa María Márquez y por el circuito 63 de la subestación Palmeras. Lo anteriormente descrito, puede apreciarse en la figura 20.

Figura 20. Área de influencia del proyecto



Fuente: elaboración propia, empleando Google Earth V 7.0.2.8415.

A nivel de transmisión, el proyecto incide en el área de extensión de la línea 69 kV Escuintla – San José (denominada línea 5), la cual parte de la subestación de potencia Escuintla, ubicada en kilómetro 62 de la antigua carretera al Puerto San José, en el municipio de Escuintla y se desplaza hacia el sur del departamento de Escuintla; energiza en su trayectoria a la subestación Los Lirios en el norte del municipio de Masagua, pasan por la planta generadora GENOSA hasta llegar a la subestación San José, ubicada en Av. del Comercio y 2ª calle, entrada al barrio Peñate, en el municipio San José.

De este punto continúa hacia el oriente; energizan a la subestación Portuaria y continua hasta conectar con la subestación Iztapa, donde finaliza su recorrido.

De igual manera, el proyecto incide en el área de extensión de la línea 230 kV, planta San José - Alborada, la cual parte de la planta generadora San José (ubicada a la altura del kilómetro 76,5 de la autopista a Puerto Quetzal), donde conecta con la subestación de operación pacífico de donde continúa su recorrido para, por último, conectar con la barra de 230 kV de subestación Alborada, la cual se ubica a un costado de la subestación de potencia Escuintla.

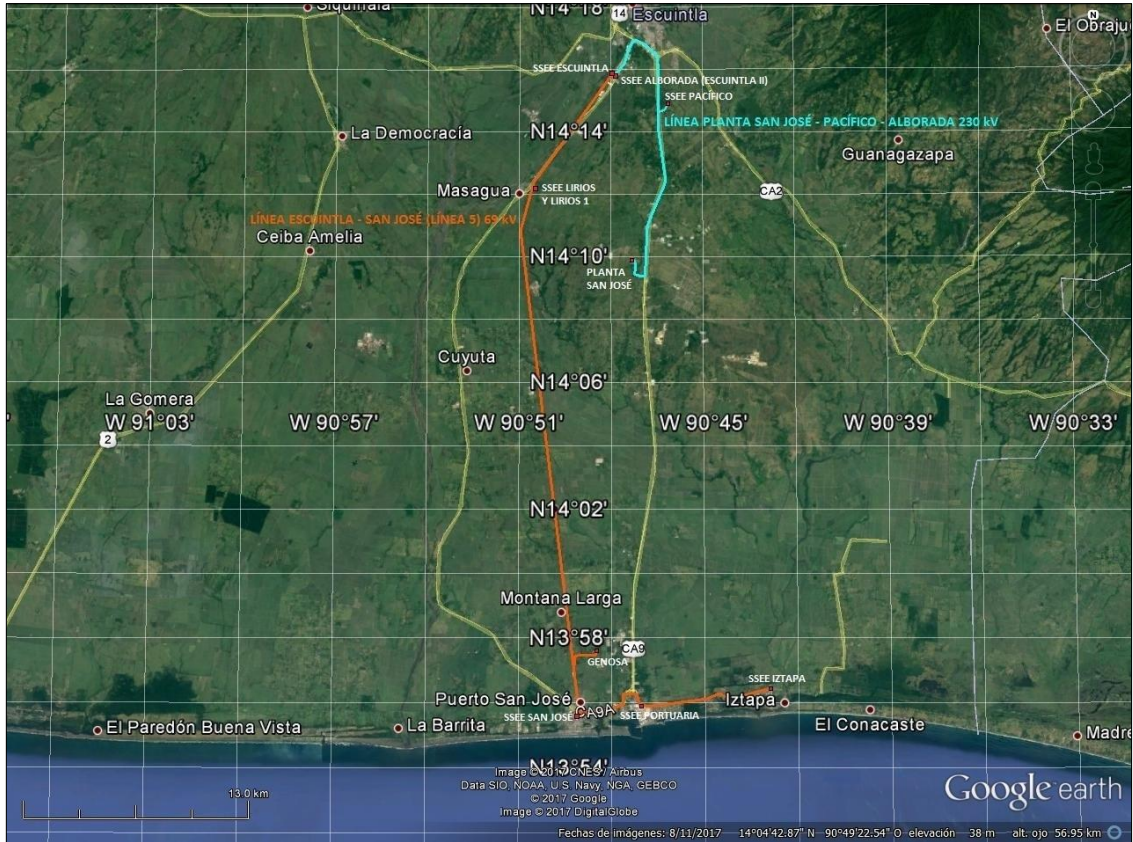
3.4. Análisis de la red de transmisión en el área de influencia

En la figura 21, se muestra de forma cartográfica la configuración actual de la red de transmisión, tanto de 69 kV como de 230 kV, la cual suministra potencia al área de influencia del proyecto.

En dicha figura se resalta en color naranja la línea 69 kV Escuintla – San José (línea 5), la cual parte de la subestación de potencia Escuintla, y se extiende hacia el sur del departamento; energiza en su trayectoria a la subestación Los Lirios (13 MVA) en el norte del municipio de Masagua, pasa por la planta generadora GENOSA, hasta llegar al municipio San José, donde energiza a la subestación San José (28 MVA); presenta en todo su recorrido conductor Flint 740,8 MCM AAAC (79,39 MVA de capacidad).

Luego, la línea continúa su recorrido con conductor Canton 395 MCM AAAC, (53,9 MVA de capacidad); energiza en este último tramo a las subestaciones Portuaria (14 MVA) e Iztapa (14 MVA).

Figura 21. **Diagrama cartográfico de la red de transporte asociada al proyecto**

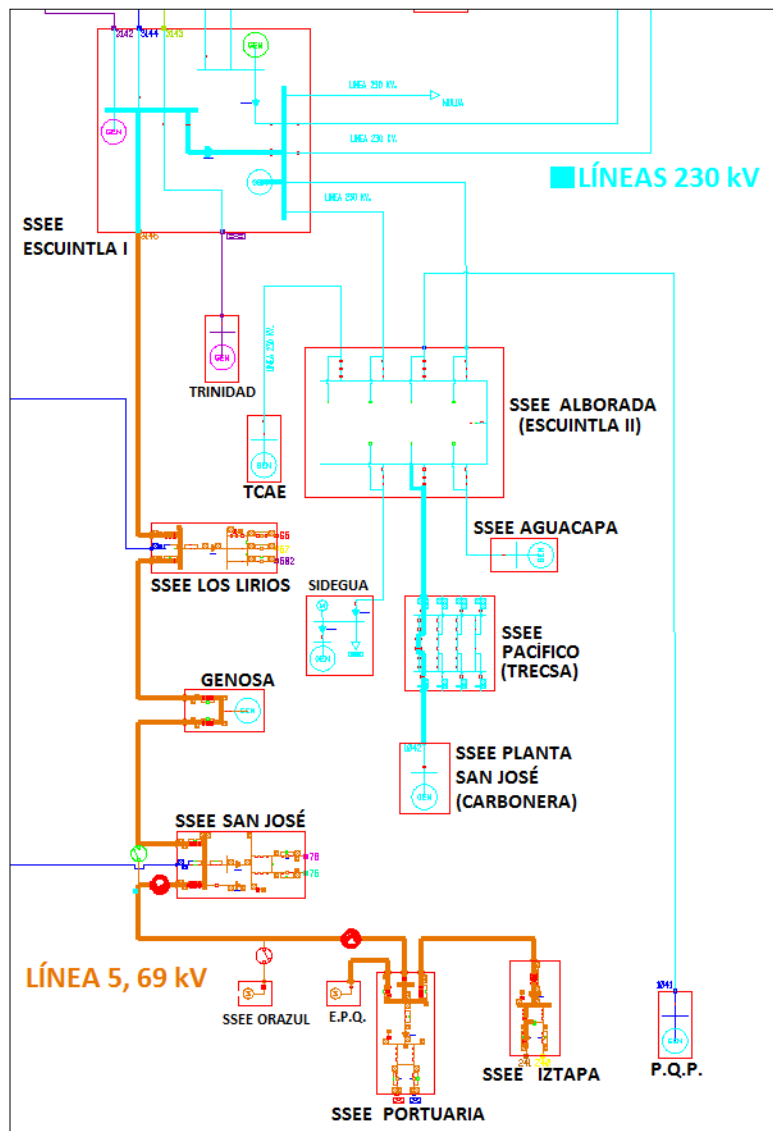


Fuente: elaboración propia, empleando Google Earth V 7.0.2.8415.

Por otro lado, se resalta en color celeste la línea 230 kV333, planta San José - Pacífico - Alborada, la cual parte desde la planta generadora San José y se extiende hacia el norte del departamento de Escuintla con conductor 1024.5 MCM, ACAR (396 MW de capacidad). Dicha línea cuenta con una longitud aproximada de 21 kilómetros, y en su recorrido conecta a la subestación de operación Pacífico en configuración π (pi), lugar de donde continúa hacia el norte hasta llegar a conectar con la subestación de operación Alborada donde finaliza su recorrido.

Lo anteriormente expuesto se presenta también en forma esquemática en la figura 22.

Figura 22. Diagrama esquemático de la red de transporte asociada al proyecto



Fuente: elaboración propia, empleando el sistema de información georreferenciado de la red eléctrica (SIGRE).

3.5. Análisis histórico de la demanda a nivel de distribución

Se analiza primeramente los circuitos de distribución y seguidamente las subestaciones a las que pertenecen dichos circuitos.

3.5.1. Circuitos involucrados

Actualmente, la demanda total del área en distribución, la cual es soportada por las subestaciones de transformación: Los Lirios, Los Lirios 1, Santa María Márquez y Palmeras a través de sus circuitos de distribución: 63, 65, 67, 68, 69, 502, 507 y 508, es del orden de 56,28 MW; adicionalmente, debido al crecimiento habitacional y la incidencia comercial en el sector en los últimos años, la demanda del área de influencia del proyecto representa ya el 93 % de la capacidad máxima disponible promedio en circuitos de distribución.

En la tabla VIII se muestra el registro histórico del crecimiento de la demanda de potencia eléctrica en cada uno de los circuitos relacionados con el nuevo proyecto; un análisis del comportamiento histórico de la demanda en el área que cubren los circuitos de las subestaciones relacionadas con proyecto objeto del presente trabajo de graduación y que refleja que en los últimos años, se ha presentado un crecimiento del orden del 2,83 % anual, debido principalmente al crecimiento poblacional y la actividad comercial del sector.

Se puede observar que los circuitos 63, 65, 68, 69 han sobrepasado el límite de capacidad nominal de operación, que es de 7 MW; también, se observa que los circuitos: 62, 63, 65, 67, 68, 69 y 503, han estado operando desde el año 2013 arriba del 70 % de su capacidad nominal de operación.

El circuito 62 y 67 han reducido su demanda en el año 2016, por traslados de carga, lo cual ha permitido que dichos circuitos operen bajo condiciones estables en la actualidad; por otro lado, los circuitos 507 y 508 inician operación con valores de demanda por encima del 70 % de su capacidad nominal.

Tabla VIII. **Registro histórico de demandas máximas en los circuitos del área**

Circuito	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	P[MW]	P[MW]	P[MW]	P[MW]	P[MW]	P[MW]
Circuito 62	6,94	4,19	4,89	5,52	6,94	4,89
Circuito 63	9,59	4,8	4,37	6,77	9,59	5,24
Circuito 65	10,01	6,44	5,73	7	10,01	5,38
Circuito 67	9,81	9,48	8,16	7,14	9,81	3,19
Circuito 68	6,68	6,53	6,97	8,21	6,68	7,91
Circuito 69	8,13	7,18	7,67	7,67	8,13	6,27
Circuito 502	4,01	1,69	2,75	3,12	4,01	4,59
Circuito 503	5,39	5,48	5,36	5,12	5,39	5,88
Circuito 507	0	0	0	0	0	6,63
Circuito 508	0	0	0	0	0	6,3
Circuito 62	6,94	4,19	4,89	5,52	6,94	4,89

Fuente: elaboración propia.

Los circuitos: 65, 68 y 69, presentan un crecimiento anual de aproximadamente 5,48 %, 2.41 %, 2,31 %, respectivamente; pertenece el circuito 65 a la subestación Los Lirios y el circuito 68 a la subestación Santa María Márquez; por último, se encuentra el circuito 502, perteneciente a la subestación Los Lirios 1.

3.6. Pronóstico de la demanda

Una buena planificación de la red de distribución, garantiza que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica sea satisfecha en forma óptima, con las respectivas mejoras realizadas al sistema de distribución. Los principales factores que afectan la planificación del sistema de distribución son:

- Proyecciones de carga: influenciadas a su vez por los planes de desarrollo comunitario, industrial y municipal, factores geográficos, datos históricos de demanda, crecimiento de la población y densidad de la carga.
- Expansión de subestaciones: influenciada por factores económicos, limitaciones de tamaño, capacidad y configuración actual y voltajes de transmisión.
- Selección del sitio de la subestación: influenciada por la localización de subestaciones existentes, disponibilidad del terreno, localización de líneas de transmisión y subtransmisión existentes y proximidad a los centros de carga.
- Costo total de la expansión: influenciado por las pérdidas de potencia y energía, los costos de operación, mantenimiento y materiales, así como los costos de capital
- Por último, otros factores tales como la selección de voltajes primarios, la selección de rutas de líneas suministradoras de energía, la selección de tamaño de conductores, capacidad de equipos, así como la conexión de posibles cargas adicionales.

Los factores anteriormente descritos, tales como los planes de desarrollo comunitario, industrial y municipal y datos históricos de demanda, permiten aplicar las tasas de crecimiento de los circuitos del área descritos en el apartado 3.3.

Existen varios métodos para pronosticar la demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución; algunos son los modelos de regresión, los cuales son una función matemática que intenta modelar probabilísticamente a una variable de estudio en relación a uno o más predictores de interés. En el método de regresión simple solo existe una variable independiente y una dependiente, donde se puede emplear el conocimiento de la variable independiente para pronosticar la variable dependiente.

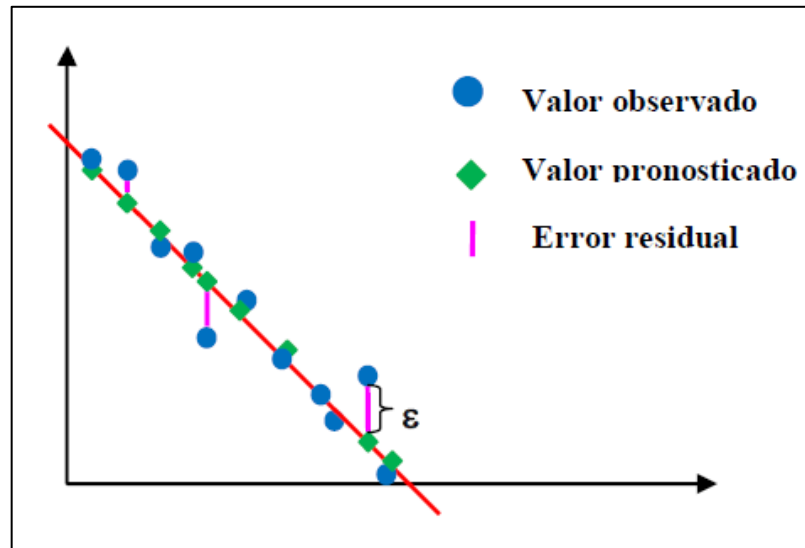
En el método de regresión lineal, una línea recta es el modelo gráfico más sencillo para relacionar una variable dependiente con una sola variable independiente. Este método consiste en encontrar la ecuación de la recta que mejor se ajuste al conjunto de puntos de datos x , y . La ecuación que describe esta línea recta es la siguiente:

$$Y=b_0+bX+\varepsilon$$

Donde:

- b_0 = intersección en eje Y cuando $X=0$.
- b = pendiente de la recta, representa la cantidad de cambio en Y al incrementar X en una unidad.
- ε = diferencia entre el valor real y el valor estimado o pronosticado.

Figura 23. **Regresión lineal simple**



Fuente: ARIZA RAMÍREZ, Adriana Marcela. *Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución*. p. 88.

El método de regresión lineal simple es un método efectivo, ya que relaciona el crecimiento de la demanda a través del tiempo, en periodos anuales, dando como resultado una pendiente, la cual representa la tasa de crecimiento de demanda; tasa que es aplicada a la demanda actual de cada circuito de distribución para pronosticar la demanda para los años futuros.

Utilizando el método de regresión lineal simple y con los datos de registro histórico de demanda, proporcionados por el Centro de Operación e Información de Empresa Eléctrica de Guatemala, se procede a la estimación de la demanda de los circuitos involucrados. En la tabla IX, se presenta cuantitativamente el desarrollo histórico de las demandas y el factor de utilización de los circuitos de distribución, en los puntos de media tensión, también, se prevé su comportamiento futuro al año 2020.

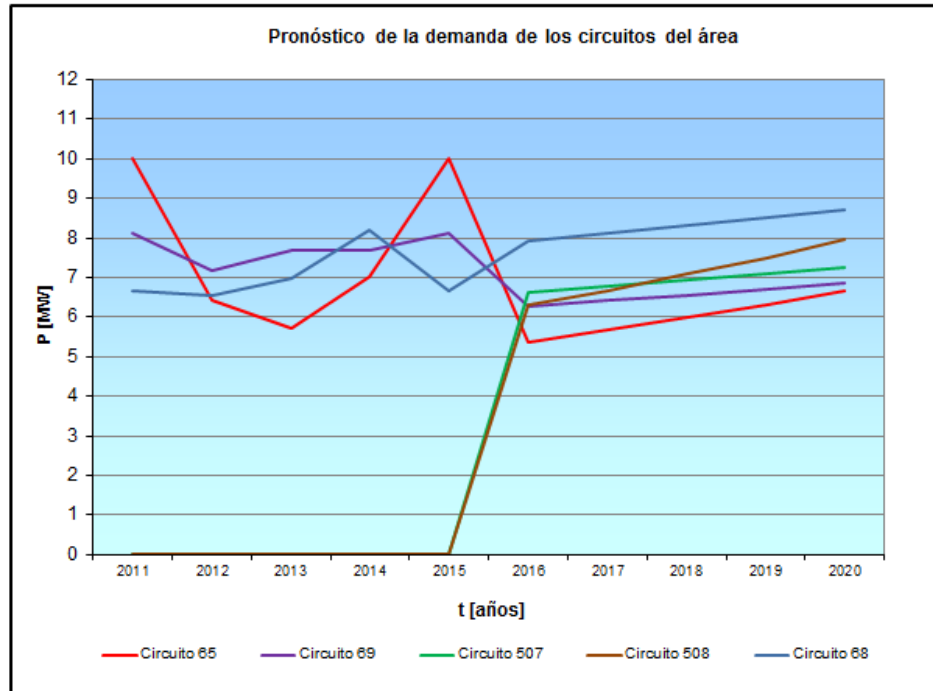
Tabla IX. **Registro histórico y pronóstico de la demanda máxima y factor de utilización de los circuitos del área**

Situación sin proyecto										
Diagnóstico y pronóstico de las demandas máximas [MW]										
AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Circuito 62	6,94	4,19	4,89	5,52	6,94	4,89	4,98	5,08	5,18	5,27
Circuito 63	9,59	4,8	4,37	6,77	9,59	5,24	5,35	5,45	5,56	5,67
Circuito 65	10,01	6,44	5,73	7	10,01	5,38	5,67	5,99	6,31	6,66
Circuito 67	9,81	9,48	8,16	7,14	9,81	3,19	3,38	3,58	3,80	4,02
Circuito 68	6,68	6,53	6,97	8,21	6,68	7,91	8,10	8,30	8,50	8,70
Circuito 69	8,13	7,18	7,67	7,67	8,13	6,27	6,41	6,56	6,71	6,87
Circuito 503	5,39	5,48	5,36	5,12	5,39	5,88	5,94	6,00	6,06	6,12
Circuito 507	0	0	0	0	0	6,63	6,78	6,94	7,10	7,26
Circuito 502	4,01	1,69	2,75	3,12	4,01	4,59	4,86	5,16	5,46	5,79
Circuito 508	0	0	0	0	0	6,3	6,68	7,08	7,50	7,95
Capacidad (circuito)	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
Diagnóstico y pronóstico del factor de utilización (%)										
Circuito 62	99 %	60 %	70 %	79 %	99 %	70 %	71 %	73 %	74 %	75 %
Circuito 63	137 %	69 %	62 %	97 %	137 %	75 %	76 %	78 %	79 %	81 %
Circuito 65	143 %	92 %	82 %	100 %	143 %	77 %	81 %	86 %	90 %	95 %
Circuito 67	140 %	135 %	117 %	102 %	140 %	46 %	48 %	51 %	54 %	57 %
Circuito 68	95 %	93 %	100 %	117 %	95 %	113 %	116 %	119 %	121 %	124 %
Circuito 69	116 %	103 %	110 %	110 %	116 %	90 %	92 %	94 %	96 %	98 %
Circuito 503	77 %	78 %	77 %	73 %	77 %	84 %	85 %	86 %	87 %	87 %
Circuito 507	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	95 %	97 %	99 %	101 %	104 %
Circuito 502	57 %	24 %	39 %	45 %	57 %	66 %	69 %	74 %	78 %	83 %
Circuito 508	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	90 %	95 %	101 %	107 %	114 %

Fuente: elaboración propia.

En la figura 24 se presenta gráficamente lo mostrado en la tabla IX.

Figura 24. **Curva de pronóstico de la demanda de los circuitos del área**



Fuente: elaboración propia.

3.6.1. Subestaciones de transformación involucradas

De igual manera se analiza y pronostica la demanda de las subestaciones a las cuales pertenecen los circuitos de distribución anteriormente analizados; la tabla X muestra el registro histórico y pronóstico del desarrollo de la demanda de potencia eléctrica, en las subestaciones: Los Lirios, Los Lirios 1 y Santa María Márquez; todas relacionadas con el proyecto objeto del presente trabajo de graduación, debido a las razones expuestas en el análisis y pronóstico de la demanda de los circuitos que pertenecen a dichas subestaciones.

