



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

**ANÁLISIS Y PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES A CORTO Y MEDIANO PLAZO PARA
TRANSPORTAR EL INCREMENTO DE GENERACIÓN, PREVISTO POR LOS INGENIOS
AZUCAREROS EN EL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA, ÁREA DE COBERTURA DE
TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S. A. (TRELEC)**

José Alfredo Marroquin de León

Asesorado por el Ing. Luis Eduardo Hernández González

Guatemala, junio de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS Y PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES A CORTO Y MEDIANO PLAZO PARA
TRANSPORTAR EL INCREMENTO DE GENERACIÓN, PREVISTO POR LOS INGENIOS
AZUCAREROS EN EL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA, ÁREA DE COBERTURA DE
TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S. A. (TRELEC)**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JOSÉ ALFREDO MARROQUÍN DE LEÓN
ASESORADO POR EL ING. LUIS EDUARDO HERNÁNDEZ GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO DE 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL I	
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Narda Lucía Pacay Barrientos
VOCAL V	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Jorge Armando Cortez Chanchavac
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:

ANÁLISIS Y PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES A CORTO Y MEDIANO PLAZO PARA TRANSPORTAR EL INCREMENTO DE GENERACIÓN, PREVISTO POR LOS INGENIOS AZUCAREROS EN EL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA, ÁREA DE COBERTURA DE TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S. A. (TRELEC)

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 14 de noviembre de 2014.

José Alfredo Marroquin de León

Guatemala, 26 de marzo de 2015

Ingeniero
Francisco Javier González
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero González:

Tras haber asesorado al estudiante universitario JOSÉ ALFREDO MARROQUIN DE LEÓN, con carné 2002 – 12329, en el desarrollo del trabajo de graduación titulado: **“ANÁLISIS Y PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES A CORTO Y MEDIANO PLAZO PARA TRANSPORTAR EL INCREMENTO DE GENERACIÓN, PREVISTO POR LOS INGENIOS AZUCAREROS EN EL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA, ÁREA DE COBERTURA DE TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S. A. (TRELEC)”** 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 22. 2015
Guatemala, 12 de mayo 2015.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **ANÁLISIS Y PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES A CORTO Y MEDIANO PLAZO PARA TRANSPORTAR EL INCREMENTO DE GENERACIÓN, PREVISTO POR LOS INGENIOS AZUCAREROS EN EL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA, ÁREA DE COBERTURA DE TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S.A. (TRELEC)**, del estudiante **José Alfredo Marroquín de León**, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



SFO



REF. EIME 22. 2015.

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; JOSÉ ALFREDO MARROQUÍN DE LEÓN titulado: ANÁLISIS Y PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES A CORTO Y MEDIANO PLAZO PARA TRANSPORTAR EL INCREMENTO DE GENERACIÓN, PREVISTO POR LOS INGENIOS AZUCAREROS EN EL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA, ÁREA DE COBERTURA DE TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S.A. (TRELEC), procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romo



GUATEMALA, 22 DE MAYO 2015.



DTG. 271.2015

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ANÁLISIS Y PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES A CORTO Y MEDIANO PLAZO PARA TRANSPORTAR EL INCREMENTO DE GENERACIÓN, PREVISTO POR LOS INGENIOS AZUCAREROS EN EL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA, ÁREA DE COBERTURA DE TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S. A. (TRELEC)**, presentado por el estudiante universitario: **José Alfredo Marroquín de León**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Angel Roberto Sic García
Decano



Guatemala, 16 de junio de 2015

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por ser el pilar que sostiene mi vida y la de mi familia.
- Mis padres** Alfredo Marroquin y Alma de Marroquin, por concederme la oportunidad y las herramientas para culminar una carrera universitaria. Gracias por todo el amor, la dedicación y el apoyo que me han brindado siempre.
- Mi esposa** Elizabeth Cristina Monroy de Marroquin, por tu amor, comprensión y paciencia durante todos estos años compartidos. Por el mayor regalo de mi vida: mis hijos.
- Mis hijos** Cristian y Rodrigo Marroquin Monroy, por ser la inspiración divina para alcanzar esta meta.
- Mis hermanos** Ingrid Lorena, Alfredo Andrés y Karla Marisol Marroquin, por su ayuda y motivación para el logro de esta meta, entre otras cosas.

Mis familiares

Tías, tíos, primas, primos, cuñados, suegra y demás familia, por su apoyo y cariño mostrado a lo largo de este camino; en especial a mi tía Aracely de León, mis tíos Carlos Marroquin Ordoñez y Roberto Marroquín (q. e. p. d.).

AGRADECIMIENTOS A:

Centros de estudios	Colegio Nacional Americano y Centro Educativo Técnico Laboral “Kinal”, por su enseñanza ejemplar, en especial a sus honorables catedráticos.
Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser donde muchas personas tenemos acceso a la educación superior.
Empresa Eléctrica de Guatemala.	Por darme la oportunidad de desarrollarme como profesional y por la ayuda brindada desde el año 2008 a la fecha, en especial a los ingenieros Edgar Montúfar y Jorge Cortez por la confianza depositada en mí.
Mi asesor	Ing. Luis Hernández por su confianza, amistad y cariño, por su apoyo sincero 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, estudio y trabajo; en especial a los compañeros Dennis Pérez, Iván Bojórquez, Estuardo López, Williams Morales, Mario Raxón, Axel Morales, Manuel Román, Emmanuel Pérez, Marvin Abrego, Leonel Morales, Marvin Arévalo, Gerson Arredondo, Alex Ardón, Sydney Gómez, Erick Cotom y Melvin Rodríguez por los buenos momentos compartidos, gracias por su amistad y por todo el apoyo brindado durante este tiempo convivido.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
TABLAS.....	VIII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XVII
GLOSARIO.....	XIX
RESUMEN.....	XXV
OBJETIVOS.....	XXVII
INTRODUCCIÓN.....	XXIX
1. INFORMACIÓN GENERAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO EN GUATEMALA.....	1
1.1. Estructura del subsector eléctrico en Guatemala.....	1
1.2. Sistema Eléctrico Nacional.....	5
1.2.1. Sistema Nacional Interconectado (SNI).....	5
1.3. Mercado Mayorista (MM).....	5
1.3.1. Integrantes del Mercado Mayorista.....	5
1.3.2. Administrador del Mercado Mayorista (AMM).....	9
1.3.3. Función del Administrador del Mercado Mayorista.....	9
1.4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).....	9
1.4.1. Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	10
1.5. Sistema de transporte.....	11
1.5.1. Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE).....	11
1.5.2. Acceso a la capacidad de transporte.....	11

1.5.3.	Ampliación a la capacidad de transporte.....	12
1.5.4.	Propiedad de las instalaciones de ampliación.....	12
1.5.5.	Sistema de peaje para el STEE	13
1.5.6.	Régimen de calidad del servicio de transporte.....	13
2.	SITUACIÓN INICIAL DEL ÁREA DE INFLUENCIA	15
2.1.	Área de influencia del proyecto	15
2.2.	Instalaciones de transmisión existentes en el área	16
2.3.	Análisis de la red de transporte existente en el área de influencia.....	17
2.3.1.	Configuración de operación de la red de transporte	17
2.3.2.	Diagnóstico de las condiciones actuales de la red transporte.....	24
2.3.2.1.	Metodología del estudio	24
2.3.2.2.	Base de datos	25
2.3.2.3.	Criterios básicos para las simulaciones de operación.....	25
2.3.2.4.	Elementos a monitorear	26
2.4.	Proyectos de transmisión previstos para el área de influencia del proyecto.....	37
2.5.	Proyección del crecimiento de generación en el área	40
2.6.	Planteamiento de la problemática de la red de transporte bajo las condiciones actuales y futuras, debido al incremento de generación previsto	42
3.	PLANTEAMIENTO DE OPCIONES SOLUCIÓN A LA PROBLEMATICA.....	45

3.1.	Descripción de las opciones solución para la reducción de la problemática actual.....	46
3.1.1.	Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC)	47
3.1.2.	Ampliación de la subestación Santa Ana y línea de interconexión a la subestación Tampa Centroamericana de Electricidad, Ltda. (TCAE)	47
3.2.	Descripción de las opciones solución para el proyecto ampliación de 47,8 MW a 93,8 MW cogeneración Ingenio Trinidad.....	48
3.2.1.	Seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV	48
3.2.2.	Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV	48
3.3.	Descripción de las opciones solución para los posibles incrementos de generación de los ingenios La Unión y Pantaleón	49
3.3.1.	Entrada en operación de la línea Miriam – Cocales 69 kV y ampliación del tramo de línea La Unión – Miriam 69 kV	49
3.3.2.	Ampliación de la subestación Santa Lucía y línea de interconexión a la subestación Siquinalá 230 kV	50
3.4.	Características de las opciones solución para la reducción de la problemática actual.....	50
3.4.1.	Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC)	50

3.4.2.	Ampliación de la subestación Santa Ana y línea de interconexión a la subestación Tampa Centroamericana de Electricidad, Ltda. (TCAE).....	51
3.5.	Características de las opciones solución para el proyecto ampliación de 47,8 MW a 93,8 MW cogeneración Ingenio Trinidad	54
3.5.1.	Seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV	54
3.5.2.	Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV	54
3.6.	Características de las opciones solución para los posibles incrementos de generación de los ingenios La Unión y Pantaleón	55
3.6.1.	Entrada en operación de la línea Miriam – Cocales 69 kV y ampliación del tramo de línea La Unión – Miriam 69 kV	55
3.6.2.	Ampliación de la subestación Santa Lucía y línea de interconexión a la subestación Siquinalá 230 kV	57
3.7.	Modelado de las opciones solución en el SNI, base de datos año estacional 2014-2015, PSAF versión 3.2 revisión 1.5	62
3.7.1.	Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC)	63
3.7.2.	Ampliación de la subestación Santa Ana y línea de interconexión a la subestación Tampa Centroamericana de Electricidad, Ltda. (TCAE).....	66

3.7.3.	Seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV	67
3.7.4.	Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV	69
3.7.5.	Entrada en operación de la línea Miriam – Cocales 69 kV y ampliación del tramo de línea La Unión – Miriam – Santa Lucía 69 kV	72
3.7.6.	Ampliación de la subestación Santa Lucía y línea de interconexión a la subestación Siquinalá 230 kV	73
3.8.	Resultados obtenidos de modelar y simular las distintas opciones solución en el software computacional PSAF	75
3.8.1.	Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC)	76
3.8.2.	Ampliación de la subestación Santa Ana y línea de interconexión a la subestación Tampa Centroamericana de Electricidad, Ltda. (TCAE)	84
3.8.3.	Seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV	91
3.8.4.	Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV	99
3.8.5.	Entrada en operación de la línea Miriam – Cocales 69 kV y ampliación del tramo de línea La Unión – Miriam 69 kV	107
3.8.6.	Ampliación de la subestación Santa Lucía y línea de interconexión a la subestación Siquinalá 230 kV	115

3.8.7.	Modelado y simulación de las mejores opciones solución de forma integral para el 2016	123
4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS OPCIONES SOLUCIÓN.....	133
4.1.	Costos de inversión de las opciones solución.....	134
4.1.1.	Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC).....	134
4.1.2.	Evacuar el incremento de generación por parte del Ingenio Trinidad, por medio del Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV	135
4.1.3.	Evacuar posibles incrementos de generación por parte de los ingenios La Unión, Pantaleón y Madre Tierra.....	136
4.1.4.	Costo de realizar todas las opciones en conjunto en el año 2016.....	137
4.2.	Costos de operación y mantenimiento de las opciones	138
4.3.	Valoración de los beneficios.....	139
4.4.	Evaluación económica	140
4.4.1.	Valor actual neto (VAN).....	140
4.4.2.	Tasa interna de retorno (TIR)	141
4.4.3.	Relación beneficio - costo (B/C)	141
4.5.	Factibilidad económica.....	146
	CONCLUSIONES.....	147
	RECOMENDACIONES	149
	BIBLIOGRAFÍA.....	151

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Organización del subsector eléctrico en Guatemala	4
2.	Diagrama esquemático: situación actual de la red de transporte o caso base.....	22
3.	Mapa cartográfico de las líneas de transmisión en el departamento de Escuintla.....	23
4.	Diagrama unifilar de la situación actual de la red.....	28
5.	Situación actual de la red de transporte o caso base.....	46
6.	Esquema opción solución: seccionamiento de línea Alborada – ENRON 230 kV	52
7.	Esquema opción solución: nueva línea de transmisión Santa Ana – TCAE.....	53
8.	Esquema opción solución: seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV	58
9.	Esquema opción solución: seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV	59
10.	Esquema opción solución: entrada en operación línea Miriam – Cocales 69 kV y ampliación de línea La Unión – Miriam 69 kV	60
11.	Esquema opción solución: ampliación de la subestación Santa Lucía y línea de interconexión a la subestación Siquinalá 230 kV	61
12.	Diagrama unifilar del modelado de la opción: seccionamiento de línea ALBENR230 y ampliación de la subestación Santa Ana.....	65
13.	Diagrama unifilar del modelado de la opción: ampliación de la subestación Santa Ana y línea de interconexión Santa Ana – TCAE ..	67

14.	Diagrama unifilar del modelado de la opción: seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA, para la incorporación de la nueva generación del Ingenio Trinidad.....	69
15.	Diagrama unifilar del modelado de la opción: seccionamiento de la línea Alborada – ENRON, para la incorporación de la nueva generación del Ingenio Trinidad.....	71
16.	Diagrama unifilar del modelado de la opción: operación comercial Miriam-Cocales 69 kV y ampliación de línea LUNMIR69.....	73
17.	Diagrama unifilar del modelado de la opción: ampliación de subestación Santa Lucía y línea de interconexión LUCSIQ230.....	75

TABLAS

I.	Barras del SNI monitoreadas.....	26
II.	Líneas de transmisión del SNI monitoreadas	26
III.	Transformadores de potencia del SNI monitoreados.....	28
IV.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (1).....	31
V.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (1).....	32
VI.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (1).....	32
VII.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (1).....	33
VIII.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (1).....	34
IX.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (1).....	35

X.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (1)	36
XI.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (1)	36
XII.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (1)	36
XIII.	Listado de proyectos previstos en el área de influencia 230 kV	39
XIV.	Listado de proyectos previstos en el área de influencia 69 kV	39
XV.	Despacho de generación actual y previsto por parte de los ingenios azucareros	41
XVI.	Parámetros de las líneas nuevas o modificadas para simular cada una de las opciones	62
XVII.	Parámetros de los nuevos transformadores.....	63
XVIII.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (2)	77
XIX.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (2).....	78
XX.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (2).....	78
XXI.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (2)	79
XXII.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (2)	80
XXIII.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (2)	81
XXIV.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (2)	82
XXV.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (2)	82

XXVI.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (2).....	83
XXVII.	Ahorro de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (1)	83
XXVIII.	Ahorro de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (1).....	83
XXIX.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (3).....	85
XXX.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (3).....	86
XXXI.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (3).....	86
XXXII.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (3)	87
XXXIII.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (3).....	88
XXXIV.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (3).....	89
XXXV.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (3).....	90
XXXVI.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (3).....	90
XXXVII.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (3).....	90
XXXVIII.	Ahorro de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (2)	91
XXXIX.	Ahorro de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (2).....	91

XL.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (4)	93
XLI.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (4)	93
XLII.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (4)	94
XLIII.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (4)	94
XLIV.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (4)	95
XLV.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (4)	97
XLVI.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (4)	98
XLVII.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (4)	98
XLVIII.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (4)	98
XLIX.	Incremento de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015	99
L.	Incremento de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015	99
LI.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (5)	101
LII.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (5)	101
LIII.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (5)	102

LIV.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (5).....	102
LV.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (5).....	104
LVI.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (5).....	105
LVII.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (5).....	106
LVIII.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (5).....	106
LIX.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (5).....	106
LX.	Ahorro de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (3)	106
LXI.	Ahorro de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (3).....	107
LXII.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (6).....	109
LXIII.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (6).....	109
LXIV.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (6).....	110
LXV.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (6).....	110
LXVI.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (6).....	111
LXVII.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (6).....	113

LXVIII.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (6)	114
LXIX.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (6).....	114
LXX.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (6).....	114
LXXI.	Ahorro de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (4).....	115
LXXII.	Ahorro de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (4)	115
LXXIII.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (7)	117
LXXIV.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (7).....	118
LXXV.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (7).....	118
LXXVI.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (7)	119
LXXVII.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (7)	120
LXXVIII.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (7)	121
LXXIX.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (7)	122
LXXX.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (7).....	122
LXXXI.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (7)	122

LXXXII.	Ahorro de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (5)	123
LXXXIII.	Ahorro de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (5).....	123
LXXXIV.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2016	126
LXXXV.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2016	126
LXXXVI.	Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2016	127
LXXXVII.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2016	127
LXXXVIII.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2016	128
LXXXIX.	Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2016	130
XC.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2016	131
XCI.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2016	131
XCII.	Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2016	131
XCIII.	Ahorro de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2016	132
XCIV.	Ahorro de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2016	132
XCV.	Costos de inversión para la opción de seccionar Alborada – ENRON 230 kV y ampliar la subestación Santa Ana.....	135

XCVI.	Costos de inversión para la opción de seccionar Alborada – ENRON 230 kV y evacuar la generación del Ingenio Trinidad.....	136
XCVII.	Costos de inversión para los trabajos requeridos para evacuar incrementos de generación de los ingenios azucareros.....	137
XCVIII.	Costo total de realizar todas las opciones solución en el 2016	138
XCIX.	Evaluación económica para la opción de seccionar Alborada – ENRON 230 kV y ampliar la subestación Santa Ana	142
C.	Evaluación económica para la opción de seccionar Alborada – ENRON 230 kV y evacuar la generación del Ingenio Trinidad.....	143
CI.	Evaluación económica para los trabajos requeridos para evacuar incrementos de generación de los ingenios azucareros.....	144
CII.	Evaluación económica de realizar todas las opciones solución en el 2016	145

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio (s)
A.C	Corriente alterna
C.C	Corriente continua
F.U.	Factor de utilización
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
SF₆	Hexafluoruro de azufre
kA	Kiloamperio (s)
km	Kilómetro
kW	Kilovatio (s)
kWh	Kilovatio hora (s)
kV	Kilovoltio (s)
kVA	Kilovoltiamperio (s)
MVA	Megavoltiamperio (s)
MVAR	Megavoltiamperio reactivo (s)
%	Por ciento
P	Potencia activa
S	Potencia aparente
Q	Potencia reactiva
p.u.	Por unidad
W	Vatio (s)
V	Voltio (s)
VA	Voltiamperio (s)

GLOSARIO

AAAC	Conductor de aluminio con aleación.
ACAR	Conductor de aluminio con refuerzo de aleación de aluminio.
ACSR	Conductor de aluminio con refuerzo de acero.
Alta tensión	Nivel de tensión superior a sesenta mil voltios.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Amperio	El amperio o ampere (símbolo A) es la unidad de intensidad de corriente eléctrica.
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (por sus siglas en inglés), organización sin ánimo de lucro que supervisa el desarrollo de estándares para productos, servicios, procesos y sistemas en los Estados Unidos.
Caso base	Situación actual de la red de transmisión sin la ejecución de proyectos.

Caso proyecto	Situación implementando los proyectos a la red de transmisión.
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 peaje.
Circuito eléctrico	Elemento compuesto por diversos conductores y por el cual pasa la corriente de electricidad.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Conductor	Material que ofrece poca resistencia al movimiento de carga eléctrica.
Corriente	Flujo de carga eléctrica por unidad de tiempo que recorre un material.
Curva de demanda	Es la 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 parte de ella.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.
ENS	Energía no suministrada.
Factor de carga	Es la relación de la carga promedio a la carga pico o máxima durante un período en particular.
Factor de pérdidas	Es la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en pérdidas en un intervalo.
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	Es aquel cuya demanda de potencia excede 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.
Interruptor	Es, en la acepción más básica, un dispositivo que permite desviar o interrumpir el curso de una corriente eléctrica.
Línea	Medio físico que permite conducir la energía eléctrica entre dos puntos.
MCM	Mil Circular Mils, el Circular Mil es una unidad equivalente al área de un círculo con un diámetro de una milésima de pulgada.
MM	Mercado mayorista.
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).
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, comprende un sistema principal y sistemas secundarios.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
STEE	Servicio de Transporte de Energía Eléctrica.
Subestación eléctrica	Conjunto de equipos, conductores y sistemas que forman parte de un nodo en un sistema eléctrico de potencia.
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.
Transmisión	Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.

TRELEC

Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A.

Voltaje

El voltaje o la diferencia potencial eléctrica es una comparación de la energía que experimenta una carga entre dos ubicaciones.

Zafra

Época de producción del azúcar de caña. En Guatemala, se realiza entre noviembre y abril de cada año.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación describe un análisis de evaluación técnico y económico, para distintas opciones solución a la problemática existente por la falta de capacidad de transporte en 69 kV, ante los incrementos de generación por parte de los ingenios azucareros, en el departamento de Escuintla; específicamente, en la red de transporte de la empresa Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (TRELEC).

En el primer capítulo, se hace una descripción general de la estructura del subsector eléctrico en Guatemala, cómo está compuesto el sistema eléctrico nacional, qué es el Sistema Nacional Interconectado (SNI). Se define qué es el Mercado Mayorista (MM) y su administrador (AMM), también se define qué es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y sus funciones, y el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE).

El segundo capítulo describe el área de influencia, objeto de análisis del presente trabajo de graduación, así como las instalaciones existentes y los proyectos previstos para la red de transporte de la misma área. De igual forma, se describen las proyecciones de crecimiento de generación por parte de los ingenios conectados en la red de TRELEC o en el departamento de Escuintla. Por último, se realiza el análisis de las condiciones actuales de la red de transporte, considerando el incremento de generación previsto para dicha área, y se plantea la problemática en el área debida a dicho incremento y a la falta de capacidad de la red.

En el tercer capítulo, se planean distintas propuestas solución a la problemática de la red de transporte en 69 kV del área, las cuales se describen, modelan, simulan y, por último, se analizan los resultados obtenidos de las simulaciones; con el objetivo de evaluar técnicamente cada una de las propuestas, determinando los aspectos técnicos a considerar para cada una y definir cuál de ellas se apega a los requerimientos de transporte ante el crecimiento de la generación en el área.

Por último, en el cuarto capítulo, se presenta un análisis económico con el objetivo de comprobar la factibilidad económica para la implementación de las propuestas planteadas. Se presenta un resumen de los trabajos que contempla cada una de las propuestas, así como el costo correspondiente de dichos trabajos, además de los costos de potencia y energía. Se realiza el análisis del valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y relación beneficio costo (B/C), de cada una de las propuestas y de las propuestas en conjunto para el año 2016.

OBJETIVOS

General

Realizar el análisis y planteamiento de soluciones a corto y mediano plazo para transportar el incremento de generación, previsto por los ingenios azucareros en el departamento de Escuintla, área de cobertura de Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (TRELEC)

Específicos

1. Presentar la información general relacionada al subsector eléctrico en Guatemala.
2. Dar a conocer la situación actual del área de influencia objeto de análisis del presente trabajo de graduación.
3. Realizar el planteamiento de opciones solución a la problemática en el área de influencia.
4. Realizar la evaluación económica de las distintas opciones planteadas para solucionar la problemática existente en el área de influencia.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, a la red de transporte de 69 kV del departamento de Escuintla, se conectan algunos de los ingenios azucareros cogeneradores de energía eléctrica, con el objetivo de entregar al Sistema Nacional Interconectado (SNI) los excedentes de energía eléctrica generada durante la época de zafra. Sin embargo, debido al incremento natural en la producción de azúcar y, por ende, de bagazo de azúcar, el aumento de la capacidad de generación de energía eléctrica por parte de los ingenios es inminente, por lo que se hace necesario la ampliación de la capacidad de transporte en el área, en el corto y mediano plazo.

Teniendo en cuenta las condiciones antes mencionadas, se requiere realizar un análisis de las condiciones actuales de la red de transporte en 69 kV en el área de conexión de los ingenios, para proponer y evaluar distintas opciones de solución, a fin de transportar, de forma segura y confiable, los incrementos de generación previstos en dicha área.

Por este motivo, se hace necesario el estudio de prefactibilidad que conlleva, ya sea ampliar la red de transporte de 69 kV o realizar transformaciones de potencia a niveles de tensión mayores, con el objetivo de solventar de la mejor manera, en el corto y mediano plazo, el transporte de los nuevos aportes de generación previstos en el área por parte de los ingenios azucareros o cualquier otra fuente de generación que pretenda conectarse a futuro en esta misma área.

En este trabajo de graduación se pretende determinar la mejor opción, tanto técnica como económica, que solvete la problemática planteada, específicamente, en la red de transporte de 69 kV de los departamentos de Escuintla y Suchitepéquez, donde el transporte de energía se realiza actualmente a través de las líneas de transmisión de las empresas: Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (TRELEC) y Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE). Por lo tanto, se realizará el análisis para ambas redes de transporte, haciendo énfasis en la red de transporte de TRELEC, para el planteamiento de una solución a la reducida capacidad de transporte en el área de conexión de los ingenios azucareros.

1. INFORMACIÓN GENERAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO EN GUATEMALA

1.1. Estructura del subsector eléctrico en Guatemala

La reforma del sector eléctrico en Guatemala se inició 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. Posteriormente, se emitieron el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo 256-97 del 2 de abril de 1997) y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) (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 y procedimientos técnicos que complementan el marco regulatorio.

Los principios generales de la Ley General de Electricidad establecen la libertad de la instalación de centrales generadoras, las cuales no requieren de autorizaciones por parte del Estado, salvo las establecidas en la Constitución de la República y las leyes del país, incluyendo las referidas al 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.

El transporte y la distribución de electricidad son regulados y sujetos a autorización cuando utilizan bienes de dominio público.

En relación a las tarifas de peaje, estas son reguladas cuando no hay acuerdo entre las partes, además, las tarifas de distribución final están sujetas a regulación y son calculadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

La reforma redefinió y separó las funciones del subsector eléctrico en: normativas, regulatorias, administrativas y empresariales.

El Ministerio de Energía y Minas es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes del Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la ley y su reglamento.

Las funciones regulatorias y normativas son competencias de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la cual es un órgano técnico del MEM con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones. La CNEE, además, determina los precios y calidad de la prestación de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorizaciones y debe asegurar las condiciones de competencia en el Mercado Mayorista de electricidad.

La administración y operación del Sistema Nacional Interconectado está a cargo del Administrador del Mercado Mayorista de electricidad, el cual es un ente de carácter privado y cuyas funciones son la coordinación de la organización y despacho del Sistema Eléctrico Interconectado, el establecimiento de precios de mercado a 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.

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.

Derivado de la reforma a la ley se estableció una nueva estructura, a partir de la segmentación de la industria eléctrica en cuatro actividades principales: generación, transmisión, comercialización y distribución. Con la reforma se privatizó la mayoría de la distribución y en forma parcial la generación.

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.

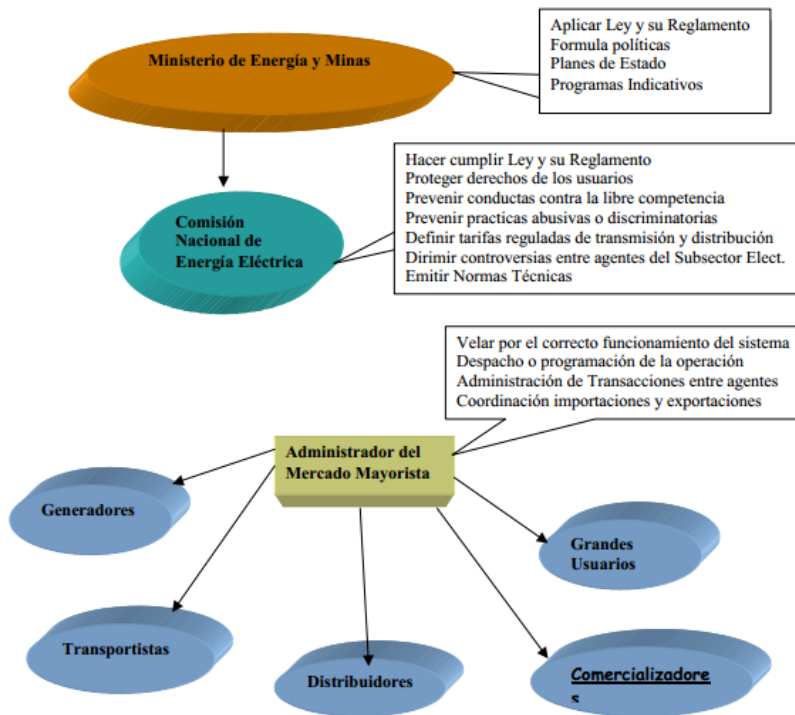
En consonancia con los cambios mencionados anteriormente, se establece la apertura de las redes de transmisión, subtransmisión y distribución, además de la conformación del Mercado Mayorista, al cual concurren compradores y vendedores para realizar operaciones de corto plazo y conciliar las transacciones efectuadas.

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 llevada a cabo y la estructura 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, aumentando la oferta, la demanda y la cobertura eléctrica, al tiempo que se reduce la participación del Estado en el subsector.

De esta forma, el mercado de electricidad ha evolucionado desde un sistema centralizado dominado por un monopolio estatal hacia un sistema de Mercado Mayorista abierto. De acuerdo a datos del Ministerio de Energía y Minas de Guatemala el índice de cobertura eléctrica a nivel nacional, al 31 de diciembre del 2012 es del 85,7 %.

Figura 1. **Organización del subsector eléctrico en Guatemala**



Fuente: CNEE. *Informe de gestión. p. 54.*

1.2. Sistema Eléctrico Nacional

Es el 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, interconectado o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país.

1.2.1. Sistema Nacional Interconectado (SNI)

Está compuesto por todas las plantas generadoras, líneas de transmisión y subestaciones de todos los participantes del mercado eléctrico. Todo el proceso de generación, transformación y distribución de la energía eléctrica en Guatemala se resume en el denominado Sistema Nacional Interconectado.

1.3. Mercado Mayorista (MM)

Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y largo plazo entre agentes del mercado.

1.3.1. Integrantes del Mercado Mayorista

Son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas cuyo tamaño supere el límite establecido en el reglamento de la Ley General de Electricidad.

Generador es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o

parcialmente su producción de electricidad. En la actualidad, se reconoce a los siguientes:

- Puerto Quetzal Power LLC
- Duke Energy Guatemala y Compañía
- Tampa Centro Americana de Electricidad, Limitada
- Central Generadora Eléctrica San José, Limitada
- Instituto Nacional de Electrificación (INDE)
- Ingenio La Unión, Sociedad Anónima
- Ingenio Magdalena, Sociedad Anónima
- Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, Sociedad Anónima
- Pantaleón, Sociedad Anónima
- Concepción, Sociedad Anónima
- Central Agro Industrial Guatemalteca, Sociedad Anónima
- Hidroeléctrica Secacao, Sociedad Anónima
- Hidroeléctrica Candelaria, Sociedad Anónima
- Hidroeléctrica Choloma, Sociedad Anónima
- Orzunil I de Electricidad, Limitada
- Inversiones Pasabien, Sociedad Anónima
- Generadora Eléctrica del Norte, Limitada
- Siderúrgica de Guatemala, Sociedad Anónima
- Hidroeléctrica río Las Vacas, Sociedad Anónima
- Generadora Progreso, Sociedad Anónima.
- Ingenio Tululá, Sociedad Anónima
- Renovables de Guatemala, Sociedad Anónima
- Generadora de Occidente, Limitada
- Generadora Montecristo, Sociedad Anónima
- Tecnoguat, Sociedad Anónima

- Electro Generación, Sociedad Anónima
- Recursos Naturales y Celulosas, Sociedad Anónima
- Agrocomercializadora del Polochic, Sociedad Anónima
- San Diego, Sociedad Anónima
- Hidropower SDMM, Sociedad Anónima
- Coenesa Generación, Sociedad Anónima
- Parque de Generación Coenesa
- Ortitlán, Limitada
- Hidrotama, Sociedad Anónima
- Compañía Eléctrica La Libertad, Sociedad Anónima
- Hidronorte, Sociedad Anónima
- Generadora del Este, Sociedad Anónima
- Papeles Elaborados, Sociedad Anónima
- Hidro Xacbal, Sociedad Anónima
- Internacional de Comercio y Consultoría, Sociedad Anónima
- Inversiones Atenas, Sociedad Anónima
- Hidrosacpur, Sociedad Anónima
- Hidroeléctrica Sacja
- Alternativa de Energía Renovable, Sociedad Anónima
- Codesco
- Eólico San Antonio El Sitio
- Pah, Sociedad Anónima
- Us Geothermal
- Hidroeléctrica El Cobano
- Generación Limpia Guatemala, Sociedad Anónima
- Aguilar, Arimany, Consultores Asociados, Sociedad Anónima

Transportista es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad. En la actualidad, se reconoce a los siguientes:

- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE-INDE)
- Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (TRELEC)
- DUKE Energy International Transmisión Guatemala, Limitada
- Redes Eléctricas de Centroamérica S. A.
- Transporte de Electricidad de Occidente (TREO)
- Transmisora de Energía Renovable, S. A. (Transnova)
- Transportadora de Energía de Centroamérica, S. A. (TRECOSA)
- Empresa Propietaria de la Red

Distribuidor es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica. En la actualidad, se reconoce a los siguientes:

- Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.
- Deorsa – Deocsa
- Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, Zacapa
- Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, El Progreso
- Empresa Municipal Rural de Electricidad de Ixcán, Quiché
- Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa
- Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj, Quiché
- Empresa Eléctrica de Patulul, Suchitepéquez
- Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, Izabal
- Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu
- Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango

- Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos
- Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa
- Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos
- Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango
- Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa

Comercializador es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.

1.3.2. Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

Es el ente encargado de la administración del Mercado Mayorista y cuyo objetivo es asegurar el correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado y de las interconexiones.

1.3.3. Función del Administrador del Mercado Mayorista

Realizar el despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado, dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, el posdespacho y la administración de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

1.4. 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 funciones.

1.4.1. Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

- 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.

1.5. Sistema de transporte

Es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.

1.5.1. Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE)

Es la actividad, sujeta a autorización, que tiene por objeto vincular 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 MM.

Los distribuidores, generadores o grandes usuarios que se conectan al SNI usando instalaciones de un distribuidor, no lo consideran 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 que garantizan la seguridad de las instalaciones y la calidad del servicio.

1.5.2. Acceso a la capacidad de transporte

Las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT) 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.

1.5.3. Ampliación a la capacidad de transporte

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

- Acuerdo entre las partes: en esta modalidad, los solicitantes acuerdan con un transportista el precio y las condiciones de pago, pero aceptan hacerse cargo de la totalidad de los costos de construcción, operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones, renunciando a hacer cualquier cobro adicional a otros usuarios. Estas instalaciones se consideran pertenecientes al sistema secundario.
- Consulta y licitación pública: 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 por el resto de los generadores en proporción a su potencia firme.

1.5.4. 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 y construyen sus propias líneas, correspondientes al sistema secundario, para conectarse al SIN. Estas líneas pueden ser entregadas en operación o en propiedad a transportistas existentes.

1.5.5. Sistema de peaje para el STEE

El propietario de cada instalación dedicada al STEE recibe, anualmente, 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 regula el peaje sobre la base de los siguientes conceptos.

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 mismo valor establecido para el sistema principal, corregido por la distancia entre el generador o usuario y el punto de conexión al sistema principal.

1.5.6. Régimen de calidad del servicio de transporte

La Comisión aplica las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), que establecen también las obligaciones de generadores, distribuidores y grandes usuarios, conectados directamente al sistema de transporte, en lo referente a la regulación de tensión.

2. SITUACIÓN INICIAL DEL ÁREA DE INFLUENCIA

2.1. Área de influencia del proyecto

El área de influencia, desde el punto de vista geográfico, está constituida por el sector que comprende: los municipios de Santa Lucía Cotzumalguapa, Siquinalá, el norte del municipio de La Democracia y una parte del occidente del municipio de Escuintla; todos municipios del departamento de Escuintla. También el municipio de Patulul, en el departamento de Suchitepéquez; área donde se ubica la subestación de operación Obispo; las subestaciones de transformación Santa Lucía (10/14 MVA), Miriam (5/7 MVA) y Cocales (propiedad de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE); las centrales de generación Pantaleón, Madre Tierra y La Unión; además de las líneas de 69 kV Obispo – Santa Lucía, Santa Lucía – Pantaleón (1), Santa Lucía – Pantaleón (2), Santa Lucía – Miriam y Escuintla – Pantaleón - Cocales (esta última propiedad de ETCEE).

Además, el proyecto tiene incidencia en la subestación de operación Escuintla, la cual se observa en la figura 2, ubicada a la altura del kilómetro 62 de la carretera al Pacífico, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla. Esta recibirá flujo de potencia excedente por parte de las centrales generadoras del área, más la potencia suministrada por las nuevas generadoras por conectarse o los incrementos en el aporte de las generadoras existentes, lo cual dependerá de la estación del año en la cual cada central generadora suministre potencia de energía.

En este contexto, el proyecto, objeto del presente trabajo de graduación, comprende la red de transporte de Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (TRELEC), en el departamento de Escuintla.