Tabla X. **Registro histórico y pronóstico de la demanda máxima y factor de utilización de las subestaciones del área**

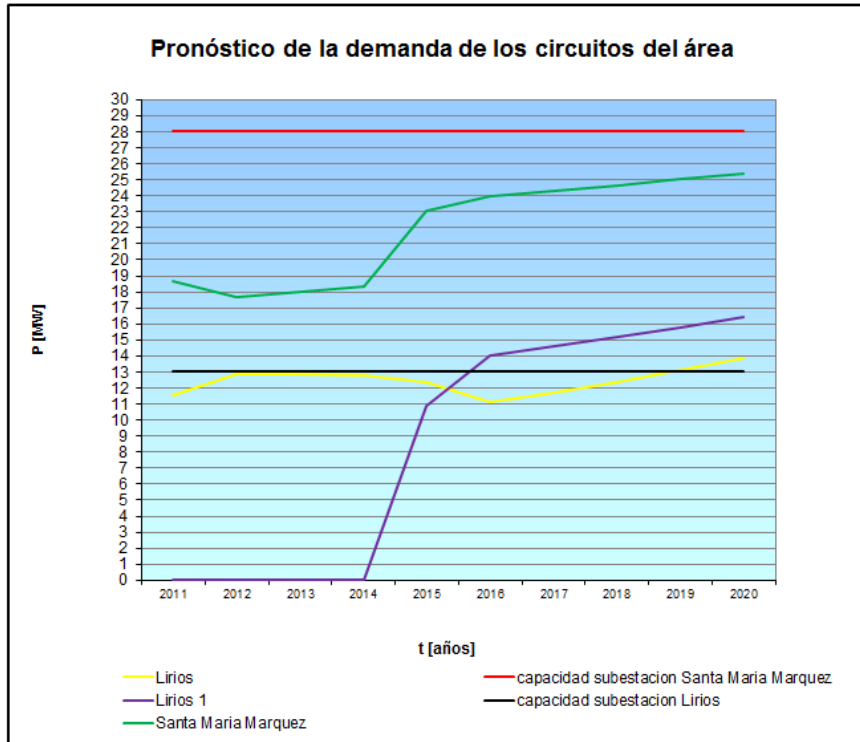
Situación sin proyecto										
Diagnóstico y pronóstico de las demandas máximas [MVA]										
AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sub, Los Lirios	11,5 7	12,9	12,8 9	12,8 2	12,3 9	11,1	11,73	12,39	13,10	13,84
Sub, Los Lirios 1	0	0	0	0	10,9 1	14	14,57	15,16	15,78	16,43
Capacidad sub, Los Lirios y Los Lirios 1	13,0 0	13,0 0	13,0 0	13,0 0	13,0 0	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00
Sub, Santa María Márquez	18,6 7	17,7 1	18	18,3	23,0 7	23,96	24,32	24,68	25,05	25,42
Capacidad de Sub, Santa María M,	28,0 0	28,0 0	28,0 0	28,0 0	28,0 0	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
Diagnóstico y pronóstico del factor de utilización (%)										
Sub, Los Lirios	89 %	99 %	99 %	99 %	95 %	85 %	90 %	95 %	101 %	106 %
Sub, Los Lirios 1	0	0	0	0	84 %	108 %	112 %	117 %	121 %	126 %
Sub, Santa María Márquez	67 %	63 %	64 %	65 %	82 %	86 %	87 %	88 %	89 %	91 %

Fuente: elaboración propia.

En relación a la capacidad de transformación 69/13,8 kV de las subestaciones del área, se pueden observar las subestaciones Los Lirios, Los Lirios 1 y Santa María Márquez, con potencias instaladas de 13 MVA, 13 MVA y 28 MVA, respectivamente; para el caso de las subestación Los Lirios, esta opera por arriba del 89 % desde 2011, con una tendencia a superar su capacidad en 2019; para la subestación Los Lirios 1, la cual opera arriba del 80 % de su capacidad instalada desde 2015, superó su capacidad en 2016; y finalmente en el caso de las subestación Santa María Márquez la cual opera arriba del 80 % de capacidad instalada desde 2015, con la tendencia de llegar a su límite en el año 2020.

Lo anteriormente descrito, así como lo mostrado en la tabla X, se puede observar gráficamente en la figura 25.

Figura 25. **Curva de pronóstico de la demanda de las subestaciones del área**



Fuente: elaboración propia.

3.7. Planteamiento del problema

A través de los análisis realizados, se observa que ante el inminente incremento de la demanda que se registra y que se prevé en el área de influencia, la cual es atendida por los circuitos de distribución: 65, 68, 69, 507 y 508 de las subestaciones de transformación: Los Lirios, Los Lirios 1 y Santa María Márquez, repercute en factores de utilización por encima del 80 % de su capacidad en dichos circuitos de distribución y en las subestaciones de transformación mencionadas.

Lo anterior evidencia la falta de capacidad de transformación para cubrir la demanda y garantizar potencia ante cualquier caso de contingencia que provoque la salida de operación de cualquier subestación o circuito de distribución del sector que atiende a los usuarios del área.

Además, la situación actual de la red de distribución resalta también que no existe capacidad para la conexión de nuevas cargas industriales, lo que limita el desarrollo económico de los municipios del área, específicamente, el municipio de Masagua.

3.8. Planteamiento de la solución y su evaluación

Con la problemática ya definida que presenta a nivel de transformación y distribución en el área asociada, se procede al planteamiento de opciones de solución y su evaluación.

3.8.1. Opciones de solución

Las posibles opciones de solución al problema anteriormente planteado deben estar encaminadas a reducir las pérdidas de potencia en la red de distribución, mejorar las condiciones de calidad del suministro y, principalmente, aumentar la capacidad de distribución y transformación en el área, a fin de atender el crecimiento de la demanda que se prevé.

Lo anterior, conlleva a plantear las siguientes opciones de solución:

- Transferencia de carga de los circuitos sobrecargados hacia los circuitos de las subestaciones vecinas.

- Construcción de una nueva subestación de transformación.

3.8.2. Evaluación de las opciones de solución

A continuación, se evalúa cada una de las opciones de solución propuestas en el apartado 3.6.1.

3.8.2.1. Transferencia de carga de los circuitos sobrecargados hacia los circuitos de las subestaciones vecinas

La transferencia de carga a circuitos vecinos no se recomienda como una solución total, debido a la extensión geográfica de los circuitos en las áreas periféricas de la red, ya que la fuente de energía se encuentra en un extremo muy lejano de la carga por lo que las pérdidas serían muy elevadas.

Además, los circuitos vecinos que se presentan en el sector no podrían recibir transferencias de carga, por la cargabilidad que presentan actualmente, por lo que las transferencias de carga en tales condiciones tienden a afectar la calidad del servicio del área de estudio.

3.8.2.2. Construcción de una nueva subestación de transformación

La construcción de una nueva subestación de transformación asegura el incremento de la capacidad de transformación y de distribución en el área, permite el traslado de carga de los circuitos actualmente sobrecargados hacia los nuevos circuitos de la nueva subestación, descargando a dichos circuitos y a las subestaciones.

3.8.3. Solución propuesta

De las soluciones propuestas planteadas anteriormente, se opta por la construcción de una nueva subestación de transformación, a ubicarse en un lugar cercano a donde converjan los circuitos sobrecargados del área. Se propone un terreno que se encuentra a la altura del kilómetro 78 de la autopista a Puerto Quetzal, en el municipio de Masagua, departamento de Escuintla.

La nueva subestación propuesta contará con cinco nuevos campos en media tensión, los cuales servirán para suministrar energía a cinco nuevos circuitos de distribución; además, debido a que en el área de influencia se cuenta con líneas de 69 kV, así como de 230 kV, se presentan dos opciones para su energización en alta tensión:

- La primera opción, consiste en una nueva subestación equipada con un transformador de potencia con relación de voltajes 230/13,8 kV, energizada en configuración pi por medio de la línea de 230 kV Planta San José – Pacífico, la cual pasa a 1,5 km del terreno propuesto para albergar las instalaciones.
- La segunda opción, consiste en una nueva subestación equipada con un transformador de potencia con relación de voltajes 69/13,8 kV, energizada por una nueva línea de 69 kV proveniente desde la subestación Portuaria, la cual se encuentra a 24 km del terreno propuesto.

3.9. Descripción del proyecto

Ya que se cuenta con dos opciones de nivel de voltaje para energizar en alta tensión a la nueva subestación de transformación y al ser el objetivo fundamental del presente trabajo de graduación realizar una comparación entre ambas opciones, para evaluarla tanto técnica como económicamente y determinar cuál es más factible, se describen a continuación los trabajos a realizar para dicho proyecto, para la opción de energizarla en 230 kV, así como para la opción de energizarla en 69 kV.

3.9.1. Opción 1: subestación de transformación 230/13,8 kV

- Subestación en configuración de doble barra en 230 kV, con campo de acoplamiento entre barras, equipada con un transformador de 24/32/37,5 MVA de capacidad y relación de voltajes 230/13,8 kV; así como dos campos de 230 kV para su conexión en π (Pi). Además de 5 campos de 13,8 kV, los cuales servirán para las salidas de 5 nuevos circuitos de distribución.
- Construcción de un nuevo campo de 230 kV, equipado con interruptor de línea, en la Planta generadora San José.
- Construcción de una línea de transmisión de 230 kV en doble circuito de aproximadamente 1,5 kilómetros de longitud, con conductor 1024,5 MCM ACAR (396 MW de capacidad), con el fin de conectar la nueva subestación de 230/13,8 kV, en configuración π (Pi), desde el tramo proveniente desde la Planta generadora San José y por el otro lado desde la subestación Pacífico, conectando dicha línea en los campos 230 kV descritos en el primer punto.

Figura 26. Diagrama cartográfico de la red de transporte con la inclusión de la subestación 230/13,8 kV



Fuente: elaboración propia, empleando Google Earth V 7.0.2.8415.

En la figura 26, se muestra la ubicación de la nueva subestación de transformación de relación de voltajes 230/13,8 kV, así como los trabajos a realizar para su conexión a la línea 230 kV planta San José – Pacífico – Alborada.

3.9.2. Opción 2: subestación de transformación 69/13,8 kV

- Subestación en configuración de barra simple en 69 kV, equipada con un transformador de 20/28 MVA de capacidad y relación de voltajes 69/13,8 kV; así como un campo 69 kV para la conexión de la línea que suministrará energía a dicha subestación desde la subestación Portuaria. Además de 5 campos de 13,8 kV, los cuales servirán para las salidas de 5 nuevos circuitos de distribución.
- Construcción de un nuevo campo de 69 kV, equipado con interruptor de línea, en la subestación Portuaria, para la entrada de la línea 5 en la subestación Portuaria, en el campo de 69 kV existente.
- Construcción de un nuevo campo en 69 kV, equipado con interruptor de línea, en la subestación Portuaria, para la salida de la nueva línea 69 kV que energizará a la nueva subestación 69/13,8 kV.
- Construcción de una línea de transmisión de 69 kV, de aproximadamente 24 km de longitud, con conductor *flint* (740,8 MCM AAAC) con capacidad 80 MVA, para suministrar energía a la nueva subestación desde la subestación Portuaria, recibiendo el flujo de potencia desde la subestación Escuintla por medio de la línea 5.

Vale la pena mencionar que para construir la línea de transmisión de 69 kV que cuente con una longitud de 24 km, se basa la construcción de la misma sobre el bien de dominio público, que para este caso particular es la autopista a Puerto Quetzal; en caso contrario, para acortar dicha distancia se debe construir la línea atravesando propiedad privada, lo que conlleva gestiones de paso de servidumbre y que implica un tiempo indefinido de negociación con los propietarios y un costo arbitrario de su parte para dicha servidumbre.

Figura 27. Diagrama cartográfico de la red de transporte con la inclusión de la subestación 69/13,8 kV



Fuente: elaboración propia, empleando Google Earth V 7.0.2.8415.

En la figura 27, se muestra la ubicación de la nueva subestación de transformación de relación de voltajes 69/13,8 kV, así como los trabajos a realizar para su energización desde la subestación Portuaria.

3.10. Configuración de operación

La configuración de operación tanto para la opción de energización en 230 kV, como para la opción de energización en 69 kV, se describe a continuación:

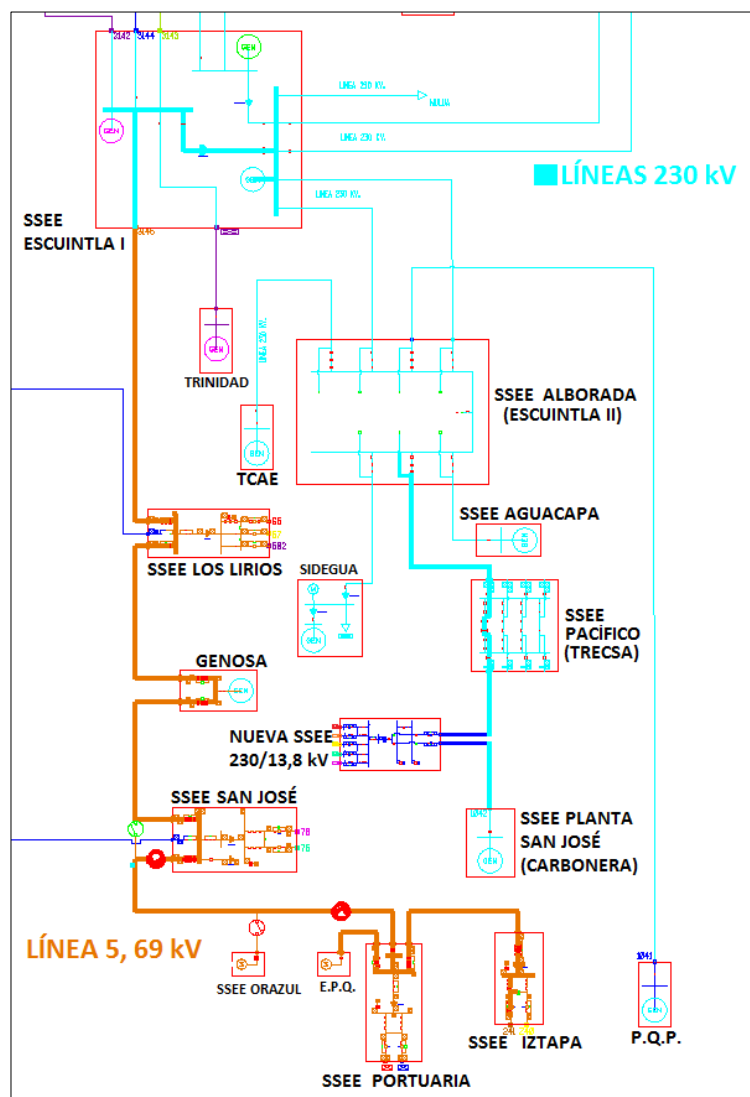
- En el caso de suministrar energía a la nueva subestación de transformación en 230 kV, el flujo de potencia provendrá de la planta generadora San José; además, en caso de contingencia en el tramo de línea proveniente de Planta San José, la conexión en configuración π (Pi) permitirá energizarla desde la subestación de potencia Escuintla, por medio de la subestación de operación Alborada, a través del tramo de línea 230 kV Pacífico – Alborada, asegurando de esta forma la continuidad del servicio de energía eléctrica para los usuarios conectados a los circuitos de distribución de la nueva subestación.
- Para la opción de suministrar energía a la nueva subestación de transformación en 69 kV, el flujo de potencia provendrá desde la subestación de potencia Escuintla, por medio de la línea 69 kV Escuintla – Puerto San José (Línea 5), desde el nuevo campo 69 kV en la subestación de transformación Portuaria.

Ya sea energizada en 230 kV o en 69 kV, la nueva subestación permitirá varios beneficios: primero, a nivel de media tensión, se tendrán suministradores de energía más cortos, balance y segmentación de carga (industrial y residencial), ahorro de pérdidas de potencia y energía, y mejoras en la calidad del producto y del servicio técnico; además de asegurar la conexión de los nuevos usuarios industriales, así como el incremento de capacidad de los existentes, a la red de distribución.

A nivel de transmisión, se tendrá la capacidad de transformación necesaria, la cual permitirá el crecimiento de la demanda e incrementar la potencia garantizada en el área de influencia del proyecto, además de fortalecer la seguridad operativa, brindando así, confiabilidad a la red de transporte.

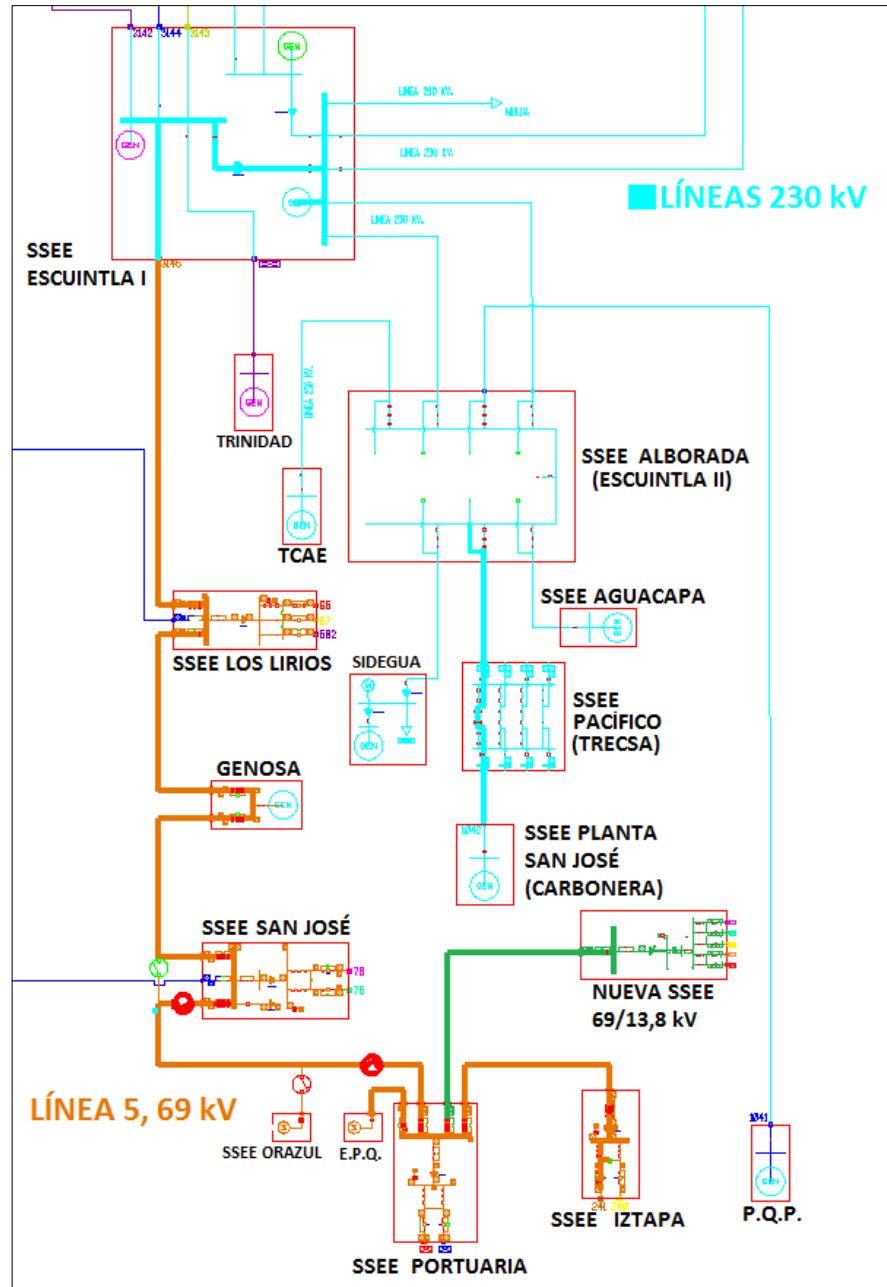
En las figuras 28 y 29, se observa la configuración de operación descrita para las opciones de energización en 230 kV, así como en 69 kV, respectivamente.

Figura 28. **Diagrama esquemático de la configuración de operación para la opción de energización en 230 kV**



Fuente: elaboración propia, empleando el sistema de información georreferenciado de la red eléctrica (SIGRE).

Figura 29. Diagrama esquemático de la configuración de operación para la opción de energización en 69 kV



Fuente: elaboración propia, empleando el sistema de información georreferenciado de la red eléctrica (SIGRE).

3.11. Modelación del proyecto en distribución

Con la nueva subestación de transformación propuesta y la reconfiguración de los circuitos 65, 508, 69, 507 y 68 de las subestaciones de transformación Los Lirios, Los Lirios 1 y Santa María Márquez, los valores de carga, considerando también la entrada en operación de los 5 nuevos circuitos, será como se muestra en la tabla XI, con lo cual el factor de utilización de las subestaciones de transformación disminuye considerablemente, de igual forma que sus circuitos.

La nueva subestación de transformación inicia con una demanda máxima de 15,49 MW; los circuitos 1, 2, 3, 4 y 5 de dicha subestación inician con una demanda máxima de 3,94, 0,57, 1,66, 4,37 y 4,95 MW, respectivamente, con un factor de utilización de 56,27 %, 8,08 %, 23,70 %, 62,47 % y 70,72 %, respectivamente.

También en la tabla XI, se observa que las subestaciones y los circuitos de distribución quedan con factores de utilización menor al 80 % para el pronóstico realizado al año 2020, en comparación con los factores arriba de 113 % que se tendrían en condiciones sin proyecto desde 2016.

Tabla XI. **Proyección de la demanda y factor de utilización de los circuitos y subestaciones con la nueva subestación de transformación**

Situación con proyecto						
Diagnóstico y pronóstico de las demandas máximas [MW]						
Año	2016 CB	2016 CP	2017	2018	2019	2020
Circuito 65	5,38	0,98	1,03	1,09	1,15	1,21
Circuito 67	3,19	3,19	3,38	3,58	3,80	4,02
Los Lirios	11,1	4,17	4,41	4,67	4,95	5,24
Circuito 502	4,59	4,59	4,86	5,16	5,46	5,79
Circuito 508	6,3	0,34	0,36	0,38	0,40	0,43
Los Lirios 1	14	4,93	5,22	5,52	5,84	6,18
Circuito 68	7,91	5,39	5,52	5,65	5,79	5,93
Circuito 69	6,27	4,88	4,99	5,11	5,23	5,35
Circuito 503	5,88	5,88	5,94	6,00	6,06	6,12
Circuito 507	6,63	5,42	5,55	5,67	5,80	5,94
Santa María Márquez	23,96	21,57	22,00	22,44	22,89	23,35
Circuito nuevo 1	0	3,94	4,03	4,12	4,22	4,32
Circuito nuevo 2	0	0,57	0,58	0,60	0,62	0,65
Circuito nuevo 3	0	1,66	1,70	1,75	1,79	1,84
Circuito nuevo 4	0	4,37	4,61	4,87	5,13	5,41
Circuito nuevo 5	0	4,95	5,12	5,29	5,47	5,65
Nueva subestación opción 230/13,8 kV	0	15,49	16,05	16,63	17,24	17,87
Nueva subestación opción 69/13,8 kV	0	15,49	16,05	16,63	17,24	17,87
Diagnóstico y pronóstico del factor de utilización (%)						
Circuito 65	76,86 %	14,00 %	14,00 %	14,77 %	15,58 %	16,43 %
Circuito 67	45,57 %	45,57 %	45,57 %	48,30 %	51,18 %	54,25 %
Los Lirios	85,38 %	32,08 %	32,08 %	33,96 %	35,95 %	38,05 %
Circuito 502	65,57 %	65,57 %	65,57 %	69,50 %	73,65 %	78,06 %
Circuito 508	90,00 %	4,86 %	4,86 %	5,15 %	5,46 %	5,78 %
Los Lirios 1	107,69 %	37,92 %	37,92 %	40,12 %	42,45 %	44,91 %
Circuito 68	113,00 %	77,00 %	77,00 %	78,86 %	80,76 %	82,71 %
Circuito 69	89,57 %	69,71 %	69,71 %	71,32 %	72,97 %	74,65 %
Circuito 503	84,00 %	84,00 %	84,00 %	84,84 %	85,69 %	86,55 %
Circuito 507	94,71 %	77,43 %	77,43 %	79,22 %	81,04 %	82,91 %
Santa María Márquez	85,57 %	77,04 %	77,04 %	78,58 %	80,15 %	81,75 %
Circuito nuevo 1	0,00 %	56,27 %	57,58 %	58,92 %	60,29 %	61,69 %
Circuito nuevo 2	0,00 %	8,08 %	8,35 %	8,63 %	8,92 %	9,22 %
Circuito nuevo 3	0,00 %	23,70 %	24,31 %	24,94 %	25,59 %	26,25 %
Circuito nuevo 4	0,00 %	62,47 %	65,89 %	69,50 %	73,31 %	77,32 %
Circuito nuevo 5	0,00 %	70,72 %	73,11 %	75,59 %	78,14 %	80,78 %
Nueva subestación opción 230/13,8 kV	0,00 %	41,30 %	42,79 %	44,35 %	45,97 %	47,65 %
Nueva subestación opción 69/13,8 kV	0,00 %	55,32 %	57,32 %	59,39 %	61,57 %	63,82 %

Fuente: elaboración propia.

Las simulaciones del flujo de potencia en media tensión fueron realizadas utilizando el simulador del sistema SIGRE versión 16.2, propiedad de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., y los resultados de tal simulación se muestra en la tabla XII.

A nivel de distribución, la realización del proyecto beneficia en el ahorro de pérdidas de potencia, el cual se determinó comparando los flujos de potencia de los circuitos involucrados en el estudio (circuitos 65, 508, 69, 507 y 68) en las condiciones actuales con los flujos de potencia de los circuitos involucrados más los 5 nuevos circuitos de la subestación en estudio.

El ahorro de pérdidas de potencia que se calculó es de aproximadamente 1328,18 kW en condiciones de demanda máxima, lo cual es equivalente a un ahorro de 6,265 GWh de energía anual.

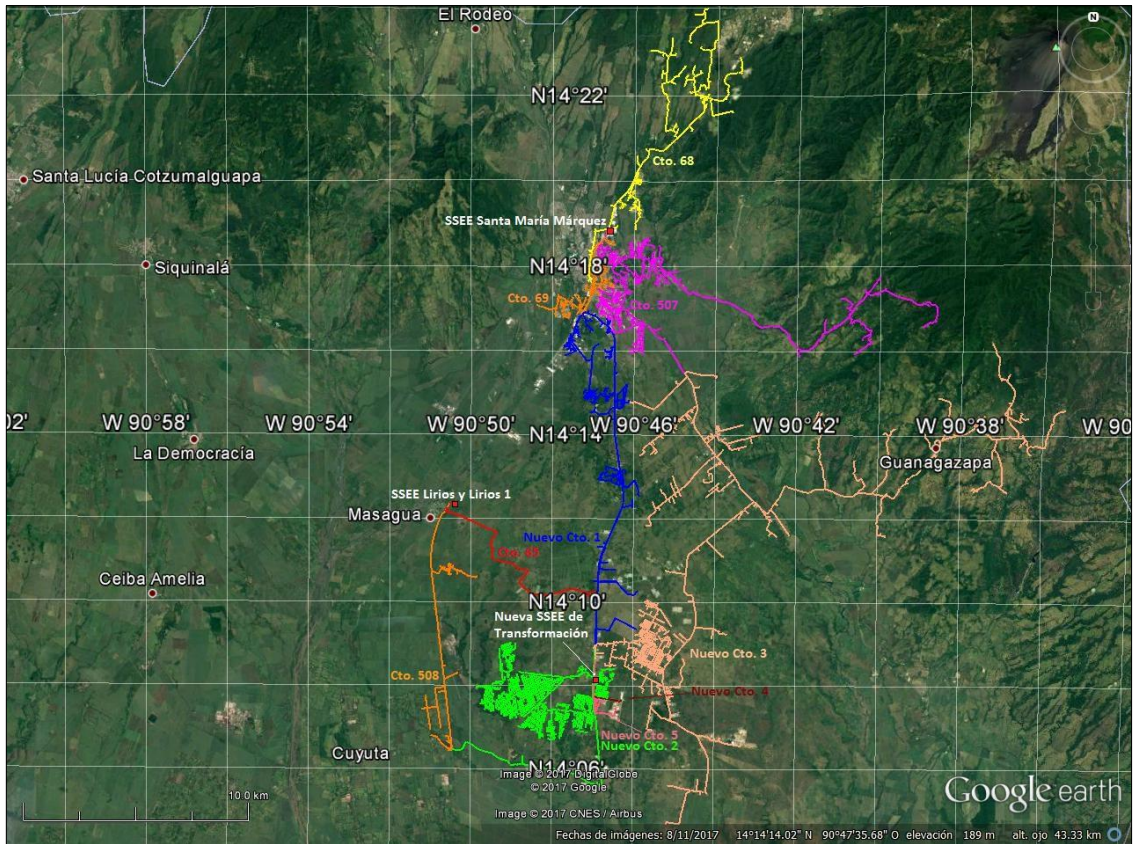
Tabla XII. **Resumen de resultados de pérdidas en distribución con la construcción de la nueva subestación de transformación**

Subestación	Circuito	Pérdidas SP [kW]	Pérdidas CP [kW]	Ahorro potencia [kW]	Factor de pérdidas	Ahorro energía [MWh-año]
Los Lirios, 1 y 2	65	214,84	5,49	209,35	0,32	579,74
	508	871,00	0,50	870,50	0,54	4 097,46
Santa María M	69	256,43	74,86	181,57	0,77	1 231,70
	507	428,20	142,04	286,16	0,57	1 438,50
	68	108,68	59,92	48,76	0,77	327,96
Nueva subestación	Nuevo 1	0,00	95,99	-95,99	0,77	-650,68
	Nuevo 2	0,00	1,73	-1,73	0,54	-8,14
	Nuevo 3	0,00	43,62	-43,62	0,60	-231,14
	Nuevo 4	0,00	39,57	-39,57	0,32	-109,57
	Nuevo 5	0,00	87,25	-87,25	0,54	-410,69
TOTAL		1 879,15	550,97	1328,18		6 265,14

Fuente: elaboración propia.

En la figura 30, se aprecia la configuración de operación de los circuitos de distribución con la inclusión de la nueva subestación de transformación, ya sea la opción de 230/13,8 kV o la de 69/13,8 kV.

Figura 30. Configuración de operación de los circuitos de distribución de la nueva subestación de transformación



Fuente: elaboración propia, empleando Google Earth V 7.0.2.8415.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA

4.1. Metodología

La elaboración de proyectos en PSAF involucra el análisis de parámetros, análisis de la red, beneficios, ahorros o incrementos de pérdidas de potencia, diseñar la red de tal manera que se apege lo más posible a la realidad, por último, un análisis cuantitativo y cualitativo en cada uno de los escenarios de demanda, de los elementos que forman parte del área de influencia del proyecto a analizar.

Para analizar el efecto de incluir el proyecto de ampliación a la capacidad de transformación al sistema eléctrico nacional, se simularon las condiciones críticas del sistema para los estados de máxima, media y mínima demanda, para las épocas: seca (marzo) y húmeda (septiembre). Ya que el objetivo principal del presente trabajo de graduación es comparar la implementación de una nueva subestación de transformación energizada de dos maneras distintas, se realizan flujos de carga para un único año (año de entrada en operación), tanto para la opción de suministrar energía a la nueva subestación en 230 kV, así como para la opción de energizarla en 69 kV.

Al implementar el proyecto, se verán reflejados ahorros o incrementos de pérdidas de potencia, esto debido a la construcción de nuevas líneas, pues estas generarán incremento de pérdidas por la inductancia y resistencia del nuevo conductor; sin embargo, dependiendo del voltaje al que se transporte la potencia y la longitud de las mismas, estas pueden presentar un ahorro.

Se toma como punto de partida para el análisis de flujo de carga y de corrientes de corto circuito, las condiciones del sistema sin incluir el proyecto, llamado caso base (CB); luego se incorpora el proyecto, caso con proyecto (CP), se comparan los datos obtenidos y se analizan los cambios producidos en los flujos de carga y corrientes de corto circuito y se obtienen las respectivas conclusiones.

4.1.1. Base de datos

La base de datos que contiene la información de todos los elementos del SNI, fue proporcionada por la CNEE. Dado que el fin del presente trabajo de graduación es hacer una comparación entre dos opciones, solamente es necesaria la simulación del año de entrada en operación del proyecto; se simulan los escenarios de máxima, media y mínima demanda, tanto de época seca como de época húmeda.

Los nuevos elementos, así como los elementos que se reconectan con el fin de simular el proyecto, se modelaron mediante sus parámetros de circuito equivalente en valores por unidad, para ser incluidos en la base de datos. Sus valores se presentan la sección: modelo de los nuevos elementos de la red.

Los criterios básicos para las simulaciones de operación se detallan a continuación:

- Los casos base se determinaron a partir de las proyecciones de crecimiento de la demanda proporcionada por el AMM y CNEE.
- Se fijaron como límites de variación de nivel de voltaje en un rango de +/- 5 % del voltaje normal de operación.

- Fue revisada la operación del SNI, tanto por el autor de este trabajo de graduación, como por su asesor; esto con el fin de que esta se apege a la operación real de la red.
- Se observaron los flujos de potencia reactiva tanto para generación, cargas y pérdida en el sistema, de manera que se mantuvieran en los rangos normados |por la CNEE de acuerdo a las condiciones típicas del sistema.
- Se realizaron cálculos para los niveles de corto circuito antes y después de incluir el proyecto y se obtuvieron conclusiones sobre el resultado.
- Se tomó como la barra oscilante, una de las máquinas de la Central Hidroeléctrica Chixoy.
- Se aplicaron límites de generación de potencia activa y reactiva a todos los generadores.
- El programa PSAF toma como rango de iteraciones de 0 a 999, la cantidad de iteraciones depende de la calidad de la base de datos proporcionada y del proyecto a realizar.

En función de lo hasta ahora descrito, se pueden tomar los siguientes criterios para evaluar y determinar cuál es la mejor opción de nivel de tensión a utilizar para implementar la nueva subestación de transformación.

En la tabla XIII se muestran los criterios que se evalúan para comparar las opciones planteadas.

Tabla XIII. **Criterios a evaluar para la comparación de las opciones**

Costo en Q.	230 kV > 69 kV
Distancia de línea de transmisión	230 kV < 69 kV
Pérdidas de potencia	230 kV < 69 kV

Fuente: elaboración propia.

Es importante mencionar que, en los siguientes capítulos se dará información detallada de: costos, distancias de las líneas de transmisión y pérdidas de potencia a nivel de transmisión, tanto para la opción de energizar a la nueva subestación en 230 kV, como para la opción de energizarla en 69 kV; criterios que servirán para determinar cuál de estas es la mejor opción.

4.1.2. Elementos a monitorear

Todos estos elementos, denominados elementos a monitorear, fueron definidos según la importancia e influencia del proyecto en cada uno. Debe tomarse en cuenta que, al evaluar dos opciones distintas, deben existir dos monitoreos distintos: uno para la opción de energización en 230 kV y el otro para la opción de energización en 69 kV.

Primeramente, se analizan las barras o nodos del área del proyecto, los cuales simulan los cambios entre conductores, derivaciones de línea, entradas a subestaciones y puramente la barra de energización de una subestación.

Las barras o nodos en la red de transmisión, poseen valores tanto de voltaje como de ángulo. Los voltajes en las barras están condicionados a no bajar ni superar los 0,95 y 1,05 p.u., valores por unidad, con respecto a los valores de voltaje de operación nominal.

Seguidamente, se analizan las líneas de transmisión, ubicadas entre los nodos o barras, en las cuales se observarán los cambios obtenidos al construir las nuevas líneas o elementos del proyecto.

Por último, se analizan los transformadores monitoreados, para este caso se monitorea el nuevo transformador de la nueva subestación para ambas opciones de energización.

4.1.2.1. Monitoreo para la opción de energización en 230 kV

En la tabla XIV se presentan los nodos a monitorear para la opción de energizar a la subestación en 230 kV; se resaltan en color azul las nuevas barras o nodos de 230 kV que se agregan al sistema por motivo de la inclusión del proyecto y en color amarillo la nueva barra de 13,8 kV.

Tabla XIV. Barras de 230 kV monitoreadas

Núm. de elemento	Código de barra en estudio	Núm. de barra en base de datos PSAF	Nombre de la barra
1	ESC-231	1106	Escuintla 230 kV
2	ALB-230	1102	Alborada 230 kV
3	PAC-230	1140	Pacífico 230 kV
4	NSE-230D1	NSE230D1	Nueva subestación 230 kV (D1)
5	NSE-230D2	NSE230D2	Nueva subestación 230 kV (D2)
6	NSE-230	NSE230	Nueva subestación 230 kV
7	NSE-13	NSE13	Nueva subestación 13 kV
8	SJO-230	1117	San José 230 kV

Fuente: elaboración propia.

Asimismo, en la tabla XV se observan las líneas a monitorear para la opción de energizar a la nueva subestación en 230 kV. En esta se resaltan en

color azul, los nuevos tramos de línea a construir o que con el caso de inclusión del proyecto se reconectan y se renombran, a fin de simular adecuadamente el proyecto; tal es el caso de los tramos SJONSE230D2 y NSEPAC230D1 (numerales 5 y 8, respectivamente); los cuales son los tramos en los que se divide la línea SJOPAC230 (numeral 4), la cual tiene una longitud de 12,22 km y se parte a 1,5825 km de la salida de la planta San José, lo que representa un 12,95 % de la línea, y el tramo restante de 10,6375 km, que representa un 87,05 % de dicha línea.

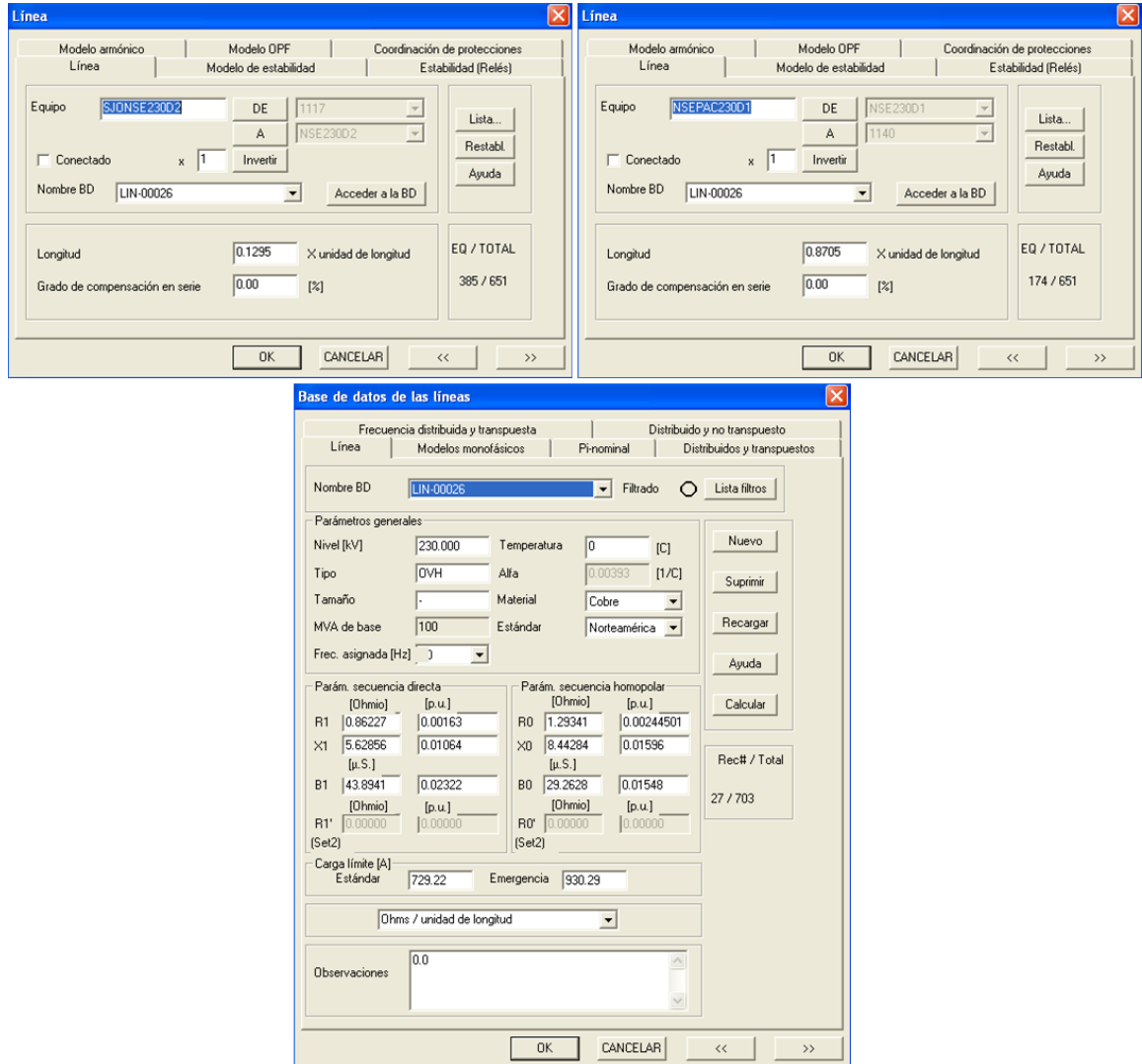
Todo lo anterior se realiza con el fin de conectar la subestación de 230/13,8 kV por medio de la construcción de los nuevos tramos NSENSE230D2 y NSENSE230D1 (numerales 6 y 7 respectivamente), los cuales representan los dos nuevos tramos que componen el doble circuito de 1,5 km de longitud.

Tabla XV. **Líneas de 230 kV monitoreadas**

Núm. de elemento	Código de barra de procedencia	Código de barra de destino	Núm. de barra de procedencia en base de datos	Núm. de barra de destino en base de datos	Nombre de la línea
Línea Escuintla - Alborada 230 kV					
1	ESC-231	ALB-230	1106	1102	ESCALB2311
2	ESC-231	ALB-230	1106	1102	ESCALB2312
Línea Pacífico - Alborada 230 kV					
3	PAC-230	ALB-230	1140	1102	PACALB230
Línea Planta San José - Pacífico 230 kV					
4	SJO-230	PAC-230	1117	1140	SJOPAC230
5	SJO-230	NSE-230D2	1117	NSE230D2	SJONSE230D2
6	NSE-230D2	NSE-230	NSE230D2	NSE230	NSENSE230D2
7	NSE-230	NSE-230D1	NSE230	NSE230D1	NSENSE230D1
8	NSE-230D1	PAC-230	NSE230D1	1140	NSEPAC230D1

Fuente: elaboración propia.

Figura 31. Modelo de las líneas SJONSE230D2 y NSEPAC230D1 que se originan al dividir la línea SJOPAC230



Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework, Versión 3,2 R.1,5 (PSAF).

En la tabla XVI se observa el nuevo transformador de relación de voltajes 230/13,8 que se instalará para la opción de energizar a la nueva subestación en 230 kV, esto con el objeto de dar a conocer el comportamiento de carga que presenta dicho transformador al incluir el proyecto.

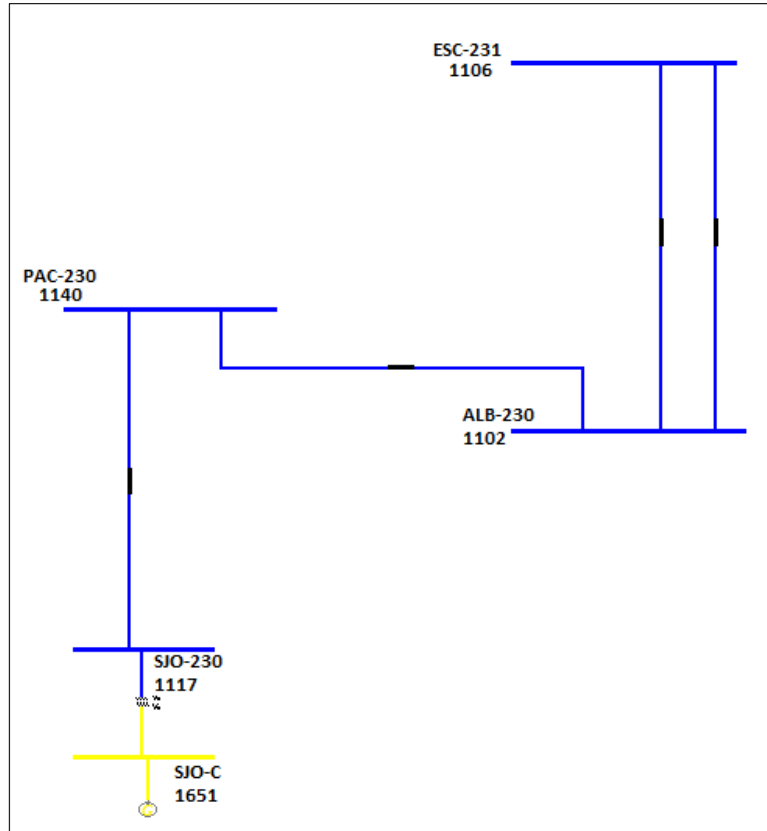
Tabla XVI. **Nuevo transformador de relación de voltajes 230/13,8 kV monitoreado**

Núm. de elemento	Código de transformador	Nombre del transformador
1	NSE230/13	Nueva Subestación 230/13 kV, 37.5 MVA

Fuente: elaboración propia.

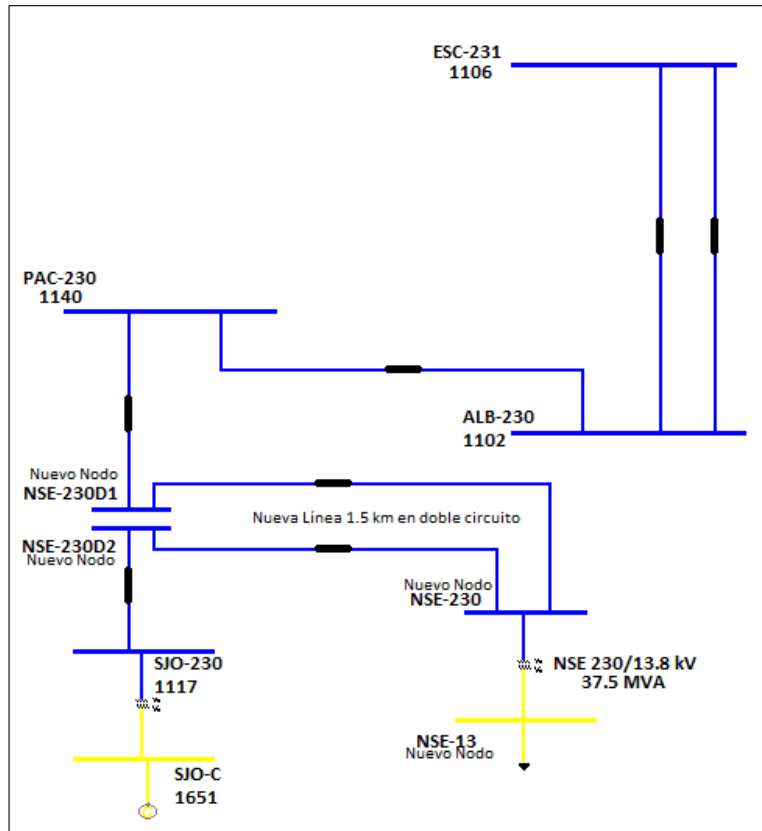
Todos los elementos anteriormente descritos se muestran gráficamente: primero, en la figura 32 se muestra la situación actual de la red de 230 kV en el área de influencia; y en la figura 33 se muestra la situación de la red con la implementación de la nueva subestación energizada en 230 kV.