2.2. Instalaciones de transmisión existentes en el área

Actualmente, en la red de transporte de 69 kV de TRELEC se conectan los ingenios La Unión (38,82 y 7,5 MW), Santa Lucía (62,5 MW), Santa Ana (98 MW) y Concepción (32,35 MW). A la red de 69 kV de ETCEE y dentro del área de influencia a analizar se conectan los ingenios Pantaleón (45, 29 y 25 MW), Madre Tierra (20 MW) y Trinidad (2x15 MW y 23,3 MW), específicamente a las líneas de transmisión La Unión – Miriam – Pantaleón (Partridge 266 MCM), G. Santa Lucía - Miriam (Flint 740 MCM), Escuintla – Santa Ana (Flint 740 MCM) y Escuintla – Palmeras – Santa María Márquez (Línea 3, Flint 740 MCM); además de las líneas de ETCEE Escuintla – El Jocote – Pantaleón – Cocales (Hawk 477 MCM) y Escuintla – Trinidad (Flint 740 MCM). Por último, en el área, pero en la red de 230 kV se encuentra conectado el Ingenio Magdalena (175 MW), por medio de la línea Magdalena – Siquinalá, lo anterior, respecto al punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado.

Por otro lado, en el área se cuenta con otras plantas generadoras con distinta tecnología, las cuales transportan el flujo de potencia hacia las subestaciones de potencia por medio de líneas en 230 kV, dichas plantas son: San José (139 MW), Arizona Vapor (12,5 MW), Las Palmas II (83 MW), Tampa (80 MW), Stewart & Stevenson (51 MW), Escuintla Gas (76,85 MW), Arizona (160 MW), Poliwatt (129,36 MW), Puerto Quetzal Power (118 MW), Las Palmas (66,8 MW) y Sidegua (44 MW).

Por último, es importante indicar que la subestación de potencia Escuintla cuenta con dos bancos de transformación con capacidades de 93 y 150 MVA, relación 230/69 kV, bancos que se verían influenciados eléctricamente con el planteamiento del presente trabajo.

2.3. Análisis de la red de transporte existente en el área de influencia

Considerando lo descrito anteriormente, se realiza un análisis de la red de transporte existente en el área de conexión de los ingenios azucareros, dándole especial interés a la red de transporte de TRELEC.

2.3.1. Configuración de operación de la red de transporte

Actualmente, la configuración de operación de las líneas de transmisión en el área es la siguiente:

- Línea Escuintla – Santa Ana (Línea 4): parte de la subestación Escuintla I realizando su recorrido hasta conectarse a la subestación de maniobras Santa Ana, subestación a la cual se conecta la línea del Ingenio Santa Ana. Desde este mismo punto parte la línea Santa Ana – Los Lirios, enlace que, como resultado de los estudios realizados para la conexión del incremento de generación del ingenio Madre Tierra a través de la Central Generadora Santa Lucía y la conexión del bloque 2 del Ingenio Santa Ana, se opera normalmente cerrado y conforma el anillo entre las líneas Escuintla – Santa Ana y Escuintla – Los Lirios (Línea 5).

De igual forma, partiendo de la subestación Santa Ana, el recorrido de la Línea 4 continúa hasta conectarse a la subestación de maniobras

Obispo, desde la cual se alimentan las subestaciones El Milagro, Acacias y el gran usuario CIASA.

Por otro lado, en los estudios indicados se optó por interconectar en esta misma subestación la Línea 4 con la línea Obispo – Miriam – Santa Lucía, con el fin de evacuar el excedente de generación de la Central Santa Lucía en conjunto con el aporte del Ingenio La Unión hacia la subestación de potencia Escuintla.

- Línea Obispo – Miriam – Santa Lucía – Pantaleón: tal como se indicó en el párrafo anterior, la línea Obispo – Miriam – Santa Lucía se utiliza actualmente para evacuar el aporte de generación de la Central Santa Lucía en conjunto con el aporte del Ingenio La Unión, alimentando en su recorrido a las subestaciones Miriam y Santa Lucía. Sin embargo, previo a la reconfiguración de líneas en la subestación Miriam, el tramo Pantaleón – Santa Lucía operaba normalmente cerrado, para alimentar la subestación Santa Lucía desde la barra del Ingenio Pantaleón, pero en la actualidad opera normalmente abierto.
- Línea Miriam – Pantaleón: antes de la entrada en operación de la Central Santa Lucía y la reconfiguración de líneas conectadas a la subestación Miriam, la línea Miriam – Pantaleón transportaba el excedente de generación que no demandaba la subestación Miriam hacia la barra de la subestación Pantaleón, donde, en conjunto con el aporte de generación de los ingenios Pantaleón y Madre Tierra, era transportado el flujo de potencia hacia la subestación Cocales, o bien hacia la subestación Escuintla, de acuerdo al balance del sistema.

Sin embargo, debido a la reconfiguración de las líneas conectadas a la subestación Miriam, en la actualidad la línea Miriam – Pantaleón opera normalmente abierta, para direccionar el flujo de potencia de la Central Santa Lucía y del Ingenio La Unión hacia la subestación de potencia Escuintla por medio de la Línea 4, tal como se explicó en párrafos anteriores.

- Línea Escuintla – Jocote – Pantaleón – Cocales (ETCEE): esta línea se extiende desde la subestación Escuintla, conectándose con las subestaciones El Jocote, Pantaleón y Cocales, constituyendo el enlace principal, a nivel de 69 kV, para transportar el flujo de potencia aportado por los ingenios Pantaleón y Madre Tierra, ya sea hacia la subestación Escuintla, o bien para satisfacer gran parte de la demanda del suroccidente del país, a través de la subestación Cocales. Sin embargo, es importante mencionar que actualmente, durante horas de demanda máxima y para la época de zafra, esta línea opera por encima de su capacidad nominal, representando una limitante para el despacho máximo de generación de los ingenios conectados a dicha línea.
- Línea Escuintla – Los Lirios: esta línea, de igual forma que la Línea 4, parte de la subestación Escuintla I, realizando su recorrido para alimentar las subestaciones Los Lirios, Puerto San José, Portuaria, Iztapa y los grandes usuarios Duke y Empresa Portuaria Quetzal. Tal como se indicó en la descripción de la línea Escuintla – Santa Ana, en la actualidad opera cerrado el enlace Los Lirios – Santa Ana, conformando el anillo Escuintla – Santa Ana – Los Lirios – Escuintla, a fin de evacuar de forma segura el aporte de generación de la Central Santa Lucía, Ingenio La Unión e Ingenio Santa Ana.

Asimismo, en el área existen líneas de transmisión a nivel de 230 kV, las cuales podrían solventar la falta de capacidad de transporte en la red de 69 kV, permitiendo, de esta forma, evacuar en el corto plazo los incrementos de generación por parte de los ingenios azucareros, estas líneas son:

- Línea Puerto Quetzal Power (PQP): línea de aproximadamente 45 kilómetros de longitud que transporta la potencia generada por las plantas Poliwatt y Puerto Quetzal Power, las cuales cuentan con un total de 27 motores de combustión interna (bunker) y una capacidad instalada de 247,36 MW, realizando una entrega efectiva al sistema de 240,18 MW, específicamente a la barra de 230 kV de la subestación Alborada (Escuintla II).
- Línea Arizona – San Joaquín – Escuintla: línea de aproximadamente 33 kilómetros, utilizada para transportar la potencia generada por la planta Arizona, que realiza la generación a través de 10 motores de combustión interna (bunker), contando con una capacidad instalada de 160 MW y entregando de manera efectiva 160,75 MW, conectándose a la barra de la subestación de operación San Joaquín para posteriormente entregar la potencia a la barra de la subestación de potencia Escuintla I a través de la línea San Joaquín – Escuintla I, de aproximadamente 3,5 kilómetros de longitud.
- Línea Planta San José – Pacífico – Alborada: línea de aproximadamente 19 kilómetros, utilizada para transportar la potencia generada por la planta térmica San José, cuya tecnología de generación es a través de una única turbina de vapor a base de carbón, con una capacidad instalada de 139 MW y una entrega efectiva al sistema de 137,26 MW, conectándose a la barra de la subestación de operación Pacífico y

posteriormente inyectar la potencia generada a la subestación de potencia Alborada.

- Línea Tampa – Escuintla: línea de aproximadamente 2 kilómetros, que transporta la potencia de la planta térmica Tampa, cuya tecnología de generación es a través de 2 turbinas de gas a base de diésel, con una capacidad instalada de 80 MW y entrega efectiva al sistema de 78,4 MW.
- Línea Sidegua – Alborada: línea de aproximadamente 2 kilómetros, que transporta la potencia de la planta Sidegua, la cual cuenta con 10 motores de combustión interna (bunker), contando con una capacidad instalada de 44 MW y entrega efectiva al sistema de 38,18 MW.
- Línea Magdalena – Siquinalá: línea de aproximadamente 26,6 kilómetros que transporta la potencia generada por el Ingenio Magdalena, el cual cuenta actualmente con una capacidad instalada de 145 MW y entrega efectiva al sistema de 94,09 MW, generación que se conecta a la subestación de operación Siquinalá para posteriormente ser transportada, ya sea hacia la subestación de potencia Escuintla, o bien, hacia la subestación de potencia Los Brillantes en el occidente del país.

Las líneas descritas en los párrafos anteriores se observan de forma esquemática en la figura 2 y de forma cartográfica en la figura 3.

Considerando lo descrito anteriormente, se realizan simulaciones de flujo de carga, con el objetivo de diagnosticar las condiciones actuales de la red de transporte en el área, específicamente para la época de zafra, o época seca, y para los estados de demanda máxima, media y mínima del 2015. Se utilizó el programa PSAF v3.2 (Power System Analysis Framework versión 3.2 R.1.5) y la base de datos oficial con fecha de actualización 22 de septiembre de 2014, descargada de la página de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Previamente, se realizó la revisión de la base de datos para modelar, lo más apegado a la realidad operativa, la red de transporte, especialmente en el área de influencia a analizar en el presente trabajo.

2.3.2. Diagnóstico de las condiciones actuales de la red transporte

En esta sección se analizan las características de los elementos existentes en la base de datos del SIN, especialmente la red de transporte del departamento de Escuintla, delimitando los elementos a considerar para el análisis

2.3.2.1. Metodología del estudio

Para analizar las condiciones actuales del Sistema Nacional Interconectado, específicamente para las líneas de transporte de Transportista Eléctrica Centroamericana en el departamento de Escuintla, se simuló las condiciones críticas del sistema para el año 2015, durante la época seca en horas de demanda máxima, media y mínima.

2.3.2.2. Base de datos

Fue proporcionada por la CNEE, simulando la época seca con datos proporcionados a marzo 2015. Los elementos se modelan mediante sus parámetros de circuito equivalente en valores por unidad.

2.3.2.3. Criterios básicos para las simulaciones de operación

- Se adoptaron las proyecciones de la CNEE en relación con la demanda y la generación del SNI para el año estacional 2014-2015.
- 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 Sistema Nacional Interconectado, para que este se apegue a la operación real de la red.
- Se dio atención especial a los flujos de potencia reactiva, tanto para generación, como cargas y pérdida en el sistema, asegurando que los niveles de reactiva se mantuvieran en los rangos esperados por la CNEE, de acuerdo a las condiciones típicas del sistema.
- Se tomó como la barra oscilante a una de las máquinas de la central hidroeléctrica Chixoy.
- Se aplicaron límites de generación de potencia activa y reactiva a todos los generadores.

- Se incluyeron intercambios de energía con otros países.

2.3.2.4. Elementos a monitorear

Todos estos elementos, denominados elementos a monitorear, fueron definidos de acuerdo a la importancia e influencia que podrían tener en el análisis de la red de transporte de interés, la cual fue definida en secciones anteriores. Dichos elementos se listan en las siguientes tablas:

Tabla I. **Barras del SNI monitoreadas**

Núm. de elemento	Número nodo	Nombre nodo	Nombre de la barra
1	1 106	ESC-231	Escuintla 230 kV
2	1 102	ALB-230	Alborada 230 kV
3	1 151	ESC-691	Escuintla 69 kV
4	12 204	GAC-691	Guacalate 69 kV (1)
5	12 282	SAA-693	Santa Ana Maniobras 69 kV
6	12 40	EJO-691	El Jocote 69 kV (1)
7	1 303	COC-69	Cocales 69 kV
8	1 241	PNT-69	Pantaleón 69 kV
9	12 283	MIR-69	Miriam 69 kV
10	12 291	MIR-692	Miriam 69 kV (2)
11	12 108	LUC-69	Santa Lucía 69 kV
12	LUC692	LUC-692	Santa Lucía 69 kV (2)
13	12 136	OBI-69	Obispo 69 kV
14	1 217	LUN-69	La Unión 69 kV
15	12 293	MIR-69D	Miriam 69 kV (Derivación)

Fuente: elaboración propia, a partir de la base de datos SNI 2014-2015.

Tabla II. **Líneas de transmisión del SNI monitoreadas**

Núm. de elemento	Barra				
	Procedencia	Destino	Núm. de barra en BD Procedencia	Núm. de barra en BD Destino	Nombre de la línea
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES					
1	ESC-231	SIQ-230	1 106	1 132	ESCSIQ230
2	SIQ-230	MAG-230	1 132	1 219	SIQMAG230
3	SIQ-230	PGO-231	1 132	1 145	SIQPGO231
4	PGO-231	LBR-231	1 145	1 110	PGOLBR231
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV					
5	ALB-230	ENR-230	1 102	1 105	ALBENR230
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV					
6	ALB-230	SID-230	1 102	1 111	ALBSID230

Continuación de la tabla II.

LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV					
7	ALB-230	TAM-230	1 102	1 112	ALBTAM230
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN – COCALES					
8	ESC-691	EJO-691	1 151	1 240	ESCEJO691
9	EJO-691	PNT-691	1 240	12 219	EJOPNT691
10	PNT-691	PNT-69	12 219	1 241	PNTPNT69
11	PNT-69	PNT-692	1 241	12 220	PNTPNT692
12	PNT-692	COC-69	12 220	1 303	PNTCOC69
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA -230 KV					
13	ESC-231	ALB-230	1 106	1 102	ESCALB231
14	ESC-231	ALB-230	1 106	1 102	ESCALB232
LÍNEA PANTALEÓN -SANTA LUCÍA - OBISPO – MIRIAM					
15	PNT-69	PNT-693	1 241	PNT693	PNTPNT693
16	PNT-693	LUC-69	PNT693	12 108	PNTLUC69
17	LUC-69	PNT-69D	12 108	12 144	LUCPNT69D
18	LUC-692	PNT-69D	LUC692	12 144	LUCPNT69D
19	PNT-69D	OBI-69B	12 144	OBI69B	PNTOBI69B
20	OBI-69B	MIR-692	OBI69B	12 291	OBIMIR692
21	MIR-692	OBI-69A	12 291	OBI69A	MIROBI69A
22	OBI-69A	OBI-69	OBI69A	12 136	OBI69A
23	PNT-69D	OBI-69	12 144	12 136	PNTOBI69
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM -LA UNIÓN					
24	LUC-69	MIR-69D	12 108	12 293	LUCMIR69D
25	MIR-69D	MIR-69	12 293	12 283	MIRMIR69
26	MIR-69	LUN-69	12 283	1 217	MIRLUN69
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA					
27	MIR-692	GSL-69	12 291	1 251	MIRGSL69
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA					
28	PNT-69	LUC-69	1 241	12 108	PNTLUC69
29	PNT-69	PNT-693	1 241	PNT693	PNTPNT693
30	PNT-693	LUC-69	PNT693	12 108	PNTLUC69
LÍNEA MIRIAM – COCALES					
31	MIR-692	COC-69	12 291	1 303	MIRCOC69
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)					
32	ESC-691	GAC-691	1 151	12 204	ESCGAC691
33	GAC-691	SAA-693	12 204	12 282	GACSAA693
34	SAA-693	SAA-69	12 282	1 223	SAASAA69
35	SAA-693	CER-692	12 282	12 030	SAACER692
36	SAA-693	CER-691	12 282	12 029	SAACER691
37	CER-691	CER-693	12 029	12 031	CERCER693
38	CER-693	OBI-69	12 031	12 136	CEROBI69
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)					
39	ESC-691	LLR-69	1 151	12 177	ESCLLR69
40	LLR-69	CER-692	12 177	12 030	LLRCER692

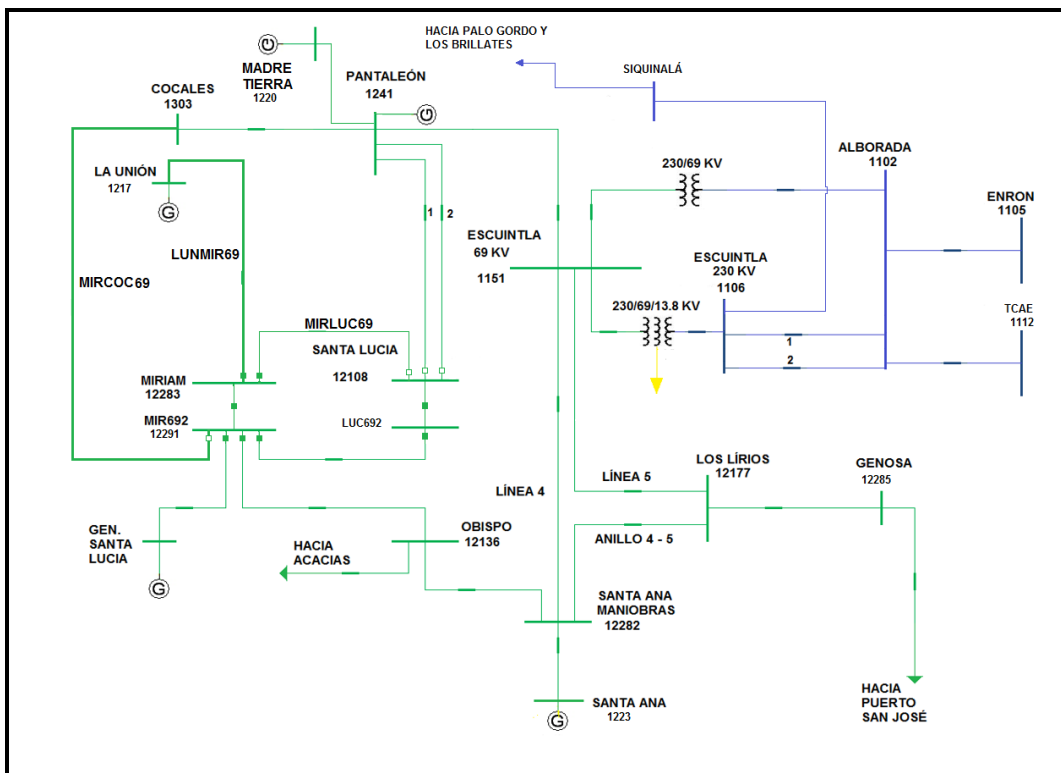
Fuente: elaboración propia, a partir de la base de datos SNI 2014-2015.

Tabla III. Transformadores de potencia del SNI monitoreados

Núm. de elemento	Código de elemento	Nombre de transformador
1	ESC 230/69	Escuintla 230/69 kV
2	ALB 230/69	Alborada 230/69 kV

Fuente: elaboración propia, a partir de la base de datos SNI 2014-2015.

Figura 4. Diagrama unifilar de la situación actual de la red



Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tomando en cuenta lo descrito con anterioridad y luego de las simulaciones de flujo de carga correspondientes a la realidad operativa de la red de transporte, se observó lo siguiente:

- Los niveles de voltaje en los nodos del área de influencia se encuentran dentro de los límites establecidos de operación, es decir, entre el 0,95 y 1,05 P. U., situación que se observa en las tablas IV, V y VI para horas de demanda máxima, media y mínima, respectivamente.
- La línea Escuintla – El Jocote – Pantaleón – Cocales 69 kV, en horas de demanda máxima, presenta un factor de utilización alto en los tramos Pantaleón – Cocales (102,9 %), debido a que el aporte de generación de los ingenios Pantaleón y Madre Tierra se transporta hacia la subestación Cocales.

Sin embargo, previo a la entrada en operación del proyecto de ampliación de la subestación Miriam y sus alimentadores de 69 kV (CNEE 316-2014), la cual incidió en la construcción de tramos de línea y reconfiguración de las líneas de 69 kV, la condición de dicha línea era aún más crítica, presentando valores del 109,6 % en horas de demanda máxima.

- La línea Miriam – Obispo, en horas de demanda mínima, presenta un factor de utilización del 96,2 %, debido a que transporta el aporte de generación de la Central Santa Lucía (48 MW) y del Ingenio La Unión (30 MW). Es importante mencionar que ante cualquier evento de contingencia en esta línea, automáticamente se pierde el aporte de potencia de ambos generadores, además de la alimentación para las subestaciones Miriam y Santa Lucía, hasta que se realicen maniobras para recuperar la carga. Sin embargo, no es posible recuperar la generación en su totalidad, debido a la problemática existente en la línea Escuintla – Cocales.

En lo que respecta a las líneas Escuintla – Santa Ana y Escuintla – Los Lirios 69 kV, las cuales operan actualmente en anillo a través del enlace Los Lirios – Santa Ana, para horas de demanda mínima y ante la inyección máxima de potencia del Ingenio Santa Ana (90 MW), presentan un factor de utilización del 94,8 % en el tramo Santa Ana – Escuintla. Por su lado, la línea Escuintla – Santa Ana – Obispo presenta un factor de utilización del 90,8 % en el tramo Obispo – Santa Ana, para el mismo estado de demanda. Los resultados obtenidos e indicados se observan en las tablas VII, VIII y IX.

En este sentido, se puede determinar que una eventualidad en alguno de los tramos que conforman el anillo Escuintla – Santa Ana – Los Lirios, implicaría una sobrecarga automática de los tramos restantes, incidiendo en el disparo de las protecciones por sobrecarga.

Es importante, por lo tanto, que operen esquemas automáticos de disparo de generación para no afectar las subestaciones conectadas a dichas líneas y, por ende, a los usuarios finales.

- Por otro lado, el transformador de la subestación Escuintla I presenta un factor de utilización del 145,9 % en horas de demanda mínima, lo cual permite determinar que durante este estado no es posible despachar el máximo de generación de la Central Santa Lucía y los ingenios La Unión y Santa Ana. Las tablas X, XI y XII, muestran lo referente a los transformadores de la subestación de potencia Escuintla.

Al analizar los resultados obtenidos, se puede observar que las condiciones actuales de la red de transporte en el área son críticas ya que varias de las líneas y transformadores operan al límite, lo cual hace que la red

trabaje en condiciones poco seguras y que cualquier eventualidad de pérdida súbita de carga o incremento de generación provoque la intervención de los elementos de protección. Asimismo, el hecho de transportar gran cantidad de potencia a través de las líneas de 69 kV, reduce la eficiencia del SNI, ya que representa mayores pérdidas de potencia y energía.

Los resultados obtenidos de la simulación de flujo de carga se muestran en las tablas siguientes:

Tabla IV. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (1)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)
1 106	ESC-231	1,011	-6,1
1 102	ALB-230	1,011	-6,1
1 151	ESC-691	1,012	-3,5
12 204	GAC-691	1,010	-2,7
12 282	SAA-693	1,007	-0,1
1 240	EJO-691	1,012	-4,3
1 303	COC-69	0,977	-13,7
1 241	PNT-69	1,013	-4,7
12 283	MIR-69	0,989	9,2
MIR692	MIR-692	0,989	9,2
12 108	LUC-69	0,985	8,8
LUC692	LUC-692	-	-
12 136	OBI-69	0,992	4,6
1 217	LUN-69	1,003	10,6
MIR69D	MIR-69D	0,985	8,8

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla V. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media época seca 2015 (1)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)
1 106	ESC-231	0,996	-5,6
1 102	ALB-230	0,995	-5,6
1 151	ESC-691	1,002	-1,9
12 204	GAC-691	1,001	-1,1
12 282	SAA-693	1,000	1,8
1 240	EJO-691	1,010	-1
1 303	COC-69	1,007	-5,7
1 241	PNT-69	1,019	-0,1
12 283	MIR-69	0,984	11,5
MIR692	MIR-692	0,984	11,5
12 108	LUC-69	0,980	11,1
LUC692	LUC-692	-	-
12 136	OBI-69	0,986	6,7
1 217	LUN-69	0,999	12,8
MIR69D	MIR-69D	0,980	11,1

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla VI. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (1)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)
1 106	ESC-231	1,018	0,4
1 102	ALB-230	1,018	0,4
1 151	ESC-691	1,019	5
12 204	GAC-691	1,017	5,9
12 282	SAA-693	1,012	9
1 240	EJO-691	1,024	6,4
1 303	COC-69	1,015	3,2
1 241	PNT-69	1,030	7,8
12 283	MIR-69	0,990	19,5
MIR692	MIR-692	0,990	19,5
12 108	LUC-69	0,989	19,4
LUC692	LUC-692	-	-
12 136	OBI-69	0,996	14,4
1 217	LUN-69	1,001	21
MIR69D	MIR-69D	0,989	19,4

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla VII. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (1)

Barra		Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia aparente	Factor de utilización
Procedencia	Destino	CB (MW)	CB (MVar)	CB (MVA)	CB (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES					
ESC-231	SIQ-230	-58,48	29,67	67,19	17
SIQ-230	MAG-230	-97,78	13,31	98,75	26,6
SIQ-230	PGO-231	38,96	0,93	41,28	10,4
PGO-231	LBR-231	63,35	-1,09	63,39	16
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV					
ALB-230	ENR-230	-119,2	11,64	118,55	50,5
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV					
ALB-230	SID-230	35,51	9,4	36,73	18,6
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV					
ALB-230	TAM-230	0	-0,01	0,36	0,2
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES					
ESC-691	EJO-691	8,79	2,83	9,27	15,6
EJO-691	PNT-691	6,3	2,93	7,01	11,8
PNT-691	PNT-69	6,28	2,93	6,93	11,7
PNT-69	PNT-692	61,08	1,48	61,1	102,9
PNT-692	COC-69	61,05	7,37	58,87	102,9
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA -230 KV					
ESC-231	ALB-230	23,82	38,87	45,67	11,6
ESC-231	ALB-230	20,12	27,2	33,89	8,9
LÍNEA PANTALEÓN -SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM					
PNT-69	PNT-693	0	0	0	0
PNT-693	LUC-69	-	-	-	-
LUC-69	PNT-69D	-8,87	1,97	9,08	11,6
LUC-692	PNT-69D	-	-	-	-
PNT-69D	OBI-69B	-8,87	1,91	9,07	11,6
OBI-69B	MIR-692	-8,88	1,85	9,07	11,6
MIR-692	OBI-69A	-66,83	18,9	68,87	87,7
OBI-69A	OBI-69	66,23	21,77	69,03	87,6
PNT-69D	OBI-69	-	-	-	-
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM -LA UNIÓN					
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,02	0
MIR-69D	MIR-69	-	-	-	-
MIR-69	LUN-69	-30	2,09	30,07	73,1
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA					
MIR-692	GSL-69	-47,84	15,59	49,97	63,8
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA					
PNT-69	LUC-69	-	-	-	-
PNT-69	PNT-693	0	0	0	0
PNT-693	LUC-69	-	-	-	-
LÍNEA MIRIAM - COCALES					
MIR-692	COC-69	-	-	-	-
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)					
ESC-691	GAC-691	-74,17	26,48	78,5	82,2
GAC-691	SAA-693	-75,03	25,47	78,42	82,2
SAA-693	SAA-69	-90	4,92	90,1	94,6
SAA-693	CER-692	69,71	10,27	70,41	88,1
SAA-693	CER-691	-54,97	27,11	61,21	64,4
CER-691	CER-693	-54,96	26,95	61,21	76,6
CER-693	OBI-69	-56,1	26,91	61,2	76,6
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)					
ESC-691	LLR-69	-38,34	19,53	42,75	44,8
LLR-69	CER-692	-69,71	10,27	70,41	88,1

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla VIII. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (1)

Barra		Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia aparente	Factor de utilización
Procedencia	Destino	CB (MW)	CB (MVar)	CB (MVA)	CB (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES					
ESC-231	SIQ-230	-164,68	27,74	166,5	42,8
SIQ-230	MAG-230	-99,76	6,84	99,6	27,2
SIQ-230	PGO-231	-65,63	23,38	73,9	18,9
PGO-231	LBR-231	-42,22	19,4	46,5	11,6
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV					
ALB-230	ENR-230	-35,67	-7,21	35,6	15,4
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV					
ALB-230	SID-230	35,51	9,49	36,8	18,9
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV					
ALB-230	TAM-230	0	0,01	0,4	0,2
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES					
ESC-691	EJO-691	-12,45	2,39	12,6	21,5
EJO-691	PNT-691	-15,18	3,26	15,4	26,1
PNT-691	PNT-69	-15,19	3,26	15,5	26
PNT-69	PNT-692	38,15	4,56	38,4	64,3
PNT-692	COC-69	38,13	7,71	37,9	64,2
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA					
ESC-231	ALB-230	73,71	48,77	88,4	22,8
ESC-231	ALB-230	57,65	31,28	65,6	17,5
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM					
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0
PNT-693	LUC-69	-	-	-	-
LUC-69	PNT-69D	-7,22	3,26	7,9	10,2
LUC-692	PNT-69D	-	-	-	-
PNT-69D	OBI-69B	-7,22	3,21	7,9	10,1
OBI-69B	MIR-692	-7,23	3,14	7,9	10,1
MIR-692	OBI-69A	-6,42	17,99	69,2	88,5
OBI-69 ^a	OBI-69	66,81	20,91	69,3	88,5
PNT-69D	OBI-69	-	-	-	-
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN					
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0
MIR-69D	MIR-69	-	-	-	-
MIR-69	LUN-69	-30	2,07	30,1	73,4
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA					
MIR-692	GSL-69	-47,85	13	-	63,1
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA					
PNT-69	LUC-69	-	-	-	-
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0
PNT-693	LUC-69	-	-	-	-
LÍNEA MIRIAM - COCALES					
MIR-692	COC-69	-	-	-	-
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)					
ESC-691	GAC-691	-77,58	25,16	81,3	85,9
GAC-691	SAA-693	-78,53	24,06	81,2	85,9
SAA-693	SAA-69	-90	1,52	90,0	95,2
SAA-693	CER-692	69,52	8,27	70,0	88,2
SAA-693	CER-691	-58,27	26,76	64,0	67,9
CER-691	CER-693	-58,27	26,55	64,0	80,7
CER-693	OBI-69	-59,52	26,54	64,0	80,7
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)					
ESC-691	LLR-69	-42,11	19,17	45,9	48,5
LLR-69	CER-692	-69,52	827	70,0	88,2

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla IX. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (1)

Barra		Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia aparente	Factor de utilización
Procedencia	Destino	CB (MW)	CB (MVar)	CB (MVA)	CB (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES					
ESC-231	SIQ-230	-125,7	27,28	128,3	32,3
SIQ-230	MAG-230	-109,91	30,91	113,7	30,6
SIQ-230	PGO-231	-16,26	-11,78	16,3	4,1
PGO-231	LBR-231	7,24	2,39	11,5	2,9
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV					
ALB-230	ENR-230	0	0	8,6	3,6
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV					
ALB-230	SID-230	35,51	9,37	36,7	18,5
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV					
ALB-230	TAM-230	0	0	0,4	0,2
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES					
ESC-691	EJO-691	-18,93	1,77	18,9	31,6
EJO-691	PNT-691	-21,71	0,75	21,6	36
PNT-691	PNT-69	-21,71	0,46	21,7	36
PNT-69	PNT-692	31,63	2,29	31,7	52,5
PNT-692	COC-69	31,62	4,24	31,2	52,5
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA					
ESC-231	ALB-230	74,48	41,3	85,2	21,4
ESC-231	ALB-230	57,74	25,72	63,2	16,5
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM					
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0
PNT-693	LUC-69	-	-	-	-
LUC-69	PNT-69D	-3,85	0,4	3,9	4,9
LUC-692	PNT-69D	-	-	-	-
PNT-69D	OBI-69B	-3,86	0,34	3,9	4,9
OBI-69B	MIR-692	-3,86	0,24	3,9	4,9
MIR-692	OBI-69A	-73,07	22,33	75,7	96,2
OBI-69A	OBI-69	72,34	25,8	76,0	96,1
PNT-69D	OBI-69	-	-	-	-
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN					
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0
MIR-69D	MIR-69	-	-	-	-
MIR-69	LUN-69	-30	2,46	30,1	73,2
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA					
MIR-692	GSL-69	-47,84	16,48	50,2	64
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA					
PNT-69	LUC-69	-	-	-	-
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0
PNT-693	LUC-69	-	-	-	-
LÍNEA MIRIAM - COCALES					
MIR-692	COC-69	-	-	-	-
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)					
ESC-691	GAC-691	-85,45	32,47	91,1	94,7
GAC-691	SAA-693	-86,6	31,12	90,9	94,7
SAA-693	SAA-69	-90	11,39	90,6	94,8
SAA-693	CER-692	68,85	17,12	70,9	88,2
SAA-693	CER-691	-65,7	31,96	72,9	76,4
CER-691	CER-693	-65,7	31,68	72,9	90,8
CER-693	OBI-69	-67,28	31,67	72,9	90,8
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)					
ESC-691	LLR-69	-51,15	21,52	55,0	57,2
LLR-69	CER-692	-68,85	17,12	70,9	88,2

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla X. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (1)**

Nombre transformador	Potencia	Factor de utilización
	CB (MW)	CB (%)
ESC 230/69	38,91	38,9
ALB 230/69	30,62	63

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XI. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (1)**

Nombre Transformador	Potencia	Factor de Utilización
	CB (MW)	CB (%)
ESC 230/69	54,2	54,3
ALB 230/69	44,16	88

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XII. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (1)**

Nombre Transformador	Potencia	Factor de Utilización
	CB (MW)	CB (%)
ESC 230/69	69,44	69,5
ALB 230/69	59,55	145,9

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

2.4. Proyectos de transmisión previstos para el área de influencia del proyecto

En el año 2008, con el objetivo de suplir el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado a largo plazo, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica elaboró el Plan de expansión del sistema de transporte 2008-2018. En este se identificaron los problemas futuros en la red de transporte, recomendando los refuerzos necesarios en líneas de transmisión y equipos de subestaciones, con el fin de cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño, tanto del sistema de transporte nacional como el regional.

Asimismo, el Plan de expansión indicativo del sistema de generación, elaborado por la Comisión, constituye la base para el desarrollo del Plan de expansión del sistema de transporte, ya que toma en cuenta la ubicación de las centrales eléctricas futuras, de forma que el sistema de transporte sea capaz de evacuar dicha generación y sea posible llevar el servicio de energía eléctrica hasta los centros de consumo, con los estándares de calidad y seguridad establecidos.

Como resultado del Plan de expansión del sistema de transporte 2008-2018, se evidenció la necesidad de una gran cantidad de refuerzos en la red de 69 kV, sugiriendo la coordinación con las empresas transportistas, el análisis de la topología y condiciones físicas de las redes de 69 kV, para optimizar el crecimiento de la red de 69 kV desde la red de 230 kV o 138 kV.

En este sentido, desde el año 2008 a la fecha se han realizado varios de los proyectos de refuerzo propuestos en el Plan, sin embargo, ha habido algunos atrasos debidos a la obtención de pasos de servidumbre, permisos de

construcción por parte de algunas municipalidades, movimientos sociales de oposición a la expansión del sistema de transporte en las cercanías de sus comunidades. Por esta razón, se han buscado alternativas temporales para la conexión de algunos de los proyectos previstos en el Plan de expansión indicativo del sistema de generación, además de reducir su despacho para evitar sobrecargas en el sistema de transporte existente.

Adicionalmente, en el año 2014 el Ministerio de Energía y Minas publicó y licitó el Plan de expansión del sistema de transporte 2014-2023, con el objetivo de cumplir con los requerimientos energéticos de la población, basado en criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales, tomando en cuenta los planes de expansión previos y la actualización de la política energética establecida por el Ministerio.

A continuación, se muestra un listado de los proyectos previstos para el área de cobertura de TRELEC y del sistema de transporte que se encuentra en el departamento de Escuintla, con el objetivo de determinar las posibilidades de los ingenios azucareros de incrementar su aporte de generación, bajo las condiciones actuales de la red de transporte en el área o bien a corto o mediano plazo. Sin embargo, al analizar los proyectos previstos en el área, los cuales solventarían la problemática existente por falta de capacidad de transporte, se determinó que la mayoría de ellos no podrán entrar en operación en la fecha prevista, debido a diversidad de problemas sociales o de servidumbre de paso, lo cual implica que los incrementos de generación de los ingenios azucareros se verán sujetos a restricciones en el despacho cuando les sea requerido.