Figura 32. Diagrama unifilar de la configuración de la red de 230 kV
caso base



Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework. Versión 3, 2 R.1.5 (PSAF).

Figura 33. Diagrama unifilar de la configuración de la red de 230 kV
caso proyecto



Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework. Versión 3, 2 R.1.5 (PSAF).

4.1.2.2. Monitoreo para la opción de energización en 69 kV

Por su parte, en la tabla XVII se presentan los nodos a monitorear para la opción de energizar a la subestación en 69 kV. Se resalta en color verde la nueva barra o nodo de 69 kV que se agregan al sistema por motivo de la inclusión del proyecto y también en color amarillo la nueva barra de 13,8 kV.

Tabla XVII. **Barras de 69 kV monitoreadas**

Núm. de elemento	Código de barra en estudio	Núm. de barra en base de datos PSAF	Nombre de la barra
1	ESC-691	1151	Escuintla 69 kV (1)
2	LLR-69	12177	Los Lirios 69 kV
3	GGO-69	12285	GENOSA 69 kV
4	PSJ-69	12146	Puerto San José 69 kV
5	PRT-69	12145	Portuaria 69 kV
6	IZT-69	12284	Iztapa 69 kV
7	NSE-69	NSE69	Nueva Subestación 69 kV
8	NSE-13	NSE13	Nueva Subestación 13 kV

Fuente: elaboración propia.

Seguidamente, en la tabla XVIII se observan las líneas a monitorear para la opción de energizar a la nueva subestación en 69 kV. En este se observa resaltado en color verde el nuevo tramo de línea a construir, que para este caso es el tramo PRTNSE69 (numeral 7), el cual representa el tramo de 24 km de longitud, proveniente desde el nuevo campo 69 kV de la subestación Portuaria y que sirve para suministrar energía a la nueva subestación de transformación 69/13,8 kV.

Por último, en la tabla XIX se muestra el nuevo transformador de relación de voltajes 69/13,8 kV, el cual se instalará para evaluar la opción de energizar a la nueva subestación en 69 kV.

Tabla XVIII. **Líneas de 69 kV monitoreadas**

Núm. de elemento	Código de barra de procedencia	Código de barra de destino	Núm. de barra de procedencia en base de datos	Núm. de Barra de destino en base de datos	Nombre de la línea
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV					
1	ESC-691	LLR-69	1151	12177	ESCLLR691
2	LLR-69	GGO-69	12177	12285	LLRGGO69
3	GGO-69	PSJ-69	12285	12146	GGOPSJ69
4	PSJ-69	PRT-69D	12146	12226	PSJPRTD69
5	PRT-69D	PRT-69	12226	12145	PRTPRTD69
6	PRT-69	IZT-69	12145	12284	PRTIZT69
7	PRT-69	NSE-69	12145	NSE69	PRTNSE69

Fuente: elaboración propia.

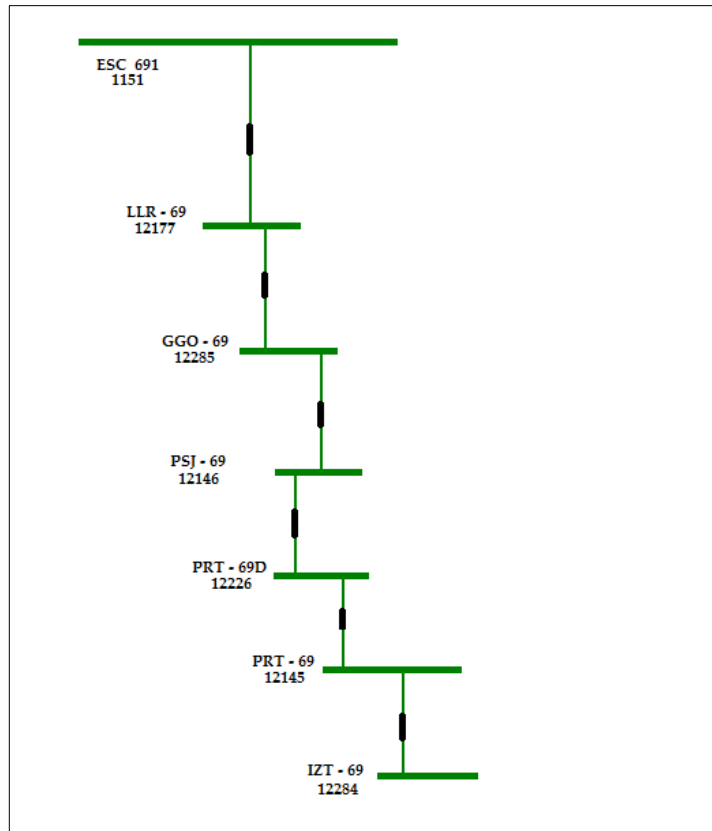
Tabla XIX. **Nuevo transformador de relación de voltajes 69/13,8 kV monitoreado**

Núm. de elemento	Código de transformador	Nombre del transformador
1	NSE69/13	Nueva subestación 69/13 kV, 28 MVA

Fuente: elaboración propia.

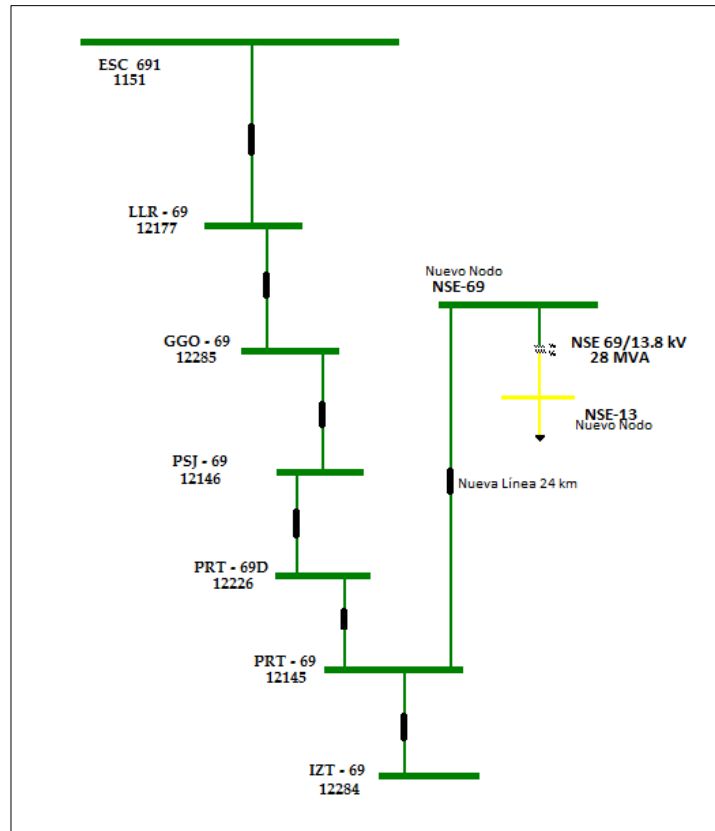
Todos los elementos anteriormente descritos en el monitoreo de 69 kV, también se muestran gráficamente: primero, en la figura 34 se muestra la situación actual de la red de 69 kV en el área de influencia; y en la figura 35 se muestra la situación de la red con la implementación de la nueva subestación energizada en 69 kV.

Figura 34. Diagrama unifilar de la configuración de la red de 69 kV caso base



Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework. Versión 3, 2 R.1.5 (PSAF).

Figura 35. **Diagrama unifilar de la configuración de la red de 69 kV caso proyecto**



Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework. Versión 3, 2 R.1.5 (PSAF).

4.1.3. Modelo de los nuevos elementos de la red

Se muestran a continuación los parámetros de circuito equivalente de las nuevas líneas o líneas que se reconectan o parten, así como de los transformadores: longitudes, voltaje, corriente, resistencia, impedancia, capacidad (valor de secuencia directa y homopolar).

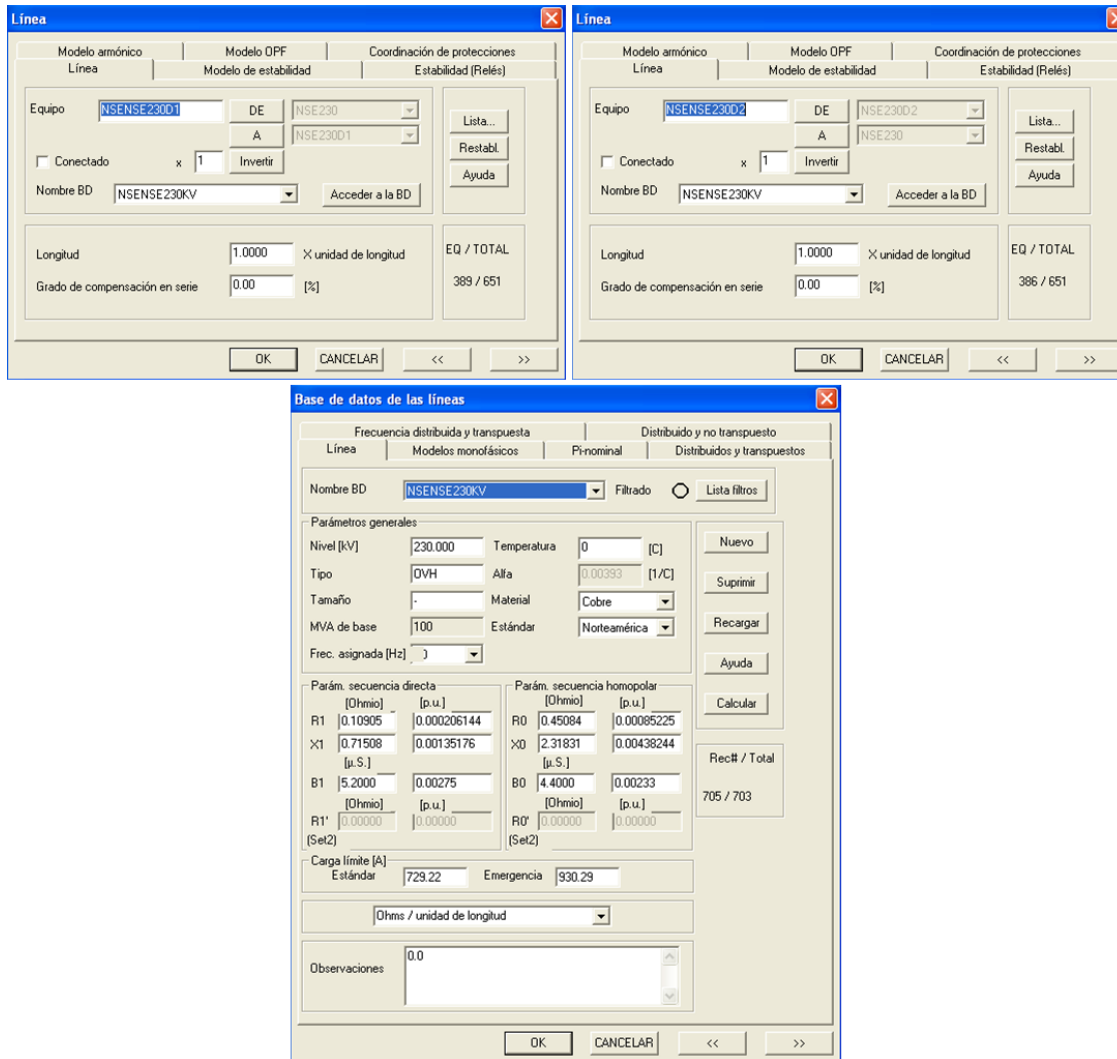
Estos datos son útiles para simular de manera correcta el proyecto y contar con los resultados precisos de los estudios de flujo de carga y corto circuito para evaluar de una manera asertiva las dos opciones planteadas.

4.1.3.1. Nuevos elementos para la opción de energización en 230 kV

Los nuevos elementos a modelar para esta opción son:

- Un tramo de línea de 230 kV de 1,5 km de longitud en doble circuito, con conductor ACAR (1024,5 MCM), denominados NSENSE230D1 y NSENSE230D2.
- Un transformador de potencia de relación de voltajes 230/13,8 kV, 37.5 MVA de capacidad máxima, denominado NSE230/13.

Figura 36. Modelo de las líneas NSENSE230D1 y NSENSE230D2



Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework. Versión 3, 2 R.1.5 (PSAF).

Figura 37. Modelo del transformador NSE 230/13

The figure consists of two screenshots of a software interface for transformer modeling.

Top Screenshot: Transformador con tomas fijas

- Equipment:** Equipo: NSE230/13, DE: NSE230, A: NSE13, Invertir: []
- Database:** Nombre BD: NSE 230/13 8 3, Acceder a la BD: []
- Settings:**
 - Conectado * 1
 - Ajustar toma en secundario
 - Aplicar la puesta a tierra delta en esquina
 - Toma primaria [%]: 100.00, R [ohm]: 0.000
 - EQ / TOTAL: 96 / 225
 - Como referencia:
 - Gama de tomas mín. [%]: 95.00
 - Gama de tomas máx. [%]: 105.00
 - Número de tomas: 5
 - Posición de la toma discreta [afectará el campo de la toma primaria [%] arriba] [0, Nbr tap-1]: 2
 - Aplicar efecto de corriente de irrupción (solo en análisis de flujo de carga)
 - Definir la curva de daño del transformador: []
- Buttons:** Lista..., Restabl., Ayuda, OK, CANCELAR, <<, >>

Bottom Screenshot: Base de datos Transformadores con tomas fijas

- Database:** Nombre BD: NSE 230/13 8 37.5 MVA, Nuevo, Suprimir, Recargar, Predeter., Ayuda, Estimar impedancia
- Parameters:**
 - Potencia nom. [MVA]: 37.500
 - Tensión nominal [kV]:
 - Primario: 230.000
 - Secundario: 13.800
 - Imped. de secuencia directa [p.u.]:
 - Z1: 0.1300, X1/R1: 20.000
 - B1: 0
 - Imped. de secuencia cero [p.u.]:
 - Z0: 0.1300
 - X0/R0: 20.000
 - B0: 0
 - Ingresar datos: []
 - Toma al primario [%]: 100.00
 - Observaciones: []
- Connection and Impedance:**
 - Conexión:
 - Primario: D
 - Secundario: Yg
 - Desfasaje (grados): 30.00
 - Desfasaje ZZ (gamma): 7.50
 - Z de puesta a tierra [Ohm]:
 - Primario: Rg: 0.000, Xg: 0.000
 - Secundario: Rg: 0.000, Xg: 0.000
- Load Limits:**
 - Límites de carga [MVA]:
 - Estándar: 32.000
 - Emergencia: 37.500
- Buttons:** Nuevo, Suprimir, Recargar, Predeter., Ayuda, Estimar impedancia, OK, CANCELAR, <<, >>

Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework. Versión 3, 2 R.1.5 (PSAF).

4.1.3.2. Nuevos elementos para la opción de energización en 69 kV

Para esta opción, los nuevos elementos a modelar son:

- Un tramo de línea de 69 kV de 24 km de longitud con conductor *Flint* (740.8 MCM), denominado PRTNSE69.
- Un transformador de potencia de relación de voltajes 69/13,8 kV y 28 MVA de capacidad máxima, denominado NSE69/13.

Figura 38. **Modelo de la línea PRTNSE69**

The figure displays two screenshots from a power system analysis software interface.

The top screenshot, titled "Línea", shows the configuration for a line. It includes tabs for "Modelo armónico", "Modelo DPF", and "Coordinación de protecciones". The "Modelo de estabilidad" tab is active, showing fields for "Equipo" (PRTNSE69), "DE" (12145), "A" (NSE69), "Conectado" (checked), "Nombre BD" (PRTNSE69KV), "Longitud" (1.0000), and "Grado de compensación en serie" (0.00). Buttons for "Lista...", "Restabl.", "Ayuda", "Acceder a la BD", "OK", "CANCELAR", and navigation arrows are visible.

The bottom screenshot, titled "Base de datos de las líneas", shows the database configuration for the selected line. It includes tabs for "Frecuencia distribuida y traspuesta" and "Distribuido y no traspuesto". The "Modelos monofásicos" tab is active, showing fields for "Nombre BD" (PRTNSE69KV), "Filtrado" (radio button), and "Lista filtros". The "Parámetros generales" section includes "Nivel [kV]" (69.000), "Temperatura" (0 [C]), "Tipo" (OVH), "Alfa" (0.004 [1/C]), "MVA de base" (100), "Material" (Otros), and "Estándar" (Norteamérica). The "Parám. secuencia directa" and "Parám. secuencia homopolar" sections contain resistance and reactance values for R1, X1, B1, R1', X1', R0, X0, B0, R0', and X0'. The "Carga límite [A]" section shows "Estándar" (664.37) and "Emergencia" (840.92). The "Observaciones" field contains "0.0". Buttons for "Nuevo", "Suprimir", "Recargar", "Ayuda", "Calcular", and "Rec# / Total" (704 / 703) are visible.

Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework. Versión 3, 2 R.1.5 (PSAF).

Figura 39. **Modelo del transformador NSE 69/13**

The figure displays two screenshots of the 'Transformador con tomas fijas' software interface. The top screenshot shows the 'Coordinación de protecciones' tab, where the equipment is set to 'NSE69/13', the connection is 'A', and the primary tap is '98.04%'. The bottom screenshot shows the 'Efecto de la corriente de arranque' tab, where the equipment is 'NSE 69/13.8 28 MVA', the primary voltage is '69,000' kV, and the secondary voltage is '13,800' kV. The interface includes various input fields, checkboxes, and buttons for configuration and calculation.

Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework. Versión 3, 2 R.1.5 (PSAF).

4.1.4. Casos a analizar

Se analizan un total de 24 casos, de los cuales 12 corresponden a la opción de la nueva subestación de 230/13,8 kV y los 12 restantes corresponden a la opción de la nueva subestación de 69/13,8 kV.

De los 12 casos analizados para cada opción, 6 llamados casos base (CB), corresponden a la condición sin proyecto, que a su vez se estructuraron basados en la información proporcionada por la CNEE y el AMM, a fin de determinar en forma comparativa el efecto del proyecto en la red en estado estable. Cada uno de estos casos, también, se estudian en la condición con proyecto (CP), los cuales son los 6 restantes, a fin de conocer el impacto del proyecto de ampliación en la red. La tabla XX muestra lo descrito anteriormente.

Tabla XX. **Casos a analizar para ambas opciones de energización**

Núm.	Condición	Escenario	
1	Sin proyecto CB	Época seca	Demanda mínima
2			Demanda media
3			Demanda máxima
4		Época húmeda	Demanda mínima
5			Demanda media
6			Demanda máxima
7	Con proyecto CP	Época seca	Demanda mínima
8			Demanda media
9			Demanda máxima
10		Época húmeda	Demanda mínima
11			Demanda media
12			Demanda máxima

Fuente: elaboración propia.

4.1.5. Programa de cálculo

Los estudios de flujo de carga en estado permanente, así como los cálculos de corto circuito se realizaron con el programa PSAF v3.2 (*power systems analysis framework* versión 3.2 R.1.5). Dichos estudios fueron realizados por el autor de este trabajo de graduación.

El *data report (input/output)* para la simulación de un escenario, se muestra en los anexos del presente trabajo de graduación.

4.2. Resultados de flujo de carga

A continuación, se presenta y describe un resumen de los resultados obtenidos de los cálculos de flujo de carga en estado permanente, para los casos base (CB) y para los casos con la inclusión del proyecto (CP), primeramente, para la opción de suministrar energía a la nueva subestación en 230 kV y seguidamente para la opción de energizarla en 69 kV.

Se presentan los resultados de una misma época y de una misma hora de demanda, tanto para la condición sin proyecto (CB) como para la condición con proyecto (CP), a fin de mostrar los efectos de la inclusión del proyecto en la red, en cuanto a: flujos de potencia en las líneas y barras a monitorear.

Es importante mencionar que una magnitud negativa del flujo de potencia del elemento en cuestión, significa que en la realidad dicha variable tiene sentido contrario con relación a lo indicado en la tabla. También, se muestran voltajes en los nodos a monitorear y pérdidas de potencia en la red. Se incluye el cálculo de los cambios (Δ) causados por la inclusión del proyecto, en donde un porcentaje con signo negativo indica que la variable en análisis del elemento en cuestión ha disminuido en ese porcentaje en el caso con proyecto con respecto al caso base y viceversa. La variación se calcula así: $\Delta = [1 - V_{CB}/V_{CP}]$.

4.2.1. Resultados de época seca de la opción 230/13,8 kV

La tabla XXI muestra los valores de flujos de potencia activa en las líneas monitoreadas, así como sus pérdidas en potencia activa y su factor de utilización, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima de la época seca.

En esta se puede observar el comportamiento de las líneas 230 kV: Escuintla – Alborada, Pacífico – Alborada y planta San José – Pacífico, tanto en las condiciones de la red de transporte previstas antes de la entrada en operación de la nueva subestación 230/13,8 kV, como con su puesta en operación.

Las líneas Escuintla – Alborada presentan en demanda mínima, una pequeña reducción en su flujo de potencia y un leve incremento en el mismo para horas de demanda media y máxima; de igual manera, se observa en la línea Pacífico – Alborada un cambio de sentido en el flujo de potencia para horas de demanda mínima, caso contrario, para horas de demanda media y máxima, escenarios en los cuales dicha línea presenta disminución en el flujo de potencia que transporta, todos estos cambios debido a la inclusión del proyecto. Por último, se observa que la planta San José evacúa su despacho y en caso proyecto aporta el flujo demandado por la nueva subestación de transformación.

En general, no se presentan anomalías en las líneas monitoreadas, operando todas por debajo de su límite normal de operación.

Tabla XXI. **Flujos de potencia [MW], pérdidas de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 230 kV monitoreadas, época seca**

Demanda máxima										
Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
Línea Escuintla - Alborada 230 kV										
ESC-231	ALB-230	31,14	32,49	4,2	0	0	0,0	13,3	13,5	1,5
ESC-231	ALB-230	25,76	26,76	3,7	0	0	0,0	10,3	10,4	1,0
Línea Pacífico - Alborada 230 kV										
PAC-230	ALB-230	34,77	30,28	-14,8	0,01	0,01	0,0	11,9	10,4	-14,4

Continuación de la tabla XXI.