Tabla XIII. **Listado de proyectos previstos en el área de influencia 230 kV**

REFUERZOS AL SNI EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO 230 KV				
PROYECTO	DESCRIPCIÓN	PERTENECE	ESTADO	AÑO PREVISTO
COCALES	AMPLIACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (230/69 KV; 150 MVA)	ANILLO OCCIDENTAL	EN CONSTRUCCIÓN	2015
MADRE TIERRA	NUEVA SUBESTACIÓN 230/69 KV	ÁREA SUR (ANILLO AZUCARERO)	PROYECTO, NO HA INICIADO TRABAJOS	2015
PANTALEÓN	NUEVA SUBESTACIÓN 230/69 KV	ÁREA SUR (ANILLO AZUCARERO)	EN CONSTRUCCIÓN	2015
LA UNIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN 230/69 KV	ÁREA SUR (ANILLO AZUCARERO)	PROYECTO, NO HA INICIADO TRABAJOS	2015
SANTA ANA	NUEVA SUBESTACIÓN 230/69 KV	ÁREA SUR (ANILLO AZUCARERO)	EN CONSTRUCCIÓN	2015
PANTALEÓN-SIQUINALÁ	LINEA DE TRANSMISIÓN 230 KV	ÁREA SUR (ANILLO AZUCARERO)	PROYECTO, NO HA INICIADO TRABAJOS	2015
MADRE TIERRA-PANTALEÓN	LINEA DE TRANSMISIÓN 230 KV	ÁREA SUR (ANILLO AZUCARERO)	PROYECTO, NO HA INICIADO TRABAJOS	2015
LA UNIÓN-MADRE TIERRA	LINEA DE TRANSMISIÓN 230 KV	ÁREA SUR (ANILLO AZUCARERO)	PROYECTO, NO HA INICIADO TRABAJOS	2015
MAGDALENA-LA UNIÓN	LINEA DE TRANSMISIÓN 230 KV	ÁREA SUR (ANILLO AZUCARERO)	PROYECTO, NO HA INICIADO TRABAJOS	2015
MAGDALENA-PACÍFICO	LINEA DE TRANSMISIÓN 230 KV	ÁREA SUR (ANILLO AZUCARERO)	PROYECTO, NO HA INICIADO TRABAJOS	2015
MAGDALENA-SANTA ANA	LINEA DE TRANSMISIÓN 230 KV	ÁREA SUR (ANILLO AZUCARERO)	PROYECTO, NO HA INICIADO TRABAJOS	2015
SANTA ANA-PACÍFICO	LINEA DE TRANSMISIÓN 230 KV	ÁREA SUR (ANILLO AZUCARERO)	PROYECTO, NO HA INICIADO TRABAJOS	2015

Fuente: elaboración propia, basado en planes de expansión del sistema eléctrico, CNEE y MEM.

Tabla XIV. **Listado de proyectos previstos en el área de influencia 69 kV**

REFUERZOS AL SNI EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO 69 KV				
PROYECTO	DESCRIPCIÓN	PERTENECE	ESTADO	AÑO PREVISTO
PUERTO QUETZAL	NUEVA SUBESTACIÓN DE MANIOBRAS	ANILLO COSTA SUR	PROYECTO	2015
PORTUARIA	AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EN 69 KV	ANILLO COSTA SUR	PROYECTO	2015
GENOSA	AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EN 69 KV	ANILLO COSTA SUR	PROYECTO	2016
SANTA ISABEL-PORTUARIA	NUEVA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 69 KV	ANILLO COSTA SUR	PROYECTO	2016
PUERTO SAN JOSE-PORTUARIA	TRABAJOS DE ADECUACIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN	ANILLO COSTA SUR	PROYECTO	2016
SANTA ISABEL	NUEVA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN 230/69 KV	ANILLO COSTA SUR	PROYECTO	2017

Fuente: elaboración propia, basado en planes de expansión del sistema eléctrico, CNEE y MEM.

2.5. Proyección del crecimiento de generación en el área

Ante la oferta y la demanda energética disponibles en Guatemala, los ingenios han abierto una ventana para contribuir al mercado energético, motivando la exploración de nuevas alternativas y la inversión en la construcción de nuevas plantas de cogeneración, que funcionan a través de la combustión de bagazo de caña de azúcar durante la época de zafra y el resto del año utilizan combustible bunker o, en algunos ingenios que han invertido en el cambio de tecnología, carbón mineral. Con el cambio de tecnología, los ingenios podrán ofrecer plazos más largos y mejores precios en los contratos de energía para grandes usuarios y distribuidoras, preparándose para los cambios en el mercado, con el vencimiento de los llamados contratos preexistentes (a partir del año 2013). Uno de los pioneros en este tema es el Ingenio Magdalena, ya que, desde el año 2007, hizo inversiones para la ampliación de sus instalaciones eléctricas, con la construcción de una subestación elevadora 69 kV a 230 kV, además de la construcción de una línea de transmisión en 230 kV para conectarse al SNI en la subestación Siquinalá.

En el 2012, incrementó su capacidad por la instalación de dos turbogeneradores con capacidad de producir 60 MW cada uno.

Tal como se indicó en la sección 2.2., en la red de transporte de 69 kV de TRELEC se conectan los ingenios La Unión, Santa Lucía, Santa Ana y Concepción, mientras que en la red de 69 kV de ETCEE y dentro del área de influencia a analizar se conectan los ingenios Pantaleón, Madre Tierra y Trinidad; respecto al punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado. Estos ingenios actualmente se despachan en la BD proporcionada por la CNEE durante la época seca, como se muestra en la columna “Despacho 2014” de la tabla XV. Se prevé que para el año 2015 la mayoría de estos ingenios

incrementen su capacidad instalada, a través de cambios de tecnología o aumentando la cantidad de máquinas generadoras, y que pretendan incrementar el despacho a los valores indicados en la columna “Despacho previsto 2015” de la misma tabla.

Tabla XV. **Despacho de generación actual y previsto por parte de los ingenios azucareros**

Ingenio	Despacho 2014 (MW)	Despacho previsto 2015 (MW)
La Unión	30	40
Santa Lucía	48	57
Santa Ana	90	90
Concepción	25	25
Pantaleón	35	60
Madre Tierra	20	20
Trinidad	20	62
Total	268	354

Fuente: elaboración propia.

Sin embargo, la situación actual de la red de transporte en el área de conexión de los ingenios azucareros limita el despacho de generación previsto para el 2015, el aprovechamiento de fuentes de generación en el área, tanto para cubrir la demanda del departamento de Escuintla como de otras regiones del país.

2.6. Planteamiento de la problemática de la red de transporte bajo las condiciones actuales y futuras, debido al incremento de generación previsto

La problemática radica principalmente en la limitada capacidad de transporte a la red en 69 kV, sobre todo ante los incrementos de generación por parte de los ingenios azucareros conectados a este sistema secundario de transporte, ya que las perspectivas de crecimiento de generación en el área son altas.

En este sentido, se han planteado soluciones a largo plazo, como la conformación de un anillo a un nivel de tensión de 230 kV, con el fin de inyectar el aporte de generación de los ingenios azucareros a la red de transporte del sistema principal. Sin embargo, debido a los cambios en el Mercado Mayorista, los ingenios azucareros han anticipado su inversiones para incrementar su capacidad instalada y ofertarla en el Mercado a un corto plazo, viéndose limitados en su despacho en relación con su capacidad instalada, debido a la limitación en la capacidad de transporte del área.

Es por ello que los ingenios azucareros requieren que los tiempos estipulados para la construcción de los proyectos a largo plazo se cumplan; pero la ejecución de dichos proyectos se ve afectada principalmente por la obtención de derechos de servidumbre de paso para las nuevas líneas de transmisión a un nivel de tensión de 230 kV.

Por lo tanto, es necesario plantear alternativas para evacuar la creciente oferta de generación por parte de los ingenios azucareros, a corto y mediano plazo, utilizando servidumbres de paso existentes, es decir, ampliando la red de transporte de 69 o 230 kV, o realizando transformaciones de potencia a niveles

de tensión mayores, con el objetivo de solventar de la mejor manera el transporte de los nuevos aportes de generación de cualquier fuente que pretenda conectarse a futuro en esta misma área.

Así, en las siguientes secciones se realiza el análisis de cada una de las posibles opciones, tanto de forma técnica como económica, con el fin de determinar cuál de las opciones es viable y solventa las necesidades de los ingenios azucareros y de la red de transporte a corto y mediano plazo.

3. PLANTEAMIENTO DE OPCIONES SOLUCIÓN A LA PROBLEMATICA

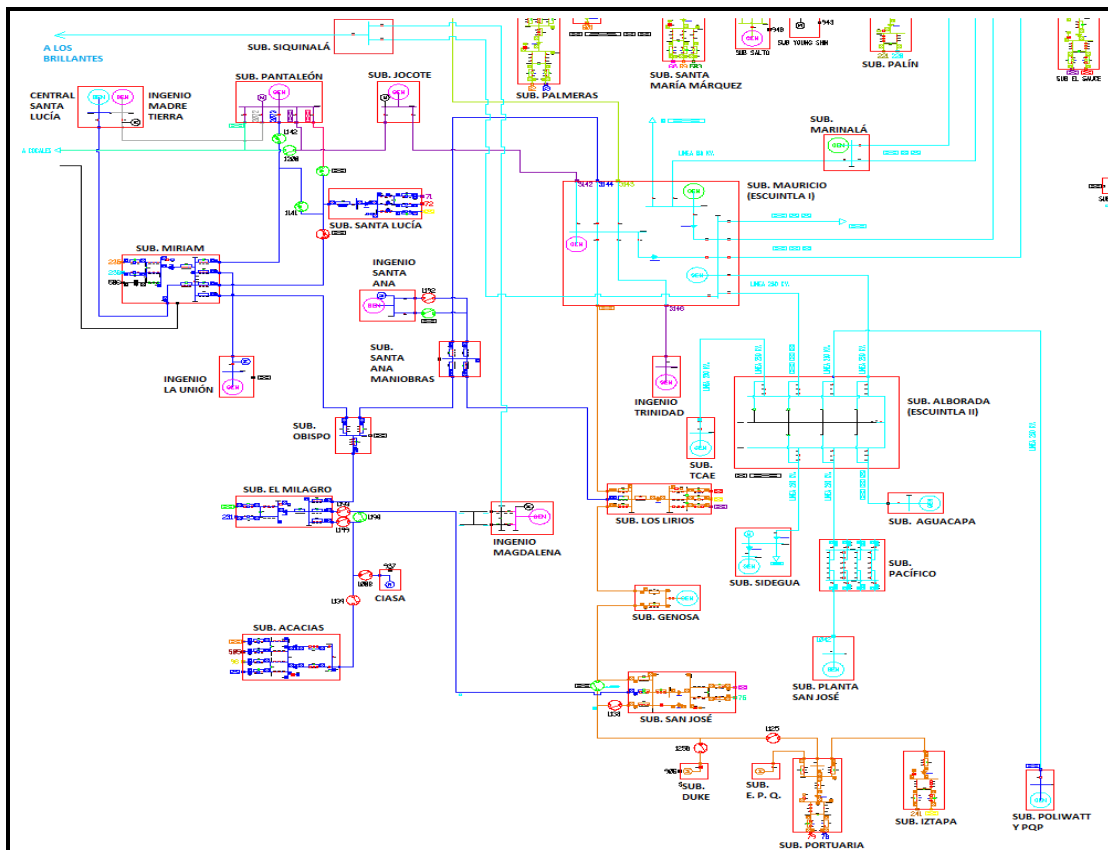
Las posibles opciones solución al problema planteado están encaminadas a incrementar la capacidad de transporte de la red de transmisión, fortalecer la versatilidad de operación en el sistema de transporte del área en cuestión y lograr atender el crecimiento de la demanda prevista. Además de contar con la capacidad de transporte en el área, para lograr la evacuación de la generación de los ingenios azucareros o cualquier otra fuente de generación futura que requiera conectarse a la red. De esta manera se contribuye a la versatilidad de operación, a la reducción de pérdidas de potencia en la red de transmisión, a la optimización del suministro de energía y al mayor aprovechamiento de las fuentes de energía eléctrica conectadas actualmente y en un futuro al Sistema Nacional Interconectado, específicamente en el área de Escuintla.

En este sentido, es importante considerar los posibles incrementos de generación en el corto o mediano plazo, ya sea por parte de los ingenios azucareros o de alguna otra fuente de generación. Por lo tanto, se toman en consideración el proyecto de ampliación de 47,8 MW a 93,8 MW cogeneración Ingenio Trinidad, aprobado según resolución 296-2014 (26/11/2014), y los posibles incrementos por parte de los ingenios La Unión, el cual actualmente realiza una entrega efectiva al sistema de 39,6MW pero cuenta con una capacidad instalada de 78,5 MW; Madre Tierra, con entrega efectiva de 16,9 MW y capacidad instalada de 28 MW; y Pantaleón, con una entrega efectiva de 61,7 MW y capacidad instalada de 68,5 MW.

3.1. Descripción de las opciones solución para la reducción de la problemática actual

En esta sección se describen las opciones solución para resolver la problemática actual de factores de utilización altos de algunos tramos de la línea Escuintla – Santa Ana (Línea 4) y la sobrecarga en horas de demanda mínima del transformador de la subestación de potencia Alborada, debidos al incremento en la generación del Ingenio Santa Ana y la nueva generación de la Central Santa Lucía.

Figura 5. Situación actual de la red de transporte o caso base



Fuente: elaboración propia, con programa SIGRE.

3.1.1. Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC)

La solución consistiría en el seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV, a una distancia aproximada de 5,5 kilómetros desde la subestación Alborada, ampliar la subestación de maniobras Santa Ana 69 kV para la instalación de transformación 69/230 kV y campos en 230 kV, por último, construir una línea doble circuito 230 kV desde la subestación Santa Ana hasta el punto de seccionamiento de la línea Alborada – ENRON. Todo esto con el objetivo de evacuar la generación del Ingenio Santa Ana y los excedentes del Ingenio La Unión y la Central Santa Lucía hacia la red de 230 kV, específicamente hacia la subestación de potencia Alborada.

3.1.2. Ampliación de la subestación Santa Ana y línea de interconexión a la subestación Tampa Centroamericana de Electricidad, Ltda. (TCAE)

Esta opción consistiría en ampliar la subestación de maniobras Santa Ana instalando un campo de transformación 230/69 kV y construir una línea de 230 kV desde esta subestación hasta la subestación TCAE, para evacuar la generación del Ingenio Santa Ana y los excedentes del Ingenio La Unión y la Central Santa Lucía hacia la red de 230 kV, específicamente hacia la subestación de potencia Alborada, a través de la línea Alborada – Tampa 230 kV.

3.2. Descripción de las opciones solución para el proyecto ampliación de 47,8 MW a 93,8 MW cogeneración Ingenio Trinidad

Actualmente el aporte de potencia generada por el Ingenio Trinidad se transporta hacia la subestación Escuintla a través de la línea Escuintla – Trinidad 69 kV, la cual cuenta con conductor Flint en sus 15 kilómetros de longitud. Sin embargo, al incrementar la capacidad instalada y el flujo de potencia que transporta actualmente dicha línea, aumenta en la probabilidad de falla de dicha línea, poniendo en riesgo la totalidad del aporte de generación. Es por ello que el Ingenio Trinidad necesita otras alternativas para evacuar de forma segura el segundo bloque de generación, el cual tiene una capacidad instalada de 46 MW, de los cuales se estima que 4 MW serán para consumo propio, quedando un aporte efectivo al sistema de 42 MW.

3.2.1. Seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV

La solución consistiría en el seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV a una distancia aproximada de 6,5 kilómetros desde la subestación Los Lirios, para inyectar los 46 MW de potencia adicionales que ofrece el Ingenio Trinidad hacia la línea Escuintla – Los Lirios (Línea 5), alimentando con dicha potencia las subestaciones Los Lirios (2x13 MVA), Puerto San José (28 MVA), Portuaria (14 MVA) e Iztapa (7 MVA). El excedente se transporta hacia la subestación de potencia Escuintla.

3.2.2. Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV

La opción sería el seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV aproximadamente a 14,5 kilómetros desde la subestación de potencia Alborada, construir una nueva subestación de transformación 69/230 kV en las

instalaciones del Ingenio Trinidad, con el fin de evacuar la potencia generada hacia el sistema principal de transporte, específicamente hacia la barra de 230 kV de la subestación Alborada.

3.3. Descripción de las opciones solución para los posibles incrementos de generación de los ingenios La Unión y Pantaleón

A continuación se describen las posibles opciones que permitirían solucionar la problemática en la red de transporte, ante incrementos en el aporte de generación de los ingenios La Unión y Pantaleón.

3.3.1. Entrada en operación de la línea Miriam – Cocales 69 kV y ampliación del tramo de línea La Unión – Miriam 69 kV

Los posibles incrementos en la generación de los ingenios La Unión y Pantaleón, y las condiciones actuales de la red de 69 kV con la inclusión de la Central Santa Lucía requirieron una reconfiguración de líneas, quedando pendiente finalizar la construcción y entrada en operación comercial de la línea Miriam – Cocales 69 kV, lo cual será de beneficio para la línea Escuintla – El Jocote – Pantaleón – Cocales al reducir considerablemente su factor de utilización y permitir un mayor aporte de generación por parte de los ingenios Pantaleón y Madre Tierra. Sin embargo, debido a la capacidad instalada del Ingenio La Unión, es necesaria la ampliación del tramo la línea La Unión – Miriam, para de evacuar de forma segura el mayor aporte de generación por parte del Ingenio La Unión.

3.3.2. Ampliación de la subestación Santa Lucía y línea de interconexión a la subestación Siquinalá 230 kV

La opción consistiría en ampliar la subestación Santa Lucía a través de la adición de un campo de transformación 69/230 kV y la construcción de una línea para conectarse al sistema principal de transporte en 230 kV por medio de un nuevo campo en la subestación Siquinalá, con el objetivo de evacuar el excedente de generación de los ingenios Pantaleón, Madre Tierra, Central Santa Lucía y La Unión.

3.4. Características de las opciones solución para la reducción de la problemática actual

En esta sección se detallan las características de las opciones que permitirían solventar la problemática existente, en las líneas de transmisión en el área de influencia, objeto de estudio en el presente trabajo de graduación.

3.4.1. Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC)

La línea Alborada – ENRON 230 kV cuenta con un conductor Flint (740,8 MCM, AAAC, 314,7 MVA) en sus 45,16 kilómetros de longitud, se utiliza para transportar la generación de las plantas Poliwatt y Puerto Quetzal Power, plantas que en conjunto realizan una entrega efectiva al sistema de 240,2 MW. La presente solución propone el seccionamiento de esta línea a una distancia aproximada de 5,5 kilómetros desde la subestación Alborada, para posteriormente construir una línea doble circuito con conductor 1 250 (AAAC,

450 MW) de 230 kV desde este punto hasta la subestación Santa Ana, teniendo una longitud aproximada de 3 kilómetros.

Seguidamente, es necesario ampliar las instalaciones de la subestación de maniobras Santa Ana, con la construcción de dos nuevos campos equipados con interruptores de línea a un nivel de tensión de 230 kV, con el fin de recibir cada uno de los circuitos de la nueva línea doble circuito. Asimismo, la construcción de una configuración doble barra en 230 kV y un campo de transformación 69/230 kV de 150 MVA de capacidad. Por último, la ampliación del tramo de 5,5 kilómetros de la línea Alborada – ENRON, entre la subestación Alborada y el punto de seccionamiento de la línea para alimentar la nueva subestación Santa Ana 230/69 kV, para garantizar el transporte del bloque de potencia de las plantas Poliwatt y PQP en conjunto con los excedentes que se inyecten a la red de 230 kV por parte del ingenios Santa Ana, La Unión y Central Santa Lucía (ver figura 6).

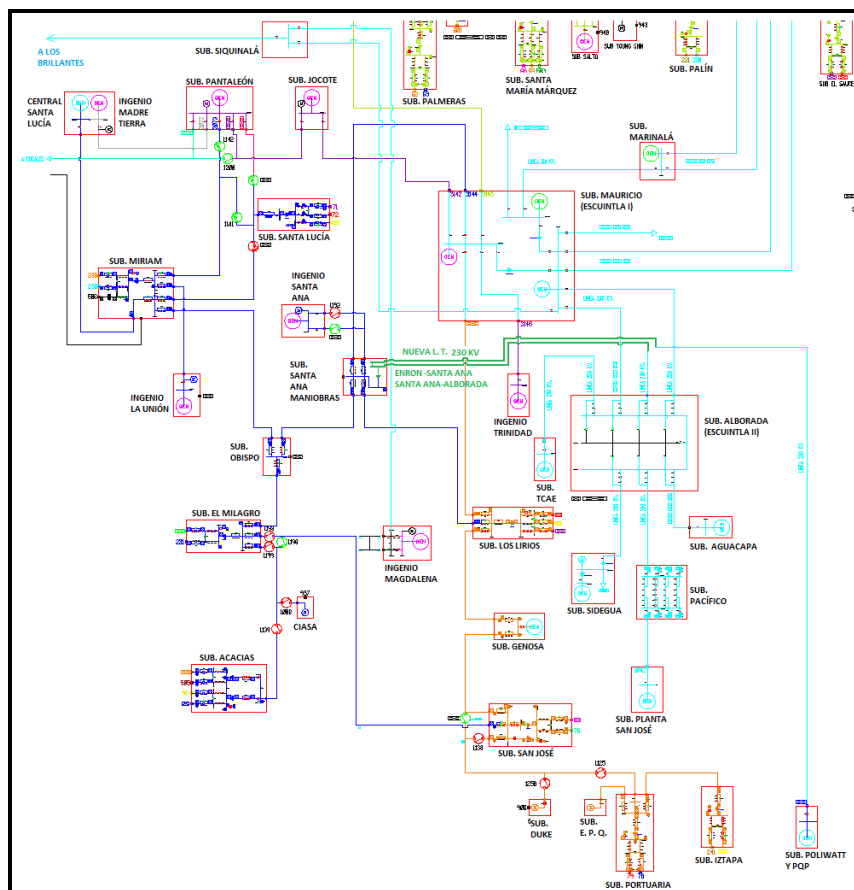
3.4.2. Ampliación de la subestación Santa Ana y línea de interconexión a la subestación Tampa Centroamericana de Electricidad, Ltda. (TCAE)

La línea Alborada – Tampa 230 kV cuenta con un conductor Hawk (477 MCM, ACSR, 245,8 MVA) en sus 2 kilómetros de longitud, se utiliza para transportar la generación de la planta Tampa Centroamericana de Electricidad Ltda., planta que realiza una entrega efectiva al sistema de 78,4 MW. La propuesta es la siguiente: construir una línea de 230 kV con una longitud de 6,6 kilómetros con conductor Flint, entre la subestación Santa Ana y la subestación Tampa (TCAE). Seguidamente, es necesario ampliar las instalaciones de la subestación de maniobras Santa Ana, con de la construcción de un nuevo campo equipado con interruptor de línea, a un nivel de tensión de

230 kV, para recibir la nueva línea Santa Ana - Tampa. Además, la construcción de una configuración doble barra en 230 kV y un campo de transformación 69/230 kV de 150 MVA de capacidad.

Por último, la ampliación de la subestación Tampa, con la construcción de un campo en 230 kV equipado con interruptor de línea, a fin de conectar la nueva línea Santa Ana – Tampa (ver figura 7).

Figura 6. **Esquema opción solución: seccionamiento de línea Alborada – ENRON 230 kV**



Fuente: elaboración propia, con programa de SIGRE.

3.5. Características de las opciones solución para el proyecto ampliación de 47,8 MW a 93,8 MW cogeneración Ingenio Trinidad

A continuación se detallan las características de las opciones que permitirían transportar un incremento de generación por parte del Ingenio Trinidad, el cual prevé ampliar su capacidad instalada y por ende su disponibilidad.

3.5.1. Seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV

El objetivo de la propuesta es evacuar de forma segura el nuevo aporte de generación del ingenio Trinidad (42 MW), a través de la conexión del segundo bloque a la línea Escuintla – Los Lirios (Línea 5), la cual cuenta con un conductor Flint, en 43 kilómetros de recorrido, hasta conectarse a la subestación San José. En este sentido, la propuesta consiste en seccionar la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV a una distancia aproximada de 6,5 kilómetros desde la subestación Los Lirios, para lo cual es necesario construir dos nuevos campos en 69 kV equipados con interruptores de línea en la subestación del Ingenio Trinidad y cambiar la configuración del barraje de la misma subestación, para lograr un configuración de barra partida. De igual forma, se debe construir un nuevo campo equipado con interruptor en estado normalmente abierto, el cual partirá la barra. Por último, se deben realizar los trabajos de adecuación de la línea Los Lirios – GENOSA, para conectarla a dichos campos y conformar los tramos de línea Los Lirios – Trinidad y Trinidad – GENOSA (ver figura 8).

3.5.2. Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV

El objetivo de la propuesta es evacuar de forma segura el nuevo aporte de generación del ingenio Trinidad (42 MW), a través de la conexión del segundo

bloque a la línea Alborada – ENRON 230 kV, por el seccionamiento de dicha línea a una distancia aproximada de 14,5 kilómetros desde la subestación de potencia Alborada y la readecuación de dicha línea.

Para ello es necesario la ampliación de la subestación del Ingenio Trinidad mediante: la construcción de un nuevo campo de transformación 69/230 kV con una capacidad de 70 MVA; la construcción de dos campos en 230 kV equipados con interruptores de línea, para conectar de forma segura los nuevos tramos de línea a conformar Alborada – Trinidad y Trinidad – ENRON; la construcción de una configuración de doble barra a un nivel de tensión de 230 kV; por último, la construcción de un campo en 69 kV equipado con interruptor, con el objetivo de darle una configuración de barra partida a la barra de 69 kV (ver figura 9).

3.6. Características de las opciones solución para los posibles incrementos de generación de los ingenios La Unión y Pantaleón

En esta sección se detallan las características de las opciones que permitirían transportar los incrementos de generación previstos por los ingenios La Unión y Pantaleón.

3.6.1. Entrada en operación de la línea Miriam – Cocalles 69 kV y ampliación del tramo de línea La Unión – Miriam 69 kV

Se prevé que para el 2015 entre en operación comercial la línea Miriam – Cocalles 69 kV, la cual tiene una longitud aproximada de 23 kilómetros y cuenta con conductor Flint en todo su recorrido, se conecta a la barra 2 de la subestación Miriam por medio de un campo equipado con interruptor de línea y de la misma manera se conectará a la barra de la subestación Cocalles (propiedad de ETCEE).

Esta opción considera la entrada en operación del proyecto de ampliación a la capacidad de transporte Línea Obispo – Pantaleón y construcción de 4 campos en subestación Santa Lucía, aprobado según resolución CNEE-272-2012 y del proyecto de ampliación de subestación Santa Lucía 69 kV, el cual consiste en la conformación de una doble barra en 69 kV y la adición de un campo de acople entre barras equipado con interruptor de potencia.

Por otro lado, el Ingenio Pantaleón se conecta a la línea Escuintla – El Jocote – Pantaleón – Cocales 69 kV, la cual cuenta actualmente con conductor Hawk (477, ACSR, 68 MVA) en todo su recorrido. Esta línea se vería directamente influenciada con la entrada en operación de la línea Miriam – Cocales, reduciendo su factor de utilización de 102,9 a 85,9 %, principalmente en horas de demanda máxima, lo cual conlleva a la posibilidad que el Ingenio Pantaleón incremente su aporte de generación, ya que la restricción de máxima transferencia de potencia es crítica y limita el despacho del Ingenio.

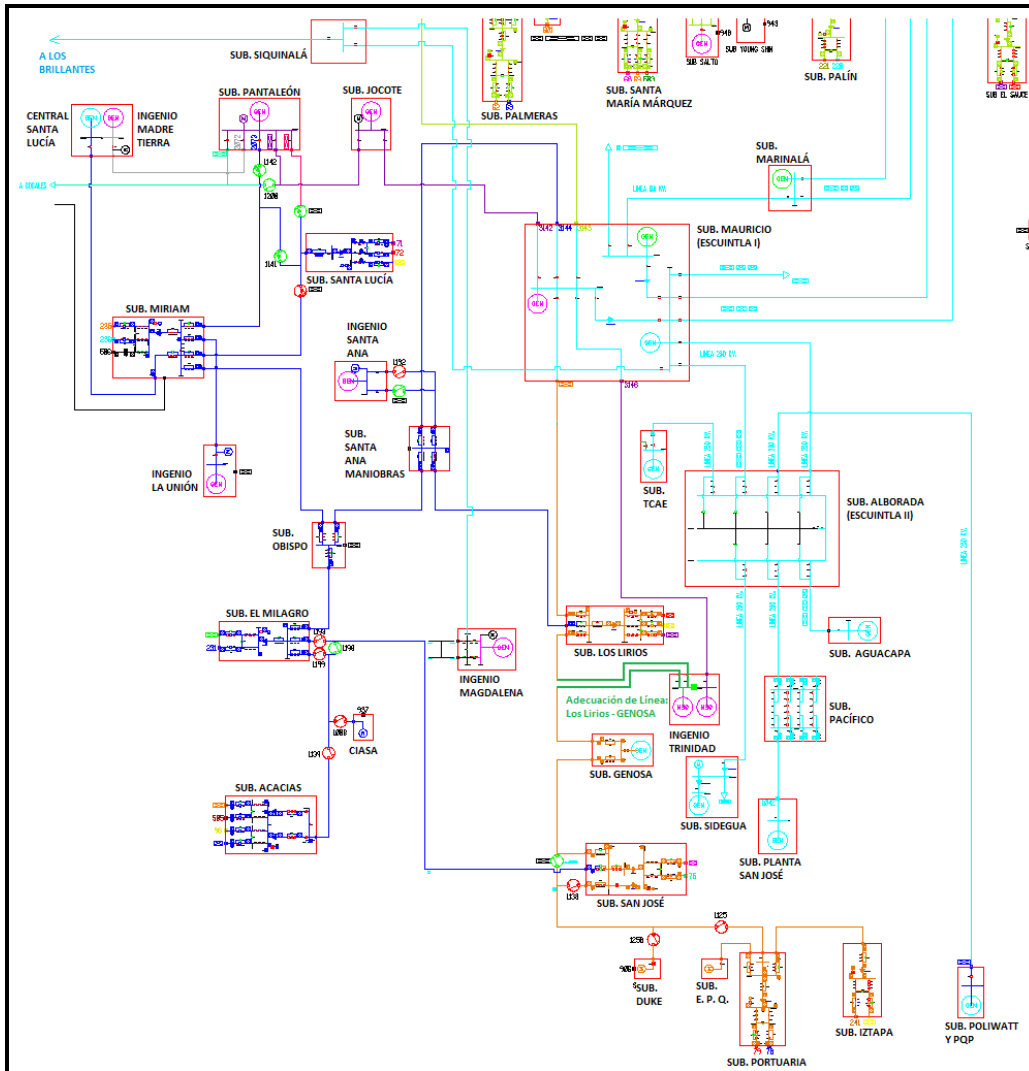
En este sentido, aprovechando los beneficios que aportará dicha línea al sistema de transporte y en virtud de posibles incrementos por parte de los ingenios La Unión y Pantaleón se plantea la presente propuesta. Sin embargo, adicionalmente a la entrada en operación de la línea Miriam – Cocales, es necesario realizar la ampliación de la línea La Unión – Miriam 69 kV, la cual cuenta con conductores Partridge (266 MCM, ACSR, 41 MVA) recorriendo una distancia de 8,57 kilómetros, aproximadamente. Por lo que, para transportar confiablemente cualquier incremento de generación por parte del Ingenio La Unión se propone la ampliación de dicha línea a conductor Flint (ver figura 10).

3.6.2. Ampliación de la subestación Santa Lucía y línea de interconexión a la subestación Siquinalá 230 kV

La opción solución propone realizar la ampliación de la subestación Santa Lucía de la siguiente forma: construcción de un barraje en configuración doble a un nivel de tensión de 230 kV; construcción de un campo de transformación de 69/230 kV con una capacidad de 200 MVA; construcción de un campo equipado con interruptor de línea en 230 kV. Por otro lado, se requiere la construcción de una línea a un nivel de 230 kV, de aproximadamente 8,7 kilómetros de longitud, con conductor 1 024 (ACAR), entre las subestaciones Santa Lucía y Siquinalá.

Por último, la construcción de un nuevo campo equipado con interruptor, en las instalaciones de la subestación Siquinalá, para conectar de forma segura la nueva línea. Todo lo anterior con el objetivo de evacuar los excedentes de generación de los ingenios Madre Tierra, Pantaleón, La Unión y Central Santa Lucía hacia la red de transporte en 230 kV, como la opción anterior (ver figura 11).

Figura 8. Esquema opción solución: seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV



Fuente: elaboración propia, con programa de SIGRE.

Figura 9. Esquema opción solución: seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV

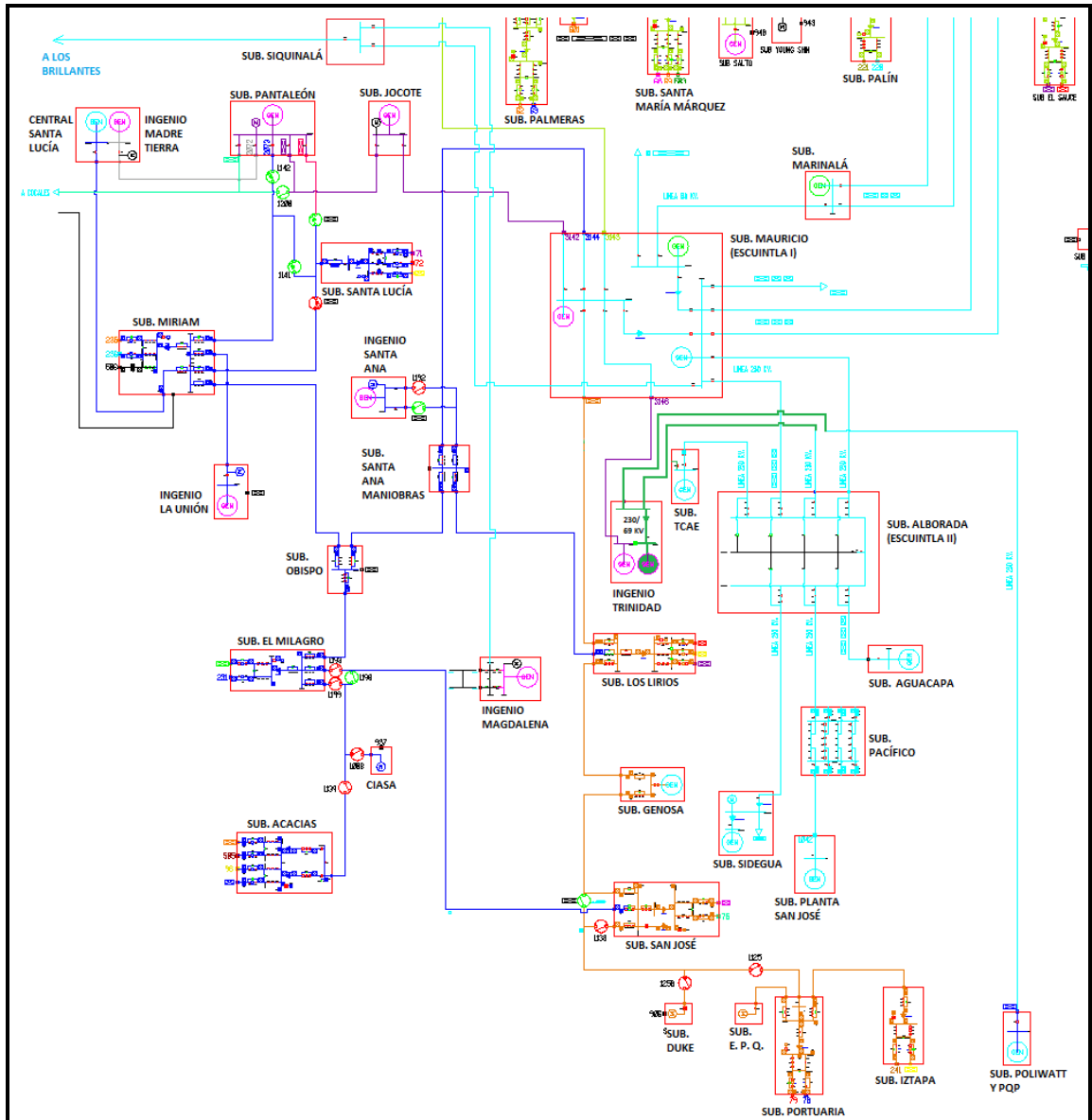
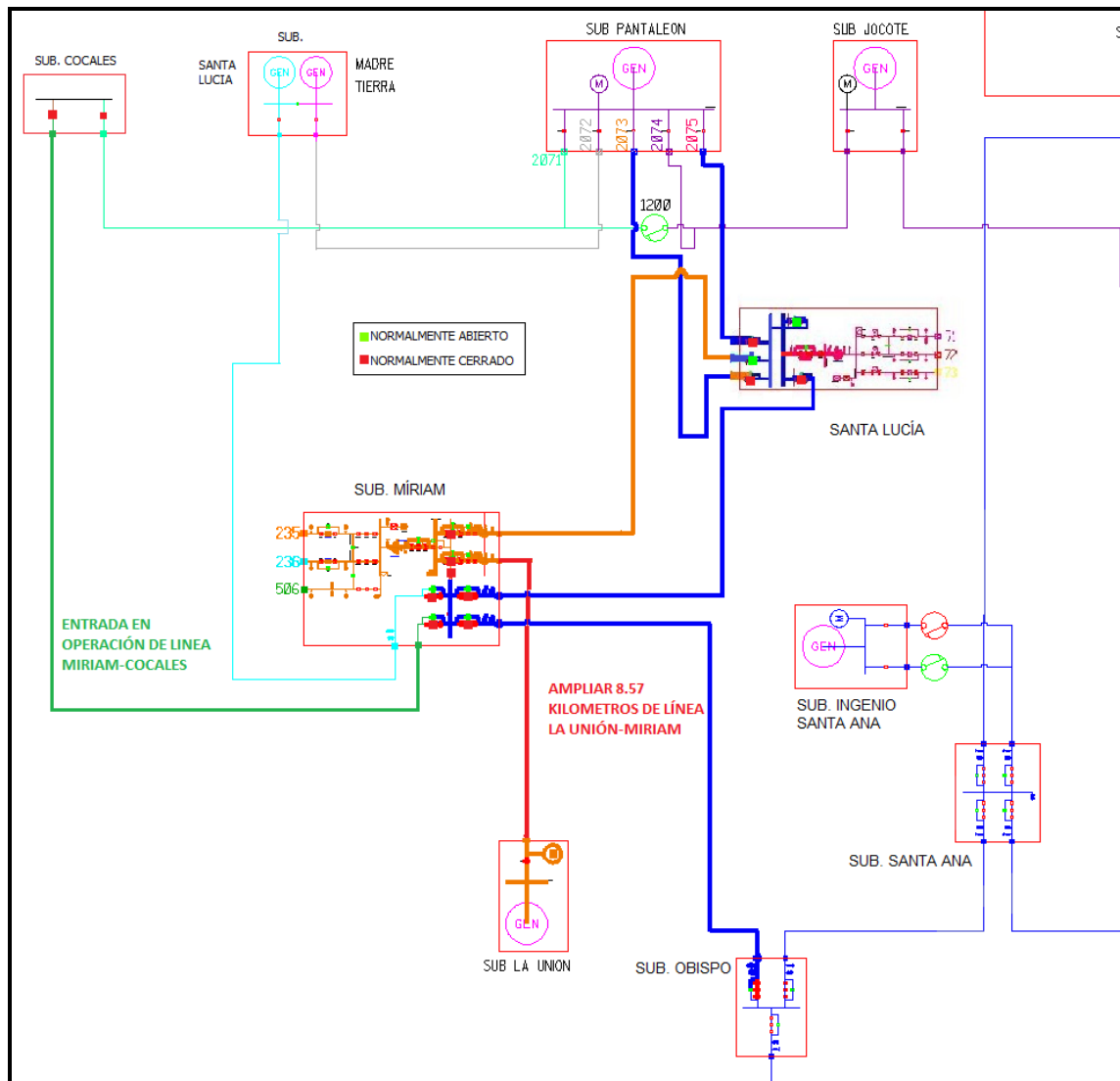


Figura 10. Esquema opción solución: entrada en operación línea Miriam – Cocales 69 kV y ampliación de línea La Unión – Miriam 69 kV



Fuente: elaboración propia, con programa de SIGRE.

3.7. Modelado de las opciones solución en el SNI, base de datos año estacional 2014-2015, PSAF versión 3.2 revisión 1.5

Con el objetivo de simular en el software computacional las distintas opciones propuestas, es necesario modelar adecuadamente cada uno de los elementos a utilizar en cada una de ellas. Por ello, se presentan, en las tablas XV y XVI, los parámetros que se ingresaron en el software para obtener resultados representativos del comportamiento del SNI, ante las modificaciones propuestas. Posteriormente, se describe cada uno de los elementos modelados para cada propuesta.

Tabla XVI. **Parámetros de las líneas nuevas o modificadas para simular cada una de las opciones**

Línea	Longitud (km)	R1 (P. U.)	X1 (P. U.)	B1 (P. U.)	R0 (P. U.)	X0 (P. U.)	B0 (P. U.)	Capacidad (A)
ALBENR230	45,16	0,00878	0,04076	0,0828	0,01317	0,06114	0,0552	739,26
ALBSAA230D	5,5	0,000674	0,004479	0,01064	0,001848	0,017847	0,00464	1 100
SAADSAA231	3	0,000368	0,002443	0,0058	0,001008	0,009735	0,00253	1 100
SAADSAA2311	3	0,000368	0,002443	0,0058	0,001008	0,009735	0,00253	1 100
SAAENR230D1	39,66	0,007726	0,035869	0,072864	0,01159	0,053803	0,048576	739,26
SAATAM231	6,6	0,001283	0,005966	0,01208	0,004189	0,019758	0,00677	739,26
ALBSDI230	14,45	0,00281	0,013043	0,026496	0,004214	0,019565	0,017664	739,26
SDIENR230	30,71	0,00597	0,027717	0,056304	0,008956	0,041575	0,037536	739,26
LUCSIQ230	8,70	0,013285	0,087113	0,001392	0,054923	0,282424	0,001218	900
LLRGGO69	28,49	0,06162	0,253991	0,00535	0,09243	0,380985	0,00357	790
LLRSDI69	5,99	0,01294	0,053338	0,001124	0,01941	0,080007	0,00075	790
SDIGGO69	22,51	0,04868	0,200653	0,004227	0,07302	0,300978	0,00282	790
MIRCOC69	23	0,049739	0,205024	0,00432	0,177768	0,809223	0,00214	790
LUNMIR69	8,57	0,018533	0,076394	0,001628	0,066238	0,301523	0,000771	790

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XVII. **Parámetros de los nuevos transformadores**

Lado primario		Lado secundario		R (P. U.)	X (P. U.)	Potencia (MVA)
Nombre	Voltaje (kV)	Nombre	Voltaje (kV)			
SAA-231	230	SAA-693	69	0	0,2211	150
SDI-230	230	SDI-69	69	0	0,08	68,75
LUC-230	230	LUC-69	69	0	21,38	200
SDI-69	69	SDI-13	13,8	0	0,0815	62,25

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V3.2R.1.5.

3.7.1. **Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC)**

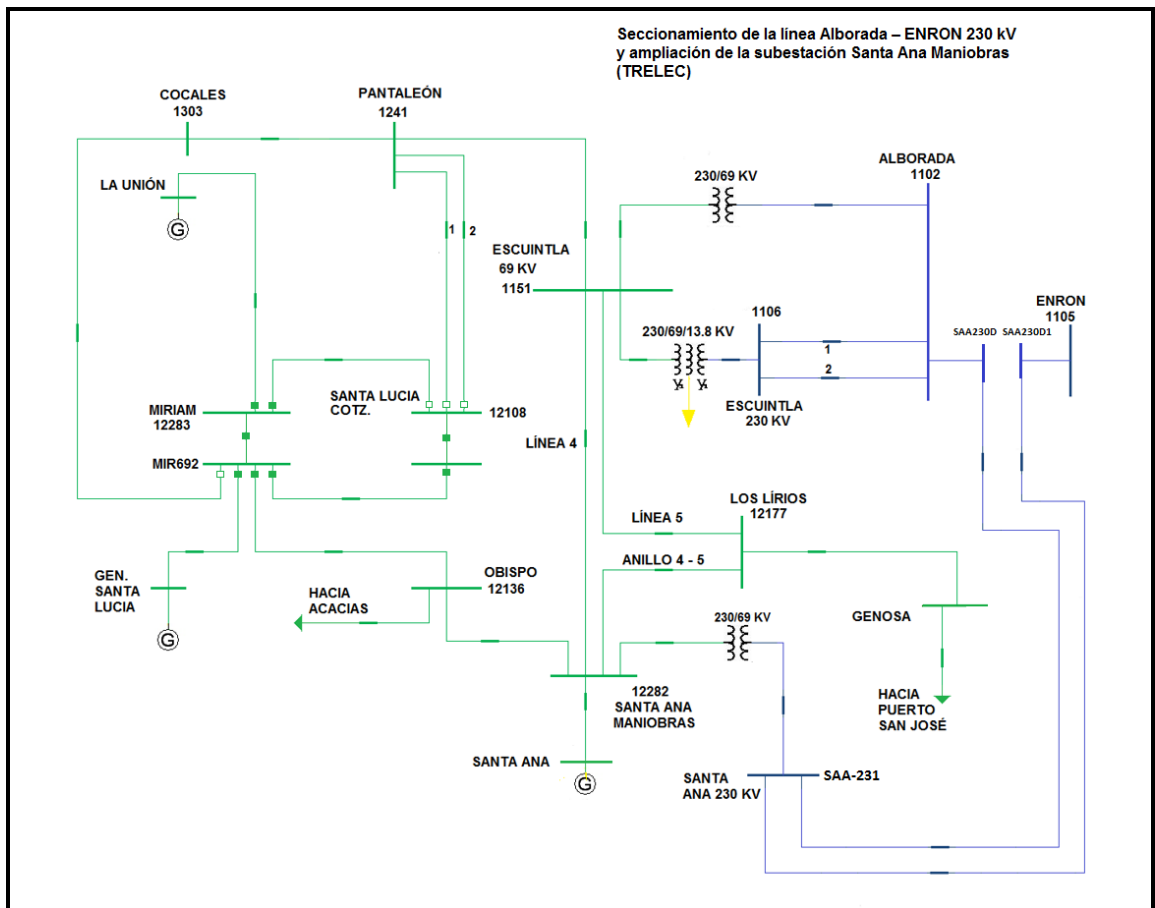
Para modelar la opción de seccionar la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliar la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC), se realizan las siguientes modificaciones en la base de datos:

- Se crean tres nuevos nodos de 230 kV, denominados SAA-231, SAA-230D y SAA-230D1, de los cuales el primero representa la nueva barra de 230 kV en la subestación de maniobras Santa Ana y los dos siguientes se utilizan para seccionar la línea existente Alborada – ENRON.
- Se procede a dividir la línea al equivalente proporcional a 5,5 kilómetros de distancia, desde el nodo ALB-230 (1 102), punto donde se ubican los nodos SAA-230D y SAA-230D1, y se conforman dos nuevos tramos de línea denominados ALBSAA230D y SAAENR230D1, los cuales equivalen al 12 y al 88 %, respectivamente, de la longitud total de la línea

ALBENR230. La opción considera la ampliación del tramo ALBSAA230D a conductor tipo AAAC 1 250 MCM 450 MW.

- Se modelan dos nuevos tramos de línea con una longitud de 3 kilómetros y conductor tipo AAAC 1250 MCM 450 MW, denominados SAASAA230D y SAASAA230D1, los cuales se utilizan para conectar en configuración Pi la subestación Santa Ana, es decir, cada uno parte de los nodos SAA-230D y SAA-230D1 interconectándose con el nuevo nodo SAA-231, para alimentar la nueva subestación Santa Ana 230/69 kV (ver tabla XV).
- Por último, se modela un transformador de potencia con relación 230/69 kV y una capacidad nominal de 150 MVA, conectado entre las barras SAA-231 y SAA-693 (12 282), simulando la ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (ver tabla XVI y figura 12).

Figura 12. Diagrama unifilar del modelado de la opción: seccionamiento de línea ALBENR230 y ampliación de la subestación Santa Ana



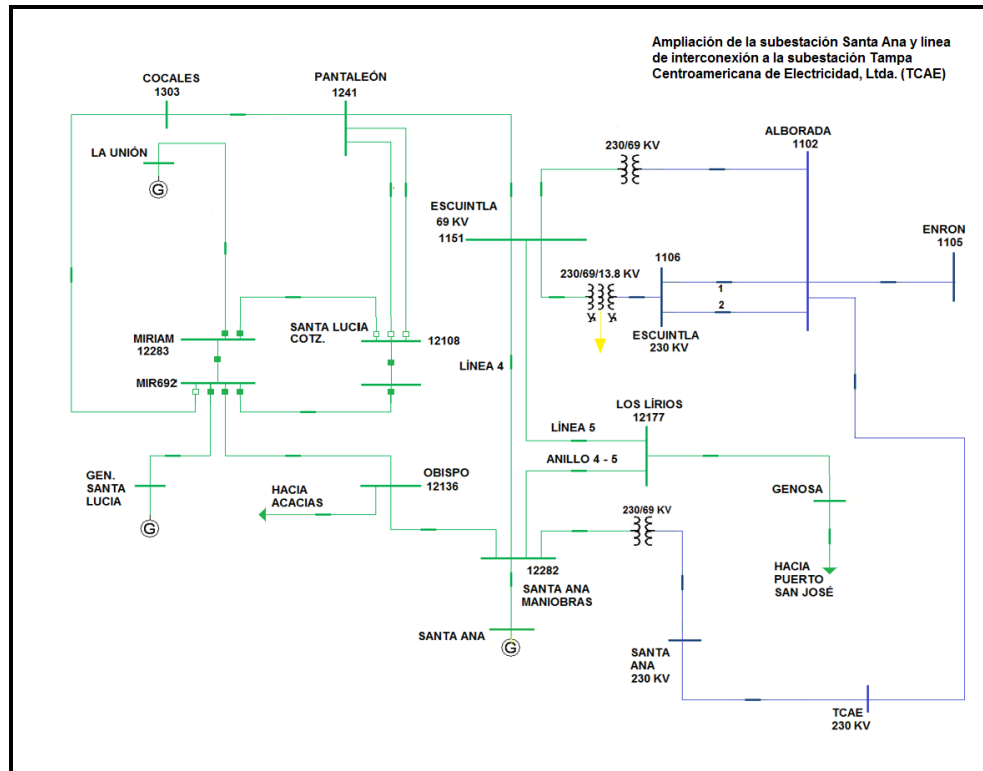
Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

3.7.2. Ampliación de la subestación Santa Ana y línea de interconexión a la subestación Tampa Centroamericana de Electricidad, Ltda. (TCAE)

Para modelar la ampliación de la subestación Santa Ana y la inclusión de una nueva línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones Santa Ana y TCAE, se realizan las siguientes modificaciones a la base de datos:

- Tal como en la opción anterior se crea un nuevo nodo denominado SAA-231, el cual simula la nueva barra de 230 kV en la subestación Santa Ana.
- Se modela una nueva línea de transmisión de 6,6 kilómetros entre los nodos SAA-231 y TAM-230 (1112), denominada SAATAM231 (ver tabla XV).
- Por último, se modela un transformador de potencia con relación 230/69 kV y una capacidad nominal de 150 MVA, conectado entre las barras SAA-231 y SAA-693 (12 282), simulando la ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (ver tabla XVI y figura 13).

Figura 13. **Diagrama unifilar del modelado de la opción: ampliación de la subestación Santa Ana y línea de interconexión Santa Ana – TCAE**



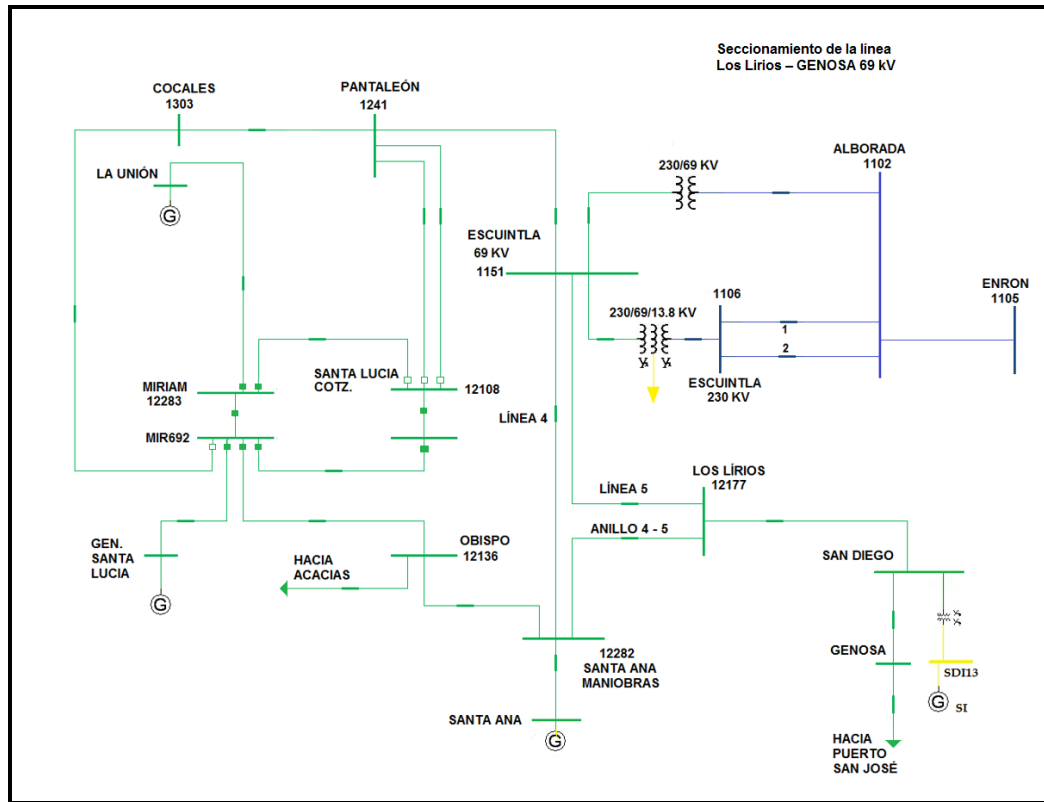
Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

3.7.3. Seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV

Para modelar la opción de seccionar la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV y realizar la conexión del nuevo aporte de generación por parte del Ingenio Trinidad (42 MW efectivos al sistema), se realizan las siguientes modificaciones a la base de datos:

- Se crea un nuevo nodo en 69 kV denominado SDI-69, el cual se utiliza para simular la barra de conexión del Ingenio Trinidad y seccionar la línea Los Lirios – GENOSA en el punto ubicado a 6,5 kilómetros desde la subestación Los Lirios.
- Se divide proporcionalmente la línea Los Lirios – GENOSA y se conforman dos nuevos tramos denominados LLRSDI69 y SDIGGO69, los cuales equivalen a un 21 y 79 %, respectivamente, de la longitud total de la línea LLRGGO69.
- Se conecta el nuevo generador del Ingenio Trinidad a una nueva barra denominada SDI-13 a la cual se conecta la nueva máquina síncrona con una capacidad de 46 MW y tensión de operación en 13,8 kV.
- Por último, se modela un transformador de potencia con relación 13,8/69 kV y una capacidad de 46/51,52/61,18/68,52 MVA, conectado entre las nuevas barras SDI-69 y SDI-13 (ver figura 14 y tablas XV y XVI).

Figura 14. **Diagrama unifilar del modelado de la opción: seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA, para la incorporación de la nueva generación del Ingenio Trinidad**



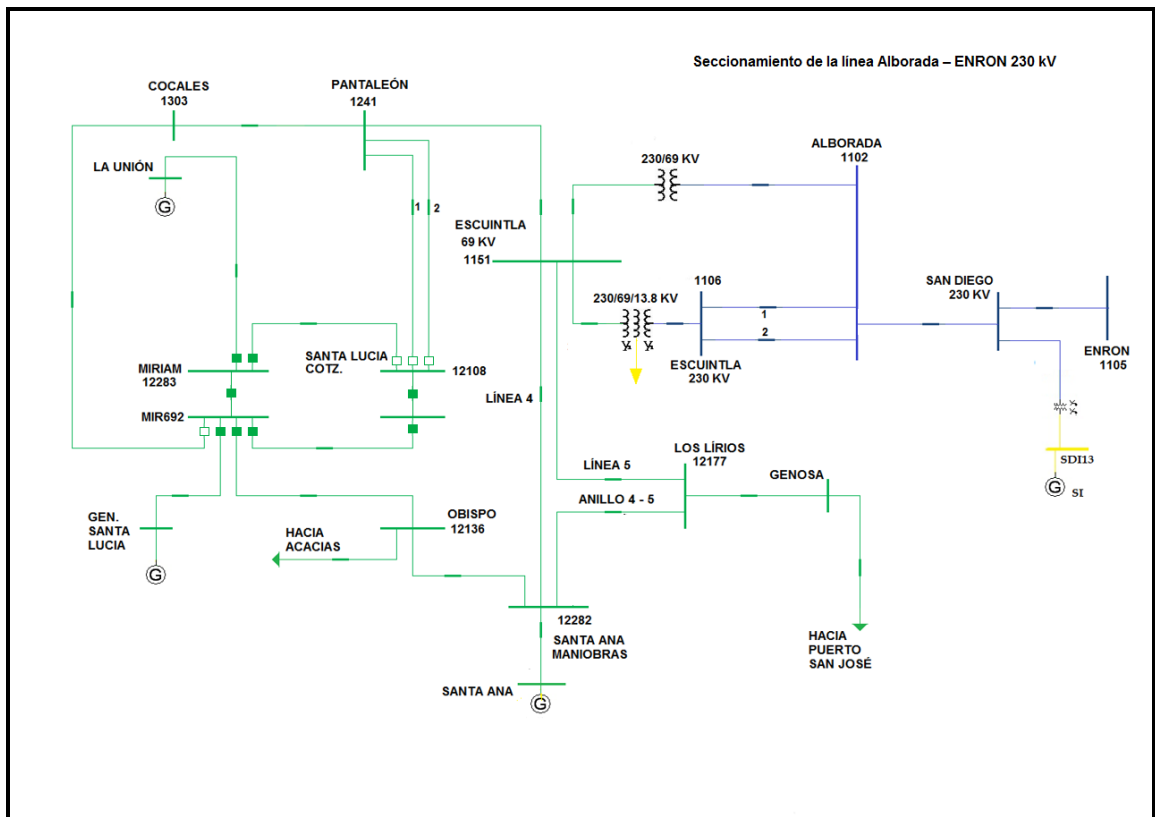
Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

3.7.4. Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV

Para modelar la opción de seccionar la línea Alborada – ENRON 230 kV y realizar la conexión del nuevo aporte de generación por parte del Ingenio Trinidad (42 MW efectivos al sistema), se realizan las siguientes modificaciones a la base de datos:

- Se crea un nuevo nodo denominado SDI-230, el cual se utiliza para simular la barra de conexión del Ingenio Trinidad y seccionar la línea Alborada – ENRON 230 kV en el punto ubicado a 14,5 kilómetros de la subestación Alborada.
- Se divide proporcionalmente la línea Alborada – ENRON conformándose de esta forma dos nuevos tramos denominados ALBSDI230 y SDIENR230, los cuales equivalen al 32 y 68 %, respectivamente, de la longitud total de la línea ALBENR230.
- Se conecta el nuevo generador del Ingenio Trinidad a una nueva barra denominada SDI-13 a la cual se conecta la nueva máquina síncrona con una capacidad de 46 MW y tensión de operación en 13,8 kV.
- Por último, se modela un transformador de potencia con relación 13,8/230 kV y una capacidad de 62,25 MVA, conectado entre las nuevas barras SDI-230 y SDI-13 (ver figura 15 y tablas XV y XVI).

Figura 15. Diagrama unifilar del modelado de la opción: seccionamiento de la línea Alborada – ENRON, para la incorporación de la nueva generación del Ingenio Trinidad



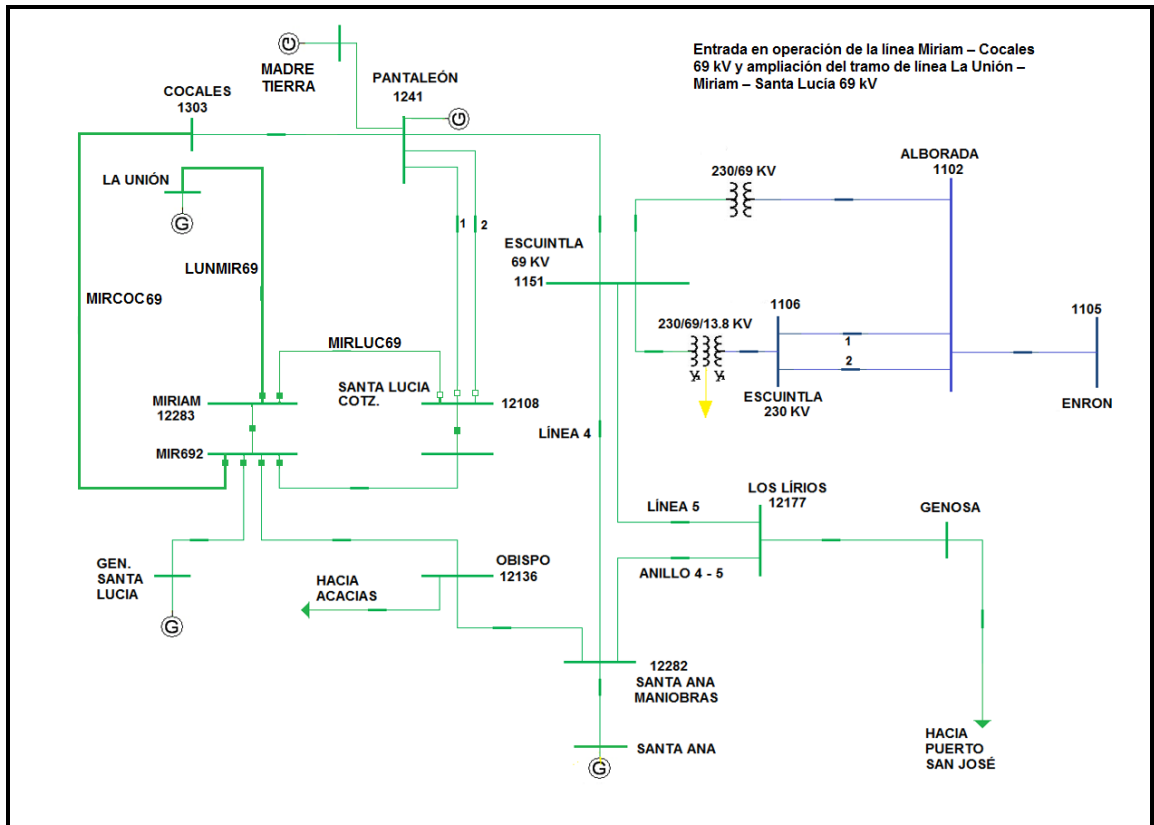
Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

3.7.5. Entrada en operación de la línea Miriam – Cicales 69 kV y ampliación del tramo de línea La Unión – Miriam – Santa Lucía 69 kV

Para modelar la opción de incorporar a la operación comercial la nueva línea Miriam – Cicales 69 kV, la cual se encuentra en su fase de construcción a un 90 %, y la ampliación de la línea La Unión – Miriam 69 kV, para evacuar los incrementos de generación de los ingenios La Unión, Central Santa Lucía, Pantaleón y Madre Tierra, se realizan las siguientes modificaciones a la base de datos:

- Se modela una nueva línea denominada MIRCOC69 entre los nodos MIR-692 y COC-69 (1303), la cual tiene una longitud de 23 kilómetros con conductor Flint (AAAC, 790 A) (ver tabla XV).
- Se modela la ampliación de la línea La Unión – Miriam, cambiando los parámetros de los tramos simulados entre los nodos LUN-69 (1217) y MIR-69 (12283), por los parámetros correspondientes a su longitud y para un conductor tipo Flint (ver figura 16).

Figura 16. **Diagrama unifilar del modelado de la opción: operación comercial Miriam-Cocales 69 kV y ampliación de línea LUNMIR69**



Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

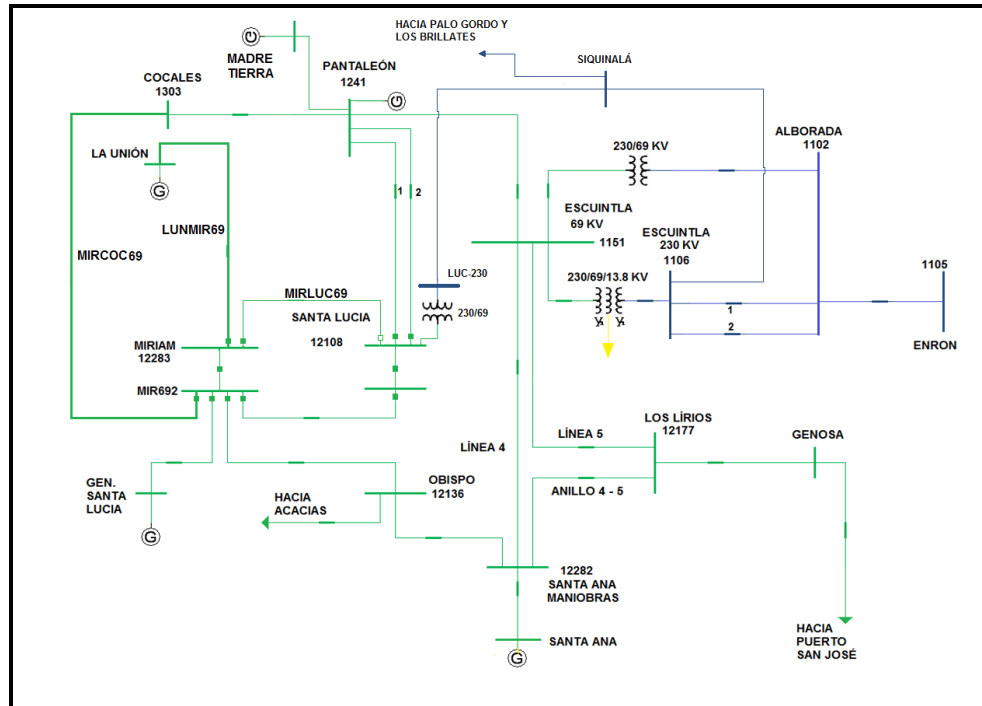
3.7.6. Ampliación de la subestación Santa Lucía y línea de interconexión a la subestación Siquinalá 230 kV

Para modelar la opción de realizar la ampliación de la subestación Santa Lucía e interconectarla al sistema principal de transporte por medio de una línea en 230 kV a la subestación Siquinalá, con el objetivo de evacuar los incrementos de generación de los ingenios La Unión, Central Santa Lucía,

Pantaleón y Madre Tierra, se realizan las siguientes modificaciones a la base de datos:

- Se crea un nuevo nodo denominado LUC-230, el cual simula la nueva barra de 230 kV en la subestación Santa Lucía.
- Se modela un transformador de potencia con una relación de 230/69 kV y una potencia nominal de 200 MVA, el cual se conecta entre el nuevo nodo LUC-230 y la barra LUC-69 (12 108).
- Por último, se modela una línea denominada LUCSIQ230 entre los nodos LUC-230 y SIQ-230 (1 132), con una longitud de 8,7 kilómetros y un conductor Rail (ACSR, 900 A) (ver figura 17).

Figura 17. **Diagrama unifilar del modelado de la opción: ampliación de subestación Santa Lucía y línea de interconexión LUCSIQ230**



Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

3.8. Resultados obtenidos de modelar y simular las distintas opciones solución en el software computacional PSAF

En esta sección se presentan los resultados obtenidos tras simular las diferentes opciones solución para la problemática existente en la red de transporte del área de conexión de los ingenios azucareros. Dichas opciones fueron modeladas y simuladas en el software Power Systems Analysis Framework, versión 3.2 R.1.5 (PSAF); utilizando la base de datos proporcionada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) para el año estacional 2014-2015, actualizada al 22 de septiembre de 2014.

Los resultados obtenidos se comparan contra el caso base simulado en el capítulo anterior, específicamente para la época seca del año 2015, en horas de demanda máxima, media y mínima.

3.8.1. Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC)

Al modelar y simular la opción de seccionar la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliar las instalaciones de la subestación Santa Ana Maniobras, se monitorearon las barras, líneas, transformadores y pérdidas de potencia del área de influencia de la presente opción, además de los elementos que indirectamente pudieran verse influenciadas al realizar las modificaciones propuestas para la red de transporte del SNI, observándose los siguiente:

- En general, los nodos monitoreados no presentan variaciones significativas con las modificaciones propuestas en la presente opción (ver tablas XVIII, XIX y XX).
- La mayoría de las líneas monitoreadas presentan una reducción considerable en sus factores de utilización, principalmente los tramos de la línea Escuintla – Santa Ana, la cual presentaba factores de utilización por encima del 90 % (ver tablas XXI, XXII y XXIII).
- De igual forma que para las líneas, los transformadores de potencia monitoreados, reducen considerablemente su factor de utilización. Sin embargo, ante las modificaciones realizadas y en horas de demanda mínima, aún se presenta una sobrecarga del 123,5 % en el transformador de la subestación Alborada (Escuintla II). Esto evidencia la

necesidad de reducir los despachos de generación en el área para horas de demanda mínima, sobre todo del Ingenio Santa Ana y de la Central Santa Lucía (ver tablas XXIV, XXV y XXVI).

- En función de lo anterior, será posible realizar el despacho máximo de generación si se instalara un banco de capacitores de, por lo menos, 35 MVar en la barra de 69 kV de la subestación Escuintla (ESC-691, 1151), lo cual reduciría el valor de potencia reactiva proveniente de la red de 230 kV que se traslada a 69 kV por medio del transformador de la subestación Alborada, logrando con ello que el transformador opere por debajo de su capacidad nominal.
- Por último, la implementación de las modificaciones propuestas en la presente opción representa un ahorro de pérdidas para el SNI de hasta 2 023 MW en horas de demanda mínima y de 2 091 MW para la zona 2, es decir, la red de transporte de TRELEC (ver tablas XXVII y XXVIII).