Línea Planta San José - Pacífico 230 kV										
SJO-230	PAC-230	133,26	-	N/A	0,29	-	N/A	45,6	-	N/A
SJO-230	NSE-230D2	-	133,26	N/A	-	0,04	N/A	-	45,6	N/A
NSE-230D2	NSE-230	-	133,22	N/A	-	0,04	N/A	-	45,6	N/A
NSE-230	NSE-230D1	-	118,46	N/A	-	0,03	N/A	-	40,9	N/A
NSE-230D1	PAC-230	-	118,43	N/A	-	0,2	N/A	-	40,9	N/A
Demanda media										
Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
Línea Escuintla - Alborada 230 kV										
ESC-231	ALB-230	70,38	71,68	1,8	0	0	0,0	21,8	22,1	1,4
ESC-231	ALB-230	55,1	56,06	1,7	0	0	0,0	16,8	17	1,2
Línea Pacífico - Alborada 230 kV										
PAC-230	ALB-230	6,36	1,87	-240,1	0	0	0,0	2,7	1,4	-92,9
Línea Planta San José - Pacífico 230 kV										
SJO-230	PAC-230	133,26	-	N/A	0,29	-	N/A	46	-	N/A
SJO-230	NSE-230D2	-	133,26	N/A	-	0,04	N/A	-	46	N/A
NSE-230D2	NSE-230	-	133,22	N/A	-	0,04	N/A	-	46	N/A
NSE-230	NSE-230D1	-	118,39	N/A	-	0,03	N/A	-	41	N/A
NSE-230D1	PAC-230	-	118,36	N/A	-	0,2	N/A	-	41	N/A
Demanda mínima										
Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
Línea Escuintla - Alborada 230 kV										
ESC-231	ALB-230	65,41	65,04	-0,6	0	0	0,0	17,6	17,5	-0,6
ESC-231	ALB-230	50,07	49,81	-0,5	0	0	0,0	13,6	13,5	-0,7
Línea Pacífico - Alborada 230 kV										
PAC-230	ALB-230	3,26	-0,07	4757,1	0	0	0,0	2,7	2,3	-17,4
Línea Planta San José - Pacífico 230 kV										
SJO-230	PAC-230	133,3	-	N/A	0,29	-	N/A	46,3	-	N/A
SJO-230	NSE-230D2	-	133,29	N/A	-	0,04	N/A	-	46,2	N/A
NSE-230D2	NSE-230	-	133,25	N/A	-	0,04	N/A	-	46,2	N/A
NSE-230	NSE-230D1	-	120,97	N/A	-	0,03	N/A	-	42,5	N/A
NSE-230D1	PAC-230	-	120,94	N/A	-	0,22	N/A	-	42,5	N/A

Fuente: elaboración propia.

La tabla XXII muestra el flujo de potencia reactiva asociada a las líneas monitoreadas, con sus respectivas pérdidas en potencia reactiva, en horas de demanda máxima, media y mínima, de la época seca.

Tabla XXII. Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 230 kV monitoreadas, época seca

Demanda máxima							
Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
Línea Escuintla - Alborada 230 kV							
ESC-231	ALB-230	42,36	42,36	0,0	-0,09	-0,09	0,0
ESC-231	ALB-230	29,3	29,22	-0,3	-0,07	-0,07	0,0
Línea Pacífico - Alborada 230 kV							
PAC-230	ALB-230	2,52	1,7	-48,2	-1,57	-1,59	1,3
Línea Planta San José - Pacífico 230 kV							
SJO-230	PAC-230	17,41	-	N/A	-0,52	-	N/A
SJO-230	NSE-230D2	-	16,97	N/A	-	-0,07	N/A
NSE-230D2	NSE-230	-	16,94	N/A	-	-0,04	N/A
NSE-230	NSE-230D1	-	20,97	N/A	-	-0,09	N/A
NSE-230D1	PAC-230	-	20,2	N/A	-	-0,77	N/A
Demanda media							
Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
Línea Escuintla - Alborada 230 kV							
ESC-231	ALB-230	47,41	47,41	0,0	-0,07	-0,07	0,0
ESC-231	ALB-230	30,49	30,4	-0,3	-0,06	-0,06	0,0
Línea Pacífico - Alborada 230 kV							
PAC-230	ALB-230	2,91	2,06	-41,3	-1,61	-1,61	0,0
Línea Planta San José - Pacífico 230 kV							
SJO-230	PAC-230	8,68	-	N/A	-0,42	-	N/A
SJO-230	NSE-230D2	-	8,2	N/A	-	-0,05	N/A
NSE-230D2	NSE-230	-	8,16	N/A	-	-0,03	N/A
NSE-230	NSE-230D1	-	12,26	N/A	-	-0,08	N/A
NSE-230D1	PAC-230	-	11,56	N/A	-	-0,7	N/A
Demanda mínima							
Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
Línea Escuintla - Alborada 230 kV							
ESC-231	ALB-230	26,46	26,61	0,6	-0,08	-0,08	0,0
ESC-231	ALB-230	15,33	15,46	0,8	-0,07	-0,07	0,0
Línea Pacífico - Alborada 230 kV							
PAC-230	ALB-230	5,83	5,15	-13,2	-1,7	-1,7	0,0
Línea Planta San José - Pacífico 230 kV							
SJO-230	PAC-230	35,05	-	N/A	-0,53	-	N/A
SJO-230	NSE-230D2	-	34,39	N/A	-	-0,07	N/A
NSE-230D2	NSE-230	-	34,34	N/A	-	-0,05	N/A
NSE-230	NSE-230D1	-	37,58	N/A	-	-0,08	N/A
NSE-230D1	PAC-230	-	36,85	N/A	-	-0,73	N/A

Fuente: elaboración propia.

En esta se puede observar que las líneas Escuintla – Alborada presentan un leve incremento de flujo de potencia reactiva para horas de demanda mínima. Por otro lado, la línea Pacífico - Alborada presenta una disminución en el flujo de potencia reactiva para los tres escenarios de demanda.

La tabla XXIII muestra los valores de flujo de potencia a través del transformador de 230/13,8 kV, con su respectivo factor de utilización, en la época seca para los escenarios de demanda máxima, media y mínima. En esta logra observarse que dicho transformador opera por debajo del 50 % de su capacidad.

Tabla XXIII. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en transformador 230/13,8 kV monitoreado, época seca**

Demanda máxima						
Nombre Txfo	Potencia			Factor de utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
NSE 230/13	-	14,73	N/A	-	47,8	N/A
Demanda media						
Nombre Txfo	Potencia			Factor de utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
NSE 230/13	-	14,8	N/A	-	48,1	N/A
Demanda mínima						
Nombre Txfo	Potencia			Factor de utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
NSE 230/13	-	12,25	N/A	-	39,6	N/A

Fuente: elaboración propia.

La tabla XXIV muestra los niveles de voltaje [pu] y el ángulo asociado a este, de las barras monitoreadas en el área de influencia, en horas de demanda máxima, media y mínima, para la época seca. En estos puede observarse que no existen anomalías en dichos niveles de voltajes para las barras monitoreadas en el área de influencia por causa de la inclusión del proyecto.

Tabla XXIV. Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras 230 kV y 13,8 kV monitoreadas, época seca

Demanda máxima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1106	ESC-231	1,013	-6,3	1,013	-6,3	0,0	0,0
1102	ALB-230	1,013	-6,3	1,013	-6,3	0,0	0,0
1140	PAC-230	1,014	-6,2	1,013	-6,2	-0,1	0,0
NSE230D1	NSE-230D1	-	-	1,013	-5,5	N/A	N/A
NSE230D2	NSE-230D2	-	-	1,013	-5,3	N/A	N/A
NSE230	NSE-230	-	-	1,013	-5,4	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	-	-	0,998	-8,3	N/A	N/A
1117	SJO-230	1,014	-5,3	1,013	-5,2	-0,1	-1,9
Demanda media							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1106	ESC-231	0,999	-6,6	0,998	-6,6	-0,1	0,0
1102	ALB-230	0,999	-6,6	0,998	-6,6	-0,1	0,0
1140	PAC-230	0,999	-6,5	0,998	-6,6	-0,1	1,5
NSE230D1	NSE-230D1	-	-	0,999	-5,9	N/A	N/A
NSE230D2	NSE-230D2	-	-	0,999	-5,7	N/A	N/A
NSE230	NSE-230	-	-	0,999	-5,8	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	-	-	0,983	-8,8	N/A	N/A
1117	SJO-230	1,000	-5,7	0,999	-5,6	-0,1	-1,8
Demanda mínima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1106	ESC-231	1,027	-0,2	1,027	-0,3	0,0	33,3
1102	ALB-230	1,027	-0,2	1,027	-0,3	0,0	33,3
1140	PAC-230	1,028	-0,2	1,027	-0,3	-0,1	33,3
NSE230D1	NSE-230D1	-	-	1,026	0,3	N/A	N/A
NSE230D2	NSE-230D2	-	-	1,025	0,5	N/A	N/A
NSE230	NSE-230	-	-	1,025	0,4	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	-	-	1,013	-1,9	N/A	N/A
1117	SJO-230	1,026	0,6	1,025	0,6	-0,1	0,0

Fuente: elaboración propia.

La tabla XXV muestra las pérdidas totales del S. N. I, sin el proyecto y con el proyecto, así como el ahorro o incremento de pérdidas, para los escenarios de máxima, media y mínima demanda, para la época seca. Se puede observar que existe ahorro de pérdidas para horas de demanda máxima y mínima, mientras que para horas de demanda media se presenta un incremento de pérdidas.

Tabla XXV. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir la nueva subestación 230/13,8 kV, época seca**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	76,234	76,086	0,148
Media	45,731	45,869	-0,138
Mínima	16,513	16,351	0,162

Fuente: elaboración propia.

4.2.2. Resultados de época húmeda de la opción 230/13,8 kV

La tabla XXVI muestra los valores de flujos de potencia activa en las líneas monitoreadas, así como sus pérdidas en potencia activa y su factor de utilización, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, de la época húmeda.

En esta se puede observar el comportamiento de las líneas 230 kV: Escuintla – Alborada, Pacífico – Alborada y Planta San José – Pacífico, tanto en las condiciones de la red de transporte previstas antes de la entrada en operación de la nueva subestación 230/13,8 kV, como con la puesta en operación de la misma.

Se evidencia una reducción del flujo de potencia activa para las líneas monitoreadas, en los escenarios de demanda media y mínima, exceptuando el escenario de demanda máxima, en donde las líneas Escuintla – Alborada presentan un leve incremento en el flujo de potencia que transportan.

Tabla XXVI. **Flujos de potencia [MW], pérdidas de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 230 kV monitoreadas, época húmeda**

Demanda máxima										
Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
Línea Escuintla - Alborada 230 kV										
ESC-231	ALB-230	10,24	11,11	7,8	0	0	0,0	10,8	10,9	0,9
ESC-231	ALB-230	10,22	10,87	6,0	0	0	0,0	8,3	8,4	1,2
Línea Pacífico - Alborada 230 kV										
PAC-230	ALB-230	75,83	71,29	-6,4	0,07	0,06	-16,7	26	24,5	-6,1
Línea Planta San José - Pacífico 230 kV										
SJO-230	PAC-230	133,26	-	N/A	0,29	-	N/A	45,9	-	N/A
SJO-230	NSE-230D2	-	133,26	N/A	-	0,04	N/A	-	45,9	N/A
NSE-230D2	NSE-230	-	133,22	N/A	-	0,04	N/A	-	45,9	N/A
NSE-230	NSE-230D1	-	118,36	N/A	-	0,03	N/A	-	41	N/A
NSE-230D1	PAC-230	-	118,33	N/A	-	0,2	N/A	-	41	N/A
Demanda media										
Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
Línea Escuintla - Alborada 230 kV										
ESC-231	ALB-230	60,72	59,81	-1,5	0	0	0,0	20,1	19,9	-1,0
ESC-231	ALB-230	48,03	47,35	-1,4	0	0	0,0	15,5	15,4	-0,6
Línea Pacífico - Alborada 230 kV										
PAC-230	ALB-230	30,77	26,63	-15,5	0,01	0,01	0,0	10,9	9,4	-16,0
Línea Planta San José - Pacífico 230 kV										
SJO-230	PAC-230	133,27	-	N/A	0,29	-	N/A	46,2	-	N/A
SJO-230	NSE-230D2	-	133,27	N/A	-	0,04	N/A	-	46,2	N/A
NSE-230D2	NSE-230	-	133,23	N/A	-	0,04	N/A	-	46,2	N/A
NSE-230	NSE-230D1	-	118,29	N/A	-	0,03	N/A	-	41,1	N/A
NSE-230D1	PAC-230	-	118,26	N/A	-	0,2	N/A	-	41,1	N/A
Demanda mínima										
Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
Línea Escuintla - Alborada 230 kV										
ESC-231	ALB-230	43,9	43,15	-1,7	0	0	0,0	14	14	0,0
ESC-231	ALB-230	34,65	34,12	-1,6	0	0	0,0	10,8	10,7	-0,9
Línea Pacífico - Alborada 230 kV										
PAC-230	ALB-230	19,38	16,16	-19,9	0	0	0,0	6,6	5,5	-20,0
Línea Planta San José - Pacífico 230 kV										
SJO-230	PAC-230	60	-	N/A	0,06	-	N/A	21,5	-	N/A
SJO-230	NSE-230D2	-	60	N/A	-	0,01	N/A	-	21,4	N/A
NSE-230D2	NSE-230	-	59,99	N/A	-	0,01	N/A	-	21,4	N/A
NSE-230	NSE-230D1	-	47,65	N/A	-	0,01	N/A	-	17,8	N/A
NSE-230D1	PAC-230	-	47,65	N/A	-	0,04	N/A	-	17,7	N/A

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XXVII se muestra el flujo de potencia reactiva asociada a las líneas monitoreadas, con sus respectivas pérdidas en potencia reactiva, en horas de demanda máxima, media y mínima, para la época húmeda.

Tabla XXVII. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 230 kV monitoreadas, época húmeda**

Demanda máxima							
Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
Línea Escuintla - Alborada 230 kV							
ESC-231	ALB-230	40,99	41	0,0	-0,09	-0,09	0,0
ESC-231	ALB-230	29,64	29,59	-0,2	-0,07	-0,07	0,0
Línea Pacífico - Alborada 230 kV							
PAC-230	ALB-230	3,7	2,7	-37,0	-1,21	-1,26	4,0
Línea Planta San José - Pacífico 230 kV							
SJO-230	PAC-230	14,02	-	N/A	-0,46	-	N/A
SJO-230	NSE-230D2	-	13,76	N/A	-	-0,06	N/A
NSE-230D2	NSE-230	-	13,72	N/A	-	-0,04	N/A
NSE-230	NSE-230D1	-	17,81	N/A	-	-0,09	N/A
NSE-230D1	PAC-230	-	17,09	N/A	-	-0,73	N/A
Demanda media							
Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
Línea Escuintla - Alborada 230 kV							
ESC-231	ALB-230	48,48	48,44	-0,1	-0,07	-0,07	0,0
ESC-231	ALB-230	31,91	31,94	0,1	-0,06	-0,06	0,0
Línea Pacífico - Alborada 230 kV							
PAC-230	ALB-230	4,45	3,32	-34,0	-1,51	-1,53	1,3
Línea Planta San José - Pacífico 230 kV							
SJO-230	PAC-230	1,26	-	N/A	-0,36	-	N/A
SJO-230	NSE-230D2	-	1,14	N/A	-	-0,05	N/A
NSE-230D2	NSE-230	-	1,12	N/A	-	-0,03	N/A
NSE-230	NSE-230D1	-	5,28	N/A	-	-0,08	N/A
NSE-230D1	PAC-230	-	4,62	N/A	-	-0,66	N/A
Demanda mínima							
Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
Línea Escuintla - Alborada 230 kV							
ESC-231	ALB-230	33,84	34,29	1,3	-0,09	-0,09	0,0
ESC-231	ALB-230	22,18	22,56	1,7	-0,07	-0,07	0,0
Línea Pacífico - Alborada 230 kV							
PAC-230	ALB-230	1,77	2,27	22,0	-1,63	-1,64	0,6
Línea Planta San José - Pacífico 230 kV							
SJO-230	PAC-230	18,07	-	N/A	-1,97	-	N/A
SJO-230	NSE-230D2	-	18,34	N/A	-	-0,25	N/A
NSE-230D2	NSE-230	-	18,1	N/A	-	-0,23	N/A
NSE-230	NSE-230D1	-	21,21	N/A	-	-0,25	N/A
NSE-230D1	PAC-230	-	19,39	N/A	-	-1,83	N/A

Fuente: elaboración propia.

En esta se puede observar que las líneas Escuintla – Alborada no presentan mayor variación de flujo respecto al caso base. Asimismo, la línea Pacífico – Alborada presenta una leve disminución en el flujo de potencia reactiva para horas de demanda media y máxima, caso contrario para horas de demanda mínima, donde se presenta un leve incremento en la misma.

La tabla XXVIII muestra los valores de flujo de potencia a través del transformador de 230/13,8 kV, con su respectivo factor de utilización, de la época húmeda para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, de la época húmeda. Cualitativamente se presenta la misma situación observada en la época seca, por lo tanto, para éstos escenarios son válidos los comentarios dados en dicha época.

Tabla XXVIII. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en transformador 230/13,8 kV monitoreado, época húmeda**

Demanda máxima						
Nombre Txfo	Potencia			Factor de utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
NSE 230/13	-	14,83	N/A	-	48,1	N/A
Demanda media						
Nombre Txfo	Potencia			Factor de utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
NSE 230/13	-	14,9	N/A	-	48,4	N/A
Demanda mínima						
Nombre Txfo	Potencia			Factor de utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
NSE 230/13	-	12,33	N/A	-	39,9	N/A

Fuente: elaboración propia.

La tabla XXIX muestra los niveles de voltaje [pu] y el ángulo asociado a este, de las barras monitoreadas en el área de influencia, en horas de demanda máxima, media y mínima, de la época húmeda. En estos puede observar que

no existen anomalías en dichos niveles de voltajes para las barras monitoreadas en el área de influencia por causa de la inclusión del proyecto.

Tabla XXIX. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras 230 kV y 13,8 kV monitoreadas, época húmeda**

Demanda máxima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1106	ESC-231	1,004	-9,9	1,004	-9,9	0,0	0,0
1102	ALB-230	1,004	-9,9	1,004	-9,9	0,0	0,0
1140	PAC-230	1,005	-9,6	1,005	-9,6	0,0	0,0
NSE230D1	NSE-230D1	-	-	1,005	-9	N/A	N/A
NSE230D2	NSE-230D2	-	-	1,005	-8,8	N/A	N/A
NSE230	NSE-230	-	-	1,005	-8,9	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	-	-	0,989	-11,8	N/A	N/A
1117	SJO-230	1,006	-8,8	1,005	-8,7	-0,1	-1,1
Demanda media							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1106	ESC-231	0,990	-11,3	0,990	-11,3	0,0	0,0
1102	ALB-230	0,990	-11,3	0,990	-11,3	0,0	0,9
1140	PAC-230	0,991	-11,2	0,990	-11,2	-0,1	0,0
NSE230D1	NSE-230D1	-	-	0,991	-10,6	N/A	N/A
NSE230D2	NSE-230D2	-	-	0,992	-10,4	N/A	N/A
NSE230	NSE-230	-	-	0,992	-10,5	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	-	-	0,976	-13,5	N/A	N/A
1117	SJO-230	0,993	-10,4	0,992	-10,3	-0,1	-1,0
Demanda mínima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1106	ESC-231	1,014	-10,4	1,013	-10,6	-0,1	1,9
1102	ALB-230	1,014	-10,5	1,013	-10,7	-0,1	1,9
1140	PAC-230	1,014	-10,4	1,013	-10,6	-0,1	1,9
NSE230D1	NSE-230D1	-	-	1,012	-10,3	N/A	N/A
NSE230D2	NSE-230D2	-	-	1,011	-10,2	N/A	N/A
NSE230	NSE-230	-	-	1,011	-10,3	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	-	-	0,999	-12,7	N/A	N/A
1117	SJO-230	1,013	-10	1,011	-10,2	-0,2	2,0

Fuente: elaboración propia.

La tabla XXX muestra las pérdidas totales del S. N. I, sin el proyecto y con el proyecto, así como el ahorro o incremento de pérdidas, para los escenarios de máxima, media y mínima demanda de la época húmeda.

Se puede observar que existe ahorro de pérdidas para horas de demanda máxima y media, mientras que para horas de demanda mínima se presenta un incremento de pérdidas.

Tabla XXX. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir la nueva subestación 230/13,8 kV, época húmeda**

Época húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	76,732	76,658	0,074
Media	54,474	54,353	0,121
Mínima	22,387	22,595	-0,208

Fuente: elaboración propia.

4.2.3. Resultados de época seca de la opción 69/13,8 kV

La tabla XXXI muestra los valores de flujos de potencia activa en las líneas monitoreadas, así como sus pérdidas en potencia activa y su factor de utilización, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, de la época seca.

En esta se puede observar el comportamiento de la línea 69 kV Escuintla – Puerto San José (línea 5), tanto en las condiciones de la red de transporte previstas antes de la entrada en operación de la nueva subestación 69/13,8 kV, como con su puesta en operación.

La línea Escuintla – Puerto San José presenta un incremento en el flujo de potencia que transportan, así como de su factor de utilización, para los escenarios de máxima, media y mínima demanda; sin embargo, dicho

incremento no repercute negativamente en los tramos de la línea analizados, quedando todos por debajo de su límite normal de operación.

Lo anterior es debido a que al incluir la nueva subestación de transformación 69/13,8 kV, la línea necesita transportar mayor flujo de potencia para servir a los nuevos circuitos de distribución de dicha subestación. En general, no se presentan anomalías en las líneas monitoreadas.

Tabla XXXI. **Flujos de potencia [MW], pérdidas de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas, época seca**

Demanda máxima											
Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización			
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]	
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV											
ESC-691	LLR-69	35,72	43,86	18,6	0,23	0,36	36,1	37,8	47,7	20,8	
LLR-69	GGO-69	22,32	37,32	40,2	0,31	0,94	67,0	23,9	41,4	42,3	
GGO-69	PSJ-69	22,01	36,38	39,5	0,03	0,09	66,7	24	41,5	42,2	
PSJ-69	PRT-69D	8,71	23,76	63,3	0,01	0,09	88,9	22,1	63,7	65,3	
PRT-69D	PRT-69	8,68	23,65	63,3	0,01	0,09	88,9	22,1	63,8	65,4	
PRT-69	IZT-69	1,6	1,6	0,0	0	0	0,0	3,3	3,4	2,9	
PRT-69	NSE-69	-	14,89	N/A	-	0,15	N/A	-	21	N/A	
Demanda media											
Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización			
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]	
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV											
ESC-691	LLR-69	31,84	39,93	20,3	0,18	0,3	40,0	33,6	43,6	22,9	
LLR-69	GGO-69	18,86	34,08	44,7	0,22	0,79	72,2	20,1	37,9	47,0	
GGO-69	PSJ-69	18,63	33,29	44,0	0,02	0,07	71,4	20,2	38,1	47,0	
PSJ-69	PRT-69D	8,32	23,43	64,5	0,01	0,09	88,9	21	62,8	66,6	
PRT-69D	PRT-69	8,3	23,34	64,4	0,01	0,09	88,9	21	62,9	66,6	
PRT-69	IZT-69	1,12	1,12	0,0	0	0	0,0	2,2	2,3	4,3	
PRT-69	NSE-69	-	14,96	N/A	-	0,15	N/A	-	21,1	N/A	
Demanda mínima											
Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización			
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]	
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV											
ESC-691	LLR-69	22,52	30,22	25,5	0,09	0,17	47,1	23,6	32,4	27,2	
LLR-69	GGO-69	13,9	26,32	47,2	0,12	0,45	73,3	14,6	28,5	48,8	
GGO-69	PSJ-69	13,78	25,87	46,7	0,01	0,04	75,0	14,7	28,7	48,8	
PSJ-69	PRT-69D	6,44	18,88	65,9	0,01	0,05	80,0	15,7	48,3	67,5	
PRT-69D	PRT-69	5,65	18,05	68,7	0	0,05	100,0	13,8	46,4	70,3	
PRT-69	IZT-69	0,64	0,64	0,0	0	0	0,0	1,3	1,3	0,0	
PRT-69	NSE-69	-	12,34	N/A	-	0,09	N/A	-	16,8	N/A	

Fuente: elaboración propia.

La tabla XXXII muestra el flujo de potencia reactiva asociada a las líneas monitoreadas, con sus respectivas pérdidas en potencia reactiva, en horas de demanda máxima, media y mínima, para la época seca.