Tabla XVIII. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (2)**

Número nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1 106	ESC-231	1,011	-6,1	1,012	-6	0,1	-1,7
1 102	ALB-230	1,011	-6,1	1,011	-6	0,0	-1,7
1 151	ESC-691	1,012	-3,5	1,015	-4,6	0,3	23,9
12 204	GAC-691	1,010	-2,7	1,014	-4,2	0,4	35,7
12 282	SAA-693	1,007	-0,1	1,008	-2,6	0,1	96,2
1 240	EJO-691	1,012	-4,3	1,015	-5,2	0,3	17,3
1 303	COC-69	0,977	-13,7	0,979	-14,1	0,2	2,8
1 241	PNT-69	1,013	-4,7	1,016	-5,5	0,3	14,5
12 283	MIR-69	0,989	9,2	0,989	6,6	0,0	-39,4
MIR692	MIR-692	0,989	9,2	0,989	6,6	0,0	-39,4
12 108	LUC-69	0,985	8,8	0,985	6,2	0,0	-41,9
LUC692	LUC-692	-	-	0,985	6,2	N/A	N/A
12 136	OBI-69	0,992	4,6	0,992	2	0,0	-130,0
1 217	LUN-69	1,003	10,6	1,003	8	0,0	-32,5
MIR69D	MIR-69D	0,985	8,8	0,985	6,2	0,0	-41,9

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XIX. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (2)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1 106	ESC-231	0,996	-5,6	0,997	-5,4	0,1	-3,7
1 102	ALB-230	0,995	-5,6	0,997	-5,4	0,2	-3,7
1 151	ESC-691	1,002	-1,9	1,006	-3,3	0,4	42,4
12 204	GAC-691	1,001	-1,1	1,004	-2,9	0,3	62,1
12 282	SAA-693	1,000	1,8	0,997	-1,5	-0,3	220,0
1 240	EJO-691	1,010	-1	1,013	-2,2	0,3	54,5
1 303	COC-69	1,007	-5,7	1,007	-6,3	0,0	9,5
1 241	PNT-69	1,019	-0,1	1,020	-1,1	0,1	90,9
12 283	MIR-69	0,984	11,5	0,983	8,1	-0,1	-42,0
MIR692	MIR-692	0,984	11,5	0,983	8,1	-0,1	-42,0
12 108	LUC-69	0,980	11,1	0,979	7,8	-0,1	-42,3
LUC692	LUC-692	-	-	0,979	7,8	N/A	N/A
12 136	OBI-69	0,986	6,7	0,985	3,4	-0,1	-97,1
1 217	LUN-69	0,999	12,8	0,998	9,5	-0,1	-34,7
MIR69D	MIR-69D	0,980	11,1	0,979	7,8	-0,1	-42,3

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XX. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (2)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	1,018	0,4	1,022	0,7	0,4	42,9
1102	ALB-230	1,018	0,4	1,022	0,7	0,4	42,9
1151	ESC-691	1,019	5	1,018	3,4	-0,1	-47,1
12204	GAC-691	1,017	5,9	1,017	3,7	0,0	-59,5
12282	SAA-693	1,012	9	1,010	5	-0,2	-80,0
1240	EJO-691	1,024	6,4	1,024	5,1	0,0	-25,5
1303	COC-69	1,015	3,2	1,017	2,6	0,2	-23,1
1241	PNT-69	1,030	7,8	1,030	6,6	0,0	-18,2
12283	MIR-69	0,990	19,5	0,989	15,6	-0,1	-25,0
MIR692	MIR-692	0,990	19,5	0,989	15,6	-0,1	-25,0
12108	LUC-69	0,989	19,4	0,988	15,4	-0,1	-26,0
LUC692	LUC-692	-	-	0,988	15,4	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,996	14,4	0,995	10,5	-0,1	-37,1
1217	LUN-69	1,001	21	1,001	17	0,0	-23,5
MIR69D	MIR-69D	0,989	19,4	0,988	15,4	-0,1	-26,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXI. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (2)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-58,48	-57,02	-2,6	29,67	29,17	-1,7	17	16,6	-2,4
SIQ-230	MAG-230	-97,78	-97,78	0,0	13,31	12,94	-2,9	26,6	26,6	0,0
SIQ-230	PGO-231	38,96	40,42	3,6	0,93	0,84	-10,7	10,4	10,7	2,8
PGO-231	LBR-231	63,35	64,81	2,3	-1,09	-1,11	1,8	16	16,4	2,4
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-119,2	-	N/A	11,64	-	N/A	50,5	-	N/A
ALB-230	SAA-230D	-	-174,07	N/A	-	19,21	N/A	-	39,5	N/A
SAA-230D	SAA-230	-	-174,18	N/A	-	18,96	N/A	-	39,5	N/A
SAA-230	SAA-230D1	-	-118,12	N/A	-	12,15	N/A	-	26,8	N/A
SAA-230D1	ENR-230	-	-119,19	N/A	-	12,42	N/A	-	50,6	N/A
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,4	9,4	0,0	18,6	18,6	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	-0,01	-0,01	0,0	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	8,79	6,75	-30,2	2,83	1,87	-51,3	15,6	11,9	-31,1
EJO-691	PNT-691	6,3	4,27	-47,5	2,93	1,94	-51,0	11,8	8	-47,5
PNT-691	PNT-69	6,28	4,26	-47,4	2,93	1,94	-51,0	11,7	7,9	-48,1
PNT-69	PNT-692	61,08	59,07	-3,4	1,48	1,82	18,7	102,9	99,2	-3,7
PNT-692	COC-69	61,05	59,04	-3,4	7,37	6,38	-15,5	102,9	99,2	-3,7
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA - 230 KV										
ESC-231	ALB-230	23,82	0,96	-2381,3	38,87	41,04	5,3	11,6	10,4	-11,5
ESC-231	ALB-230	20,12	3,37	-497,0	27,2	30,27	10,1	8,9	8	-11,3
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LUC-69	PNT-69D	-8,87	-	N/A	1,97	-	N/A	11,6	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-8,87	-8,87	0,0	1,91	1,91	0,0	11,6	11,6	0,0
OBI-69B	MIR-692	-8,88	-8,88	0,0	1,85	1,85	0,0	11,6	11,6	0,0
MIR-692	OBI-69A	-66,83	-66,83	0,0	18,9	19,04	0,7	87,7	87,7	0,0
OBI-69A	OBI-69	66,23	66,23	0,0	21,77	21,91	0,6	87,6	87,7	0,1
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-30	0,0	2,09	2,09	0,0	73,1	73,1	0,0
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	15,59	15,72	0,8	63,8	63,8	0,0
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-74,17	-41,1	-80,5	26,48	21,18	-25,0	82,2	48,1	-70,9
GAC-691	SAA-693	-75,03	-41,4	-81,2	25,47	20,86	-22,1	82,2	48,2	-70,5
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	4,92	5,32	7,5	94,6	94,6	0,0
SAA-693	CER-692	69,71	47,23	-47,6	10,27	8,88	-15,7	88,1	60,1	-46,6
SAA-693	CER-691	-54,97	-54,97	0,0	27,11	27,26	0,6	64,4	64,5	0,2
CER-691	CER-693	-54,96	-54,96	0,0	26,95	27,1	0,6	76,6	76,7	0,1
CER-693	OBI-69	-56,1	-56,1	0,0	26,91	27,06	0,6	76,6	76,6	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-38,34	-16,12	-137,8	19,53	16,23	-20,3	44,8	23,8	-88,2
LLR-69	CER-692	-69,71	-47,23	-47,6	10,27	8,88	-15,7	88,1	60,1	-46,6

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXII. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (2)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-164,68	-162,94	-1,1	27,74	27,05	-2,6	42,8	42,3	-1,2
SIQ-230	MAG-230	-99,76	-99,76	0,0	6,84	7,94	13,9	27,2	27,2	0,0
SIQ-230	PGO-231	-65,63	-63,87	-2,8	23,38	23,68	1,3	18,9	18,5	-2,2
PGO-231	LBR-231	-42,22	-40,45	-4,4	19,4	20,3	4,4	11,6	11,3	-2,7
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-35,67	-	N/A	-7,21	-	N/A	15,4	-	N/A
ALB-230	SAA-230D	-	-106,87	N/A	-	3,06	N/A	-	24,5	N/A
SAA-230D	SAA-230	-	-106,9	N/A	-	3,6	N/A	-	24,5	N/A
SAA-230	SAA-230D1	-	-35,58	N/A	-	1,18	N/A	-	8,1	N/A
SAA-230D1	ENR-230	-	-35,67	N/A	-	1,72	N/A	-	15,4	N/A
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,49	9,48	-0,1	18,9	18,9	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0,01	0	N/A	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	-12,45	-15,12	17,7	2,39	0,58	-312,1	21,5	25,5	15,7
EJO-691	PNT-691	-15,18	-17,88	15,1	3,26	1,53	-113,1	26,1	30	13,0
PNT-691	PNT-69	-15,19	-17,88	15,0	3,26	1,53	-113,1	26	30	13,3
PNT-69	PNT-692	38,15	35,45	-7,6	4,56	3,68	-23,9	64,3	59,6	-7,9
PNT-692	COC-69	38,13	35,45	-7,6	7,71	6,32	-22,0	64,2	59,5	-7,9
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	73,71	44,92	-64,1	48,77	48,89	0,2	22,8	17,1	-33,3
ESC-231	ALB-230	57,65	36,37	-58,5	31,28	3,24	5,9	17,5	13,2	-32,6
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LUC-69	PNT-69D	-7,22	-	N/A	3,26	-	N/A	10,2	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-7,22	-7,22	0,0	3,21	3,21	0,0	10,1	10,2	1,0
OBI-69B	MIR-692	-7,23	-7,23	0,0	3,14	3,14	0,0	10,1	10,2	1,0
MIR-692	OBI-69A	-67,42	-67,43	0,0	17,99	17,42	-3,3	88,5	88,5	0,0
OBI-69A	OBI-69	66,81	66,82	0,0	20,91	20,34	-2,8	88,5	88,4	-0,1
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-30	0,0	2,07	2,06	-0,5	73,4	73,5	0,1
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,85	-47,85	0,0	13	12,44	-4,5	63,1	63	-0,2
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-77,58	-35,53	-118,4	25,16	21,24	-18,5	85,9	43,5	-97,5
GAC-691	SAA-693	-78,53	-35,77	-119,5	24,06	20,99	-14,6	85,9	43,5	-97,5
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	1,52	0,09	-1588,9	95,2	95,4	0,2
SAA-693	CER-692	69,52	40,94	-69,8	8,27	8,28	0,1	88,2	52,7	-67,4
SAA-693	CER-691	-58,27	-58,28	0,0	26,76	26,18	-2,2	67,9	67,8	-0,1
CER-691	CER-693	-58,27	-58,28	0,0	26,55	25,97	-2,2	80,7	80,6	-0,1
CER-693	OBI-69	-59,52	-59,53	0,0	26,54	25,96	-2,2	80,7	80,6	-0,1
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-42,11	-13,85	-204,0	19,17	16,84	-13,8	48,5	22,9	-111,8
LLR-69	CER-692	-69,52	-40,94	-69,8	8,27	8,28	0,1	88,2	52,7	-67,4

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXIII. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (2)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-125,7	-123,22	-2,0	27,28	32,66	16,5	32,3	31,9	-1,3
SIQ-230	MAG-230	-109,91	-109,92	0,0	30,91	34,27	9,8	30,6	30,7	0,3
SIQ-230	PGO-231	-16,26	-13,78	-18,0	-11,78	0,67	1858,2	4,1	3,5	-17,1
PGO-231	LBR-231	7,24	9,72	25,5	2,39	3,23	26,0	2,9	3,5	17,1
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	0	-	N/A	0	-	N/A	3,6	-	N/A
ALB-230	SAA-230D	-	-87	N/A	-	8,18	N/A	-	19,5	N/A
SAA-230D	SAA-230	-	-87,03	N/A	-	8,96	N/A	-	19,5	N/A
SAA-230	SAA-230D1	-	0	N/A	-	7,62	N/A	-	1,7	N/A
SAA-230D1	ENR-230	-	0	N/A	-	0	N/A	-	3,2	N/A
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,37	9,34	-0,3	18,5	18,4	-0,5
LÍNEA ALBORADA - TAMPÁ 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0	0	0,0	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	-18,93	-22,34	15,3	1,77	2,63	32,7	31,6	37,4	15,5
EJO-691	PNT-691	-21,71	-25,16	13,7	0,75	1,43	47,6	36	41,7	13,7
PNT-691	PNT-69	-21,71	-25,16	13,7	0,46	0,97	52,6	36	41,7	13,7
PNT-69	PNT-692	31,63	28,18	-12,2	2,29	1,99	-15,1	52,5	46,8	-12,2
PNT-692	COC-69	31,62	28,17	-12,2	4,24	3,45	-22,9	52,5	46,7	-12,4
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	74,48	40,06	-85,9	41,3	41,83	1,3	21,4	14,5	-47,6
ESC-231	ALB-230	57,74	32,32	-78,7	25,72	28,34	9,2	16,5	11,2	-47,3
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LUC-69	PNT-69D	-3,85	-	N/A	0,4	-	N/A	4,9	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-3,86	-3,86	0,0	0,34	0,34	0,0	4,9	4,9	0,0
OBI-69B	MIR-692	-3,86	-3,86	0,0	0,24	0,24	0,0	4,9	4,9	0,0
MIR-692	OBI-69A	-73,07	-73,07	0,0	22,33	21,81	-2,4	96,2	96	-0,2
OBI-69A	OBI-69	72,34	72,35	0,0	25,8	25,27	-2,1	96,1	96	-0,1
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-30	0,0	2,46	2,31	-6,5	73,2	73,2	0,0
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	16,48	16,12	-2,2	64	63,9	-0,2
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-85,45	-34,26	-149,4	32,47	19,42	-67,2	94,7	40,9	-131,5
GAC-691	SAA-693	-86,6	-34,47	-151,2	31,12	19,2	-62,1	94,7	40,9	-131,5
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	11,39	10,07	-13,1	94,8	94,8	0,0
SAA-693	CER-692	68,85	33,98	-102,6	17,12	11,79	-45,2	88,2	44,8	-96,9
SAA-693	CER-691	-65,7	-65,71	0,0	31,96	31,42	-1,7	76,4	76,3	-0,1
CER-691	CER-693	-65,7	-65,71	0,0	31,68	31,16	-1,7	90,8	90,7	-0,1
CER-693	OBI-69	-67,28	-67,29	0,0	31,67	31,14	-1,7	90,8	90,7	-0,1
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-51,15	-16,63	-207,6	21,52	13,04	-65,0	57,2	21,9	-161,2
LLR-69	CER-692	-68,85	-33,98	-102,6	17,12	11,79	-45,2	88,2	44,8	-96,9

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXIV. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (2)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	38,91	19,96	-94,9	38,9	20,2	-92,6
ALB 230/69	30,62	15,68	-95,3	63	54,6	-15,4
SAA 230/69	-	-56,11	N/A	-	37,7	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXV. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (2)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	54,2	30,34	-78,6	54,3	31,2	-74,0
ALB 230/69	44,16	24,72	-78,6	88	77,6	-13,4
SAA 230/69	-	-71,34	N/A	-	47,6	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXVI. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (2)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	69,44	41,04	-69,2	69,5	41,2	-68,7
ALB 230/69	59,55	34,57	-72,3	145,9	123,5	-18,1
SAA 230/69	-	-87,03	N/A	-	59,2	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXVII. **Ahorro de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (1)**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	78,84	77,531	1,309
Media	52,369	50,725	1,644
Mínima	22,719	20,696	2,023

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXVIII. **Ahorro de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (1)**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	24,502	23,037	1,465
Media	19,774	18,112	1,662
Mínima	10,96	8,869	2,091

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

3.8.2. Ampliación de la subestación Santa Ana y línea de interconexión a la subestación Tampa Centroamericana de Electricidad, Ltda. (TCAE)

Al modelar y simular la opción de ampliar la subestación Santa Ana y la construcción de una nueva línea entre esta subestación y la subestación TCAE, se monitorearon las barras, líneas, transformadores y pérdidas de potencia del área de influencia de la presente opción, además de los elementos que indirectamente pudieran verse influenciadas al realizar las modificaciones propuestas para la red de transporte del SNI, observándose lo siguiente:

- En general, los nodos monitoreados no presentan variaciones significativas con las modificaciones propuestas en la presente opción (ver tablas XXIX, XXX y XXXI).
- La mayoría de las líneas monitoreadas presentan una reducción considerable en sus factores de utilización, principalmente los tramos de la línea Escuintla – Santa Ana, la cual presentaba factores de utilización por encima del 90 %. (ver tablas XXXII, XXXIII y XXXIV).
- De igual forma que para las líneas, los transformadores de potencia monitoreados, reducen considerablemente su factor de utilización, sin embargo, ante las modificaciones realizadas y en horas de demanda mínima, aún se presenta una sobrecarga del 123,5 % en el transformador de la subestación Alborada (Escuintla II). Esto evidencia la necesidad de reducir los despachos de generación en el área para horas de demanda mínima, sobre todo del Ingenio Santa Ana y de la Central Santa Lucía (ver tablas XXXV, XXXVI y XXXVII).

- En función de lo anterior, sería posible realizar el despacho máximo de generación si se instalara un banco de capacitores de, por lo menos, 35 MVar en la barra de 69 kV de la subestación Escuintla (ESC-691, 1151), lo cual reduciría el valor de potencia reactiva proveniente de la red de 230 kV que se traslada a 69 kV por medio del transformador de la subestación Alborada, logrando con ello que el transformador opere por debajo de su capacidad nominal.
- Por último, la implementación de las modificaciones propuestas en la presente opción representa un ahorro de pérdidas para el SNI de hasta 1 971 MW en horas de demanda mínima y de 2 083 MW para la zona 2, es decir, la red de transporte de TRELEC (ver tablas XXXVIII y XXXIX).

Tabla XXIX. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (3)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	1,011	-6,1	1,012	-5,9	0,1	-3,4
1102	ALB-230	1,011	-6,1	1,012	-5,9	0,1	-3,4
1151	ESC-691	1,012	-3,5	1,016	-4,7	0,4	25,5
12204	GAC-691	1,010	-2,7	1,014	-4,3	0,4	37,2
12282	SAA-693	1,007	-0,1	1,007	-2,8	0,0	96,4
1240	EJO-691	1,012	-4,3	1,016	-5,2	0,4	17,3
1303	COC-69	0,977	-13,7	0,980	-14,1	0,3	2,8
1241	PNT-69	1,013	-4,7	1,017	-5,5	0,4	14,5
12283	MIR-69	0,989	9,2	0,989	6,5	0,0	-41,5
MIR692	MIR-692	0,989	9,2	0,989	6,5	0,0	-41,5
12108	LUC-69	0,985	8,8	0,985	6	0,0	-46,7
LUC692	LUC-692	-	-	0,985	6	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,992	4,6	0,992	1,8	0,0	-155,6
1217	LUN-69	1,003	10,6	1,003	7,8	0,0	-35,9
MIR69D	MIR-69D	0,985	8,8	0,985	6	0,0	-46,7

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXX. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (3)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	0,996	-5,6	0,997	-5,4	0,1	-3,7
1102	ALB-230	0,995	-5,6	0,997	-5,4	0,2	-3,7
1151	ESC-691	1,002	-1,9	1,007	-3,4	0,5	44,1
12204	GAC-691	1,001	-1,1	1,004	-3	0,3	63,3
12282	SAA-693	1,000	1,8	0,997	-1,6	-0,3	212,5
1240	EJO-691	1,010	-1	1,013	-2,2	0,3	54,5
1303	COC-69	1,007	-5,7	1,007	-6,3	0,0	9,5
1241	PNT-69	1,019	-0,1	1,020	-1,1	0,1	90,9
12283	MIR-69	0,984	11,5	0,983	8,1	-0,1	-42,0
MIR692	MIR-692	0,984	11,5	0,983	8,1	-0,1	-42,0
12108	LUC-69	0,980	11,1	0,979	7,7	-0,1	-44,2
LUC692	LUC-692	-	-	0,979	7,7	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,986	6,7	0,985	3,3	-0,1	-103,0
1217	LUN-69	0,999	12,8	0,998	9,4	-0,1	-36,2
MIR69D	MIR-69D	0,980	11,1	0,979	7,7	-0,1	-44,2

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXXI. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (3)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	1,018	0,4	1,022	0,7	0,4	42,9
1102	ALB-230	1,018	0,4	1,022	0,7	0,4	42,9
1151	ESC-691	1,019	5	1,018	3,4	-0,1	-47,1
12204	GAC-691	1,017	5,9	1,016	3,7	-0,1	-59,5
12282	SAA-693	1,012	9	1,010	5	-0,2	-80,0
1240	EJO-691	1,024	6,4	1,024	5,1	0,0	-25,5
1303	COC-69	1,015	3,2	1,017	2,6	0,2	-23,1
1241	PNT-69	1,030	7,8	1,030	6,6	0,0	-18,2
12283	MIR-69	0,990	19,5	0,989	15,6	-0,1	-25,0
MIR692	MIR-692	0,990	19,5	0,989	15,6	-0,1	-25,0
12108	LUC-69	0,989	19,4	0,988	15,4	-0,1	-26,0
LUC692	LUC-692	-	-	0,988	15,4	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,996	14,4	0,995	10,5	-0,1	-37,1
1217	LUN-69	1,001	21	1,001	17,1	0,0	-22,8
MIR69D	MIR-69D	0,989	19,4	0,988	15,4	-0,1	-26,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXXII. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (3)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-58,48	-56,91	-2,8	29,67	28,89	-2,7	17	16,6	-2,4
SIQ-230	MAG-230	-97,78	-97,77	0,0	13,31	12,79	-4,1	26,6	26,6	0,0
SIQ-230	PGO-231	38,96	40,53	3,9	0,93	0,71	-31,0	10,4	10,8	3,7
PGO-231	LBR-231	63,35	64,92	2,4	-1,09	-1,03	-5,8	16	16,4	2,4
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-119,2	-119,2	0,0	11,64	12,27	5,1	50,5	50,5	0,0
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,4	9,39	-0,1	18,6	18,6	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	-60,41	100,0	-0,01	5,89	100,2	0,2	30,7	99,3
TAM-230	SAA-231	-	-60,46	N/A	-	6,19	N/A	-	25,9	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	8,79	6,59	-33,4	2,83	1,8	-57,2	15,6	11,6	-34,5
EJO-691	PNT-691	6,3	4,11	-53,3	2,93	1,87	-56,7	11,8	7,7	-53,2
PNT-691	PNT-69	6,28	4,1	-53,2	2,93	1,86	-57,5	11,7	7,6	-53,9
PNT-69	PNT-692	61,08	58,91	-3,7	1,48	1,84	19,6	102,9	98,9	-4,0
PNT-692	COC-69	61,05	58,88	-3,7	7,37	6,3	-17,0	102,9	98,9	-4,0
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA -230 KV										
ESC-231	ALB-230	23,82	-0,83	2 969,9	38,87	40,68	4,4	11,6	10,3	-12,6
ESC-231	ALB-230	20,12	2,02	-896,0	27,2	30,12	9,7	8,9	8	-11,3
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LUC-69	PNT-69D	-8,87	-	N/A	1,97	-	N/A	11,6	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-8,87	-8,87	0,0	1,91	1,91	0,0	11,6	11,6	0,0
OBI-69B	MIR-692	-8,88	-8,88	0,0	1,85	1,85	0,0	11,6	11,6	0,0
MIR-692	OBI-69 ^a	-66,83	-66,83	0,0	18,9	19,04	0,7	87,7	87,7	0,0
OBI-69A	OBI-69	66,23	66,23	0,0	21,77	21,9	0,6	87,6	87,7	0,1
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM -LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-30	0,0	2,09	2,09	0,0	73,1	73,1	0,0
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	15,59	15,72	0,8	63,8	63,8	0,0
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-74,17	-38,53	-92,5	26,48	20,92	-26,6	82,2	45,6	-80,3
GAC-691	SAA-693	-75,03	-38,8	-93,4	25,47	20,63	-23,5	82,2	45,7	-79,9
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	4,92	5,31	7,3	94,6	94,6	0,0
SAA-693	CER-692	69,71	45,5	-53,2	10,27	8,82	-16,4	88,1	57,9	-52,2
SAA-693	CER-691	-54,97	-54,96	0,0	27,11	27,26	0,6	64,4	64,5	0,2
CER-691	CER-693	-54,96	-54,97	0,0	26,95	27,05	0,4	76,6	76,6	0,0
CER-693	OBI-69	-56,1	-56,1	0,0	26,91	27,06	0,6	76,6	76,6	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-38,34	-14,4	-166,3	19,53	16,07	-21,5	44,8	22,4	-100,0
LLR-69	CER-692	-69,71	-45,5	-53,2	10,27	8,82	-16,4	88,1	57,9	-52,2

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXXIII. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (3)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-164,68	-162,91	-1,1	27,74	26,91	-3,1	42,8	42,3	-1,2
SIQ-230	MAG-230	-99,76	-99,76	0,0	6,84	8,01	14,6	27,2	27,2	0,0
SIQ-230	PGO-231	-65,63	-63,85	-2,8	23,38	23,61	1,0	18,9	18,5	-2,2
PGO-231	LBR-231	-42,22	-40,42	-4,5	19,4	20,26	4,2	11,6	11,3	-2,7
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-35,67	-35,67	0,0	-7,21	0,44	1 738,6	15,4	15,4	0,0
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,49	9,48	-0,1	18,9	18,9	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	-72,3	100,0	0,01	1,91	99,5	0,2	37,2	99,5
TAM-230	SAA-231	-	-72,37	N/A	-	2,17	N/A	-	31,3	N/A
PNT-692	COC-69	38,13	35,4	-7,7	7,71	6,3	-22,4	64,2	59,4	-8,1
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	-12,45	-15,16	17,9	2,39	0,53	-350,9	21,5	25,6	16,0
EJO-691	PNT-691	-15,18	-17,92	15,3	3,26	1,48	-120,3	26,1	30,1	13,3
PNT-691	PNT-69	-15,19	-17,92	15,2	3,26	1,48	-120,3	26	30,1	13,6
PNT-69	PNT-692	38,15	35,41	-7,7	4,56	3,67	-24,3	64,3	59,5	-8,1
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	73,71	44,5	-65,6	48,77	48,7	-0,1	22,8	17	-34,1
ESC-231	ALB-230	57,65	36,05	-59,9	31,28	33,12	5,6	17,5	13,1	-33,6
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LUC-69	PNT-69D	-7,22	-	N/A	3,26	-	N/A	10,2	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-7,22	-7,22	0,0	3,21	3,21	0,0	10,1	10,2	1,0
OBI-69B	MIR-692	-7,23	-7,23	0,0	3,14	3,14	0,0	10,1	10,2	1,0
MIR-692	OBI-69A	-67,42	-67,43	0,0	17,99	17,45	-3,1	88,5	88,5	0,0
OBI-69A	OBI-69	66,81	66,82	0,0	20,91	20,37	-2,7	88,5	88,4	-0,1
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-30	0,0	2,07	2,06	-0,5	73,4	73,5	0,1
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,85	-47,85	0,0	13	12,47	-4,3	63,1	63	-0,2
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-77,58	-34,92	-122,2	25,16	21,13	-19,1	85,9	42,9	-100,2
GAC-691	SAA-693	-78,53	-35,16	-123,4	24,06	20,88	-15,2	85,9	42,9	-100,2
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	1,52	0,04	-3 700,0	95,2	95,4	0,2
SAA-693	CER-692	69,52	40,53	-71,5	8,27	8,23	-0,5	88,2	52,2	-69,0
SAA-693	CER-691	-58,27	-58,28	0,0	26,76	26,21	-2,1	67,9	67,8	-0,1
CER-691	CER-693	-58,27	-58,28	0,0	26,55	25,99	-2,2	80,7	80,6	-0,1
CER-693	OBI-69	-59,52	-59,53	0,0	26,54	25,99	-2,1	80,7	80,6	-0,1
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-42,11	-13,44	-213,3	19,17	16,76	-14,4	48,5	22,6	-114,6
LLR-69	CER-692	-69,52	-40,53	-71,5	8,27	8,23	-0,5	88,2	52,2	-69,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXXIV. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (3)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-125,7	-123,24	-2,0	27,28	32,64	16,4	32,3	31,9	-1,3
SIQ-230	MAG-230	-109,91	-109,92	0,0	30,91	34,26	9,8	30,6	30,7	0,3
SIQ-230	PGO-231	-16,26	-13,8	-17,8	-11,78	0,66	1 884,8	4,1	3,5	-17,1
PGO-231	LBR-231	7,24	9,7	25,4	2,39	3,22	25,8	2,9	3,5	17,1
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	0	0	0,0	0	0	0,0	3,6	3,6	0,0
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,37	9,34	-0,3	18,5	18,4	-0,5
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	-86,4	100,0	0	16,43	100,0	0,2	44,1	99,5
TAM-230	SAA-231	-	-86,5	N/A	-	16,67	N/A	-	37,1	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	-18,93	-22,32	15,2	1,77	2,62	32,4	31,6	37,3	15,3
EJO-691	PNT-691	-21,71	-25,14	13,6	0,75	1,41	46,8	36	41,7	13,7
PNT-691	PNT-69	-21,71	-25,14	13,6	0,46	0,96	52,1	36	41,7	13,7
PNT-69	PNT-692	31,63	28,2	-12,2	2,29	1,99	-15,1	52,5	46,8	-12,2
PNT-692	COC-69	31,62	28,19	-12,2	4,24	3,45	-22,9	52,5	46,8	-12,2
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	74,48	40,29	-84,9	41,3	41,84	1,3	21,4	14,6	-46,6
ESC-231	ALB-230	57,74	32,49	-77,7	25,72	28,32	9,2	16,5	11,2	-47,3
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LUC-69	PNT-69D	-3,85	-	N/A	0,4	-	N/A	4,9	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-3,86	-3,86	0,0	0,34	0,34	0,0	4,9	4,9	0,0
OBI-69B	MIR-692	-3,86	-3,86	0,0	0,24	0,24	0,0	4,9	4,9	0,0
MIR-692	OBI-69a	-73,07	-73,07	0,0	22,33	21,81	-2,4	96,2	96	-0,2
OBI-69A	OBI-69	72,34	72,35	0,0	25,8	25,27	-2,1	96,1	96	-0,1
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-30	0,0	2,46	2,31	-6,5	73,2	73,2	0,0
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	16,48	16,12	-2,2	64	63,9	-0,2
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-85,45	-34,57	-147,2	32,47	19,46	-66,9	94,7	41,2	-129,9
GAC-691	SAA-693	-86,6	-34,79	-148,9	31,12	19,24	-61,7	94,7	41,2	-129,9
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	11,39	10,06	-13,2	94,8	94,8	0,0
SAA-693	CER-692	68,85	34,19	-101,4	17,12	11,8	-45,1	88,2	45,1	-95,6
SAA-693	CER-691	-65,7	-65,71	0,0	31,96	31,41	-1,8	76,4	76,3	-0,1
CER-691	CER-693	-65,7	-65,71	0,0	31,68	31,16	-1,7	90,8	90,7	-0,1
CER-693	OBI-69	-67,28	-67,29	0,0	31,67	31,13	-1,7	90,8	90,7	-0,1
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-51,15	-16,85	-203,6	21,52	13,07	-64,7	57,2	22,1	-158,8
LLR-69	CER-692	-68,85	-34,19	-101,4	17,12	11,8	-45,1	88,2	45,1	-95,6

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXXV. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (3)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	38,91	18,48	-110,6	38,9	18,8	-106,9
ALB 230/69	30,62	14,52	-110,9	63	54,2	-16,2
SAA 230/69	-	-60,45	N/A	-	40,6	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXXVI. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (3)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	54,2	29,99	-80,7	54,3	30,9	-75,7
ALB 230/69	44,16	24,44	-80,7	88	77,4	-13,7
SAA 230/69	-	-72,37	N/A	-	48,3	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXXVII. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (3)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	69,44	41,22	-68,5	69,5	41,4	-67,9
ALB 230/69	59,55	34,73	-71,5	145,9	123,5	-18,1
SAA 230/69	-	-86,49	N/A	-	58,8	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXXVIII. **Ahorro de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (2)**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	78,84	77,274	1,566
Media	52,369	50,684	1,685
Mínima	22,719	20,748	1,971

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XXXIX. **Ahorro de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (2)**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	24,502	22,95	1,552
Media	19,774	18,095	1,679
Mínima	10,96	8,877	2,083

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

3.8.3. Seccionamiento de la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV

Al modelar y simular la opción de seccionar la línea Los Lirios – GENOSA 69 kV e incorporar en esta línea la generación del Ingenio Trinidad, se monitorearon las barras, líneas, transformadores y pérdidas de potencia del área de influencia de la presente opción, además de los elementos que indirectamente pudieran verse influenciados al realizar las modificaciones propuestas para la red de transporte del SNI, observándose lo siguiente:

- En general, los nodos monitoreados no presentan variaciones significativas con las modificaciones propuestas en la presente opción (ver tablas XL, XLI y XLII).

- La mayoría de las líneas monitoreadas no presentan variaciones significativas en sus factores de utilización, exceptuando los tramos de las líneas Escuintla – El Jocote – Pantaleón – Cocales, Escuintla – Magdalena (Línea 4) y Escuintla – Los Lirios (Línea 5), las cuales presentan factores de utilización por encima del 100 % en distintas horas de demanda, debido a la conexión de la generación del Ingenio Trinidad a la red de transporte de 69 kV (ver tablas XLIII, XLIV y XLV).
- De igual forma que para las líneas, los transformadores de potencia monitoreados, incrementan considerablemente su factor de utilización. Sin embargo, ante las modificaciones realizadas y en horas de demanda mínima, se presenta una sobrecarga crítica del 149,3 % en el transformador de la subestación Alborada (Escuintla II). Esto evidencia la necesidad de reducir los despachos de generación en el área para horas de demanda mínima (ver tablas XLVI, XLVII y XLVIII).
- En función de lo anterior, sería posible realizar el despacho máximo de generación si se instalara un banco de capacitores de, por lo menos, 90 MVar en la barra de 69 kV de la subestación Escuintla (ESC-691, 1151), lo cual reduciría el valor de potencia reactiva proveniente de la red de 230 kV que se traslada a 69 kV por medio del transformador de la subestación Alborada, logrando con ello que el transformador opere por debajo de su capacidad nominal.
- Por último, la implementación de las modificaciones propuestas en la presente opción representa un incremento de pérdidas para el SNI de hasta 2 859 MW en horas de demanda mínima y de 1 002 MW para la zona 2, es decir, la red de transporte de TRELEC (ver tablas XLIX y L).

Tabla XL. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (4)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	1,011	-6,1	1,011	-6,1	0,0	0,0
1102	ALB-230	1,011	-6,1	1,011	-6,2	0,0	1,6
1151	ESC-691	1,012	-3,5	1,008	-2,6	-0,4	-34,6
12204	GAC-691	1,010	-2,7	1,007	-1,6	-0,3	-68,8
12282	SAA-693	1,007	-0,1	1,004	1,6	-0,3	106,3
1240	EJO-691	1,012	-4,3	1,009	-3,5	-0,3	-22,9
1303	COC-69	0,977	-13,7	0,974	-13,3	-0,3	-3,0
1241	PNT-69	1,013	-4,7	1,011	-4	-0,2	-17,5
12283	MIR-69	0,989	9,2	0,988	10,9	-0,1	15,6
MIR692	MIR-692	0,989	9,2	0,988	10,9	-0,1	15,6
12108	LUC-69	0,985	8,8	0,984	10,5	-0,1	16,2
LUC692	LUC-692	-	-	0,984	10,5	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,992	4,6	0,990	6,3	-0,2	27,0
1217	LUN-69	1,003	10,6	1,002	12,3	-0,1	13,8
MIR69D	MIR-69D	0,985	8,8	0,984	10,5	-0,1	16,2

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XLI. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (4)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	0,996	-5,6	0,997	-5,7	0,1	1,8
1102	ALB-230	0,995	-5,6	0,997	-5,7	0,2	1,8
1151	ESC-691	1,002	-1,9	1,006	-1,1	0,4	-72,7
12204	GAC-691	1,001	-1,1	1,006	-0,1	0,5	-1 000,0
12282	SAA-693	1,000	1,8	1,008	3,2	0,8	43,8
1240	EJO-691	1,010	-1	1,012	-0,3	0,2	-233,3
1303	COC-69	1,007	-5,7	1,006	-5,4	-0,1	-5,6
1241	PNT-69	1,019	-0,1	1,019	0,5	0,0	120,0
12283	MIR-69	0,984	11,5	0,988	12,8	0,4	10,2
MIR692	MIR-692	0,984	11,5	0,988	12,8	0,4	10,2
12108	LUC-69	0,980	11,1	0,983	12,5	0,3	11,2
LUC692	LUC-692	-	-	0,983	12,5	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,986	6,7	0,992	8,1	0,6	17,3
1217	LUN-69	0,999	12,8	1,002	14,2	0,3	9,9
MIR69D	MIR-69D	0,980	11,1	0,983	12,5	0,3	11,2

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XLII. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (4)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	1,018	0,4	1,014	0,3	-0,4	-33,3
1102	ALB-230	1,018	0,4	1,014	0,3	-0,4	-33,3
1151	ESC-691	1,019	5	1,017	5,8	-0,2	13,8
12204	GAC-691	1,017	5,9	1,015	6,9	-0,2	14,5
12282	SAA-693	1,012	9	1,010	10,5	-0,2	14,3
1240	EJO-691	1,024	6,4	1,023	7,1	-0,1	9,9
1303	COC-69	1,015	3,2	1,014	3,6	-0,1	11,1
1241	PNT-69	1,030	7,8	1,029	8,3	-0,1	6,0
12283	MIR-69	0,990	19,5	0,989	21,1	-0,1	7,6
MIR692	MIR-692	0,990	19,5	0,989	21,1	-0,1	7,6
12108	LUC-69	0,989	19,4	0,988	20,9	-0,1	7,2
LUC692	LUC-692	-	-	0,988	20,9	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,996	14,4	0,995	16	-0,1	10,0
1217	LUN-69	1,001	21	1,001	22,5	0,0	6,7
MIR69D	MIR-69D	0,989	19,4	0,988	20,9	-0,1	7,2

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XLIII. **Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (4)**

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-58,48	-59,54	1,8	29,67	30,22	1,8	17	17,3	1,7
SIQ-230	MAG-230	-97,78	-97,78	0,0	13,31	13,63	2,3	26,6	26,6	0,0
SIQ-230	PGO-231	38,96	37,9	-2,8	0,93	1,16	19,8	10,4	10,2	-2,0
PGO-231	LBR-231	63,35	62,29	-1,7	-1,09	-1,24	12,1	16	15,8	-1,3
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-119,2	-77,2	-54,4	11,64	3,57	-	50,5	32,7	-54,4
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,4	9,4	0,0	18,6	18,6	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	-0,01	0	N/A	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	8,79	10,3	14,7	2,83	3,71	23,7	15,6	18,6	16,1
EJO-691	PNT-691	6,3	7,8	19,2	2,93	3,84	23,7	11,8	14,8	20,3
PNT-691	PNT-69	6,28	7,77	19,2	2,93	3,84	23,7	11,7	14,6	19,9
PNT-69	PNT-692	61,08	62,57	2,4	1,48	1,18	-25,4	102,9	105,7	2,6
PNT-692	COC-69	61,05	62,54	2,4	7,37	8,18	9,9	102,9	105,6	2,6
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA -230 KV										
ESC-231	ALB-230	23,82	40,81	41,6	38,87	36,38	-6,8	11,6	13,9	16,5
ESC-231	ALB-230	20,12	32,52	38,1	27,2	24,26	-12,1	8,9	10,7	16,8

Continuación de la tabla XLIII.

LÍNEA PANTALEÓN -SANTA LUCÍA - OBISPO – MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LUC-69	PNT-69D	-8,87	-	N/A	1,97	-	N/A	11,6	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-8,87	-8,87	0,0	1,91	1,91	0,0	11,6	11,6	0,0
OBI-69B	MIR-692	-8,88	-8,88	0,0	1,85	1,85	0,0	11,6	11,6	0,0
MIR-692	OBI-69A	-66,83	-66,83	0,0	18,9	18,3	-3,3	87,7	87,6	-0,1
OBI-69A	OBI-69	66,23	66,23	0,0	21,77	21,16	-2,9	87,6	87,5	-0,1
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM -LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-30	0,0	2,09	2,09	0,0	73,1	73,2	0,1
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	15,59	15	-3,9	63,8	63,6	-0,3
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA MIRIAM – COCALES										
MIR-692	COC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-74,17	-89,86	17,5	26,48	29,57	10,4	82,2	99,1	17,1
GAC-691	SAA-693	-75,03	-91,12	17,7	25,47	28,08	9,3	82,2	99,1	17,1
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	4,92	3,73	-31,9	94,6	94,8	0,2
SAA-693	CER-692	69,71	53,64	-30,0	10,27	7,37	-39,3	88,1	67,9	-29,7
SAA-693	CER-691	-54,97	-54,97	0,0	27,11	26,5	-2,3	64,4	64,3	-0,2
CER-691	CER-693	-54,96	-54,98	0,0	26,95	26,3	-2,5	76,6	76,5	-0,1
CER-693	OBI-69	-56,1	-56,1	0,0	26,91	26,3	-2,3	76,6	76,5	-0,1
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-38,34	-64,59	40,6	19,53	24,54	20,4	44,8	71,8	37,6
LLR-69	CER-692	-69,71	-53,64	-30,0	10,27	7,37	-39,3	88,1	67,9	-29,7
LLR-69	GGO-69	19,36	-	N/A	4,58	-	N/A	21	-	N/A
LLR-69	SDI-69	-	-22,77	N/A	-	11,16	N/A	-	37,9	N/A
SDI-69	GGO-69	-	19,12	N/A	-	4,05	N/A	-	29,2	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XLIV. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (4)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-164,68	-166,26	1,0	27,74	25,6	-8,4	42,8	43,1	0,7
SIQ-230	MAG-230	-99,76	-99,76	0,0	6,84	8,33	17,9	27,2	27,2	0,0
SIQ-230	PGO-231	-65,63	-67,22	2,4	23,38	22,75	-2,8	18,9	19,1	1,0
PGO-231	LBR-231	-42,22	-43,81	3,6	19,4	19,56	0,8	11,6	12	3,3
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-35,67	0	N/A	-7,21	0	N/A	15,4	3,6	-327,8
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,49	9,48	-0,1	18,9	18,9	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0,01	0	N/A	0,2	0,2	0,0

Continuación de la tabla XLIV.

LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN – COCALES										
ESC-691	EJO-691	-12,45	-10,62	-17,2	2,39	1,67	-43,1	21,5	18,2	-18,1
EJO-691	PNT-691	-15,18	-13,34	-13,8	3,26	2,49	-30,9	26,1	22,8	-14,5
PNT-691	PNT-69	-15,19	-13,34	-13,9	3,26	2,48	-31,5	26	22,7	-14,5
PNT-69	PNT-692	38,15	39,99	4,6	4,56	4,21	-8,3	64,3	67,3	4,5
PNT-692	COC-69	38,13	39,98	4,6	7,71	7,69	-0,3	64,2	67,2	4,5
LÍNEA ESCUINTLA – ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	73,71	88,4	16,6	48,77	45,71	-6,7	22,8	25,6	10,9
ESC-231	ALB-230	57,65	68,32	15,6	31,28	28,07	-11,4	17,5	19,7	11,2
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO – MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LUC-69	PNT-69D	-7,22	-	N/A	3,26	-	N/A	10,2	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-7,22	-7,22	0,0	3,21	3,2	-0,3	10,1	10,1	0,0
OBI-69B	MIR-692	-7,23	-7,23	0,0	3,14	3,13	-0,3	10,1	10,1	0,0
MIR-692	OBI-69A	-67,42	-67,42	0,0	17,99	20,09	10,5	88,5	88,8	0,3
OBI-69A	OBI-69	66,81	66,81	0,0	20,91	23,04	9,2	88,5	88,8	0,3
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM -LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-30	0,0	2,07	2,07	0,0	73,4	73,2	-0,3
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,85	-47,84	0,0	13	15,03	13,5	63,1	63,6	0,8
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA MIRIAM – COCALES										
MIR-692	COC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-77,58	-93	16,6	25,16	23,64	-6,4	85,9	100,6	14,6
GAC-691	SAA-693	-78,53	-94,3	16,7	24,06	22,11	-8,8	85,9	100,6	14,6
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	1,52	7,11	78,6	95,2	94,7	-0,5
SAA-693	CER-692	69,52	53,72	-29,4	8,27	19,33	57,2	88,2	71,3	-23,7
SAA-693	CER-691	-58,27	-58,24	-0,1	26,76	28,93	7,5	67,9	68,3	0,6
CER-691	CER-693	-58,27	-58,24	-0,1	26,55	28,72	7,6	80,7	81,2	0,6
CER-693	OBI-69	-59,52	-59,52	0,0	26,54	28,7	7,5	80,7	81,2	0,6
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-42,11	-68,51	38,5	19,17	11,42	-67,9	48,5	72,3	32,9
LLR-69	CER-692	-69,52	-53,72	-29,4	8,27	19,33	57,2	88,2	71,3	-23,7
LLR-69	GGO-69	16,01	-	N/A	4	-	N/A	17,5	-	N/A
LLR-69	SDI-69	-	-26,02	N/A	-	16,03	N/A	-	45,3	N/A
SDI-69	GGO-69	-	15,83	N/A	-	3,75	N/A	-	24,1	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XLV. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (4)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-125,7	-126,84	0,9	27,28	22,15	-23,2	32,3	32,4	0,3
SIQ-230	MAG-230	-109,91	-109,92	0,0	30,91	28,01	-10,4	30,6	30,5	-0,3
SIQ-230	PGO-231	-16,26	-17,39	6,5	-11,78	-9,42	-25,1	4,1	4,5	8,9
PGO-231	LBR-231	7,24	6,11	-18,5	2,39	1,18	-102,5	2,9	2,5	-16,0
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	0	0	0,0	0	0	0,0	3,6	3,6	0,0
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,37	9,38	0,1	18,5	18,6	0,5
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0	0	0,0	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	-18,93	-17,32	-9,3	1,77	1,12	-58,0	31,6	28,9	-9,3
EJO-691	PNT-691	-21,71	-20,08	-8,1	0,75	0,18	-316,7	36	33,3	-8,1
PNT-691	PNT-69	-21,71	-20,08	-8,1	0,46	0,05	-820,0	36	33,3	-8,1
PNT-69	PNT-692	31,63	33,26	4,9	2,29	2,44	6,1	52,5	55,3	5,1
PNT-692	COC-69	31,62	33,25	4,9	4,24	4,65	8,8	52,5	55,2	4,9
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	74,48	75,67	1,6	41,3	38,99	-5,9	21,4	21,5	0,5
ESC-231	ALB-230	57,74	58,46	1,2	25,72	23,93	-7,5	16,5	16,6	0,6
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LUC-69	PNT-69D	-3,85	-	N/A	0,4	-	N/A	4,9	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-3,86	-3,86	0,0	0,34	0,34	0,0	4,9	4,9	0,0
OBI-69B	MIR-692	-3,86	-3,86	0,0	0,24	0,24	0,0	4,9	4,9	0,0
MIR-692	OBI-69A	-73,07	-73,07	0,0	22,33	21,79	-2,5	96,2	96	-0,2
OBI-69A	OBI-69	72,34	72,35	0,0	25,8	25,25	-2,2	96,1	96	-0,1
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-29,99	0,0	2,46	2,31	-6,5	73,2	73,2	0,0
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	16,48	16,11	-2,3	64	63,9	-0,2
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-85,45	-101,04	15,4	32,47	38,57	15,8	94,7	112,1	15,5
GAC-691	SAA-693	-86,6	-102,66	15,6	31,12	36,66	15,1	94,7	112,1	15,5
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	11,39	10,02	-13,7	94,8	94,8	0,0
SAA-693	CER-692	68,85	52,81	-30,4	17,12	11,43	-49,8	88,2	67,3	-31,1
SAA-693	CER-691	-65,7	-65,71	0,0	31,96	31,4	-1,8	76,4	76,3	-0,1
CER-691	CER-693	-65,7	-65,71	0,0	31,68	31,11	-1,8	90,8	90,7	-0,1
CER-693	OBI-69	-67,28	-67,29	0,0	31,67	31,11	-1,8	90,8	90,7	-0,1
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-51,15	-77,26	33,8	21,52	31,4	31,5	57,2	85,7	33,3
LLR-69	CER-692	-68,85	-52,81	-30,4	17,12	11,43	-49,8	88,2	67,3	-31,1
LLR-69	GGO-69	10,58	-	N/A	0,09	-	N/A	11,1	-	N/A
LLR-69	SDI-69	-	-31,37	N/A	-	13,75	N/A	-	50,9	N/A
SDI-69	GGO-69	-	10,51	N/A	-	0,34	N/A	-	15,6	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XLVI. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (4)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	38,91	53,19	26,8	38,9	53,4	27,2
ALB 230/69	30,62	41,88	26,9	63	71,5	11,9

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XLVII. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (4)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	54,2	68,21	20,5	54,3	68,4	20,6
ALB 230/69	44,16	55,58	20,5	88	94,1	6,5

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XLVIII. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (4)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	69,44	82,6	15,9	69,5	82,6	15,9
ALB 230/69	59,55	70,81	15,9	145,9	149,3	2,3

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XLIX. **Incremento de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Incremento
Máxima	78,84	79,011	-0,171
Media	52,369	53,033	-0,664
Mínima	22,719	25,578	-2,859

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla L. **Incremento de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Incremento
Máxima	24,502	25,247	-0,745
Media	19,774	20,391	-0,617
Mínima	10,96	11,962	-1,002

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

3.8.4. Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV

Al modelar y simular la opción de seccionar la línea Alborada – ENRON 230 kV e incorporar en esta línea la generación del Ingenio Trinidad; se monitorearon las barras, líneas, transformadores y pérdidas de potencia del área de influencia de la presente opción, además de los elementos que indirectamente pudieran verse influenciados al realizar las modificaciones propuestas para la red de transporte del SNI, observándose lo siguiente:

- En general, los nodos monitoreados no presentan variaciones significativas con las modificaciones propuestas en la presente opción (ver tablas LI, LII y LIII).
- La mayoría de las líneas monitoreadas no presentan variaciones significativas en sus factores de utilización. Sin embargo, la sobrecarga preexistente en horas de demanda máxima en la línea Escuintla – El Jocote – Pantaleón – Cocales 69 kV se mantiene a un 102,8 % de su factor de utilización, específicamente en el tramo Pantaleón - Cocales, debido a la conexión de la generación del Ingenio Trinidad a la red de transporte de 230 kV (ver tablas LIV, LV y LVI).
- De igual forma que para las líneas, los transformadores de potencia monitoreados, mantienen su factor de utilización. Sin embargo, ante las modificaciones realizadas y en horas de demanda mínima, se presenta una sobrecarga crítica del 149 % en el transformador de la subestación Alborada (Escuintla II) (ver tablas LVII, LVIII y LIX).
- En función de lo anterior, será posible realizar el despacho máximo de generación si se instalara un banco de capacitores de, por lo menos, 65 MVar en la barra de 69 kV de la subestación Escuintla (ESC-691, 1151), lo cual reduciría el valor de potencia reactiva proveniente de la red de 230 kV que se traslada a 69 kV por medio del transformador de la subestación Alborada, logrando con ello que el transformador opere por debajo de su capacidad nominal.
- Por último, la implementación de las modificaciones propuestas en la presente opción, representan un ahorro de pérdidas para el SNI de hasta 1 038 MW en horas de demanda mínima y de 0,090 MW para la zona 2, es decir, la red de transporte de TRELEC (ver tablas LX y LXI).

Tabla LI. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (5)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	1,011	-6,1	1,012	-6,1	0,1	0,0
1102	ALB-230	1,011	-6,1	1,012	-6,1	0,1	0,0
1151	ESC-691	1,012	-3,5	1,012	-3,5	0,0	0,0
12204	GAC-691	1,010	-2,7	1,011	-2,7	0,1	0,0
12282	SAA-693	1,007	-0,1	1,008	0	0,1	N/A
1240	EJO-691	1,012	-4,3	1,013	-4,2	0,1	-2,4
1303	COC-69	0,977	-13,7	0,977	-13,6	0,0	-0,7
1241	PNT-69	1,013	-4,7	1,014	-4,6	0,1	-2,2
12283	MIR-69	0,989	9,2	0,989	9,3	0,0	1,1
MIR692	MIR-692	0,989	9,2	0,989	9,3	0,0	1,1
12108	LUC-69	0,985	8,8	0,985	8,9	0,0	1,1
LUC692	LUC-692	-	-	0,985	8,9	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,992	4,6	0,992	4,6	0,0	0,0
1217	LUN-69	1,003	10,6	1,003	10,6	0,0	0,0
MIR69D	MIR-69D	0,985	8,8	0,985	8,9	0,0	1,1

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LII. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (5)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	0,996	-5,6	1,000	-5,6	0,4	0,0
1102	ALB-230	0,995	-5,6	0,999	-5,6	0,4	0,0
1151	ESC-691	1,002	-1,9	1,005	-1,9	0,3	0,0
12204	GAC-691	1,001	-1,1	1,004	-1,1	0,3	0,0
12282	SAA-693	1,000	1,8	1,002	1,8	0,2	0,0
1240	EJO-691	1,010	-1	1,012	-1	0,2	0,0
1303	COC-69	1,007	-5,7	1,006	-5,7	-0,1	0,0
1241	PNT-69	1,019	-0,1	1,019	-0,1	0,0	0,0
12283	MIR-69	0,984	11,5	0,985	11,4	0,1	-0,9
MIR692	MIR-692	0,984	11,5	0,985	11,4	0,1	-0,9
12108	LUC-69	0,980	11,1	0,981	11,1	0,1	0,0
LUC692	LUC-692	-	-	0,981	11,1	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,986	6,7	0,988	6,7	0,2	0,0
1217	LUN-69	0,999	12,8	1,000	12,8	0,1	0,0
MIR69D	MIR-69D	0,980	11,1	0,981	11,1	0,1	0,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LIII. Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (5)

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	1,018	0,4	1,019	0,4	0,1	0,0
1102	ALB-230	1,018	0,4	1,019	0,4	0,1	0,0
1151	ESC-691	1,019	5	1,016	5	-0,3	0,0
12204	GAC-691	1,017	5,9	1,015	5,9	-0,2	0,0
12282	SAA-693	1,012	9	1,011	9	-0,1	0,0
1240	EJO-691	1,024	6,4	1,022	6,5	-0,2	1,5
1303	COC-69	1,015	3,2	1,015	3,3	0,0	3,0
1241	PNT-69	1,030	7,8	1,029	7,8	-0,1	0,0
12283	MIR-69	0,990	19,5	0,990	19,6	0,0	0,5
MIR692	MIR-692	0,990	19,5	0,990	19,6	0,0	0,5
12108	LUC-69	0,989	19,4	0,988	19,4	-0,1	0,0
LUC692	LUC-692	-	-	0,988	19,4	N/A	N/A
12136	OBÍ-69	0,996	14,4	0,995	14,5	-0,1	0,7
1217	LUN-69	1,001	21	1,001	21	0,0	0,0
MIR69D	MIR-69D	0,989	19,4	0,988	19,4	-0,1	0,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LIV. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (5)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-58,48	-58,51	0,1	29,67	27,43	-8,2	17	16,7	-1,8
SIQ-230	MAG-230	-97,78	-97,77	0,0	13,31	12,13	-9,7	26,6	26,5	-0,4
SIQ-230	PGO-231	38,96	38,93	-0,1	0,93	-0,18	616,7	10,4	10,3	-1,0
PGO-231	LBR-231	63,35	63,32	0,0	-1,09	-0,36	-202,8	16	16	0,0
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-119,2	-	N/A	11,64	-	N/A	50,5	-	N/A
ALB-230	SDI-230	-	-118,84	N/A	-	1,78	N/A	-	50,4	N/A
SDI-230	ENR-230	-	-77,2	N/A	-	9,29	N/A	-	32,9	N/A
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,4	9,4	0,0	18,6	18,6	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0,0	0,0	-0,01	0	N/A	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	8,79	8,78	-0,1	2,83	2,69	-5,2	15,6	15,5	-0,6
EJO-691	PNT-691	6,3	6,29	-0,2	2,93	2,79	-5,0	11,8	11,7	-0,9
PNT-691	PNT-69	6,28	6,27	-0,2	2,93	2,79	-5,0	11,7	11,6	-0,9
PNT-69	PNT-692	61,08	61,08	0,0	1,48	1,5	1,3	102,9	102,8	-0,1
PNT-692	COC-69	61,05	61,04	0,0	7,37	7,34	-0,4	102,9	102,8	-0,1
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA -230 KV										
ESC-231	ALB-230	23,82	23,82	0,0	38,87	34,45	-12,8	11,6	10,6	-9,4
ESC-231	ALB-230	20,12	19,84	-1,4	27,2	23,93	-13,7	8,9	8,2	-8,5

Continuación de la tabla LIV.

LÍNEA PANTALEÓN -SANTA LUCÍA - OBISPO – MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LUC-69	PNT-69D	-8,87	-	N/A	1,97	-	N/A	11,6	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-8,87	-8,87	0,0	1,91	1,91	0,0	11,6	11,6	0,0
OBI-69B	MIR-692	-8,88	-8,88	0,0	1,85	1,85	0,0	11,6	11,6	0,0
MIR-692	OBI-69A	-66,83	-66,83	0,0	18,9	19,06	0,8	87,7	87,7	0,0
OBI-69A	OBI-69	66,23	66,23	0,0	21,77	21,93	0,7	87,6	87,7	0,1
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM -LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-30	0,0	2,09	2,09	0,0	73,1	73,1	0,0
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	15,59	15,74	1,0	63,8	63,8	0,0
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA MIRIAM – COCALES										
MIR-692	COC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-74,17	-74,17	0,0	26,48	26,86	1,4	82,2	82,3	0,1
GAC-691	SAA-693	-75,03	-75,03	0,0	25,47	25,85	1,5	82,2	82,3	0,1
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	4,92	5,38	8,6	94,6	94,6	0,0
SAA-693	CER-692	69,71	69,71	0,0	10,27	10,52	2,4	88,1	88,1	0,0
SAA-693	CER-691	-54,97	-54,96	0,0	27,11	27,28	0,6	64,4	64,5	0,2
CER-691	CER-693	-54,96	-54,96	0,0	26,95	27,1	0,6	76,6	76,7	0,1
CER-693	OBI-69	-56,1	-56,1	0,0	26,91	27,08	0,6	76,6	76,7	0,1
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-38,34	-38,34	0,0	19,53	19,78	1,3	44,8	44,8	0,0
LLR-69	CER-692	-69,71	-69,71	0,0	10,27	10,52	2,4	88,1	88,1	0,0
LLR-69	GGO-69	19,36	19,36	0,0	4,58	4,58	0,0	21	21	0,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LV. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (5)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALA - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-164,68	-165,02	0,2	27,74	22,48	-23,4	42,8	42,5	-0,7
SIQ-230	MAG-230	-99,76	-99,76	0,0	6,84	9,95	31,3	27,2	27,2	0,0
SIQ-230	PGO-231	-65,63	-65,97	0,5	23,38	21,13	-10,6	18,9	18,6	-1,6
PGO-231	LBR-231	-42,22	-42,55	0,8	19,4	18,47	-5,0	11,6	11,6	0,0
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-35,67	-	N/A	-7,21	-	N/A	15,4	-	N/A
ALB-230	SDI-230	-	-42	N/A	-	21,38	N/A	-	20,8	N/A
SDI-230	ENR-230	-	0	N/A	-	0	N/A	-	2,4	N/A
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,49	9,47	-0,2	18,9	18,8	-0,5
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0,01	-0,01	200,0	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	-12,45	-12,38	-0,6	2,39	1,6	-49,4	21,5	21,1	-1,9
EJO-691	PNT-691	-15,18	-15,11	-0,5	3,26	2,46	-32,5	26,1	25,7	-1,6
PNT-691	PNT-69	-15,19	-15,11	-0,5	3,26	2,46	-32,5	26	25,6	-1,6
PNT-69	PNT-692	38,15	38,22	0,2	4,56	4,16	-9,6	64,3	64,4	0,2
PNT-692	COC-69	38,13	38,21	0,2	7,71	7,31	-5,5	64,2	64,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	73,71	71,69	-2,8	48,77	38,12	-27,9	22,8	20,8	-9,6
ESC-231	ALB-230	57,65	55,46	-3,9	31,28	23,54	-32,9	17,5	16	-9,4
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LUC-69	PNT-69D	-7,22	-	N/A	3,26	-	N/A	10,2	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-7,22	-7,22	0,0	3,21	3,21	0,0	10,1	10,1	0,0
OBI-69B	MIR-692	-7,23	-7,23	0,0	3,14	3,14	0,0	10,1	10,1	0,0
MIR-692	OBI-69A	-67,42	-67,42	0,0	17,99	18,49	2,7	88,5	88,6	0,1
OBI-69 ^a	OBI-69	66,81	66,81	0,0	20,91	21,41	2,3	88,5	88,6	0,1
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-30	0,0	2,07	2,06	-0,5	73,4	73,4	0,0
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,85	-47,85	0,0	13	13,46	3,4	63,1	63,2	0,2
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-77,58	-77,58	0,0	25,16	26,07	3,5	85,9	86	0,1
GAC-691	SAA-693	-78,53	-78,53	0,0	24,06	24,96	3,6	85,9	86	0,1
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	1,52	2,53	39,9	95,2	95	-0,2
SAA-693	CER-692	69,52	69,51	0,0	8,27	8,88	6,9	88,2	88,1	-0,1
SAA-693	CER-691	-58,27	-58,26	0,0	26,76	27,27	1,9	67,9	68	0,1
CER-691	CER-693	-58,27	-58,26	0,0	26,55	27,06	1,9	80,7	80,8	0,1
CER-693	OBI-69	-59,52	-59,52	0,0	26,54	27,05	1,9	80,7	80,8	0,1
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-42,11	-42,1	0,0	19,17	19,78	3,1	48,5	48,7	0,4
LLR-69	CER-692	-69,52	-69,51	0,0	8,27	8,88	6,9	88,2	88,1	-0,1
LLR-69	GGO-69	16,01	16	-0,1	4	3,99	-0,3	17,5	17,5	0,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LVI. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (5)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-125,7	-125,68	0,0	27,28	29,62	7,9	32,3	32,4	0,3
SIQ-230	MAG-230	-109,91	-109,91	0,0	30,91	32,15	3,9	30,6	30,6	0,0
SIQ-230	PGO-231	-16,26	-16,24	-0,1	-11,78	-12,9	8,7	4,1	4,1	0,0
PGO-231	LBR-231	7,24	7,26	0,3	2,39	3,04	21,4	2,9	3	3,3
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	0	-	N/A	0	-	N/A	3,6	-	N/A
ALB-230	SDI-230	-	-42	N/A	-	7,52	N/A	-	18,2	N/A
SDI-230	ENR-230	-	0	N/A	-	0	N/A	-	2,5	N/A
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,37	9,36	-0,1	18,5	18,5	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPÁ 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0	0	0,0	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	-18,93	-18,97	0,2	1,77	1,22	-45,1	31,6	31,7	0,3
EJO-691	PNT-691	-21,71	-21,74	0,1	0,75	0,2	-275,0	36	36,1	0,3
PNT-691	PNT-69	-21,71	-21,75	0,2	0,46	0,1	-360,0	36	36,1	0,3
PNT-69	PNT-692	31,63	31,59	-0,1	2,29	2,5	8,4	52,5	52,6	0,2
PNT-692	COC-69	31,62	31,58	-0,1	4,24	4,46	4,9	52,5	52,5	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	74,48	58,38	-27,6	41,3	41,7	1,0	21,4	18	-18,9
ESC-231	ALB-230	57,74	45,86	-25,9	25,72	27,05	4,9	16,5	13,9	-18,7
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LUC-69	PNT-69D	-3,85	-	N/A	0,4	-	N/A	4,9	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-3,86	-3,86	0,0	0,34	0,34	0,0	4,9	4,9	0,0
OBI-69B	MIR-692	-3,86	-3,86	0,0	0,24	0,24	0,0	4,9	4,9	0,0
MIR-692	OBI-69A	-73,07	-73,07	0,0	22,33	21,89	-2,0	96,2	96,1	-0,1
OBI-69A	OBI-69	72,34	72,35	0,0	25,8	25,35	-1,8	96,1	96	-0,1
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-30	0,0	2,46	2,34	-5,1	73,2	73,2	0,0
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	16,48	16,17	-1,9	64	63,9	-0,2
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69	PNT-693	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
PNT-693	LUC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-85,45	-85,46	0,0	32,47	31,5	-3,1	94,7	94,6	-0,1
GAC-691	SAA-693	-86,6	-86,61	0,0	31,12	30,15	-3,2	94,7	94,6	-0,1
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	11,39	10,26	-11,0	94,8	94,8	0,0
SAA-693	CER-692	68,85	68,86	0,0	17,12	16,48	-3,9	88,2	88,2	0,0
SAA-693	CER-691	-65,7	-65,71	0,0	31,96	31,5	-1,5	76,4	76,3	-0,1
CER-691	CER-693	-65,7	-65,71	0,0	31,68	31,21	-1,5	90,8	90,7	-0,1
CER-693	OBI-69	-67,28	-67,29	0,0	31,67	31,21	-1,5	90,8	90,7	-0,1
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-51,15	-51,14	0,0	21,52	20,88	-3,1	57,2	57,1	-0,2
LLR-69	CER-692	-68,85	-68,86	0,0	17,12	16,48	-3,9	88,2	88,2	0,0
LLR-69	GGO-69	10,58	10,58	0,0	0,09	0,09	0,0	11,1	11,1	0,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LVII. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (5)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	38,91	38,91	0,0	38,9	38,9	0,0
ALB 230/69	30,62	30,63	0,0	63	63,4	0,6

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LVIII. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (5)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	54,2	54,16	-0,1	54,3	54,2	-0,2
ALB 230/69	44,16	44,14	0,0	88	89,3	1,5

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LIX. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (5)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	69,44	69,8	0,5	69,5	70	0,7
ALB 230/69	59,55	59,83	0,5	145,9	149	2,1

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LX. **Ahorro de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (3)**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	78,84	78,222	0,618
Media	52,369	52,154	0,215
Mínima	22,719	21,681	1,038

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXI. **Ahorro de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (3)**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	24,502	24,468	0,034
Media	19,774	19,684	0,090
Mínima	10,96	10,945	0,015

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

3.8.5. Entrada en operación de la línea Miriam – Cocales 69 kV y ampliación del tramo de línea La Unión – Miriam 69 kV

Al modelar y simular la opción de entrada en operación de la línea Miriam – Cocales y ampliación de la línea La Unión – Miriam, considerando los despachos críticos de generación de los ingenios la Unión, Central Santa Lucía, Pantaleón, Madre Tierra y Santa Ana, se monitorearon las barras, líneas, transformadores y pérdidas de potencia del área de influencia de la presente opción, así como los elementos que indirectamente pudieran verse influenciados al realizar las modificaciones propuestas para la red de transporte del SNI, observándose lo siguiente:

- En general, los nodos monitoreados no presentan variaciones significativas con las modificaciones propuestas en la presente opción (ver tablas LXII, LXIII y LXIV).
- Las líneas monitoreadas presentan variaciones significativas en sus factores de utilización, tal como se observa en las tablas de resultados, el comportamiento de la línea Escuintla – El Jocote – Pantaleón incrementa su factor de utilización en un 87,6 % debido a que se considera un despacho máximo de los ingenios Pantaleón y Madre Tierra, lo cual

incide en el retorno de la potencia hacia la subestación Escuintla. Por otro lado, las líneas Escuintla – Magdalena (Línea 4) y Escuintla – Los Lirios (Línea 5), con la entrada en operación de la línea Miriam – Cocales, presentan reducciones considerables en su factor de utilización, a pesar de considerarse un incremento de generación por parte del Ingenio La Unión a 70 MW de potencia entregada (ver tablas LXV, LXVI y LXVII).

- De igual forma que para las líneas, los transformadores de potencia monitoreados, presentan valores críticos en su factor de utilización para horas de demanda media y mínima, específicamente el transformador de la subestación Alborada (Escuintla II). Esto evidencia la necesidad de reducir los despachos de generación en el área para horas de demanda media y mínima, bajo la configuración de operación propuesta en la presente opción (ver tablas LXVIII, LXIX y LXX).
- En función de lo anterior, será posible realizar el despacho máximo de generación si se instalara un banco de capacitores de, por lo menos, 90 MVar en la barra de 69 kV de la subestación Escuintla (ESC-691, 1151), lo cual reduciría el valor de potencia reactiva proveniente de la red de 230 kV que se traslada a 69 kV por medio del transformador de la subestación Alborada, logrando con ello que el transformador opere por debajo de su capacidad nominal.
- Por último, se observa que la implementación de las modificaciones propuestas en la presente opción, representa un incremento de pérdidas para el SNI de hasta 8,18 MW en horas de demanda mínima y de 3,55 MW para la zona 2, es decir, la red de transporte de TRELEC (ver tablas LXXI y LXXII).

Tabla LXII. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (6)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	1,011	-6,1	1,012	-6,2	0,1	1,6
1102	ALB-230	1,011	-6,1	1,011	-6,2	0,0	1,6
1151	ESC-691	1,012	-3,5	1,011	-3	-0,1	-16,7
12204	GAC-691	1,010	-2,7	1,010	-2,3	0,0	-17,4
12282	SAA-693	1,007	-0,1	1,008	-0,1	0,1	0,0
1240	EJO-691	1,012	-4,3	1,013	-0,2	0,1	-2 050,0
1303	COC-69	0,977	-13,7	0,980	-2,3	0,3	-495,7
1241	PNT-69	1,013	-4,7	1,018	2,2	0,5	313,6
12283	MIR-69	0,989	9,2	0,993	6,2	0,4	-48,4
MIR692	MIR-692	0,989	9,2	0,993	6,2	0,4	-48,4
12108	LUC-69	0,985	8,8	1,018	2,2	3,2	-300,0
LUC692	LUC-692	-	-	0,993	6,2	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,992	4,6	0,997	2,9	0,5	-58,6
1217	LUN-69	1,003	10,6	1,006	9,2	0,3	-15,2
MIR69D	MIR-69D	0,985	8,8	0,993	6,2	0,8	-41,9

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXIII. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (6)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1 106	ESC-231	0,996	-5,6	0,992	-5,7	-0,4	1,8
1 102	ALB-230	0,995	-5,6	0,992	-5,7	-0,3	1,8
1 151	ESC-691	1,002	-1,9	1,003	-1,3	0,1	-46,2
12 204	GAC-691	1,001	-1,1	1,003	-0,5	0,2	-120,0
12 282	SAA-693	1,000	1,8	1,002	2,2	0,2	18,2
1 240	EJO-691	1,010	-1	1,006	3	-0,4	133,3
1 303	COC-69	1,007	-5,7	0,996	3,9	-1,1	246,2
1 241	PNT-69	1,019	-0,1	1,014	6,6	-0,5	101,5
12 283	MIR-69	0,984	11,5	0,995	10,6	1,1	-8,5
MIR692	MIR-692	0,984	11,5	0,995	10,6	1,1	-8,5
12 108	LUC-69	0,980	11,1	1,013	6,6	3,3	-68,2
LUC692	LUC-692	-	-	0,995	10,6	N/A	N/A
12 136	OBI-69	0,986	6,7	0,995	6,5	0,9	-3,1
1 217	LUN-69	0,999	12,8	1,008	13,6	0,9	5,9
MIR69D	MIR-69D	0,980	11,1	0,995	10,6	1,5	-4,7

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXIV. Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (6)

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1 106	ESC-231	1,018	0,4	1,014	0,3	-0,4	-33,3
1 102	ALB-230	1,018	0,4	1,014	0,3	-0,4	-33,3
1 151	ESC-691	1,019	5	1,019	5,7	0,0	12,3
12 204	GAC-691	1,017	5,9	1,017	6,5	0,0	9,2
12 282	SAA-693	1,012	9	1,014	9,4	0,2	4,3
1 240	EJO-691	1,024	6,4	1,018	10,5	-0,6	39,0
1 303	COC-69	1,015	3,2	1,003	12,5	-1,2	74,4
1 241	PNT-69	1,030	7,8	1,025	14,6	-0,5	46,6
12 283	MIR-69	0,990	19,5	1,000	18,8	1,0	-3,7
MIR692	MIR-692	0,990	19,5	1,000	18,8	1,0	-3,7
12 108	LUC-69	0,989	19,4	1,025	14,6	3,5	-32,9
LUC692	LUC-692	-	-	1,000	18,8	N/A	N/A
12 136	OBÍ-69	0,996	14,4	1,003	14,3	0,7	-0,7
1 217	LUN-69	1,001	21	1,009	21,8	0,8	3,7
MIR69D	MIR-69D	0,989	19,4	1,000	18,8	1,1	-3,2

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXV. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (6)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALA - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-58,48	-89,29	33,7	29,67	26,32	-12,7	17	23,5	27,7
SIQ-230	MAG-230	-97,78	-97,77	0,0	13,31	12,99	-2,5	26,6	26,6	0,0
SIQ-230	PGO-231	38,96	8,15	-323,0	0,93	-2,67	134,8	10,4	3,5	-197,1
PGO-231	LBR-231	63,35	32,65	-87,9	-1,09	1,89	157,7	16	8,7	-83,9
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-119,2	-54,08	-120,4	11,64	0,75	-1 452	50,5	23	-119,6
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,4	9,4	0,0	18,6	18,6	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	-0,01	0	N/A	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	8,79	-34,93	117,3	2,83	19,26	85,3	15,6	90,3	82,7
EJO-691	PNT-691	6,3	-37,84	111,6	2,93	15,46	81,0	11,8	94,3	87,5
PNT-691	PNT-69	6,28	-37,85	111,6	2,93	12,31	76,2	11,7	94,4	87,6
PNT-69	PNT-692	61,08	33,09	-20,4	1,48	0,45	-228,9	102,9	85,9	-19,8
PNT-692	COC-69	61,05	33,08	-20,4	7,37	5,59	-31,8	102,9	85,9	-19,8
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA -230 KV										
ESC-231	ALB-230	23,82	54,76	56,3	38,87	34,99	-11,1	11,6	16,4	29,3
ESC-231	ALB-230	20,12	42,75	52,7	27,2	22,33	-21,8	8,9	12,7	29,9

Continuación de la tabla LXV.

LÍNEA PANTALEÓN -SANTA LUCÍA - OBISPO – MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	-11,82	100,0	0	8,7	100,0	0	18,4	100,0
PNT-693	LUC-69	-	-11,83	N/A	-	8,7	N/A	-	18,4	N/A
LUC-69	PNT-69D	-8,87	-	N/A	1,97	-	N/A	11,6	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-8,87	32,79	127,1	1,91	7,23	73,6	11,6	42	72,4
OBI-69B	MIR-692	-8,88	32,69	127,2	1,85	6,9	73,2	11,6	42	72,4
MIR-692	OBI-69A	-66,83	-30,43	-119,6	18,9	11,14	-69,7	87,7	40,8	-115,0
OBI-69A	OBI-69	66,23	30,31	-118,5	21,77	11,66	-86,7	87,6	40,8	-114,7
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM -LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	-67	100,0	0	9,41	100,0	0	71,1	100,0
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-70	57,1	2,09	5,28	60,4	73,1	72,5	-0,8
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	15,59	18,61	16,2	63,8	64,7	1,4
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-13,44	N/A	-	9,89	N/A	-	20,9	N/A
PNT-69	PNT-693	0	-11,82	100,0	0	8,7	100,0	0	18,4	100,0
PNT-693	LUC-69	-	-11,83	N/A	-	8,7	N/A	-	18,4	N/A
LÍNEA MIRIAM – COCALES										
MIR-692	COC-69	-	49,65	N/A	-	6,16	N/A	-	63	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-74,17	-53,98	-37,4	26,48	16,06	-64,9	82,2	59	-39,3
GAC-691	SAA-693	-75,03	-54,42	-37,9	25,47	15,56	-63,7	82,2	59	-39,3
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	4,92	5,65	12,9	94,6	94,6	0,0
SAA-693	CER-692	69,71	55,97	-24,5	10,27	4,86	-111,3	88,1	70,2	-25,5
SAA-693	CER-691	-54,97	-20,56	-167,4	27,11	12,9	-110,2	64,4	25,5	-152,5
CER-691	CER-693	-54,96	-20,57	-167,2	26,95	12,86	-109,6	76,6	30,3	-152,8
CER-693	OBI-69	-56,1	-20,74	-170,5	26,91	12,88	-108,9	76,6	30,3	-152,8
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-38,34	-24,77	-54,8	19,53	12,71	-53,7	44,8	29,1	-54,0
LLR-69	CER-692	-69,71	-55,97	-24,5	10,27	4,86	-111,3	88,1	70,2	-25,5
LLR-69	GGO-69	19,36	19,36	0,0	4,58	4,58	0,0	21	21	0,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXVI. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (6)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-164,68	-190,41	13,1	27,74	28,5	2,7	42,8	49,3	13,2
SIQ-230	MAG-230	-99,76	-99,77	0,0	6,84	3,55	-92,7	27,2	27,2	0,0
SIQ-230	PGO-231	-65,63	-91,64	27,6	23,38	22,38	-4,5	18,9	24,5	22,9
PGO-231	LBR-231	-42,22	-68,31	37,3	19,4	17,63	-10,0	11,6	17,4	33,3
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-35,67	0	N/A	-7,21	0	N/A	15,4	3,5	-340,0
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,49	9,51	0,2	18,9	19	0,5
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0,01	0	N/A	0,2	0,2	0,0

Continuación de la tabla LXVI.

LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN – COCALES										
ESC-691	EJO-691	-12,45	-67,99	81,7	2,39	25,26	90,5	21,5	120,5	82,2
EJO-691	PNT-691	-15,18	-72,34	79,0	3,26	17,94	81,8	26,1	124,7	79,1
PNT-691	PNT-69	-15,19	-72,38	79,0	3,26	12,29	73,5	26	124,7	79,1
PNT-69	PNT-692	38,15	37,67	-1,3	4,56	4,45	-2,5	64,3	64,4	0,2
PNT-692	COC-69	38,13	37,66	-1,2	7,71	7,62	-1,2	64,2	64,3	0,2
LÍNEA ESCUINTLA – ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	73,71	92,24	20,1	48,77	51,48	5,3	22,8	27,3	16,5
ESC-231	ALB-230	57,65	71,53	19,4	31,28	32,09	2,5	17,5	21	16,7
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO – MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	-12,79	100,0	0	8,29	100,0	0	19,1	100,0
PNT-693	LUC-69	-	-12,79	N/A	-	8,29	N/A	-	19,1	N/A
LUC-69	PNT-69D	-7,22	-	N/A	3,26	-	N/A	10,2	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-7,22	31,32	123,1	3,21	3,3	2,7	10,1	39,5	74,4
OBI-69B	MIR-692	-7,23	31,23	123,2	3,14	3,02	-4,0	10,1	39,5	74,4
MIR-692	OBI-69A	-67,42	-44,23	-52,4	17,99	11,27	-59,6	88,5	57,5	-53,9
OBI-69A	OBI-69	66,81	43,97	-51,9	20,91	12,42	-68,4	88,5	57,4	-54,2
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM -LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	-65,94	100,0	0	11,15	100,0	0	70,5	100,0
MIR-69D	MIR-69	-	-66,63	N/A	-	10,85	N/A	-	70,5	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-70	57,1	2,07	6,77	69,4	73,4	73	-0,5
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,85	-47,84	0,0	13	19,08	31,9	63,1	64,9	2,8
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	-14,54	N/A	-	9,43	N/A	-	21,7	N/A
PNT-69	PNT-693	0	-12,79	100,0	0	8,29	100,0	0	19,1	100,0
PNT-693	LUC-69	-	-12,79	N/A	-	8,29	N/A	-	19,1	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	34,41	N/A	-	8,24	N/A	-	44,3	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-77,58	-64,93	-19,5	25,16	17,13	-46,9	85,9	70,8	-21,3
GAC-691	SAA-693	-78,53	-65,57	-19,8	24,06	16,39	-46,8	85,9	70,8	-21,3
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	1,52	2,78	45,3	95,2	95	-0,2
SAA-693	CER-692	69,52	60,88	-14,2	8,27	4,01	-106,2	88,2	76,7	-15,0
SAA-693	CER-691	-58,27	-36,64	-59,0	26,76	14,9	-79,6	67,9	41,8	-62,4
CER-691	CER-693	-58,27	-36,63	-59,1	26,55	14,85	-78,8	80,7	49,7	-62,4
CER-693	OBI-69	-59,52	-37,11	-60,4	26,54	14,83	-79,0	80,7	49,7	-62,4
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-42,11	-33,59	-25,4	19,17	13,88	-38,1	48,5	38,2	-27,0
LLR-69	CER-692	-69,52	-60,88	-14,2	8,27	4,01	-106,2	88,2	76,7	-15,0
LLR-69	GGO-69	16,01	16	-0,1	4	4	0,0	17,5	17,5	0,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXVII. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (6)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-125,7	-150,26	15,7	27,28	27,9	2,2	32,3	38,2	15,4
SIQ-230	MAG-230	-109,91	-109,92	0,0	30,91	26,54	-16,5	30,6	30,4	-0,7
SIQ-230	PGO-231	-16,26	-40,91	59,1	-11,78	2,76	526,8	4,1	10	59,0
PGO-231	LBR-231	7,24	-17,43	144,6	2,39	8,37	71,4	2,9	5,6	48,2
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	0	0	0,0	0	0	0,0	3,6	3,6	0,0
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,37	9,39	0,2	18,5	18,6	0,5
LÍNEA ALBORADA - TAMPÁ 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0	0	0,0	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	-18,93	-60,2	75,3	1,77	32,13	94,5	31,6	135,5	76,7
EJO-691	PNT-691	-21,71	-64,1	73,3	0,75	23,04	96,7	36	139,5	74,2
PNT-691	PNT-69	-21,71	-64,13	73,3	0,46	15,93	97,1	36	139,6	74,2
PNT-69	PNT-692	31,63	15,76	8,2	2,29	3,83	40,2	52,5	58,4	10,1
PNT-692	COC-69	31,62	15,76	8,2	4,24	6,36	33,3	52,5	58,3	9,9
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	74,48	80,07	6,7	41,3	38,79	-6,5	21,4	22,5	4,9
ESC-231	ALB-230	57,74	61,7	6,1	25,72	23,51	-9,4	16,5	17,3	4,6
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	1,8	100,0	0	7,88	100,0	0	21	100,0
PNT-693	LUC-69	-	1,8	N/A	-	7,89	N/A	-	21,1	N/A
LUC-69	PNT-69D	-3,85	-	N/A	0,4	-	N/A	4,9	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-3,86	0	112,0	0,34	2,45	86,1	4,9	40,3	87,8
OBI-69B	MIR-692	-3,86	0	112,0	0,24	2,16	88,9	4,9	40,3	87,8
MIR-692	OBI-69 ^a	-73,07	-65,95	-48,1	22,33	14,4	-55,1	96,2	64,1	-50,1
OBI-69A	OBI-69	72,34	65,38	-47,5	25,8	15,87	-62,6	96,1	64	-50,2
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	-	100,0	0	13,94	100,0	0	72,7	100,0
MIR-69D	MIR-69	-	0	N/A	-	13,62	N/A	-	72,8	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-69,97	57,1	2,46	9,99	75,4	73,2	72,9	-0,4
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	-0,1	16,48	20,01	17,6	64	64,7	1,1
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	2,05	N/A	-	8,96	N/A	-	23,9	N/A
PNT-69	PNT-693	0	1,8	100,0	0	7,88	100,0	0	21	100,0
PNT-693	LUC-69	-	1,8	N/A	-	7,89	N/A	-	21,1	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	50,44	N/A	-	6,54	N/A	-	38,4	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-85,45	-81,73	-17,5	32,47	23,07	-40,7	94,7	79,2	-19,6
GAC-691	SAA-693	-86,6	-82,77	-17,8	31,12	22,14	-40,6	94,7	79,2	-19,6
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	11,39	12,77	10,8	94,8	94,8	0,0
SAA-693	CER-692	68,85	66,29	-14,6	17,12	12,07	-41,8	88,2	76,1	-15,9
SAA-693	CER-691	-65,7	-59,28	-50,0	31,96	18,05	-77,1	76,4	49,4	-54,7
CER-691	CER-693	-65,7	-59,28	-50,0	31,68	17,94	-76,6	90,8	58,8	-54,4
CER-693	OBI-69	-67,28	-60,51	-51,3	31,67	17,94	-76,5	90,8	58,8	-54,4
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-51,15	-42,51	-20,3	21,52	15,3	-40,7	57,2	46,7	-22,5
LLR-69	CER-692	-68,85	-60,1	-14,6	17,12	12,07	-41,8	88,2	76,1	-15,9
LLR-69	GGO-69	10,58	10,58	0,0	0,09	0,08	-12,5	11,1	11,1	0,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXVIII. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (6)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	38,91	47,75	18,5	38,9	47,8	18,6
ALB 230/69	30,62	37,64	18,7	63	67,7	6,9

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXIX. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (6)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	54,2	65,03	16,7	54,3	65,4	17,0
ALB 230/69	44,16	53,91	18,1	88	102,7	14,3

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXX. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (6)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	69,44	80,66	13,9	69,5	80,7	13,9
ALB 230/69	59,55	69,16	13,9	145,9	147,2	0,9

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXI. **Ahorro de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (4)**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	78,84	78,943	-0,103
Media	52,369	58,084	-5,715
Mínima	22,719	29,937	-7,218

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXII. **Ahorro de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (4)**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	24,502	22,103	2,399
Media	19,774	20,77	-0,996
Mínima	10,96	12,561	-1,601

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

3.8.6. Ampliación de la subestación Santa Lucía y línea de interconexión a la subestación Siquinalá 230 kV

Al modelar y simular la opción de entrada en operación de la línea Miriam – Cocales y ampliación de la línea La Unión – Miriam, además realizar la ampliación de la subestación Santa Lucía 230/69 kV y la construcción de una línea de 230 kV entre las subestaciones Santa Lucía y Siquinalá, considerando los despachos críticos de generación de los ingenios La Unión, Central Santa Lucía, Pantaleón, Madre Tierra y Santa Ana; se monitorearon las barras, líneas, transformadores y pérdidas de potencia del área de influencia de la presente opción, así como los elementos que indirectamente pudieran verse influenciados al realizar las modificaciones propuestas para la red de transporte del SNI, observándose lo siguiente:

- En general, los nodos monitoreados no presentan variaciones significativas con las modificaciones propuestas en la presente opción (ver tablas LXXIII, LXXIV y LXXV).
- Las líneas monitoreadas presentan variaciones significativas en sus factores de utilización, tal como se observa en las tablas de resultados, el comportamiento de la línea Escuintla – El Jocote – Pantaleón incrementa su factor de utilización en un 50,8 %, debido a que se considera un despacho máximo de los ingenios Pantaleón y Madre Tierra, lo cual incide en el retorno de la potencia hacia la subestación Escuintla, sin embargo, opera muy por debajo de su capacidad nominal. En lo que respecta al tramo Pantaleón – Cocales, reduce su factor de utilización en un 104 %.
- Por otro lado, las líneas Escuintla – Magdalena (Línea 4) y Escuintla – Los Lirios (Línea 5), con la entrada en operación de la línea Miriam – Cocales y el hecho de ampliar la subestación Santa Lucía y la nueva línea de interconexión en 230 kV, presentan reducciones considerables en su factor de utilización, a pesar de considerarse un incremento de generación por parte del Ingenio La Unión a 70 MW de potencia entregada (ver tablas LXXVI, LXXVII y LXXVIII).
- De igual forma que para las líneas, los transformadores de potencia monitoreados, presentan reducciones considerables en su factor de utilización. Sin embargo, el transformador de la subestación Alborada (Escuintla II) aún presenta una sobrecarga del 124,7 por ciento en horas de demanda mínima. Esto evidencia la necesidad de reducir los despachos de generación en el área para horas de demanda mínima, bajo la configuración de operación propuesta en la presente opción (ver tablas LXXIX, LXXX y LXXXI).

- En función de lo anterior, será posible realizar el despacho máximo de generación si se instalara un banco de capacitores de, por lo menos, 35 MVar en la barra de 69 kV de la subestación Escuintla (ESC-691, 1151), lo cual reduciría el valor de potencia reactiva proveniente de la red de 230 kV que se traslada a 69 kV por medio del transformador de la subestación Alborada, logrando con ello que el transformador opere por debajo de su capacidad nominal.
- Por último, implementación de las modificaciones propuestas en la presente opción, representan un ahorro de pérdidas para el SNI de hasta 3 976 MW en horas de demanda máxima y de 4 620 MW para la zona 2, es decir, la red de transporte de TRELEC (ver tablas LXXXII y LXXXIII).

Tabla LXXIII. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2015 (7)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	1,011	-6,1	1,012	-5,6	0,1	-8,9
1102	ALB-230	1,011	-6,1	1,012	-5,7	0,1	-7,0
1151	ESC-691	1,012	-3,5	1,017	-3,7	0,5	5,4
12204	GAC-691	1,010	-2,7	1,016	-3,2	0,6	15,6
12282	SAA-693	1,007	-0,1	1,015	-1,6	0,8	93,8
1240	EJO-691	1,012	-4,3	1,013	-2,8	0,1	-53,6
1303	COC-69	0,977	-13,7	0,988	-6,2	1,1	-121,0
1241	PNT-69	1,013	-4,7	1,011	-1,9	-0,2	-147,4
12283	MIR-69	0,989	9,2	1,005	0,3	1,6	-2 966,7
MIR692	MIR-692	0,989	9,2	1,005	0,3	1,6	-2 966,7
12108	LUC-69	0,985	8,8	1,010	-2	2,5	540,0
LUC692	LUC-692	-	-	1,010	-2	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,992	4,6	1,008	-0,9	1,6	611,1
1217	LUN-69	1,003	10,6	1,016	3,3	1,3	-221,2
MIR69D	MIR-69D	0,985	8,8	1,005	0,3	2,0	-2 833,3

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXIV. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2015 (7)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	0,996	-5,6	0,996	-4,9	0,0	-14,3
1102	ALB-230	0,995	-5,6	0,996	-5	0,1	-12,0
1151	ESC-691	1,002	-1,9	1,007	-2,1	0,5	9,5
12204	GAC-691	1,001	-1,1	1,007	-1,6	0,6	31,3
12282	SAA-693	1,000	1,8	1,007	0,3	0,7	-500,0
1240	EJO-691	1,010	-1	1,002	-0,6	-0,8	-66,7
1303	COC-69	1,007	-5,7	0,998	-1,2	-0,9	-375,0
1241	PNT-69	1,019	-0,1	1,001	0,7	-1,8	114,3
12283	MIR-69	0,984	11,5	1,000	3,4	1,6	-238,2
MIR692	MIR-692	0,984	11,5	1,000	3,4	1,6	-238,2
12108	LUC-69	0,980	11,1	1,000	0,6	2,0	-1 750,0
LUC692	LUC-692	-	-	1,000	0,6	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,986	6,7	1,002	1,8	1,6	-272,2
1217	LUN-69	0,999	12,8	1,012	6,4	1,3	-100,0
MIR69D	MIR-69D	0,980	11,1	1,000	3,4	2,0	-226,5

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXV. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2015 (7)**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	1,018	0,4	1,019	1,2	0,1	66,7
1102	ALB-230	1,018	0,4	1,019	1,2	0,1	66,7
1151	ESC-691	1,019	5	1,019	4,7	0,0	-6,4
12204	GAC-691	1,017	5,9	1,018	5,3	0,1	-11,3
12282	SAA-693	1,012	9	1,017	7,3	0,5	-23,3
1240	EJO-691	1,024	6,4	1,013	6,1	-1,1	-4,9
1303	COC-69	1,015	3,2	1,007	6,6	-0,8	51,5
1241	PNT-69	1,030	7,8	1,010	7,5	-2,0	-4,0
12283	MIR-69	0,990	19,5	1,008	10,5	1,8	-85,7
MIR692	MIR-692	0,990	19,5	1,008	10,5	1,8	-85,7
12108	LUC-69	0,989	19,4	1,009	7,3	2,0	-165,8
LUC692	LUC-692	-	-	1,009	7,3	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,996	14,4	1,012	8,9	1,6	-61,8
1217	LUN-69	1,001	21	1,016	13,5	1,5	-55,6
MIR69D	MIR-69D	0,989	19,4	1,008	10,5	1,9	-84,8

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXVI. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (7)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-58,48	-147,5	60,4	29,67	14,64	-102,7	17	37,4	54,5
SIQ-230	MAG-230	-97,78	-97,77	0,0	13,31	12,11	-9,9	26,6	26,5	-0,4
SIQ-230	LUC-230	-	-70,97	N/A	-	11,81	N/A	-	19,8	N/A
SIQ-230	PGO-231	38,96	20,85	-86,9	0,93	-1,56	159,6	10,4	6	-73,3
PGO-231	LBR-231	63,35	45,32	-39,8	-1,09	0,54	301,9	16	11,5	-39,1
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-119,2	-54,08	-120,4	11,64	-	-557,6	50,5	22,9	-120,5
ALB-230	SDI-230	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
SDI-230	ENR-230	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,4	-	0,0	18,6	18,6	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	-0,01	-0,01	0,0	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	8,79	-10,46	184,0	2,83	5,68	50,2	15,6	19,9	21,6
EJO-691	PNT-691	6,3	-12,98	148,5	2,93	5,49	46,6	11,8	23,6	50,0
PNT-691	PNT-69	6,28	-12,98	148,4	2,93	5,46	46,3	11,7	23,8	50,8
PNT-69	PNT-692	61,08	29,83	-104,8	1,48	1,32	-12,1	102,9	50,4	-104,2
PNT-692	COC-69	61,05	29,82	-104,7	7,37	0,48	-1 435,4	102,9	50,4	-104,2
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA -230 KV										
ESC-231	ALB-230	23,82	64,39	63,0	38,87	33,49	-16,1	11,6	18,4	37,0
ESC-231	ALB-230	20,12	49,77	59,6	27,2	20,6	-32,0	8,9	14,2	37,3
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	17,31	100,0	0	4,38	100,0	0	22,2	100,0
PNT-693	LUC-69	-	17,31	N/A	-	4,38	N/A	-	22,2	N/A
LUC-69	PNT-69D	-8,87	-	N/A	1,97	-	N/A	11,6	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-8,87	-43,05	79,4	1,91	17,43	89,0	11,6	57,7	79,9
OBI-69B	MIR-692	-8,88	-43,31	79,5	1,85	16,75	89,0	11,6	57,7	79,9
MIR-692	OBI-69A	-66,83	-17,32	-285,9	18,9	6,62	-185,5	87,7	23,2	-278,0
OBI-69A	OBI-69	66,23	17,28	-283,3	21,77	6,69	-225,4	87,6	23,1	-279,2
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM -LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-70	57,1	2,09	3,73	44,0	73,1	73	-0,1
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	15,59	20,02	22,1	63,8	64,7	1,4
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	19,67	N/A	-	4,98	N/A	-	25,3	N/A
PNT-69	PNT-693	0	17,31	100,0	0	4,38	100,0	0	22,2	100,0
PNT-693	LUC-69	-	17,31	N/A	-	4,38	N/A	-	22,2	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	54,57	N/A	-	7,85	N/A	-	68,5	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-74,17	-46,44	-59,7	26,48	14,87	-78,1	82,2	50,7	-62,1
GAC-691	SAA-693	-75,03	-46,77	-60,4	25,47	14,51	-75,5	82,2	50,7	-62,1
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	4,92	10,42	52,8	94,6	94,4	-0,2
SAA-693	CER-692	69,71	50,85	-37,1	10,27	4,55	-125,7	88,1	63,4	-39,0
SAA-693	CER-691	-54,97	-7,79	-605,6	27,11	7,27	-272,9	64,4	11,1	-480,2
CER-691	CER-693	-54,96	-7,79	-605,5	26,95	7,3	-269,2	76,6	13,3	-475,9
CER-693	OBI-69	-56,1	-7,82	-617,4	26,91	7,28	-269,6	76,6	13,2	-480,3
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-38,34	-19,72	-94,4	19,53	11,95	-63,4	44,8	23,9	-87,4
LLR-69	CER-692	-69,71	-50,85	-37,1	10,27	4,55	-125,7	88,1	63,4	-39,0
LLR-69	GGO-69	19,36	19,35	-0,1	4,58	4,53	-1,1	21	20,8	-1,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXVII. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (7)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-164,68	-268,42	38,6	27,74	13,88	-99,9	42,8	68,6	37,6
SIQ-230	MAG-230	-99,76	-99,76	0,0	6,84	7,95	14,0	27,2	27,2	0,0
SIQ-230	LUC-230	-	-95,84	N/A	-	9,58	N/A	-	26,8	N/A
SIQ-230	PGO-231	-65,63	-73,7	10,9	23,38	20,55	-13,8	18,9	20,3	6,9
PGO-231	LBR-231	-42,22	-50,3	16,1	19,4	16,99	-14,2	11,6	13,3	12,8
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-35,67	0	N/A	-7,21	0	N/A	15,4	3,6	-327,8
ALB-230	SDI-230	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
SDI-230	ENR-230	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ALBORADA - SIDEQUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,49	9,48	-0,1	18,9	18,9	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0,01	-0,01	200,0	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	-12,45	-16,97	26,6	2,39	8,24	71,0	21,5	31,8	32,4
EJO-691	PNT-691	-15,18	-19,77	23,2	3,26	7,2	54,7	26,1	35,6	26,7
PNT-691	PNT-69	-15,19	-19,77	23,2	3,26	6,91	52,8	26	35,7	27,2
PNT-69	PNT-692	38,15	12,39	-207,9	4,56	2,6	-75,4	64,3	21,6	-197,7
PNT-692	COC-69	38,13	12,4	-207,5	7,71	2,58	-198,8	64,2	21,4	-200,0
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	73,71	105,95	30,4	48,77	43,68	-11,7	22,8	29,5	22,7
ESC-231	ALB-230	57,65	81,16	29,0	31,28	25,45	-22,9	17,5	22,7	22,9
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	23,68	100,0	0	5,55	100,0	0	30,6	100,0
PNT-693	LUC-69	-	23,68	N/A	-	5,54	N/A	-	30,6	N/A
LUC-69	PNT-69D	-7,22	-	N/A	3,26	-	N/A	10,2	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-7,22	-52,76	86,3	3,21	13,43	76,1	10,1	68,3	85,2
OBI-69B	MIR-692	-7,23	-53,12	86,4	3,14	12,44	74,8	10,1	68,3	85,2
MIR-692	OBI-69A	-67,42	-23,82	-183,0	17,99	7,11	-153,0	88,5	31,2	-183,7
OBI-69A	OBI-69	66,81	23,74	-181,4	20,91	7,35	-184,5	88,5	31,1	-184,6
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
MIR-69D	MIR-69	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-70	57,1	2,07	3,56	41,9	73,4	73,3	-0,1
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,85	-47,83	0,0	13	20,14	35,5	63,1	65	2,9
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	26,92	N/A	-	6,31	N/A	-	34,8	N/A
PNT-69	PNT-693	0	23,68	100,0	0	5,55	100,0	0	30,6	100,0
PNT-693	LUC-69	-	23,68	N/A	-	5,54	N/A	-	30,6	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	37,2	N/A	-	9,35	N/A	-	47,6	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-77,58	-53,37	-45,4	25,16	14,01	-79,6	85,9	57,9	-48,4
GAC-691	SAA-693	-78,53	-53,8	-46,0	24,06	13,53	-77,8	85,9	57,9	-48,4
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	1,52	6,25	75,7	95,2	94,7	-0,5
SAA-693	CER-692	69,52	53,03	-31,1	8,27	2,74	-201,8	88,2	66,4	-32,8
SAA-693	CER-691	-58,27	-17	-242,8	26,76	8,24	-224,8	67,9	19,9	-241,2
CER-691	CER-693	-58,27	-17	-242,8	26,55	8,2	-223,8	80,7	23,6	-241,9
CER-693	OBI-69	-59,52	-17,11	-247,9	26,54	8,22	-222,9	80,7	23,6	-241,9
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-42,11	-25,83	-63,0	19,17	11,86	-61,6	48,5	29,8	-62,8
LLR-69	CER-692	-69,52	-53,03	-31,1	8,27	2,74	-201,8	88,2	66,4	-32,8
LLR-69	GGO-69	16,01	16	-0,1	4	3,97	-0,8	17,5	17,4	-0,6

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXVIII. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (7)

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-125,7	-244,62	48,6	27,28	55,16	50,5	32,3	62,7	48,5
SIQ-230	MAG-230	-109,91	-109,91	0,0	30,91	32,12	3,8	30,6	30,6	0,0
SIQ-230	LUC-230	-	-115,26	N/A	-	19,12	N/A	-	32	N/A
SIQ-230	PGO-231	-16,26	-20,09	19,1	-11,78	0,84	1 502,4	4,1	5	18,0
PGO-231	LBR-231	7,24	3,41	-112,3	2,39	4,27	44,0	2,9	2,9	0,0
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	0	0	0,0	0	0	0,0	3,6	3,6	0,0
ALB-230	SDI-230	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
SDI-230	ENR-230	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	35,51	35,51	0,0	9,37	9,36	-0,1	18,5	18,5	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0	0	0,0	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	-18,93	-16,3	-16,1	1,77	9,14	80,6	31,6	31,1	-1,6
EJO-691	PNT-691	-21,71	-19,06	-13,9	0,75	8,13	90,8	36	34,7	-3,7
PNT-691	PNT-69	-21,71	-19,07	-13,8	0,46	7,87	94,2	36	34,8	-3,4
PNT-69	PNT-692	31,63	5,88	-437,9	2,29	0,45	-408,9	52,5	10	-425,0
PNT-692	COC-69	31,62	5,87	-438,7	4,24	0,11	-3 754,5	52,5	9,9	-430,3
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	74,48	96,56	22,9	41,3	32,59	-26,7	21,4	25,6	16,4
ESC-231	ALB-230	57,74	73,5	21,4	25,72	17,85	-44,1	16,5	19,7	16,2
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	27,52	100,0	0	2,88	100,0	0	34,5	100,0
PNT-693	LUC-69	-	27,52	N/A	-	2,87	N/A	-	34,5	N/A
LUC-69	PNT-69D	-3,85	-	N/A	0,4	-	N/A	4,9	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-3,86	-60,72	93,6	0,34	17,42	98,0	4,9	78,5	93,8
OBI-69B	MIR-692	-3,86	-61,2	93,7	0,24	16,1	98,5	4,9	78,5	93,8
MIR-692	OBI-69A	-73,07	-23,21	-214,8	22,33	8,88	-151,5	96,2	30,9	-211,3
OBI-69A	OBI-69	72,34	23,14	-212,6	25,8	9,11	-183,2	96,1	30,9	-211,0
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNION										
LUC-69	MIR-69D	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
MIR-69D	MIR-69	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-70	57,1	2,46	8,61	71,4	73,2	73,2	0,0
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	16,48	19,91	17,2	64	64,4	0,6
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	31,27	N/A	-	3,28	N/A	-	39,2	N/A
PNT-69	PNT-693	0	27,52	100,0	0	2,88	100,0	0	34,5	100,0
PNT-693	LUC-69	-	27,52	N/A	-	2,87	N/A	-	34,5	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	32,02	N/A	-	7,79	N/A	-	40,7	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-85,45	-57,99	-47,4	32,47	17,33	-87,4	94,7	62,8	-50,8
GAC-691	SAA-693	-86,6	-58,5	-48,0	31,12	16,76	-85,7	94,7	62,8	-50,8
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	11,39	15,02	24,2	94,8	94,8	0,0
SAA-693	CER-692	68,85	50,06	-37,5	17,12	9,32	-83,7	88,2	63	-40,0
SAA-693	CER-691	-65,7	-18,73	-250,8	31,96	8,97	-256,3	76,4	21,6	-253,7
CER-691	CER-693	-65,7	-18,74	-250,6	31,68	8,94	-254,4	90,8	25,7	-253,3
CER-693	OBI-69	-67,28	-18,87	-256,5	31,67	8,95	-253,9	90,8	25,7	-253,3
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-51,15	-32,59	-56,9	21,52	11,53	-86,6	57,2	35,8	-59,8
LLR-69	CER-692	-68,85	-50,06	-37,5	17,12	9,32	-83,7	88,2	63	-40,0
LLR-69	GGO-69	10,58	10,58	0,0	0,09	0,08	-12,5	11,1	11	-0,9

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXIX. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2015 (7)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	38,91	29,28	-32,9	38,9	29,5	-31,9
ALB 230/69	30,62	23,13	-32,4	63	57	-10,5
LUC 230/69	-	-70,97	N/A	-	36,1	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXX. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2015 (7)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	54,2	41,49	-30,6	54,3	42,2	-28,7
ALB 230/69	44,16	33,91	-30,2	88	80,7	-9,0
LUC 230/69	-	-95,84	N/A	-	48,2	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXXI. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2015 (7)**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	69,44	52,85	-31,4	69,5	52,9	-31,4
ALB 230/69	59,55	44,61	-33,5	145,9	124,7	-17,0
LUC 230/69	-	-115,26	N/A	-	58,5	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXXII. **Ahorro de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (5)**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	78,84	74,864	3,976
Media	52,369	51,1	1,269
Mínima	22,719	21,078	1,641

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXXIII. **Ahorro de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2015 (5)**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	24,502	19,882	4,620
Media	19,774	16,708	3,066
Mínima	10,96	7,366	3,594

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

3.8.7. Modelado y simulación de las mejores opciones solución de forma integral para el 2016

Con el objetivo de determinar el comportamiento de la red de transporte y considerando la implementación de las opciones solución propuestas de una forma integrada, es decir, modelando las opciones que representan mayores beneficios tanto para el SNI como para la red de transporte de TRELEC en conjunto, se optó por modelar para la época seca del 2016, en horas de demanda máxima, media y mínima las siguientes opciones:

- Para solventar las condiciones actuales de la red: seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC).
- Para evacuar el incremento de generación por parte del Ingenio Trinidad: seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV.
- Para evacuar posibles incrementos de generación por parte de los ingenios La Unión, Pantaleón y Madre Tierra, es necesario: la entrada en operación de la línea Miriam – Cocales 69 kV y ampliación del tramo de línea La Unión – Miriam 69 kV; y la ampliación de la subestación Santa Lucía y línea de interconexión a la subestación Siquinalá 230 kV.

Al realizar simulaciones de flujo de carga para la época seca durante horas de demanda máxima, media y mínima se pudo observar lo siguiente:

- En general, los nodos monitoreados no presentan variaciones significativas con las modificaciones propuestas simuladas en conjunto para el año indicado (ver tablas LXXXIV, LXXXV y LXXXVI).
- Las líneas monitoreadas presentan variaciones significativas en sus factores de utilización, tal como se observa en las tablas de resultados. El comportamiento de la línea Escuintla – El Jocote – Pantaleón incrementa su factor de utilización en un 60,4 %, debido a que se considera un despacho máximo de los ingenios Pantaleón y Madre Tierra, lo cual incide en el retorno de la potencia hacia la subestación Escuintla, sin embargo, opera muy por debajo de su capacidad nominal. En lo que respecta al tramo Pantaleón – Cocales reduce su factor de utilización en un 88,7 %.

- Por otro lado, las líneas Escuintla – Magdalena (Línea 4) y Escuintla – Los Lirios (Línea 5), con la entrada en operación de la línea Miriam – Cocales y el hecho de ampliar la subestación Santa Lucía y la nueva línea de interconexión en 230 kV, además de la ampliación de la subestación Santa Ana y el seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV, presentan reducciones considerables en su factor de utilización, a pesar de considerarse un incremento de generación por parte de los ingenios Trinidad, La Unión, Pantaleón y Madre Tierra (ver tablas LXXXVII, LXXXVIII y LXXXIX).
- De igual forma que para las líneas, los transformadores de potencia monitoreados presentan reducciones considerables en su factor de utilización. Sin embargo, el transformador de la subestación Alborada (Escuintla II) aún presenta una sobrecarga del 119,5 por ciento en horas de demanda mínima. Esto evidencia la necesidad de reducir los despachos de generación en el área para horas de demanda mínima, bajo la configuración de operación propuesta en la presente opción (ver tablas XC, XCI y XCII).
- En función de lo anterior, será posible realizar el despacho máximo de generación si se instalara un banco de capacitores de, por lo menos, 20 MVar en la barra de 69 kV de la subestación Escuintla (ESC-691, 1151), lo cual reduciría el valor de potencia reactiva proveniente de la red de 230 kV y que se traslada a 69 kV por medio del transformador de la subestación Alborada, logrando con ello que el transformador opere por debajo de su capacidad nominal.
- Por último, la implementación de las modificaciones propuestas, representan un ahorro de pérdidas para el SNI de hasta 3,11 MW en horas de demanda máxima y de 4,69 MW para la zona 2, es decir, la red de transporte de TRELEC (ver tablas XCIII y XCIV).

Tabla LXXXIV. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda máxima, época seca 2016**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	1,008	-6,1	1,010	-6	0,2	-1,7
1102	ALB-230	1,008	-6,1	1,010	-6	0,2	-1,7
1151	ESC-691	1,009	-3,6	1,016	-4,8	0,7	25,0
12204	GAC-691	1,008	-2,8	1,015	-4,6	0,7	39,1
12282	SAA-693	1,005	-0,1	1,011	-3,6	0,6	97,2
1240	EJO-691	1,009	-4,3	1,012	-3,7	0,3	-16,2
1303	COC-69	0,970	-13,7	0,984	-7,3	1,4	-87,7
1241	PNT-69	1,010	-4,7	1,010	-2,6	0,0	-80,8
12283	MIR-69	0,988	9,1	1,002	-0,7	1,4	1400,0
MIR692	MIR-692	0,988	9,1	1,002	-0,7	1,4	1400,0
12108	LUC-69	0,984	8,7	1,009	-2,7	2,5	422,2
LUC692	LUC-692	-	-	1,009	-2,7	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,991	4,5	1,004	-2,4	1,3	287,5
1217	LUN-69	1,002	10,5	1,014	2,3	1,2	-356,5
MIR69D	MIR-69D	0,984	8,7	1,002	-0,7	1,8	1 342,9

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXXV. **Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda media, época seca 2016**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	0,990	-5,7	0,997	-5,4	0,7	-5,6
1102	ALB-230	0,990	-5,7	0,997	-5,4	0,7	-5,6
1151	ESC-691	1,005	-2,1	1,008	-3,6	0,3	41,7
12204	GAC-691	1,004	-1,2	1,007	-3,4	0,3	64,7
12282	SAA-693	1,002	1,6	1,002	-2,4	0,0	166,7
1240	EJO-691	1,012	-1,2	1,003	-1,9	-0,9	36,8
1303	COC-69	1,004	-5,9	0,997	-2,4	-0,7	-145,8
1241	PNT-69	1,019	-0,3	1,002	-0,3	-1,7	0,0
12283	MIR-69	0,985	11,2	1,000	2	1,5	-460,0
MIR692	MIR-692	0,985	11,2	1,000	2	1,5	-460,0
12108	LUC-69	0,980	10,8	1,001	-0,5	2,1	2 260,0
LUC692	LUC-692	-	-	1,001	-0,5	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,988	6,4	0,999	-0,3	1,1	2 233,3
1217	LUN-69	0,999	12,5	1,011	5	1,2	-150,0
MIR69D	MIR-69D	0,980	10,8	1,000	2	2,0	-440,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXXVI. Voltaje y ángulo en nodos del área de influencia en horas de demanda mínima, época seca 2016

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB (p.u.)	CB (°)	CP (p.u.)	CP (°)	Δ (%)	Δ (%)
1106	ESC-231	1,018	0	1,020	0,3	0,2	100,0
1102	ALB-230	1,018	0	1,020	0,3	0,2	100,0
1151	ESC-691	1,019	4,5	1,019	2,5	0,0	-80,0
12204	GAC-691	1,017	5,4	1,018	2,8	0,1	-92,9
12282	SAA-693	1,012	8,5	1,015	3,7	0,3	-129,7
1240	EJO-691	1,023	5,9	1,014	4,2	-0,9	-40,5
1303	COC-69	1,015	2,6	1,007	4,8	-0,8	45,8
1241	PNT-69	1,029	7,2	1,012	5,8	-1,7	-24,1
12283	MIR-69	0,990	19	1,009	8,4	1,9	-126,2
MIR692	MIR-692	0,990	19	1,009	8,4	1,9	-126,2
12108	LUC-69	0,989	18,8	1,011	5,7	2,2	-229,8
LUC692	LUC-692	-	-	1,011	5,7	N/A	N/A
12136	OBI-69	0,996	13,9	1,010	6,1	1,4	-127,9
1217	LUN-69	1,001	20,4	1,016	11,5	1,5	-77,4
MIR69D	MIR-69D	0,989	18,8	1,009	8,4	2,0	-123,8

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXXVII. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda máxima, época seca 2016

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-79,97	-128,33	37,7	26,94	17,23	-56,4	21,7	32,8	33,8
SIQ-230	MAG-230	-97,78	-97,78	0,0	16,06	14,26	-12,6	26,8	26,7	-0,4
SIQ-230	LUC-230	-	-63,7	N/A	-	10,54	N/A	-	17,8	N/A
SIQ-230	PGO-231	17,47	32,75	46,7	-4,88	-2,04	-139,2	4,9	8,7	43,7
PGO-231	LBR-231	41,94	57,17	26,6	6,5	2,75	-136,4	11,1	14,6	24,0
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	-119,2	-	N/A	8,85	-	N/A	50,6	-	N/A
ALB-230	SAA-230D	-	-143,27	N/A	-	1,89	N/A	-	32,3	N/A
SAA-230D	SAA-230	-	-143,34	N/A	-	1,79	N/A	-	32,3	N/A
SAA-230	SAA-230D1	-	-103,67	N/A	-	2,85	N/A	-	23,4	N/A
SAA-230D1	SDI-230	-	-103,85	N/A	-	2,01	N/A	-	44,2	N/A
SDI-230	ENR-230	-	-62,09	N/A	-	5,53	N/A	-	26,4	N/A
SAA-230D1	ENR-230	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	36,67	36,67	0,0	9,81	9,81	0,0	19,3	19,3	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0,01	0	N/A	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	8,8	-13	167,7	2,3	6,79	66,1	15,4	24,5	37,1
EJO-691	PNT-691	6,23	-15,63	139,9	2,41	6,49	62,9	11,4	28,4	59,9
PNT-691	PNT-69	6,21	-15,63	139,7	2,41	6,37	62,2	11,3	28,5	60,4
PNT-69	PNT-692	61,01	32,32	-88,8	2,76	1,95	-41,5	103,2	54,7	-88,7
PNT-692	COC-69	60,97	32,31	-88,7	6,15	0,25	-2 360,0	103,2	54,7	-88,7
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA - 230 KV										
ESC-231	ALB-230	28,95	28,04	-3,2	39,68	33,57	-18,2	12,5	11,1	-12,6
ESC-231	ALB-230	23,97	22,91	-4,6	27,46	23	-19,4	9,6	8,6	-11,6

Continuación de la tabla LXXXVII.

LÍNEA PANTALEÓN -SANTA LUCÍA - OBISPO – MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	17,22	100,0	0	4,34	100,0	0	22,2	100,0
PNT-693	LUC-69	-	17,22	N/A	-	4,34	N/A	-	22,2	N/A
LUC-69	PNT-69D	-9,16	-	N/A	2,04	-	N/A	12	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-9,16	-36,22	74,7	2	16,64	88,0	12	49,6	75,8
OBI-69B	MIR-692	-9,17	-36,41	74,8	1,94	16,15	88,0	12	49,6	75,8
MIR-692	OBI-69A	-66,43	-24,02	-176,6	18,42	7,49	-145,9	87,1	31,5	-176,5
OBI-69A	OBI-69	65,84	23,94	-175,0	21,25	7,74	-174,5	87,1	31,4	-177,4
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM -LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
MIR-69D	MIR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-70	57,1	2,08	0,23	-804,3	73,2	73,1	-0,1
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	15,03	20	24,9	63,6	64,8	1,9
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	19,57	N/A	-	4,94	N/A	-	25,2	N/A
PNT-69	PNT-693	0	17,22	100,0	0	4,34	100,0	0	22,2	100,0
PNT-693	LUC-69	-	17,22	N/A	-	4,34	N/A	-	22,2	N/A
LÍNEA MIRIAM – COCALES										
MIR-692	COC-69	-	54,66	N/A	-	6,95	N/A	-	68,7	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-73,39	-26,22	-179,9	25,67	13	-97,5	81,3	30,5	-166,6
GAC-691	SAA-693	-74,24	-261,34	-181,9	24,68	12,89	-91,5	81,4	30,5	-166,9
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	4,02	7,84	48,7	94,8	94,5	-0,3
SAA-693	CER-692	69,84	37,84	-84,6	9,53	3,88	-145,6	88,3	47,4	-86,3
SAA-693	CER-691	-54,3	-14,05	-286,5	26,57	8,62	-208,2	63,7	17,3	-268,2
CER-691	CER-693	-54,3	-14,05	-286,5	26,37	8,62	-205,9	75,7	20,5	-269,3
CER-693	OBI-69	-55,4	-14,13	-292,1	26,37	8,62	-205,9	75,7	20,5	-269,3
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-37,43	-5,8	-545,3	19,12	10,98	-74,1	43,8	12,9	-239,5
LLR-69	CER-692	-69,84	-37,84	-84,6	9,53	3,88	-145,6	88,3	47,4	-86,3
LLR-69	GGO-69	20,01	20	-0,1	4,85	4,81	-0,8	21,8	21,6	-0,9

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXXVIII. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda media, época seca 2016

Procedencia	Barra	Destino	Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
			CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES											
ESC-231	SIQ-230	-174,49	-248,82	29,9	31,64	14,66	-115,8	45,7	63,6	28,1	
SIQ-230	MAG-230	-99,76	-99,76	0,0	2,08	8,39	75,2	27,3	27,2	-0,4	
SIQ-230	LUC-230	-	-83,31	N/A	-	7,79	N/A	-	23,3	N/A	
SIQ-230	PGO-231	-75,54	-66,55	-13,5	23,18	19,59	-18,3	21,1	18,6	-13,4	
PGO-231	LBR-231	-52,15	-43,12	-20,9	17,01	15,74	-8,1	13,8	11,5	-20,0	
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV											
ALB-230	ENR-230	-35,67	-	N/A	-3,49	-	N/A	15,6	-	N/A	
ALB-230	SAA-230D	-	-96,98	N/A	-	25,61	N/A	-	23	N/A	
SAA-230D	SAA-230	-	-97,02	N/A	-	25,28	N/A	-	22,9	N/A	
SAA-230	SAA-230D1	-	-41,96	N/A	-	23,16	N/A	-	10,9	N/A	
SAA-230D1	SDI-230	-	-42	N/A	-	21,68	N/A	-	20,3	N/A	
SDI-230	ENR-230	-	0	N/A	-	0	N/A	-	2,4	N/A	

Continuación de la tabla LXXXVIII.