Tabla XXXII. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas, época seca**

Demanda máxima							
Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV							
ESC-691	LLR-69	6,49	13,52	52,0	0,77	1,33	42,1
LLR-69	GGO-69	4,13	11,73	64,8	0,77	3,38	77,2
GGO-69	PSJ-69	3,37	8,35	59,6	0,07	0,31	77,4
PSJ-69	PRT-69D	1,86	7,02	73,5	-0,02	0,12	116,7
PRT-69D	PRT-69	1,9	6,91	72,5	-0,02	0,12	116,7
PRT-69	IZT-69	0,25	0,26	3,8	-0,12	-0,11	-9,1
PRT-69	NSE-69	-	4,83	N/A	-	0,21	N/A
Demanda media							
Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV							
ESC-691	LLR-69	5,31	12,23	56,6	0,58	1,08	46,3
LLR-69	GGO-69	3,23	10,77	70,0	0,39	2,76	85,9
GGO-69	PSJ-69	2,85	8	64,4	0,04	0,25	84,0
PSJ-69	PRT-69D	1,76	6,95	74,7	-0,03	0,12	125,0
PRT-69D	PRT-69	1,78	6,84	74,0	-0,03	0,12	125,0
PRT-69	IZT-69	0,04	0,05	20,0	-0,12	-0,11	-9,1
PRT-69	NSE-69	-	4,87	N/A	-	0,22	N/A
Demanda mínima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV							
ESC-691	LLR-69	2,88	7,43	61,2	0,2	0,53	62,3
LLR-69	GGO-69	1,35	6,44	79,0	-0,06	1,33	104,5
GGO-69	PSJ-69	1,41	5,11	72,4	0	0,12	100,0
PSJ-69	PRT-69D	0,05	3,8	98,7	-0,04	0,05	180,0
PRT-69D	PRT-69	0,08	3,75	97,9	-0,04	0,04	200,0
PRT-69	IZT-69	0	0	0,0	-0,12	-0,12	0,0
PRT-69	NSE-69	-	3,57	N/A	-	-0,03	N/A

Fuente: elaboración propia.

Se refleja que la línea Escuintla – Puerto San José presenta un incremento de flujo de potencia reactiva para los tres escenarios de demanda, por motivo de la inclusión de la nueva subestación de transformación 69/13,8 kV.

La tabla XXXIII muestra los valores de flujo de potencia a través del transformador de 69/13,8 kV, con su respectivo factor de utilización, en la época seca para los escenarios de demanda máxima, media y mínima. En esta logra observarse que el transformador opera muy por debajo de su límite normal de operación, con un factor de utilización un poco mayor al 50 % en horas de demanda máxima y media, y un poco por debajo de este para horas de demanda mínima.

Tabla XXXIII. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en transformador 69/13,8 kV monitoreado, época seca**

Demanda máxima						
Nombre Txfo	Potencia			Factor de utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
NSE 69/13	-	14,74	N/A	-	55,2	N/A
Demanda media						
Nombre Txfo	Potencia			Factor de utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
NSE 69/13	-	14,81	N/A	-	55,4	N/A
Demanda mínima						
Nombre Txfo	Potencia			Factor de utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
NSE 69/13	-	12,25	N/A	-	45,6	N/A

Fuente: elaboración propia.

La tabla XXXIV muestra los niveles de voltaje [pu] y el ángulo asociado a este, de las barras monitoreadas en el área de influencia, en horas de demanda máxima, media y mínima, para la época seca.

Se observa que, en horas de demanda máxima y media, los nodos: PSJ-69, PRT-69, IZT-69, NSE-69 y NSE-13 operan por debajo de los 0,95 p.u.; evidencia que es necesaria la adición de bancos de capacitores en los nodos NSE-69 y ITZ-69, a manera de elevar el voltaje en las barras finales de la línea Escuintla – Puerto San José, lo que incurre en gastos adicionales para la realización de esta subestación energizada en 69 kV.

Tabla XXXIV. Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras 69 kV y 13,8 kV monitoreadas, época seca

Demanda máxima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1151	ESC-691	1,018	-6,2	1,018	-6,5	0,0	4,6
12177	LLR-69	1,007	-7,6	1,001	-8,2	-0,6	7,3
12285	GGO-69	0,984	-10,7	0,952	-13,5	-3,4	20,7
12146	PSJ-69	0,982	-11	0,948	-14	-3,6	21,4
12145	PRT-69	0,978	-11,2	0,938	-14,6	-4,3	23,3
12284	IZT-69	0,978	-11,3	0,937	-14,6	-4,4	22,6
NSE69	NSE-69	-	-	0,919	-16,5	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	-	-	0,914	-21,1	N/A	N/A
Demanda media							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1151	ESC-691	1,017	-5,4	1,014	-5,7	-0,3	5,3
12177	LLR-69	1,008	-6,6	0,999	-7,3	-0,9	9,6
12285	GGO-69	0,988	-9,3	0,953	-12,1	-3,7	23,1
12146	PSJ-69	0,987	-9,5	0,949	-12,5	-4,0	24,0
12145	PRT-69	0,984	-9,7	0,939	-13,1	-4,8	26,0
12284	IZT-69	0,983	-9,8	0,939	-13,2	-4,7	25,8
NSE69	NSE-69	-	-	0,920	-15,1	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	-	-	0,915	-19,7	N/A	N/A
Demanda mínima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1151	ESC-691	1,018	2	1,017	1,7	-0,1	-17,6
12177	LLR-69	1,012	1,1	1,006	0,5	-0,6	-120,0
12285	GGO-69	1,000	-0,9	0,975	-3,2	-2,6	71,9
12146	PSJ-69	0,999	-1	0,972	-3,5	-2,8	71,4
12145	PRT-69	0,998	-1,2	0,966	-4	-3,3	70,0
12284	IZT-69	0,998	-1,2	0,965	-4	-3,4	70,0
NSE69	NSE-69	-	-	0,951	-5,5	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	-	-	0,952	-9	N/A	N/A

Fuente: elaboración propia.

La tabla XXXV muestra las pérdidas totales del S. N. I, sin el proyecto y con el proyecto, así como el ahorro o incremento de pérdidas, para los escenarios de máxima, media y mínima demanda, para la época seca. Se observa que existe incremento de pérdidas para los tres escenarios de demanda; esto debido a la larga longitud de la nueva línea de 69 kV que suministra energía a la nueva subestación, haciendo que el flujo de potencia tenga que recorrer una larga distancia para energizarla y por ende incrementando las pérdidas.

Tabla XXXV. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir la nueva subestación 230/13,8 kV, época seca**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	76,234	77,537	-1,303
Media	45,731	47,058	-1,327
Mínima	16,513	17,36	-0,847

Fuente: elaboración propia.

4.2.4. Resultados de época húmeda de la opción 69/13,8 kV

La tabla XXXVI muestra los valores de flujos de potencia activa en las líneas monitoreadas, así como sus pérdidas en potencia activa y su factor de utilización, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, de la época húmeda.

Se observa el comportamiento de la línea 69 kV Escuintla – Puerto San José (Línea 5), tanto en las condiciones de la red de transporte previstas antes de la entrada en operación de la nueva subestación 69/13,8 kV, como con su puesta en operación.

La línea Escuintla – Puerto San José presenta un incremento en el flujo de potencia que transportan, así como de su factor de utilización, para los escenarios de máxima, media y mínima demanda; sin embargo, dicho incremento no repercute negativamente en los tramos de la línea analizados, quedando todos por debajo de su límite normal de operación.

Lo anterior es debido a las razones ya expuestas en los escenarios de resultados de época seca de la opción 69/13,8 kV, por lo que para estos escenarios son válidos los comentarios citados en la época seca. En general, no se presentan anomalías en las líneas monitoreadas.

Tabla XXXVI. **Flujos de potencia [MW], pérdidas de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas, época húmeda**

Demanda máxima										
Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV										
ESC-691	LLR-69	18,01	25,69	29,9	0,06	0,12	50,0	19,4	27,5	29,5
LLR-69	GGO-69	4,68	19,35	75,8	0,02	0,24	91,7	5,9	21	71,9
GGO-69	PSJ-69	21,85	36,29	39,8	0,03	0,08	62,5	23,4	40,1	41,6
PSJ-69	PRT-69D	8,47	23,59	64,1	0,01	0,08	87,5	21,2	61,2	65,4
PRT-69D	PRT-69	8,43	23,48	64,1	0,01	0,08	87,5	21,2	61,2	65,4
PRT-69	IZT-69	1,54	1,54	0,0	0	0	0,0	3,1	3,2	3,1
PRT-69	NSE-69	-	14,98	N/A	-	0,14	N/A	-	20,4	N/A
Demanda media										
Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV										
ESC-691	LLR-69	31,93	40,08	20,3	0,18	0,3	40,0	33,8	43,7	22,7
LLR-69	GGO-69	18,86	34,19	44,8	0,22	0,8	72,5	20,2	38	46,8
GGO-69	PSJ-69	18,63	33,39	44,2	0,02	0,07	71,4	20,3	38,1	46,7
PSJ-69	PRT-69D	8,25	23,47	64,8	0,01	0,09	88,9	20,9	62,8	66,7
PRT-69D	PRT-69	8,23	23,37	64,8	0,01	0,09	88,9	20,9	62,9	66,8
PRT-69	IZT-69	1,1	1,1	0,0	0	0	0,0	2,2	2,3	4,3
PRT-69	NSE-69	-	15,06	N/A	-	0,15	N/A	-	21,2	N/A

Continuación de la tabla XXXVI.

Demanda mínima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV										
ESC-691	LLR-69	22,32	30,08	25,8	0,09	0,17	47,1	23,6	32,4	27,2
LLR-69	GGO-69	13,64	26,13	47,8	0,11	0,45	75,6	14,4	28,4	49,3
GGO-69	PSJ-69	13,53	25,66	47,3	0,01	0,04	75,0	14,5	28,5	49,1
PSJ-69	PRT-69D	6,14	18,63	67,0	0,01	0,05	80,0	15,1	47,9	68,5
PRT-69D	PRT-69	5,4	17,85	69,7	0	0,05	100,0	13,3	46,1	71,1
PRT-69	IZT-69	0,6	0,59	-1,7	0	0	0,0	1,2	1,2	0,0
PRT-69	NSE-69	-	12,41	N/A	-	0,09	N/A	-	16,9	N/A

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XXXVII se muestra el flujo de potencia reactiva asociada a las líneas monitoreadas, con sus respectivas pérdidas en potencia reactiva, en horas de demanda máxima, media y mínima, respectivamente, para la época húmeda.

Tabla XXXVII. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas, época húmeda**

Demanda máxima							
Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV							
ESC-691	LLR-69	4,71	5,77	18,4	0,09	0,33	72,7
LLR-69	GGO-69	3,03	4,96	38,9	-0,46	0,48	195,8
GGO-69	PSJ-69	3,24	8,03	59,7	0,06	0,28	78,6
PSJ-69	PRT-69D	1,76	6,77	74,0	-0,03	0,11	127,3
PRT-69D	PRT-69	1,8	6,67	73,0	-0,03	0,1	130,0
PRT-69	IZT-69	0,23	0,23	0,0	-0,12	-0,12	0,0
PRT-69	NSE-69	-	4,72	N/A	-	0,15	N/A
Demanda media							
Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV							
ESC-691	LLR-69	5,35	12,29	56,5	0,59	1,09	45,9
LLR-69	GGO-69	3,24	10,8	70,0	0,4	2,77	85,6
GGO-69	PSJ-69	2,84	8,03	64,6	0,04	0,25	84,0
PSJ-69	PRT-69D	1,74	6,97	75,0	-0,03	0,12	125,0
PRT-69D	PRT-69	1,76	6,85	74,3	-0,03	0,12	125,0
PRT-69	IZT-69	0,04	0,05	20,0	-0,12	-0,11	-9,1
PRT-69	NSE-69	-	4,91	N/A	-	0,22	N/A

Continuación de la tabla XXXVII.

Demanda mínima							
Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
Línea Escuintla - Puerto San José (línea 5) 69 kV							
ESC-691	LLR-69	2,89	7,46	61,3	0,2	0,53	62,3
LLR-69	GGO-69	1,34	6,46	79,3	-0,06	1,32	104,5
GGO-69	PSJ-69	1,41	5,14	72,6	0	0,12	100,0
PSJ-69	PRT-69D	0,03	3,82	99,2	-0,04	0,05	180,0
PRT-69D	PRT-69	0,07	3,77	98,1	-0,04	0,04	200,0
PRT-69	IZT-69	0	0	0,0	-0,12	-0,11	-9,1
PRT-69	NSE-69	-	3,61	N/A	-	-0,02	N/A

Fuente: elaboración propia.

En esta se percibe que la línea Escuintla – Puerto San José presenta un incremento de flujo de potencia reactiva para los tres escenarios de demanda, por motivo de la inclusión de la nueva subestación de transformación 69/13,8 kV.

La tabla XXXVIII muestra los valores de flujo de potencia a través del transformador de 69/13,8 kV, con su respectivo factor de utilización, en la época húmeda, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima. Se observa que se presenta la misma situación expuesta en los escenarios de resultados de época seca de la opción 69/13,8 kV, donde el transformador opera muy por debajo de su límite normal de operación, con un factor de utilización un poco mayor al 50 % en horas de demanda máxima y media y un poco por debajo de este para horas de demanda mínima.

Tabla XXXVIII. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en transformador 69/13,8 kV monitoreado, época húmeda**

Demanda máxima						
Nombre Txfo	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
NSE 69/13	-	14,84	N/A	-	55,5	N/A
Demanda media						
Nombre Txfo	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
NSE 69/13	-	14,92	N/A	-	55,8	N/A
Demanda mínima						
Nombre Txfo	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
NSE 69/13	-	12,3	N/A	-	45,8	N/A

Fuente: elaboración propia.

La tabla XXXIX muestra los niveles de voltaje [pu] y su ángulo asociado, de las barras monitoreadas en el área de influencia, en horas de demanda máxima, media y mínima, para la época húmeda.

Se observa que, en horas de demanda media, los nodos: PSJ-69, PRT-69, IZT-69, NSE-69 y NSE-13, operan por debajo de los 0,95 p.u.

Por su parte, para horas de demanda mínima, operan por debajo de los 0,95 p.u., los nodos NSE-69 y NSE-13; por último, para horas de demanda máxima, el nodo NSE-13 opera por debajo del valor permisible de voltaje. Lo anterior reafirma que es necesaria la adición de bancos de capacitores en los nodos NSE-69 y ITZ-69.

Tabla XXXIX. Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras 69 kV y 13,8 kV monitoreadas época húmeda

Demanda máxima							
Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1151	ESC-691	1,016	-14,2	1,015	-14,6	-0,1	2,7
12177	LLR-69	1,010	-14,9	1,007	-15,6	-0,3	4,5
12285	GGO-69	0,998	-15,4	0,983	-18,2	-1,5	15,4
12146	PSJ-69	0,997	-15,7	0,979	-18,7	-1,8	16,0
12145	PRT-69	0,993	-15,9	0,969	-19,3	-2,5	17,6
12284	IZT-69	0,993	-16	0,969	-19,3	-2,5	17,1
NSE69	NSE-69	-	-	0,951	-21,1	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	-	-	0,947	-25,4	N/A	N/A
Demanda media							
Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1151	ESC-691	1,014	-14,3	1,016	-14,8	0,2	3,4
12177	LLR-69	1,004	-15,6	1,000	-16,3	-0,4	4,3
12285	GGO-69	0,985	-18,2	0,954	-21,1	-3,2	13,7
12146	PSJ-69	0,983	-18,5	0,950	-21,6	-3,5	14,4
12145	PRT-69	0,980	-18,7	0,941	-22,2	-4,1	15,8
12284	IZT-69	0,980	-18,7	0,940	-22,2	-4,3	15,8
NSE69	NSE-69	-	-	0,921	-24,1	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	-	-	0,916	-28,7	N/A	N/A
Demanda mínima							
Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1151	ESC-691	1,012	-12,8	1,013	-13,4	0,1	4,5
12177	LLR-69	1,006	-13,7	1,003	-14,5	-0,3	5,5
12285	GGO-69	0,994	-15,6	0,972	-18,2	-2,3	14,3
12146	PSJ-69	0,993	-15,8	0,969	-18,5	-2,5	14,6
12145	PRT-69	0,991	-16	0,962	-19	-3,0	15,8
12284	IZT-69	0,991	-16	0,962	-19	-3,0	15,8
NSE69	NSE-69	-	-	0,948	-20,5	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	-	-	0,948	-24,1	N/A	N/A

Fuente: elaboración propia.

Por último, la tabla XL muestra las pérdidas totales del S. N. I, sin el proyecto y con el proyecto, así como el ahorro o incremento de pérdidas para los escenarios de máxima, media y mínima demanda para la época seca. Se observa que existe incremento de pérdidas para los tres escenarios de demanda, debido a las razones ya expuestas en la época seca; por lo que, para estos escenarios, son válidos los comentarios dados en la época seca.

Tabla XL. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir la nueva subestación 69/13,8 kV, época húmeda**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	76,732	77,391	-0,659
Media	54,474	55,629	-1,155
Mínima	22,387	23,321	-0,934

Fuente: elaboración propia.

4.3. Análisis de cortocircuito

A continuación, se presentan los niveles de cortocircuito en los nodos del área de influencia del proyecto obtenidos de la simulación. Primeramente, se muestran los resultados para la opción de energizar a la nueva subestación en 230 kV y seguidamente se muestran los resultados para la opción de energizar a la nueva subestación en 69 kV; esto considerando la base de datos de la red proporcionada por el AMM y la CNEE y los escenarios con y sin proyecto para época seca y época húmeda, como se establece en las normas para la elaboración de los estudios de acceso y uso de la capacidad de transporte (NTAUCT).

4.3.1. Resultados de corto circuito de la opción 230/13,8 kV

Las tablas permiten observar que la inclusión del proyecto no repercute negativamente en los niveles máximos de corto circuito en las barras de 230 kV del área de influencia. Estos niveles de cortocircuito en la red 230 kV son menores a los niveles que se tienen en los interruptores de las subestaciones del área, 40 kA.

En resumen, la inclusión del proyecto no presenta niveles de cortocircuito por encima de la capacidad de la red tanto para época seca como para época húmeda.

Las tablas XLI y XLII muestran los niveles de corriente de cortocircuito en horas de demanda máxima, para la época seca y húmeda, respectivamente; la tabla incluye los nodos en caso proyecto; seguidamente en caso base, y por último la diferencia entre ambos casos.

Tabla XLI. **Niveles de corriente de cortocircuito para la opción de 230/13,8 kV, época seca**

Caso proyecto									
Número nodo	Nombre nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1106	ESC-231	50,16	-86,43	12590,70	5015,00	48,84	-86,16	12258,70	4883,00
1102	ALB-230	49,99	-86,41	12548,80	4999,00	48,66	-86,13	12213,70	4865,00
1140	PAC-230	47,69	-86,07	11971,10	4768,00	46,24	-85,79	11607,20	4623,00
NSE230D1	NSE-230D1	35,67	-85,20	8954,70	3567,00	33,59	-84,95	8431,90	3359,00
NSE230D2	NSE-230D2	33,39	-85,08	8380,60	3338,00	30,34	-84,72	7616,90	3034,00
NSE230	NSE-230	34,48	-85,14	8655,70	3448,00	31,85	-84,82	7995,70	3185,00
NSE13	NSE-13	2,66	-86,98	11137,40	266,00	2,73	-87,03	11431,80	273,00
1117	SJO-230	32,36	-85,04	8121,90	3235,00	29,40	-84,71	7381,20	2940,00
Caso base									
Número nodo	Nombre nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1106	ESC-231	50,22	-86,45	12605,80	5021,00	48,94	-86,19	12284,10	4893,00
1102	ALB-230	50,05	-86,42	12563,80	5005,00	48,76	-86,16	12239,00	4875,00
1140	PAC-230	47,75	-86,09	11987,20	4775,00	46,35	-85,82	11635,00	4635,00
NSE230D1	NSE-230D1	-	-	-	-	-	-	-	-
NSE230D2	NSE-230D2	-	-	-	-	-	-	-	-
NSE230	NSE-230	-	-	-	-	-	-	-	-
NSE13	NSE-13	-	-	-	-	-	-	-	-
1117	SJO-230	34,53	-85,16	8668,10	3453,00	32,50	-84,96	8158,70	3250,00
Incremento									
Número nodo	Nombre nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1106	ESC-231	-0,06	0,02	-15,10	-6,00	-0,10	0,03	-25,40	-10,00
1102	ALB-230	-0,06	0,01	-15,00	-6,00	-0,10	0,03	-25,30	-10,00
1140	PAC-230	-0,06	0,02	-16,10	-7,00	-0,11	0,03	-27,80	-12,00
NSE230D1	NSE-230D1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NSE230D2	NSE-230D2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NSE230	NSE-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1117	SJO-230	-2,17	0,12	-546,20	-218,00	-3,10	0,25	-777,50	-310,00

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLII. **Niveles de corriente de cortocircuito para la opción de 230/13,8 kV, época húmeda**

Caso proyecto									
Número nodo	Nombre nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1106	ESC-231	47,82	-86,60	12003,00	4781,00	46,92	-86,23	11777,50	4691,00
1102	ALB-230	47,68	-86,58	11968,90	4768,00	46,77	-86,20	11740,40	4677,00
1140	PAC-230	46,26	-86,33	11611,10	4625,00	45,26	-85,95	11361,80	4526,00
NSE230D1	NSE-230D1	34,94	-85,41	8770,20	3493,00	33,12	-85,08	8313,90	3312,00
NSE230D2	NSE-230D2	32,76	-85,28	8223,30	3275,00	29,97	-84,84	7523,50	2997,00
NSE230	NSE-230	33,80	-85,34	8485,70	3380,00	31,44	-84,94	7891,20	3143,00
NSE13	NSE-13	2,66	-87,00	11120,10	265,00	2,73	-87,04	11419,20	272,00
1117	SJO-230	31,78	-85,23	7976,30	3177,00	29,06	-84,82	7294,80	2906,00
Caso base									
Número nodo	Nombre nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1106	ESC-231	47,88	-86,62	12018,40	4787,00	47,02	-86,26	11802,60	4701,00
1102	ALB-230	47,74	-86,59	11984,20	4774,00	46,87	-86,23	11765,30	4686,00
1140	PAC-230	46,32	-86,34	11627,60	4632,00	45,37	-85,98	11389,60	4537,00
NSE230D1	NSE-230D1	-	-	-	-	-	-	-	-
NSE230D2	NSE-230D2	-	-	-	-	-	-	-	-
NSE230	NSE-230	-	-	-	-	-	-	-	-
NSE13	NSE-13	-	-	-	-	-	-	-	-
1117	SJO-230	33,86	-85,37	8498,50	3385,00	32,07	-85,09	8050,50	3207,00
Incremento									
Número nodo	Nombre nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1106	ESC-231	-0,06	0,02	-15,40	-6,00	-0,10	0,03	-25,10	-10,00
1102	ALB-230	-0,06	0,01	-15,30	-6,00	-0,10	0,03	-24,90	-9,00
1140	PAC-230	-0,06	0,01	-16,50	-7,00	-0,11	0,03	-27,80	-11,00
NSE230D1	NSE-230D1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NSE230D2	NSE-230D2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NSE230	NSE-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1117	SJO-230	-2,08	0,14	-522,20	-208,00	-3,01	0,27	-755,70	-301,00

Fuente: elaboración propia.

4.3.2. Resultados de cortocircuito de la opción 69/13,8 kV

Las tablas permiten observar que la inclusión del proyecto, no repercute negativamente en los niveles máximos de cortocircuito en las barras de 69 kV del área de influencia. Estos niveles de cortocircuito en la red 69 kV son menores a los niveles que se tienen en los interruptores de las subestaciones del área, 31,5 kA.

En resumen, la inclusión del proyecto, no presenta niveles de corto circuito por encima de la capacidad de la red tanto para época seca como para época húmeda.

Las tablas XLIII y XLIV muestran los niveles de corriente de corto circuito en horas de demanda máxima, para la época seca y húmeda, respectivamente; la tabla incluye los nodos en caso proyecto; seguidamente en caso base, y por último la diferencia entre ambos casos.

Tabla XLIII. **Niveles de corriente de cortocircuito para la opción de 69/13,8 kV, época seca**

Caso proyecto									
Número nodo	Nombre nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1151	ESC-691	21,05	-87,55	17610,10	2104,00	20,84	-87,18	17441,80	2084,00
12177	LLR-69	8,20	-80,70	6857,60	819,00	7,41	-80,19	6198,70	740,00
12285	GGO-69	2,61	-77,74	2183,90	260,00	2,27	-77,54	1902,90	227,00
12146	PSJ-69	2,46	-77,66	2057,60	245,00	2,14	-77,47	1791,30	214,00
12145	PRT-69	2,18	-75,74	1823,90	217,00	1,89	-75,54	1584,70	189,00
12284	IZT-69	1,94	-74,15	1623,10	193,00	1,68	-73,96	1408,10	168,00
NSE69	NSE-69	1,47	-75,94	1232,40	147,00	1,04	-76,28	869,00	103,00
NSE13	NSE-13	0,87	-80,67	3660,70	87,00	0,70	-79,97	2932,80	70,00
Caso base									
Número nodo	Nombre nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1151	ESC-691	21,05	-87,55	17610,10	2104,00	20,84	-87,18	17441,80	2084,00
12177	LLR-69	8,20	-80,70	6857,60	819,00	7,41	-80,19	6198,70	740,00
12285	GGO-69	2,61	-77,74	2183,90	260,00	2,27	-77,54	1902,90	227,00
12146	PSJ-69	2,46	-77,66	2057,60	245,00	2,14	-77,47	1791,30	214,00
12145	PRT-69	2,18	-75,74	1823,90	217,00	1,89	-75,54	1584,70	189,00
12284	IZT-69	1,94	-74,15	1623,10	193,00	1,68	-73,96	1408,10	168,00
NSE69	NSE-69	-	-	-	-	-	-	-	-
NSE13	NSE-13	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento									
Número nodo	Nombre nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1151	ESC-691	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12177	LLR-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12285	GGO-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12146	PSJ-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12145	PRT-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12284	IZT-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NSE69	NSE-69	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIV. Niveles de corriente de cortocircuito para la opción de 69/13,8 kV, época húmeda

Caso proyecto									
Número nodo	Nombre nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1151	ESC-691	13,39	-87,96	11204,90	1339,00	13,54	-87,25	11331,90	1354,00
12177	LLR-69	7,14	-82,73	5972,40	713,00	6,71	-82,03	5617,70	671,00
12285	GGO-69	3,07	-80,99	2570,80	307,00	2,90	-81,31	2429,90	290,00
12146	PSJ-69	2,87	-80,68	2398,10	286,00	2,69	-80,94	2251,10	269,00
12145	PRT-69	2,50	-78,09	2090,20	249,00	2,32	-78,11	1938,90	231,00
12284	IZT-69	2,19	-76,00	1832,90	219,00	2,01	-75,87	1683,10	201,00
NSE69	NSE-69	1,61	-77,48	1348,70	161,00	1,15	-77,65	965,70	115,00
NSE13	NSE-13	0,92	-81,80	3852,40	92,00	0,75	-81,11	3141,70	75,00
Caso base									
Número nodo	Nombre nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1151	ESC-691	13,39	-87,96	11204,90	1339,00	13,54	-87,25	11331,90	1354,00
12177	LLR-69	7,14	-82,73	5972,40	713,00	6,71	-82,03	5617,70	671,00
12285	GGO-69	3,07	-80,99	2570,80	307,00	2,90	-81,31	2429,90	290,00
12146	PSJ-69	2,87	-80,68	2398,10	286,00	2,69	-80,94	2251,10	269,00
12145	PRT-69	2,50	-78,09	2090,20	249,00	2,32	-78,11	1938,90	231,00
12284	IZT-69	2,19	-76,00	1832,90	219,00	2,01	-75,87	1683,10	201,00
NSE69	NSE-69	-	-	-	-	-	-	-	-
NSE13	NSE-13	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento									
Número nodo	Nombre nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1151	ESC-691	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12177	LLR-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12285	GGO-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12146	PSJ-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12145	PRT-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12284	IZT-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NSE69	NSE-69	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NSE13	NSE-13	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Fuente: elaboración propia.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS OPCIONES

En el capítulo anterior se simularon dos opciones de suministro de energía para una nueva subestación de transformación en Escuintla, lo que permitió realizar la evaluación técnica de las ambas soluciones planteadas; se determinó que eléctricamente, la opción de energizar a la nueva subestación propuesta en 230 kV supera a la de energizarla en 69 kV.

Sin embargo, como uno de los objetivos del presente trabajo de graduación es determinar si las soluciones propuestas son económicamente factibles, se describen en este capítulo los principales factores que se consideran en el análisis económico y se aplican tanto para la opción de energizar a la nueva subestación en 230 kV como para la opción de energizar a la nueva subestación en 69 kV.

5.1. Costos de inversión de las opciones propuestas

Los costos comprenden el costo de obra civil, interruptores de potencia, materiales y accesorios para su instalación, así como mano de obra.

5.1.1. Nueva subestación de transformación de 230/13,8 kV

Se presentan un resumen de los trabajos a realizar (detallados en el capítulo 3) y los costos asociados, así como el costo total de implementar una nueva subestación de transformación de relación de voltajes 230/13,8 kV.

Tabla XLV. **Costos de inversión para la opción de energizar a la nueva subestación de transformación en 230 kV**

230 kV	1	EL 230 kV BD (nueva subestación)	\$ 484 715,13
	1	EL 230 kV BD (nueva subestación)	\$ 484 715,13
	1	EL 230 kV BS (planta San José)	\$ 484 715,13
	1	CA 230 kV	\$ 312 867,54
	1	CT 230 kV BD	\$ 457 557,03
	1	230/13,8 kV (37,5 MVA) 3F	\$ 1 030 973,66
	1	IB 230 kV BD	\$ 1 733 656,06
	1,5	km DC Línea ACAR 1024,5 MCM	\$ 276 098,97
13,8 kV	1	CT 13,8 kV BS	\$ 34 309,34
	1	EL 13,8 kV BS	\$ 30 352,05
	1	EL 13,8 kV BS	\$ 30 352,05
	1	EL 13,8 kV BS	\$ 30 352,05
	1	EL 13,8 kV BS	\$ 30 352,05
	1	EL 13,8 kV BS	\$ 30 352,05
	1	IB 13,8 kV BS	\$ 109 162,84
	15	Reguladores 13,8 kV 300A	\$ 303 092,72
Total sin IVA			\$ 5 863 623,80

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XLV se muestra que el costo total de inversión sin IVA para la opción de energizar a la nueva subestación en 230 kV es de \$ 5 863 623,80; por lo que tomando el valor del dólar a Q 7,42 por \$ 1 e incluyendo el IVA, el costo total de inversión para la presente opción evaluada asciende a Q 48 729 059,20.

Donde:

- IB: infraestructura básica
- EL: entrada de línea (campo)
- BD: barra doble
- CA: campo de acople
- CT: campo de transformación
- BS: barra simple

- DC: doble circuito
- CS circuito sencillo

5.1.2. Nueva subestación de transformación de 69/13,8 kV

Por su parte en la tabla XLVI, se presenta un resumen de los trabajos a realizar (detallados en el capítulo 3) y los costos asociados, así como el costo total de implementar una nueva subestación de transformación de relación de voltajes 69/13,8 kV.

De igual manera que para la opción de energizar a la nueva subestación en 230 kV, comprende el costo de obra civil, interruptores de potencia, materiales y accesorios para su instalación, así como mano de obra.

Tabla XLVI. **Costos de inversión para la opción de energizar a la nueva subestación de transformación en 69 kV**

69 kV	1	EL 69 kV BS	\$ 246 525,42
	1	EL 69 kV BS	\$ 246 525,42
	1	CT 69 kV BS	\$ 262 607,01
	1	69/13,8 kV (28MVA) trifásico	\$ 509 114,34
	1	IB 69 kV BS	\$ 411 383,55
	24	km Línea CS Flint AAAC 740 MCM	\$ 2 334 449,09
13,8 kV	1	CT 13,8 kV BS	\$ 34 309,34
	1	EL 13,8 kV BS	\$ 30 352,05
	1	EL 13,8 kV BS	\$ 30 352,05
	1	EL 13,8 kV BS	\$ 30 352,05
	1	EL 13,8 kV BS	\$ 30 352,05
	1	EL 13,8 kV BS	\$ 30 352,05
	1	IB 13,8 kV BS	\$ 109 162,84
	15	Reguladores 13,8 kV 300A	\$ 303 092,72
Total sin IVA			\$ 4 608 929,98

Fuente: elaboración propia.

5.2. Costos de operación y mantenimiento de las opciones

El costo total de inversión sin IVA para la opción de energizar a la nueva subestación en 69 kV, es de \$ 4 608 929,98; por lo que tomando el valor del dólar a Q 7,42 por \$ 1 e incluyendo el IVA, el costo total de inversión para la presente opción evaluada asciende a Q 38 302 051,71.

5.2.1. Costos de operación

Dichos costos cubren la operativa (conexión y desconexión de elementos de maniobra) del centro de control, tanto para las líneas de transmisión, como para las subestaciones de transformación y maniobras de la red de transmisión; es decir, se considera como costo de operación los costos de personal, materiales y transporte, necesarios para operar la red de manera confiable.

5.2.2. Costos de mantenimiento

En cuanto a los costos de mantenimiento, se consideran los costos que implican realizar labores de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de las instalaciones de la red de transporte, así como del centro de control, incluido la del pago de mano de obra calificada, así como de personal supervisor, materiales, repuestos, equipos, herramientas y vehículos, todos necesarios para realizar dichas labores.

Se considera que los costos de supervisión del mantenimiento de subestaciones, líneas de transmisión y centro de control son ejecutados por personal de la propia empresa y las cuadrillas que ejecutan los trabajos se realizan por terceros (contratistas).

Los costos de operación y mantenimiento descritos anteriormente, se consideran para ambas opciones de energización para la nueva subestación de transformación.

5.3. Valoración de los beneficios

Para la valoración de beneficios, se considera el ahorro de pérdidas de potencia y pérdidas de energía en media y alta tensión, así como también, en evitar los altos costos de la energía no suministrada (ENS) por falta de capacidad de transformación en el área de influencia.

Las pérdidas de potencia y energía se valoran con el precio medio de compra de la potencia (Q 120,33 /kW-mes) y precio medio de la energía en el mercado de oportunidad (Q 0,89 /kWh), según corresponde. La valoración de beneficios se aplica para evaluar tanto la opción de energizar a la nueva subestación en 230 kV, como para energizarla en 69 kV.

5.4. Evaluación económica

La evaluación económica de un proyecto consiste en determinar si este es o no realizable. Esto se logra analizando las diferentes variables que intervienen en su implementación. Dicha evaluación se lleva a cabo por medio de varios métodos de valoración de inversiones, dentro de los cuales se puede mencionar los siguientes:

- Valor actual neto (VAN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Relación beneficio – costo (B/C)

Los métodos anteriormente mencionados proporcionan datos concretos, los cuales permiten a analistas e inversionistas conocer los riesgos que representa la realización del proyecto en cuestión y tomar la decisión correcta.

5.4.1. Valor actual neto (VAN)

En este método se evalúan los ingresos y egresos de un proyecto en igualdad de condiciones; es decir, qué tanto unos como otros se trasladan del futuro hacia el año cero, actualizándolos por medio de tasas y luego se procede a hacer su suma algebraica, teniendo signo positivo los ingresos y signo negativo egresos.

Si la evaluación arroja un resultado negativo el proyecto no es factible; mientras que, si el resultado es positivo, indica que el proyecto es factible. Es muy poco probable que el resultado sea cero, en cuyo caso se toma el proyecto como bueno.

5.4.2. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno de una inversión es la media geométrica de los rendimientos futuros que se esperan de dicha inversión. Esta se utiliza como indicador de la rentabilidad del proyecto que se evalúa, pues a mayor TIR, mayor rentabilidad, ya que el valor que se obtiene está indicado en porcentaje y corresponde al punto donde el VAN es igual a cero.

El resultado que se obtiene se compara con las tasas de interés del mercado para tener un punto de referencia que permita determinar si el proyecto es bueno o malo, desde el punto de vista de los inversionistas.

El cálculo de la TIR se hace por interpolación, tomando en cuenta los valores del VAN en donde se produce el cambio de signo.

5.4.3. Relación beneficio - costo (B/C)

Es la relación entre el valor presente de todos los ingresos del proyecto sobre el valor presente de todos los egresos del mismo y tiene como objetivo determinar cuáles son los beneficios por cada quetzal invertido en el proyecto.

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{valor presente de ingresos}}{\text{valor presente de egresos}}$$

El análisis beneficio-costo es una técnica importante dentro del ámbito de la teoría de la decisión. Pretende determinar la conveniencia de proyecto mediante la enumeración y valoración posterior en términos monetarios de todos los costos y beneficios derivados directa e indirectamente de dicho proyecto. Este método se aplica a obras sociales, proyectos colectivos o individuales, empresas privadas, planes de negocios, etc., prestando atención a la importancia y cuantificación de sus consecuencias sociales y/o económicas.

El criterio de evaluación B/C es el índice de utilización frecuente en estudios de grandes proyectos públicos de inversión; se apoya en el método del valor presente neto. Cuando se utiliza esta herramienta de evaluación en proyectos privados de inversión, se hace la siguiente interpretación:

- B/C > 1: indica que los beneficios son mayores que los costos, por consiguiente, el proyecto es económicamente factible.

- $B/C=1$: indica que los beneficios son iguales a los costos, por lo que existen ganancias,
- $B/C<1$: indica que los costos son mayores que los beneficios y por ende el proyecto no es económicamente factible.

5.5. Comparación de la evaluación económica de las propuestas

Con los métodos de evaluación económica descritos en el apartado anterior, se procede a evaluar económicamente ambas opciones. Primeramente, se evalúa la opción de suministrar energía a la nueva subestación en 230 kV y seguidamente se evalúa la opción de energizar a la nueva subestación en 69 kV.

La tabla XLVII muestra la evaluación económica para la nueva subestación de transformación de 230/13,8 kV; mientras que la tabla XLVIII muestra la evaluación económica para la nueva subestación de transformación 69/13,8 kV.

Tabla XLVII. **Evaluación económica para la opción de suministrar energía a la nueva subestación de transformación en 230 kV**

INFORMACIÓN		
Tasa de crecimiento anual	1,68	%
Tasa de actualización anual de capital	9,93	%
Costo de la potencia	120,33	Q/kW.Mes
Costo de la energía	0,48	Q/kWh
Ahorro de pérdidas en MT durante el pico	1 328,18	kW
Ahorro de pérdidas en AT durante el pico	148,00	kW
Ahorro anual de pérdidas de energía	6 913,38	MWh
Costo anual de sanciones por subestación	30 000,00	Q
Costo anual de mantenimiento	154 169,44	Q
Costo del proyecto	48 729 059,20	Q

Continuación de la tabla XLVII.

CÁLCULOS									
Año	Demanda total del área MW	Ahorro de pérdidas de		Ahorro pérdidas Q.	Energía no servida MWh	Costo energía no servida Q.	Ahorro total de costos Q.	Costos en Q de operación y mantenimiento *	Flujo neto año Q.
		Potencia kW	Energía MWh						
2016	32,49	1 476,18	6 913,38	0,00	0,00	0,00		-48 729 059,20	-48 729 059,20
2017	33,04	1 526,19	7 147,59	5 634 606,16	0,00	0,00	5 634 606,16	-184 169,44	5 450 436,71
2018	33,59	1 577,90	7 389,74	5 825 496,10	0,00	0,00	5 825 496,10	-184 169,44	5 641 326,65
2019	34,15	1 631,36	7 640,09	6 022 853,03	0,00	0,00	6 022 853,03	-184 169,44	5 838 683,59
2020	34,73	1 686,62	7 898,92	6 226 896,06	0,00	0,00	6 226 896,06	-184 169,44	6 042 726,61
2021	35,31	1 743,76	8 166,52	6 437 851,67	0,00	0,00	6 437 851,67	-184 169,44	6 253 682,23
2022	35,91	1 802,84	8 443,18	6 655 954,07	0,00	0,00	6 655 954,07	-184 169,44	6 471 784,63
2023	36,51	1 863,91	8 729,22	6 881 445,38	0,00	0,00	6 881 445,38	-184 169,44	6 697 275,93
2024	37,12	1 927,06	9 024,95	7 114 575,90	0,00	0,00	7 114 575,90	-184 169,44	6 930 406,46
2025	37,75	1 992,35	9 330,70	7 355 604,46	0,00	0,00	7 355 604,46	-184 169,44	7 171 435,02
2026	38,38	2 059,84	9 646,81	7 604 798,61	0,00	0,00	7 604 798,61	-184 169,44	7 420 629,17
2027	39,02	2 129,63	9 973,63	7 862 435,00	11,58	5 560,78	7 867 995,78	-184 169,44	7 683 826,33
2028	39,68	2 201,77	10 311,51	8 128 799,62	160,41	76 995,51	8 205 795,13	-184 169,44	8 021 625,69
2029	40,35	2 276,37	10 660,85	8 404 188,18	941,57	451 952,90	8 856 141,08	-184 169,44	8 671 971,64
2030	41,02	2 353,48	11 022,02	8 688 906,40	2 432,56	1 167 629,32	9 856 535,71	-184 169,44	9 672 366,27
2031	41,71	2 433,22	11 395,42	8 983 270,33	4 671,97	2 242 547,26	11 225 817,59	-184 169,44	11 041 648,15
2032	42,41	2 515,65	11 781,48	9 287 606,77	7 470,73	3 585 952,09	12 873 558,86	-184 169,44	12 689 389,41
2033	43,13	2 600,87	12 180,61	9 602 253,55	10 632,94	5 103 813,60	14 706 067,15	-184 169,44	14 521 897,71
2034	43,85	2 688,99	12 593,27	9 927 559,98	14 400,38	6 912 184,39	16 839 744,37	-184 169,44	16 655 574,93
2035	44,59	2 780,09	13 019,91	10 263 887,19	18 690,44	8 971 412,22	19 235 299,41	-184 169,44	19 051 129,97
2036	45,34	2 874,27	13 461,00	10 611 608,53	23 252,93	11 161 407,68	21 773 016,21	-184 169,44	21 588 846,77
2037	46,10	2 971,64	13 917,03	10 971 110,03	28 117,75	13 496 522,02	24 467 632,05	-184 169,44	24 283 462,61
2038	46,87	3 072,32	14 388,51	11 342 790,76	33 305,79	15 986 778,96	27 329 569,72	-184 169,44	27 145 400,28
2039	47,66	3 176,40	14 875,97	11 727 063,35	38 744,46	18 597 340,40	30 324 403,74	-184 169,44	30 140 234,30
2040	48,46	3 284,01	15 379,94	12 124 354,37	44 652,58	21 433 240,62	33 557 594,99	-184 169,44	33 373 425,55
2041	49,27	3 395,27	15 900,98	12 535 104,87	51 195,73	24 573 950,74	37 109 055,60	-184 169,44	36 924 886,16
2042	50,10	3 510,29	16 439,68	12 959 770,83	58 334,38	28 000 502,44	40 960 273,27	-184 169,44	40 776 103,83
2043	50,94	3 629,22	16 996,62	13 398 823,68	66 630,92	31 982 840,54	45 381 664,22	-184 169,44	45 197 494,78
2044	51,80	3 752,17	17 572,44	13 852 750,82	75 305,44	36 146 613,31	49 999 364,13	-184 169,44	49 815 194,69
2045	52,67	3 879,28	18 167,76	14 322 056,17	84 341,68	40 484 008,50	54 806 064,66	-184 169,44	54 621 895,22
2046	53,55	4 010,71	18 783,25	14 807 260,70	93 689,25	44 970 842,30	59 778 103,01	-184 169,44	59 593 933,56

* Incluye costo anual de sanciones por faltas a la calidad.

Resultados para 30 años	
VNA	Q 52 335 710,71
RBC	2,04
TIR	16,45 %

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLVIII. **Evaluación económica para la opción de suministrar energía a la nueva subestación de transformación en 69 kV**

INFORMACIÓN		
Tasa de crecimiento anual	1,68	%
Tasa de actualización anual de capital	9,93	%
Costo de la potencia	120,33	Q/kW,mes
Costo de la energía	0,48	Q/kWh
Ahorro de pérdidas en MT durante el pico	1 328,18	kW
Ahorro de pérdidas en AT durante el pico	-1 303,00	kW
Ahorro anual de pérdidas de energía	558,00	MWh
Costo anual de sanciones por subestación	30 000,00	Q
Costo anual de mantenimiento	121 180,38	Q
Costo del proyecto	38 302 051,71	Q

CÁLCULOS									
Año	Demanda total del área MW	Ahorro de pérdidas de		Ahorro pérdidas Q.	Energía no servida MWh	Costo energía no servida Q.	Ahorro total de costos Q.	Costos en Q de operación y mantenimiento *	Flujo neto año Q.
		Potencia kW	Energía MWh						
2016	32,49	25,18	558,00	0,00	0,00	0,00		-38 302 051,71	-38 302 051,71
2017	33,04	26,04	576,90	314 508,77	0,00	0,00	314 508,77	-151 180,38	163 328,39
2018	33,59	26,92	596,44	325 163,74	0,00	0,00	325 163,74	-151 180,38	173 983,36
2019	34,15	27,83	616,65	336 179,68	0,00	0,00	336 179,68	-151 180,38	184 999,30
2020	34,73	28,77	637,54	347 568,82	0,00	0,00	347 568,82	-151 180,38	196 388,44
2021	35,31	29,75	659,14	359 343,80	0,00	0,00	359 343,80	-151 180,38	208 163,42
2022	35,91	30,76	681,47	371 517,70	0,00	0,00	371 517,70	-151 180,38	220 337,32
2023	36,51	31,80	704,56	384 104,02	0,00	0,00	384 104,02	-151 180,38	232 923,64
2024	37,12	32,88	728,43	397 116,75	0,00	0,00	397 116,75	-151 180,38	245 936,37
2025	37,75	33,99	753,10	410 570,33	0,00	0,00	410 570,33	-151 180,38	259 389,94
2026	38,38	35,14	778,62	424 479,68	0,00	0,00	424 479,68	-151 180,38	273 299,30
2027	39,02	36,33	805,00	438 860,26	11,58	5 560,78	444 421,04	-151 180,38	293 240,66
2028	39,68	37,56	832,27	453 728,03	160,41	76 995,51	530 723,53	-151 180,38	379 543,15
2029	40,35	38,84	860,46	469 099,49	941,57	451 952,90	921 052,38	-151 180,38	769 872,00
2030	41,02	40,15	889,62	484 991,70	2 432,56	1 167 629,32	1 652 621,02	-151 180,38	1 501 440,64
2031	41,71	41,51	919,75	501 422,32	4 671,97	2 242 547,26	2 743 969,58	-151 180,38	2 592 789,19
2032	42,41	42,92	950,91	518 409,57	7 470,73	3 585 952,09	4 104 361,66	-151 180,38	3 953 181,28
2033	43,13	44,37	983,13	535 972,32	10 632,94	5 103 813,60	5 639 785,92	-151 180,38	5 488 605,54
2034	43,85	45,87	1 016,44	554 130,06	14 400,38	6 912 184,39	7 466 314,45	-151 180,38	7 315 134,06
2035	44,59	47,43	1 050,87	572 902,95	18 690,44	8 971 412,22	9 544 315,17	-151 180,38	9 393 134,79
2036	45,34	49,04	1 086,47	592 311,83	23 252,93	11 161 407,68	11 753 719,52	-151 180,38	11 602 539,14
2037	46,10	50,70	1 123,28	612 378,25	28 117,75	13 496 522,02	14 108 900,28	-151 180,38	13 957 719,90
2038	46,87	52,41	1 161,33	633 124,49	33 305,79	15 986 778,96	16 619 903,45	-151 180,38	16 468 723,07
2039	47,66	54,19	1 200,68	654 573,56	38 744,46	18 597 340,40	19 251 913,96	-151 180,38	19 100 733,58
2040	48,46	56,03	1 241,35	676 749,29	44 652,58	21 433 240,62	22 109 989,91	-151 180,38	21 958 809,53
2041	49,27	57,92	1 283,41	699 676,30	51 195,73	24 573 950,74	25 273 627,03	-151 180,38	25 122 446,65
2042	50,10	59,89	1 326,89	723 380,02	58 334,38	28 000 502,44	28 723 882,46	-151 180,38	28 572 702,08
2043	50,94	61,92	1 371,84	747 886,79	66 630,92	31 982 840,54	32 730 727,33	-151 180,38	32 579 546,95
2044	51,80	64,01	1 418,32	773 223,80	75 305,44	36 146 613,31	36 919 837,11	-151 180,38	36 768 656,73
2045	52,67	66,18	1 466,37	799 419,18	84 341,68	40 484 008,50	41 283 427,67	-151 180,38	41 132 247,29
2046	53,55	68,42	1 516,04	826 502,01	93 689,25	44 970 842,30	45 797 344,31	-151 180,38	45 646 163,93

* Incluye costo anual de sanciones por faltas a la calidad.

Resultados para 30 años	
VNA	Q -5 338 377,36
RBC	0,87
TIR	9,22%

Fuente: elaboración propia.

5.6. Factibilidad económica de ambas propuestas

Para realizar la factibilidad económica, se comprueban los resultados del VAN y de la TIR; comparando el costo de hacer el proyecto con el valor presente del ahorro de pérdidas más el costo de la energía no suministrada, considerando que el valor anual del ahorro de pérdidas crece a razón del 2,82 por ciento anual, debido a que su crecimiento es proporcional al cuadrado del crecimiento de la demanda.

Los valores anuales del ahorro de pérdidas se actualizan con una tasa de 9,93 %, durante un periodo de 30 años.

Los cálculos presentados en la tabla XLVII muestran que implementar la opción de energizar a una nueva subestación de transformación en 230 kV, representa un beneficio neto en valores presentes de Q 52 335 710,71; lo cual equivale a una relación beneficio - costo de 2,04 y una tasa interna de retorno de 16,45 %, lo que indica que esta opción es factible.

Por otro lado, los cálculos presentados en la tabla XLVIII muestran que implementar la opción de energizar a una nueva subestación de transformación en 69 kV, representa un déficit en valores presentes de Q 5 338 377,36; lo cual equivale a una relación beneficio - costo de 0,87 (menor a 1) y una tasa interna de retorno de 9,22 %, lo que indica que esta opción no es factible.

CONCLUSIONES

1. De la evaluación de la implementación de una subestación de transformación de 230/13,8 kV contra una de 69/13,8 kV en Escuintla, Guatemala, realizada en el presente análisis, se concluye que se debe construir una subestación eléctrica en el área; pues debido al incremento de la demanda en el tiempo, la capacidad de las actuales instalaciones será rebasada en el corto plazo.
2. El análisis realizado tanto a nivel de distribución, como a nivel de transmisión, evidencia que la mejor opción es la de suministrar energía a la nueva subestación por medio de la línea de 230 kV, basado en los resultados de ahorro de pérdidas tanto en media como en alta tensión; se demuestra que dicho ahorro de pérdidas en alta tensión, es mayor para la opción de la subestación de 230/13, 8 kV.
3. El análisis económico realizado demuestra que la mejor opción para suministrar energía a la nueva subestación es por medio de la línea de 230 kV, como lo indican los resultados de los análisis de beneficio económico en valores presentes netos: la relación beneficio - costo y la tasa interna de retorno para dicha opción.

RECOMENDACIONES

1. Presentar este documento a la transportista correspondiente del área, con el objetivo de dar a conocer los resultados obtenidos a la CNEE; seguidamente realizar los estudios requeridos por la CNEE y así obtener la aprobación para su implementación.
2. Implementar el transformador de 37,5 MVA y 230/13,8 kV, ya que representa beneficios técnicos y económicos al sistema de transmisión en el área, así como a la red de distribución; además de atender el crecimiento de la demanda.
3. Construir una subestación de transformación de 230/13,8 kV en lugar de una de 69/13,8 kV; toda vez se cuente con una infraestructura con nivel de tensión de 230 kV cercana al lugar y que la infraestructura del nivel de tensión de 69 kV se encuentre lejana o requiera derechos de paso de servidumbre.

BIBLIOGRAFÍA

1. *Administrador del Mercado Mayorista*. [En línea]. <<http://www.amm.gob.gt>>. [Consulta: 27 de septiembre de 2017].
2. *Análisis de confiabilidad de arreglos de barras e interruptores mediante árboles de falla*. [En línea]. <http://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2012/cf-munoz_gm/pdfAmont/cf-munoz_gm.pdf>. [Consulta: 25 de febrero de 2017].
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. Guatemala: CNEE, 2007. 126 p.
4. Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. [En línea]. <<http://www.eegsa.com>>. [Consulta: 4 de enero de 2017].
5. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. 4a ed. México: Limusa, 2007. 533 p.
6. *Ente operador regional*. [En línea]. <<http://www.enteoperador.org>>. [Consulta: 25 de febrero de 2018].
7. GRAINGER, John J.; STEVENSON, Jr., William D. *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill/Interamericana 1996. 730 p.

8. MEJÍA VILLEGAS, S. A. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a ed. Colombia: Impresiones Gráficas Ltda., 2003. 1254 p.
9. _____. *Sistema de Información georreferenciado de la red eléctrica (SIGRE)*. Colombia: Impresiones Gráficas Ltda., 2005. 1284 p.
10. Ministerio de Energía y Minas. *Subsector Eléctrico en Guatemala*. Guatemala: MEM, 2017. 3 p.
11. RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. *Redes de distribución de energía*. 3a ed. Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2010. 845 p.
12. RAÚLL, José M. *Diseño de subestaciones eléctricas*. 2a ed. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. 558 p.
13. VIQUEIRA, Jacinto, L. *Redes eléctricas*. Tomo I. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2004. 233 p.

APÉNDICES

Apéndice 1. Análisis de flujo de carga

Análisis de flujo de carga

Método

- Fast Decoupled
- Gauss Seidel
- Newton-Raphson

Opciones

- Arranque a 1 p.u.
- Aplicar restricciones
- Toma fija para txfo Tcul

máximo iteraciones: 60

- Bloquear el ajuste del Txfo a reg. de pot. activa
- Bloquear ajuste del enlace CC
- Bloquear ajuste Txfo a reg. pot. react.
- Bloquear ajuste del shunt conmutable

- Intercambio potencia entre reg.
- Flujo de carga de equilibrio distribuido

- Conservar iteraciones
- Crear archivo datos entrada para CymStab

Resolver! Aceptar Cancelar Estudio... Unidades...

Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework. Versión 3, 2 R.1.5 (PSAF).

Apéndice 2. Parámetros de flujo de carga

Estudio de flujo de carga

Flujo de carga de equilibrio distribuida | Intercambio de potencia entre regiones | Opciones de presentación

Título | Parámetros de flujo de carga | Modificación de la carga y generación | Opciones de reportes | Monitoreo

Parámetros

Potencia de base [MVA]: 100.0000

Tolerancia [MVA]: 0.1

Frecuencia [Hz]: 60.0000

Opciones

Reducir valor resistencia

Aplicar límites de tensión globales

Usar Rset2

@ la temp. siguiente

25 [°C]

Min V[pu]: 0.9

Max V[pu]: 1.1

Predeterminar

Recargar

Ayuda

Modelo de corriente de irrupción de transformadores

Aplicar efecto de corriente de irrupción en cada transformador durante el análisis de flujo de carga

OK CANCELAR APLICAR

Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework. Versión 3, 2 R.1.5 (PSAF).

Apéndice 3. Modificación de la carga y generación

Estudio de flujo de carga

Flujo de carga de equilibrio distribuida | Intercambio de potencia entre regiones | Opciones de presentación

Título | Parámetros de flujo de carga | **Modificación de la carga y generación** | Opciones de reportes | Monitoreo

Carga estática y factores de multiplicación de generación

Aplicar factores de multiplicación a:

Toda la red

Zonas seleccionadas

Zonas disponibles	Aplicado	Factores de generación [%]			Factores de carga					
		Pgen	Qgenmax	Qgenmin	Pload [%]	Qload [%]	nP	nQ	LF	LF Sel.
1	Sí	100.00	100.00	100.00	101.35	101.35	n/a	n/a	N	^
1001	No	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	n/a	n/a		
1002	No	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	n/a	n/a		
2	Sí	100.00	100.00	100.00	101.35	101.35	n/a	n/a	N	
3	Sí	100.00	100.00	100.00	101.35	101.35	n/a	n/a	N	
4	Sí	100.00	100.00	100.00	101.35	101.35	n/a	n/a	N	
5	Sí	100.00	100.00	100.00	101.35	101.35	n/a	n/a	N	
6	Sí	100.00	100.00	100.00	101.35	101.35	n/a	n/a	N	
9	No	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	n/a	n/a		v

Cambio aplicable a toda la red o a una zona seleccionada

Aplicar el siguiente cambio a toda la red o a la zona seleccionada

<< Pgen [%]

Qgenmax [%]

Qgenmin [%]

Pload [%]

Qload [%]

nP Aplicar nP

nQ Aplicar nQ

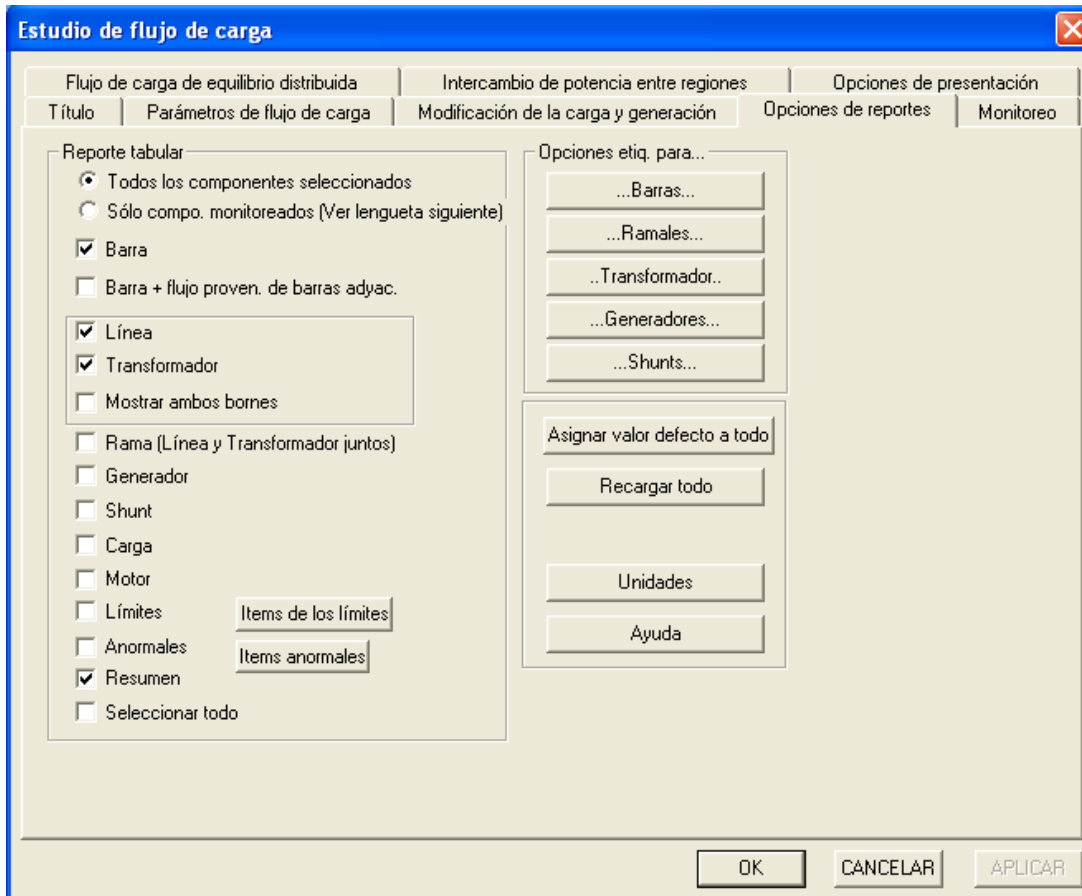
Factores de carga del motor

Aplicar factor de carga motor

OK CANCELAR APLICAR

Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework. Versión 3, 2 R.1.5 (PSAF).

Apéndice 4. Opciones de reportes



Fuente: elaboración propia, empleando power systems analysis framework. Versión 3, 2 R.1.5 (PSAF).

Apéndice 5. Muestra ejemplo del reporte de flujo de carga, escenario de demanda máxima época seca caso proyecto

1102	1	230	1,013	-6,3	0,9	1,1	0	0	0	0	0	0	0	0							
1106	1	230	1,013	-6,3	0,9	1,1	0	0	0	0	0	0	0	0							
1117	1	230	1,013	-5,2	0,9	1,1	0	0	0	0	0	0	0	0							
1140	1	230	1,013	-6,2	0,9	1,1	0	0	0	0	0	0	0	0							
NSE13	6	13,8	0,998	-8,3	0,9	1,1	0	0	14,69	3,34	0	0	0	0							
NSE230	1	230	1,013	-5,4	0,9	1,1	0	0	0	0	0	0	0	0							
NSE230D1	1	230	1,013	-5,5	0,9	1,1	0	0	0	0	0	0	0	0							
NSE230D2	1	230	1,013	-5,3	0,9	1,1	0	0	0	0	0	0	0	0							
NSEPAC230D1	NSE230D1	1140	LIN-00026	Línea	230	0,8705	118,43	-20,97	120,28	98,5	1,187	4,5	0,2	-0,77	2,905	40,9	3,706	32			
SJONSE230D2	1117	NSE230D2	LIN-00026	Línea	230	0,1295	133,26	-17,04	134,35	99,2	1,326	2	0,04	-0,07	2,905	45,6	3,706	35,8			
NSENSE230D2	NSE230D2	NSE230	NSENSE230	Línea	230	1	133,22	-16,98	134,3	99,2	1,326	1,9	0,04	-0,04	2,905	45,6	3,706	35,8			
NSENSE230D1	NSE230	NSE230D1	NSENSE230	Línea	230	1	118,46	-21,06	120,32	98,5	1,188	4,6	0,03	-0,09	2,905	40,9	3,706	32			
1102_1140_1	1102	1140	LIN-00008	Línea	230	1	-30,27	-3,29	30,45	-99,4	0,301	167,5	0,01	-1,59	2,905	10,4	3,706	8,1			
1102_1106_1	1102	1106	LIN-00004	Línea	230	1	-32,49	-42,45	53,46	-60,8	0,528	121,1	0	-0,09	3,904	13,5	4,916	10,7			
1102_1106_2	1102	1106	LIN-00005	Línea	230	1	-26,76	-29,29	39,67	-67,5	0,392	126,1	0	-0,07	3,761	10,4	4,828	8,1			
NSE230/13	NSE230	NSE13	NSE 230/13,8 37,5 MVA	Transformador con tomas fijas	37,5	230	13,8	14,73	4,13	15,29	96,3	0,151	-21,1	0,04	0,79	32	47,8	37,5	40,8	100	100
Parámetros de estudio de flujo de carga																					
Estudio																					
230KV MAX ES CP																					
Hora:																					
Mon Jan 30 15h30m52s 2017																					
Método:																					
Fast Decoupled																					
Restricciones:																					
Aplicados																					
Arranque a un 1 p.u.:																					
Sí																					
Txfo con camb. de tomas regul. utilizado como toma fila:																					
No																					
Autotransformador usado como toma fija:																					
n/a																					
Bloquear el ajuste del Txfo de potencia reactiva																					
n/a																					
Bloquear el ajuste del Txfo de potencia activa :																					
n/a																					
Bloquear el ajuste del shunt conmutable :																					
No																					
Bloquear el ajuste del enlace CC :																					
n/a																					
Potencia de base:																					
100,00 [MVA]																					
Tolerancia:																					
0,100 [MVA]																					

Continuación del apéndice 5.

Los siguientes factores de multiplicación han sido aplicados a las zonas:																				
Zonas:	Pgen	QgenMax	QgenMin	Pload	Qload	nP	nQ													
2	1	1	1	1,0135	1,0135	n/a	n/a													
3	1	1	1	1,0135	1,0135	n/a	n/a													
4	1	1	1	1,0135	1,0135	n/a	n/a													
5	1	1	1	1,0135	1,0135	n/a	n/a													
6	1	1	1	1,0135	1,0135	n/a	n/a													
1	1	1	1	1,0135	1,0135	n/a	n/a													
Reporte sumario completo																				
Datos sumarios					Potencia activa			Potencia reactiva												
Total de generaciones					36698,969			8191,093												
Capacidad de reserva					-2374,723															
Carga estática					36622,703			8295,267												
Cargas shunts					0			-255,041												
Cargas del motor					0			0												
Carga total					36622,703			8040,226												
Pérdidas en las líneas / cables					70,627			-209,254												
Pérdidas de los transformadores					5,516			382,488												
Pérdidas totales					76,142			173,234												
Inadaptaciones					0,123			-22,367												
REPORTE SUMARIO POR ÁREA:GUATEMAL 1																				
Datos sumarios					Potencia activa			Potencia reactiva												
Total de generaciones					1678,965			99,61												
Capacidad de reserva					645,282															
Carga estática					1718,557			230,167												

Continuación del apéndice 5.

Cargas shunts			0	-255,041															
Cargas del motor			0	0															
Carga total			1718,557	-24,874															
Pérdidas en las líneas / cables			70,292	-118,597															
Pérdidas de los transformadores			5,516	382,487															
Pérdidas totales			75,808	263,89															
Reportes sumarios de zonas en el área																			
Reporte sumario por zona: 1																			
Item			Potencia activa	Potencia reactiva															
Total de generaciones			0	0															
Capacidad de reserva			0																
Carga estática			37,905	7,601															
Cargas shunts			0	-29,391															
Cargas del motor			0	0															
Carga total			37,905	-21,789															
Pérdidas en las líneas / cables			19,055	177,676															
Pérdidas de los transformadores			-0,056	107,046															
Pérdidas totales			18,999	-70,63															
Reporte sumario por zona: 2																			
Item			Potencia activa	Potencia reactiva															
Total de generaciones			7,874	1,627															
Capacidad de reserva			10,876																
Carga estática			834,29	94,709															
Cargas shunts			0	0															
Cargas del motor			0	0															
Carga total			834,29	94,709															
Pérdidas en las líneas / cables			15,022	29,568															

Continuación del apéndice 5.

	Pérdidas de los transformadores	5,502	56,725																
	Pérdidas totales	20,524	86,293																
	Reporte sumario por zona: 3																		
	Item		Potencia activa		Potencia reactiva														
	Total de generaciones	130,724	18,87																
	Capacidad de reserva	37,556																	
	Carga estática	473,958	43,805																
	Cargas shunts	0	-		131,222														
	Cargas del motor	0	0																
	Carga total	473,958	-87,417																
	Pérdidas en las líneas / cables	23,979	33,435																
	Pérdidas de los transformadores	0,026	78,808																
	Pérdidas totales	24,005	112,244																
	Reporte sumario por zona: 4																		
	Item		Potencia activa		Potencia reactiva														
	Total de generaciones	14,89	0,644																
	Capacidad de reserva	33,134																	
	Carga estática	353,248	80,707																
	Cargas shunts	0	-94,428																
	Cargas del motor	0	0																
	Carga total	353,248	-13,721																
	Pérdidas en las líneas / cables	12,229	-3,581																
	Pérdidas de los transformadores	0,004	22,779																
	Pérdidas totales	12,233	19,198																

Continuación del apéndice 5.

Reporte sumario por zona: 5												
Item	Potencia activa		Potencia reactiva									
Total de generaciones	0		0									
Capacidad de reserva	0											
Carga estática	0		0									
Cargas shunts	0		0									
Cargas del motor	0		0									
Carga total	0		0									
Pérdidas en las líneas / cables	0		0									
Pérdidas de los transformadores	0		0									
Pérdidas totales	0		0									
Reporte sumario por zona: 6												
Item	Potencia activa		Potencia reactiva									
Total de generaciones	1525,477		78,47									
Capacidad de reserva	563,716											
Carga estática	19,155		3,345									
Cargas shunts	0		0									
Cargas del motor	0		0									
Carga total	19,155		3,345									
Pérdidas en las líneas / cables	0,007		-0,342									
Pérdidas de los transformadores	0,039		117,129									
Pérdidas totales	0,047		116,786									
REPORTE SUMARIO POR ÁREA: MEXICO __ 8												
Datos sumarios	Potencia activa		Potencia reactiva									

Continuación del apéndice 5.

Total de generaciones				35020		8091,482													
Capacidad de reserva				-3020															
Carga estática				34900		8064,521													
Cargas shunts				0		0													
Cargas del motor				0		0													
Carga total				34900		8064,521													
Pérdidas en las líneas / cables				0,293		-64,449													
Pérdidas de los transformadores				0		0													
Pérdidas totales				0,293		-64,449													
Reportes sumarios de zonas en el área																			
Reporte sumario por zona: 1002																			
Item																			
Potencia activa																			
Potencia reactiva																			
Total de generaciones				35020		8091,482													
Capacidad de reserva				-3020															
Carga estática				34900		8064,521													
Cargas shunts				0		0													
Cargas del motor				0		0													
Carga total				34900		8064,521													
Pérdidas en las líneas / cables				0,293		-64,449													
Pérdidas de los transformadores				0		0													
Pérdidas totales				0,293		-64,449													

En el apéndice 5 se muestra a manera de ejemplo, el reporte en formato plano del flujo de carga del escenario del caso proyecto demanda máxima de la época seca; el cual es uno de los 24 escenarios simulados.

Fuente: elaboración propia.