SAA-230D1	ENR-230	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	36,67	36,67	0,0	9,92	9,88	-0,4	19,7	19,5	-1,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0	0	0,0	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	-12,23	-19,93	38,6	1,31	9,29	85,9	20,8	37	43,8
EJO-691	PNT-691	-15,04	-22,87	34,2	2,19	8,05	72,8	25,5	40,9	37,7
PNT-691	PNT-69	-15,05	-22,87	34,2	2,19	7,61	71,2	25,5	41,1	38,0
PNT-69	PNT-692	38,29	13,87	-176,1	3,59	2,24	-60,3	64,4	23,9	-169,5
PNT-692	COC-69	38,28	13,87	-176,0	6,75	2,31	-192,2	64,3	23,8	-170,2
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	75,19	66,49	-13,1	54,68	37,25	-46,8	24,1	19,6	-23,0
ESC-231	ALB-230	59,12	51,57	-14,6	35,57	23,24	-53,1	18,5	15,1	-22,5
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	21,52	100,0	0	5,54	100,0	0	27,9	100,0
PNT-693	LUC-69	-	21,52	N/A	-	5,52	N/A	-	28	N/A
LUC-69	PNT-69D	-7,45	-	N/A	3,37	-	N/A	10,5	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-7,46	-44,99	83,4	3,33	13,05	74,5	10,5	58,8	82,1
OBI-69B	MIR-692	-7,47	-45,26	83,5	3,26	12,34	73,6	10,5	58,8	82,1
MIR-692	OBI-69A	-67,03	-33	-103,1	18,47	7,27	-154,1	88,1	42,4	-107,8
OBI-69A	OBI-69	66,43	32,86	-102,2	21,36	7,84	-172,4	88,1	42,4	-107,8
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
MIR-69D	MIR-69	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MIR-69	LUN-69	-30	-70	57,1	2,06	0,18	-1 044,4	73,4	73,3	-0,1
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,85	-47,84	0,0	13,32	20,16	33,9	63,2	65,1	2,9
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	24,46	N/A	-	6,29	N/A	-	31,8	N/A
PNT-69	PNT-693	0	21,52	100,0	0	5,54	100,0	0	27,9	100,0
PNT-693	LUC-69	-	21,52	N/A	-	5,52	N/A	-	28	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	35,73	N/A	-	8,73	N/A	-	45,8	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-76,92	-25,56	-200,9	26,22	13,59	-92,9	85,3	30,4	-180,6
GAC-691	SAA-693	-77,86	-25,68	-203,2	25,13	13,49	-86,3	85,3	30,4	-180,6
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	2,72	3,06	11,1	95,1	95	-0,1
SAA-693	CER-692	69,62	34,79	-100,1	8,78	3,42	-156,7	88,2	43,9	-100,9
SAA-693	CER-691	-57,7	-25,7	-124,5	27,2	9,3	-192,5	67,4	28,9	-133,2
CER-691	CER-693	-57,7	-25,7	-124,5	26,97	9,27	-190,9	80,2	34,3	-133,8
CER-693	OBI-69	-58,93	-25,93	-127,3	26,98	9,27	-191,0	80,2	34,3	-133,8
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIRIOS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-41,32	-6,85	-503,2	20,01	11,91	-68,0	48	14,4	-233,3
LLR-69	CER-692	-69,62	-34,79	-100,1	8,78	3,42	-156,7	88,2	43,9	-100,9
LLR-69	GGO-69	16,54	16,54	0,0	4,21	4,2	-0,2	18,1	18,1	0,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla LXXXIX. Factores de utilización en las líneas de transmisión en el área en horas de demanda mínima, época seca 2016

Barra		Potencia activa			Potencia reactiva			Factor de utilización		
Precedencia	Destino	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (MVar)	CP (MVar)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
LÍNEA ESCUINTLA - SIQUINALÁ - LOS BRILLANTES										
ESC-231	SIQ-230	-122,25	-225,92	45,9	27,11	51,35	47,2	31,4	57,9	45,8
SIQ-230	MAG-230	-109,91	-109,92	0,0	30,85	32,62	5,4	30,6	30,7	0,3
SIQ-230	LUC-230	-	-101,36	N/A	-	16,02	N/A	-	28,1	N/A
SIQ-230	PGO-231	-12,8	-15,24	16,0	-11,8	0,7	1785,7	3,2	3,8	15,8
PGO-231	LBR-231	10,7	8,25	-29,7	2,6	4,09	36,4	3,6	3,4	-5,9
LÍNEA ALBORADA - ENRON 230 KV										
ALB-230	ENR-230	0	-	N/A	0	-	N/A	3,6	-	N/A
ALB-230	SAA-230D	-	-107,87	N/A	-	-0,23	N/A	-	24,1	N/A
SAA-230D	SAA-230	-	-107,9	N/A	-	0,23	N/A	-	24,1	N/A
SAA-230	SAA-230D1	-	-41,97	N/A	-	8,28	N/A	-	9,6	N/A
SAA-230D1	SDI-230	-	-42	N/A	-	6,69	N/A	-	17,9	N/A
SDI-230	ENR-230	-	0	N/A	-	0	N/A	-	2,5	N/A
SAA-230D1	ENR-230	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA ALBORADA - SIDEGUA 230 KV										
ALB-230	SID-230	36,67	36,67	0,0	9,76	9,75	-0,1	19,1	19,1	0,0
LÍNEA ALBORADA - TAMPA 230 KV										
ALB-230	TAM-230	0	0	0,0	0	0	0,0	0,2	0,2	0,0
LÍNEA ESCUINTLA - EL JOCOTE - PANTALEÓN - COCALES										
ESC-691	EJO-691	-18,23	-20,08	9,2	1,72	9,85	82,5	30,5	37,2	18,0
EJO-691	PNT-691	-21,08	-22,97	8,2	0,71	8,62	91,8	35	41	14,6
PNT-691	PNT-69	-21,09	-22,98	8,2	0,45	8,18	94,5	35	41,1	14,8
PNT-69	PNT-692	32,25	7	-360,7	2,2	0,36	-511,1	53,6	11,8	-354,2
PNT-692	COC-69	32,24	7	-360,6	4,24	0,04	-10 500,0	53,5	11,8	-353,4
LÍNEA ESCUINTLA - ALBORADA										
ESC-231	ALB-230	73,49	51,93	-41,5	41,43	37,36	-10,9	21,2	16,1	-31,7
ESC-231	ALB-230	57,01	40,81	-39,7	25,88	24,26	-6,7	16,4	12,4	-32,3
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA - OBISPO - MIRIAM										
PNT-69	PNT-693	0	25,16	100,0	0	2,83	100,0	0	31,5	100,0
PNT-693	LUC-69	-	25,16	N/A	-	2,82	N/A	-	31,5	N/A
LUC-69	PNT-69D	-3,98	-	N/A	0,42	-	N/A	5,1	-	N/A
LUC-692	PNT-69D	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PNT-69D	OBI-69B	-3,98	-51,87	92,3	0,36	16,28	97,8	5,1	67,5	92,4
OBI-69B	MIR-692	-3,98	-52,22	92,4	0,26	15,32	98,3	5,1	67,5	92,4
MIR-692	OBI-69A	-72,87	-34,42	-111,7	22,31	9,85	-126,5	95,9	44,5	-115,5
OBI-69A	OBI-69	72,15	34,28	-110,5	25,76	10,49	-145,6	95,9	44,5	-115,5
PNT-69D	OBI-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LÍNEA SANTA LUCÍA - MIRIAM - LA UNIÓN										
LUC-69	MIR-69D	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
MIR-69D	MIR-69	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MIR-69	LUN-69	-29,99	-70	57,2	2,45	8,72	71,9	73,2	73,2	0,0
LÍNEA MIRIAM - GENERADORA SANTA LUCÍA										
MIR-692	GSL-69	-47,84	-47,84	0,0	16,46	19,83	17,0	64	64,4	0,6
LÍNEA PANTALEÓN - SANTA LUCÍA										
PNT-69	LUC-69	-	28,6	N/A	-	3,23	N/A	-	35,8	N/A
PNT-69	PNT-693	0	25,16	100,0	0	2,83	100,0	0	31,5	100,0
PNT-693	LUC-69	-	25,16	N/A	-	2,82	N/A	-	31,5	N/A
LÍNEA MIRIAM - COCALES										
MIR-692	COC-69	-	29,7	N/A	-	7,16	N/A	-	37,8	N/A
LÍNEA ESCUINTLA - MAGDALENA (LÍNEA 4)										
ESC-691	GAC-691	-85,06	-25,09	-239,0	32,42	11,81	-174,5	94,3	28,8	-227,4
GAC-691	SAA-693	-86,2	-25,21	-241,9	31,08	11,72	-165,2	94,3	28,8	-227,4
SAA-693	SAA-69	-90	-90	0,0	11,41	13,22	13,7	94,8	94,8	0,0
SAA-693	CER-692	68,94	28,14	-145,0	17,06	7,06	-141,6	88,3	36	-145,3
SAA-693	CER-691	-65,39	-29,47	-121,9	31,88	11,07	-188,0	76,1	32,9	-131,3
CER-691	CER-693	-65,39	-29,47	-121,9	31,61	11,05	-186,1	90,4	39,1	-131,2
CER-693	OBI-69	-66,96	-29,76	-125,0	31,6	11,03	-186,5	90,4	39,1	-131,2
LÍNEA ESCUINTLA - LOS LIROS (LÍNEA 5)										
ESC-691	LLR-69	-50,67	-10,28	-392,9	21,52	8,02	-168,3	56,7	13,5	-320,0
LLR-69	CER-692	-68,94	-28,14	-145,0	17,06	7,06	-141,6	88,3	36	-145,3
LLR-69	GGO-69	10,93	10,93	0,0	0,14	0,13	-7,7	11,4	11,4	0,0

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XC. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda máxima, época seca 2016**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	37,54	17,23	-117,9	37,5	17,9	-109,5
ALB 230/69	29,56	13,59	-117,5	61,9	52,7	-17,5
LUC 230/69	-	-63,7	N/A	-	32,4	N/A
SAA 230/69	-	-39,71	N/A	-	26,5	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XCI. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda media, época seca 2016**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	52,5	25,43	-106,4	53,7	26,8	-100,4
ALB 230/69	43,51	20,78	-109,4	94,2	75,6	-24,6
LUC 230/69	-	-83,31	N/A	-	41,9	N/A
SAA 230/69	-	-55,06	N/A	-	36,7	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XCII. **Factores de utilización en los transformadores de potencia en el área en horas de demanda mínima, época seca 2016**

Nombre transformador	Potencia			Factor de utilización		
	CB (MW)	CP (MW)	Δ (%)	CB (%)	CP (%)	Δ (%)
ESC 230/69	68,58	34,33	-99,8	68,6	34,4	-99,4
ALB 230/69	58,81	28,95	-103,1	145,5	119,5	-21,8
LUC 230/69	-	-101,36	N/A	-	51,4	N/A
SAA 230/69	-	-65,95	N/A	-	44,4	N/A

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XCIII. **Ahorro de pérdidas de potencia para el SNI en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2016**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	83,274	80,165	3,109
Media	55,972	53,484	2,488
Mínima	22,07	21,67	0,400

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

Tabla XCIV. **Ahorro de pérdidas de potencia para la zona 2 (TRELEC) en horas de demanda máxima, media y mínima, época seca 2016**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	25,611	20,914	4,697
Media	20,485	17,195	3,290
Mínima	10,955	6,884	4,071

Fuente: elaboración propia, con programa PSAF V 3.2 R.1.5.

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS OPCIONES SOLUCIÓN

En el capítulo anterior se simularon las distintas opciones solución propuestas para la problemática de la poca capacidad de transporte ante el incremento de generación de los ingenios azucareros, en el departamento de Escuintla. Esto permitió realizar la evaluación técnica de cada una de las soluciones propuestas, determinando las opciones que son técnicamente viables. Sin embargo, es necesario determinar si las soluciones propuestas son económicamente factibles, por lo que, en el presente capítulo, se describen los principales factores que se consideran en el análisis económico y se aplican a cada una de las opciones que son técnicamente viables.

En este sentido, se determinó, de acuerdo a los resultados obtenidos, que las opciones técnicamente viables son las siguientes:

- Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC).
- Evacuar el incremento de generación por parte del Ingenio Trinidad, por medio del seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV.
- Evacuar posibles incrementos de generación por parte de los ingenios La Unión, Pantaleón y Madre Tierra, lo cual conlleva: primero, la entrada en operación de la línea Miriam – Cocales 69 kV y ampliación del tramo de línea La Unión – Miriam 69 kV y segundo ampliación de la subestación Santa Lucía y línea de interconexión a la subestación Siquinalá 230 kV.

Por lo tanto, las tres opciones enumeradas serán las evaluadas económicamente. Además, se evalúa el hecho de que se realicen todas las opciones en conjunto para el 2016, basados en los resultados obtenidos en la sección 3.8.7.

4.1. Costos de inversión de las opciones solución

A continuación se detallan los costos asociados a cada una de las diferentes opciones seleccionadas, de acuerdo al análisis técnico, así como el costo en conjunto de todas ellas, como una opción integral para el área analizada en el presente trabajo de graduación.

4.1.1. Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV y ampliación de la subestación Santa Ana Maniobras (TRELEC)

Tomando en cuenta los trabajos a realizar en el área de influencia de la presente opción y a fin de lograr la configuración de operación requerida para implementarla, se presenta la tabla XCV, en donde se incluye el resumen de los trabajos y el costo de los mismos, así como el costo total de implementar el seccionamiento de la línea Alborada – ENRON y ampliar la subestación Santa Ana. Los costos fueron estimados de acuerdo a trabajos similares previamente realizados en la red de transporte del SNI, comprenden el costo de obra civil, interruptores de potencia, materiales y accesorios para su instalación y mano de obra.

Tabla XCV. **Costos de inversión para la opción de seccionar Alborada – ENRON 230 kV y ampliar la subestación Santa Ana**

Trabajo	Mano de obra	Materiales	Total
Nuevo campo de transformación 230/69 kV 150 MVA con interruptor de potencia, en la subestación Santa Ana.	Q 21 724 962	Q 32 587 442	Q 54 312 404
Dos nuevos campos de línea equipados con interruptor de potencia 230 kV, en la subestación Santa Ana.	Q 3 106 866	Q 4 660 299	Q 7 767 165
Ampliación de un tramo de línea de 5,5 kilómetros entre el punto de seccionamiento y la subestación Escuintla.	Q 5 704 272	Q 8 556 407	Q 14 260 679
Construcción de línea de transmisión 230 kV entre el punto de seccionamiento y la subestación Santa Ana, 3 kilómetros.	Q 2 745 371	Q 4 118 057	Q 6 863 428
Costo total del proyecto	Q 33 281 471	Q 49 922 206	Q 83 203 677

Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Evacuar el incremento de generación por parte del Ingenio Trinidad, por medio del Seccionamiento de la línea Alborada – ENRON 230 kV

Tomando en cuenta los trabajos a realizar en el área de influencia de la presente opción y a fin de lograr la configuración de operación requerida para implementarla, se presenta la tabla XCVI, en donde se incluye el resumen de los trabajos y el costo de los mismos, así como el costo total de implementar lo requerido para evacuar el incremento de generación del Ingenio Trinidad por medio de la línea Alborada – ENRON 230 kV. Los costos fueron estimados de acuerdo a trabajos similares previamente realizados en la red de transporte del SNI, comprenden el costo de obra civil, interruptores de potencia, materiales y accesorios para su instalación y mano de obra.

Tabla XCVI. **Costos de inversión para la opción de seccionar Alborada – ENRON 230 kV y evacuar la generación del Ingenio Trinidad**

Trabajo	Mano de obra	Materiales	Total
Nuevo campo de transformación 230/69 kV 70 MVA con interruptor de potencia, en la subestación Trinidad.	Q 12 012 744	Q 18 019 116	Q 30 031 860
Dos nuevos campos de línea equipados con interruptor de potencia 230 kV, en la subestación Trinidad.	Q 3 106 866	Q 4 660 299	Q 7 767 165
Construcción de un nuevo campo en 69 kV, configuración barra partida, en la subestación Trinidad.	Q 761 897	Q 1 142 845	Q 1 904 741
Readecuación de línea Alborada - ENRON 230 Kv	Q 122 017	Q 183 025	Q 305 041
Costo total del proyecto	Q 16 003 523	Q 24 005 284	Q 40 008 808

Fuente: elaboración propia.

4.1.3. Evacuar posibles incrementos de generación por parte de los ingenios La Unión, Pantaleón y Madre Tierra

Tomando en cuenta los trabajos a realizar en el área de influencia de la presente opción y a fin de lograr la configuración de operación requerida para implementarla, se presenta la tabla XCVII, en donde se incluye el resumen de los trabajos y el costo de los mismos, además del costo total de implementar lo requerido para evacuar la generación de los Ingenios La Unión, Pantaleón y Madre Tierra, así como el de la Central Santa Lucía y el Ingenio Santa Ana. Los costos fueron estimados de acuerdo a trabajos similares previamente realizados en la red de transporte del SNI, comprenden el costo de obra civil, interruptores de potencia, materiales y accesorios para su instalación y mano de obra.

Tabla XCVII. **Costos de inversión para los trabajos requeridos para evacuar incrementos de generación de los ingenios azucareros**

Trabajo	Mano de obra	Materiales	Total
Ampliación de línea La Unión - Miriam 69 kV a conductor Flint, 8,57 kilómetros	Q 3 305 115	Q 4 957 672	Q 8 262 787
Nuevo campo de transformación 230/69 kV 200 MVA con interruptor de potencia, en la subestación Santa Lucía.	Q 28 448 804	Q 42 673 207	Q 71 122 011
Dos nuevos campos de línea equipados con interruptor de potencia 230 kV, en las subestaciones Santa Lucía y Siquinalá.	Q 3 106 866	Q 4 660 299	Q 7 767 165
Construcción de línea en 230 kV entre las subestaciones Santa Lucía y Siquinalá, 8,7 kilómetros	Q 5 307 718	Q 7 961 577	Q 13 269 295
Costo total del proyecto	Q 40 168 503,19	Q 60 252 754,79	Q 100 421 258

Fuente: elaboración propia.

4.1.4. **Costo de realizar todas las opciones en conjunto en el año 2016**

Analizando todas las opciones anteriores como una solución conjunta para el área, se suman y consolidan los costos individuales de cada una de las opciones, para posteriormente realizar el análisis económico del conjunto de opciones, tanto con los costos de inversión total, como con los beneficios que implicaría la implementación de todas las opciones, basándose en los resultados obtenidos del análisis técnico realizado en el capítulo anterior (ver tabla XCVIII).

Tabla XCVIII. **Costo total de realizar todas las opciones solución en el 2016**

Trabajo	Mano de obra	Materiales	Total
Opción A	Q 33 281 471	Q 49 922 206	Q 83 203 677
Opción B	Q 16 003 523	Q 24 005 285	Q 40 008 808
Opción C	Q 40 168 503	Q 60 252 755	Q 100 421 258
Costo total	Q 89 453 497	Q 134 180 246	Q 223 633 743

Fuente: elaboración propia.

4.2. Costos de operación y mantenimiento de las opciones

Se considera como costo de operación los costos de personal, materiales y transporte, que cubren la operativa bajo las directrices del centro de control, tanto para las líneas de transmisión como para las subestaciones de transformación y maniobras de la red de transmisión. Operativa que incluye labores de conexión y desconexión de elementos de maniobra.

Es considerado como costo de mantenimiento los costos que implican realizar labores de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de las instalaciones de la red de transporte y del centro de control, incluido el pago de mano de obra calificada para realizar dichas labores.

La supervisión del mantenimiento de subestaciones, líneas de transmisión y centro de control es ejecutada por personal propio de la empresa y los trabajos son ejecutados por terceros, es decir trabajos contratados. Por lo tanto, para el cálculo de costos de mantenimiento, se considera lo establecido en el título V, capítulo IV, artículo 55 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, Sistema de peaje para el STEE, el cual indica que los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, serán como máximo el 3 por ciento del costo total de la inversión de un sistema de transmisión

económicamente adaptado, considerando el factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización establecida por la CNEE, de conformidad con la Ley General de Electricidad y una vida útil de treinta años.

En este sentido se utiliza la función pago del software Excel, ingresando los siguientes datos:

- Tasa de actualización anual de capital = 9,93 %
- Período a evaluar o vida útil = 30 años
- Costo total del proyecto: según la opción evaluada u objeto de estudio

Esta función devuelve el valor actual de una inversión, siendo el valor actual el que tiene la suma de una serie de pagos que se efectuarán en el futuro. Finalmente, al obtener el valor actual con la función pago, se multiplica por el 3 %, considerando el resultado como el costo anual de operación y mantenimiento en cada una de las opciones evaluadas, tal como lo indica el Reglamento de la Ley General de Electricidad.

4.3. Valoración de los beneficios

Los beneficios a valorar consisten en la eficiencia, confiabilidad del sistema, versatilidad y seguridad de operación, además, evitar los altos costos de la potencia no aprovechada por falta de capacidad de transporte en el área de conexión de los ingenios azucareros.

Las pérdidas de potencia y energía se valoran con el precio medio de compra de la potencia (Q 136,44 /kW-mes) y precio medio de la energía en el mercado de oportunidad (Q 0,89 /kWh), según corresponde.

4.4. Evaluación económica

La evaluación económica de un proyecto consiste en determinar si dicho proyecto se puede realizar o no, analizando las diferentes variables que intervienen en él. Esta evaluación se lleva a cabo por medio de varios métodos dentro de los cuales se puede mencionar el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) los cuales proporcionan datos concretos que le permiten al analista y a los inversionistas conocer los riesgos y tomar la decisión correcta. A continuación se presentan los métodos indicados.

4.4.1. Valor actual neto (VAN)

Este método consiste en evaluar los ingresos y egresos de un proyecto en igualdad de condiciones, esto quiere decir que tanto unos como otros se trasladan al momento cero y se procede a hacer la suma algebraica de los mismos, teniendo signo positivos los primeros y signo negativo los segundos. Si el resultado es negativo el proyecto no es factible y si el resultado es positivo el proyecto es factible.

Es muy poco probable que el resultado sea cero, en cuyo caso se toma el proyecto como bueno.

4.4.2. Tasa interna de retorno (TIR)

El dato que se obtiene por este método se puede tomar como el indicador de la rentabilidad de un proyecto, ya que el valor que se obtiene está indicado en porcentaje y corresponde al punto donde el VAN es igual a cero.

El resultado 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.

4.4.3. 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 proyecto, para determinar cuáles son los beneficios por cada quetzal que se sacrifica en el proyecto.

El análisis de beneficio-costos es una técnica importante dentro del ámbito de la teoría de la decisión. Pretende determinar la conveniencia de un 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, entre otros, prestando atención a la importancia y cuantificación de sus consecuencias sociales y económicas.

Tabla XCIX. **Evaluación económica para la opción de seccionar Alborada – ENRON 230 kV y ampliar la subestación Santa Ana**

INFORMACIÓN

Tasa de crecimiento anual	2,9	Por ciento
Tasa de actualización anual de capital	9,9	Por ciento
Costo de la potencia	136,44	Q/kW. Mes
Costo de la energía	0,89	Q/kWh
Ahorro de Pérdidas en AT durante el pico	1 309	kW
Ahorro anual de pérdidas de energía	7 379	MWh
Demanda	61,10	MW
Costo anual de sanciones por subestación	30 000	Q
Costo anual de mantenimiento	263	kQ
Costo del proyecto	83 204	kQ

Año	Demanda Occidente MW	Generación época seca	Capacidad de la línea PNT-COC	Costo Promedio No Transportada Q.	Ahorro de pérdidas		Ahorro Pérdidas Q.	Ahorro total de costos Q.	Costos en Q de operación y Mantenimiento	Flujo neto año Q.
					Potencia kW	Energía MWh				
2015	61,10	175,00	66,70						-83 203 677	-83 203 677
2016	62,88	175,00	66,70	37 180 618	1 386	7 816	9 226 335	46 406 953	-292 579	46 114 374
2017	64,72	175,00	66,70	35 678 860	1 469	8 279	9 772 503	45 451 363	-292 579	45 158 783
2018	66,60	175,00	66,70	34 133 291	1 555	8 769	10 351 001	44 484 293	-292 579	44 191 713
2019	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2020	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2021	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2022	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2023	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2024	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2025	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2026	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2027	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2028	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2029	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2030	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2031	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2032	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2033	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2034	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2035	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2036	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2037	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2038	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2039	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2040	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2041	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2042	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2043	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2044	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056
2045	68,55	175,00	66,70	32 542 634	1 555	8 769	10 351 001	42 893 635	-292 579	42 601 056

RESULTADOS PARA 30 AÑOS	
VNA (EN MILES DE Q.)	328 280
RBC	4,82
TIR (por ciento)	54

Fuente: elaboración propia.

Tabla C. Evaluación económica para la opción de seccionar Alborada – ENRON 230 kV y evacuar la generación del Ingenio Trinidad

INFORMACIÓN		
Tasa de crecimiento anual	2,9	Por ciento
Tasa de actualización anual de capital	9,9	Por ciento
Costo de la potencia	136,44	Q/kW. Mes
Costo de la energía	0,89	Q/kWh
Ahorro de Pérdidas en AT durante el pico	618	kW
Ahorro anual de pérdidas de energía	2 361	MWh
Demanda	4,00	MW
Costo anual de sanciones por subestación	30 000	Q
Costo anual de mantenimiento	126	kQ
Costo del proyecto	40 009	kQ

Año	Demanda Trinidad MW	Generación época seca	Capacidad de la línea TNDALB	Costo Promedio Transportada Q.	Ahorro de pérdidas		Ahorro Pérdidas Q.	Ahorro total de costos Q.	Costos en Q de operación y Mantenimiento	Flujo neto año Q
					Potencia kW	Energía MWh				
2015	4,00	82,80	66,70						-40 008 808	-40 008 808
2016	4,12	82,80	66,70	9 810 016	655	2 501	3 297 246	13 107 262	-156 262	12 951 000
2017	4,24	82,80	66,70	9 711 701	693	2 649	3 492 432	13 204 133	-156 262	13 047 871
2018	4,36	82,80	66,70	9 610 518	734	2 805	3 699 172	13 309 690	-156 262	13 153 428
2019	4,49	82,80	66,70	9 506 384	778	2 971	3 918 150	13 424 534	-156 262	13 268 271
2020	4,62	82,80	66,70	9 399 211	824	3 147	4 150 091	13 549 302	-156 262	13 393 040
2021	4,75	82,80	66,70	9 288 912	873	3 334	4 395 762	13 684 674	-156 262	13 528 412
2022	4,89	82,80	66,70	9 175 395	924	3 531	4 655 976	13 831 371	-156 262	13 675 109
2023	5,03	82,80	66,70	9 058 567	979	3 740	4 931 594	13 990 161	-156 262	13 833 899
2024	5,18	82,80	66,70	8 938 330	1037	3 961	5 223 528	14 161 858	-156 262	14 005 596
2025	5,33	82,80	66,70	8 814 586	1098	4 196	5 532 743	14 347 328	-156 262	14 191 066
2026	5,49	82,80	66,70	8 687 232	1 163	4 444	5 860 262	14 547 494	-156 262	14 391 231
2027	5,65	82,80	66,70	8 556 162	1 232	4 707	6 207 169	14 763 332	-156 262	14 607 069
2028	5,81	82,80	66,70	8 421 269	1 305	4 986	6 574 613	14 995 882	-156 262	14 839 619
2029	5,98	82,80	66,70	8 282 441	1 382	5 281	6 963 807	15 246 248	-156 262	15 089 986
2030	6,16	82,80	66,70	8 139 562	1 464	5 594	7 376 041	15 515 603	-156 262	15 359 341
2031	6,34	82,80	66,70	7 992 516	1 551	5 925	7 812 677	15 805 193	-156 262	15 648 931
2032	6,52	82,80	66,70	7 841 179	1 643	6 276	8 275 161	16 116 340	-156 262	15 960 078
2033	6,71	82,80	66,70	7 685 428	1 740	6 647	8 765 022	16 450 450	-156 262	16 294 188
2034	6,91	82,80	66,70	7 525 133	1 843	7 041	9 283 882	16 809 015	-156 262	16 652 753
2035	7,11	82,80	66,70	7 360 162	1 952	7 458	9 833 456	17 193 618	-156 262	17 037 355
2036	7,32	82,80	66,70	7 190 378	2 068	7 899	10 415 562	17 605 941	-156 262	17 449 679
2037	7,53	82,80	66,70	7 015 642	2 190	8 367	11 032 128	18 047 770	-156 262	17 891 507
2038	7,75	82,80	66,70	6 835 807	2 320	8 862	11 685 192	18 520 999	-156 262	18 364 737
2039	7,98	82,80	66,70	6 650 726	2 457	9 386	12 376 916	19 027 642	-156 262	18 871 380
2040	8,21	82,80	66,70	6 460 246	2 603	9 942	13 109 587	19 569 833	-156 262	19 413 571
2041	8,45	82,80	66,70	6 264 210	2 757	10 531	13 885 630	20 149 839	-156 262	19 993 577
2042	8,69	82,80	66,70	6 062 454	2 920	11 154	14 707 611	20 770 065	-156 262	20 613 803
2043	8,95	82,80	66,70	5 854 812	3 093	11 814	15 578 252	21 433 064	-156 262	21 276 802
2044	9,21	82,80	66,70	5 641 113	3 276	12 514	16 500 431	22 141 544	-156 262	21 985 282
2045	9,48	82,80	66,70	5 421 180	3 470	13 254	17 477 200	22 898 380	-156 262	22 742 118

RESULTADOS PARA 30 AÑOS	
VNA (EN MILES DE Q.)	97 717
RBC	3,35
TIR (Por ciento)	33

Fuente: elaboración propia.

Tabla CI. **Evaluación económica para los trabajos requeridos para evacuar incrementos de generación de los ingenios azucareros**

INFORMACIÓN		
Tasa de crecimiento anual	2,9	Por ciento
Tasa de actualización anual de capital	9,9	Por ciento
Costo de la potencia	136,44	Q/kW. Mes
Costo de la energía	0,89	Q/kWh
Ahorro de Pérdidas en AT durante el pico	3 922	kW
Ahorro anual de pérdidas de energía	9 418	MWh
Demanda	61,10	MW
Costo anual de sanciones por subestación	30 000	Q
Costo anual de mantenimiento	317	kQ
Costo del proyecto	100 421	kQ

Año	Demanda Occidente MW	Generación época seca	Capacidad de la línea PNT-COC	Costo Promedio Transportada Q.	Ahorro de pérdidas de		Ahorro Pérdidas Q.	Ahorro total de costos Q.	Costos en Q de operación y Mantenimiento	Flujo neto año Q.
					Potencia kW	Energía MWh				
2015	61,10	175,00	66,70						-100 421 258	-100 421 258
2016	62,88	175,00	66,70	37 180 618	4 154	9 975	15 679 490	52 860 108	-346 915	52 513 193
2017	64,72	175,00	66,70	35 678 860	4 400	10 566	16 607 662	52 286 522	-346 915	51 939 607
2018	66,60	175,00	66,70	34 133 291	4 661	11 191	17 590 779	51 724 070	-346 915	51 377 155
2019	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2020	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2021	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2022	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2023	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2024	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2025	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2026	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2027	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2028	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2029	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2030	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2031	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2032	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2033	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2034	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2035	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2036	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2037	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2038	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2039	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2040	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2041	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2042	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2043	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2044	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498
2045	68,55	175,00	66,70	32 542 634	4 661	11 191	17 590 779	50 133 413	-346 915	49 786 498

RESULTADOS PARA 30 AÑOS	
VNA (EN MILES DE Q.)	378 317
RBC	4,65
TIR (Porcentaje)	51

Fuente: elaboración propia.

Tabla CII. Evaluación económica de realizar todas las opciones solución en el 2016

INFORMACIÓN		
Tasa de crecimiento anual	2,9	Por ciento
Tasa de actualización anual de capital	9,9	Por ciento
Costo de la potencia	136,44	Q/kW. Mes
Costo de la energía	0,89	Q/kWh
Ahorro de Pérdidas en AT durante el pico	3 109	kW
Ahorro anual de pérdidas de energía	8 797	MWh
Demanda	61,10	MW
Costo anual de sanciones por subestación	30 000	Q
Costo anual de mantenimiento	706	kQ
Costo del proyecto	223 634	kQ

Año	Demanda Occidente MW	Generación época seca	Capacidad de la línea PNT-COC	Costo Promedio Transportada Q.	Ahorro de pérdidas		Ahorro Pérdidas Q.	Ahorro total de costos Q.	Costos en Q de operación y Mantenimiento	Flujo neto año Q.
					Potencia kW	Energía MWh				
2016	61,10	175,00	66,70						-223 633 743	-223 633 743
2017	62,88	175,00	66,70	37 180 618	3 293	9 317	13 684 132	50 864 751	-735 757	50 128 994
2018	64,72	175,00	66,70	35 678 860	3 488	9 869	14 494 186	50 173 046	-735 757	49 437 289
2019	66,60	175,00	66,70	34 133 291	3 694	10 453	15 352 192	49 485 484	-735 757	48 749 727
2020	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2021	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2022	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2023	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2024	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2025	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2026	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2027	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2028	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2029	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2030	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2031	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2032	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2033	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2034	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2035	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2036	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2037	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2038	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2039	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2040	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2041	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2042	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2043	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2044	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2045	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070
2046	68,55	175,00	66,70	32 542 634	3 694	10 453	15 352 192	47 894 826	-735 757	47 159 070

RESULTADOS PARA 30 AÑOS	
VNA (EN MILES DE Q.)	230 453
RBC	2,00
TIR (Por ciento)	21

Fuente: elaboración propia.

4.5. Factibilidad económica

La factibilidad económica se comprueba con el resultado del VAN y de la TIR, al comparar el costo de hacer el proyecto con el valor presente del ahorro de pérdidas y el costo de la potencia no transportada, considerando que el valor anual del ahorro de pérdidas crece a razón del 9,1 % 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 las tablas XCIX a la CI indican que hacer cada una de las opciones propuestas representa beneficios netos en valores presentes, lo cual equivale a relaciones beneficio-costos mayores a 1 y tasas internas de retorno arriba del 15 %, lo cual denota que individualmente las opciones son factibles.

Por lo que, al realizar los cálculos para el 2016, como un proyecto conjunto, las propuestas representan un beneficio neto en valores presentes de Q. 230 453 198, equivalente a una relación beneficio-costos 2,00 y una tasa interna de retorno de 21 por ciento (ver tabla CII).

CONCLUSIONES

1. Al analizar la situación actual de la red de transporte en el departamento de Escuintla, se observa que no es posible transportar los incrementos de potencia de los ingenios azucareros.
2. El análisis de distintas opciones solución permite observar que es necesario realizar inversiones para robustecer la red de transporte a corto y mediano plazo.
3. El análisis permitió determinar que cuatro de las seis opciones planteadas son técnicamente viables y que, en conjunto, solventarán de mejor manera la poca capacidad de transporte a corto y mediano plazo.
4. Las opciones planteadas se adaptan y se integran a los proyectos a largo plazo previstos para el área, es decir, el Plan de expansión de transmisión 2012-2021 área sur.
5. De acuerdo a los resultados de flujos de carga, se observa que el incremento de la capacidad de transformación 230/69 kV, permite descargar la subestación de potencia Escuintla y las líneas de 69 kV del área, ampliando el horizonte de operación de la red de transporte estudiada en el presente trabajo de graduación.

6. En el análisis económico realizado, se observa un beneficio económico en valores presentes netos, lo cual indica que los costos asociados al proyecto pueden ser reconocidos y recuperados por TRELEC, mediante el ingreso que otorga el costo anual de transporte (CAT), autorizado por la CNEE.

RECOMENDACIONES

1. Presentar a la Empresa Transportista Eléctrica Centroamericana – (TRELEC) este trabajo de graduación, con el fin de dar a conocer los resultados obtenidos.
2. Considerar las soluciones que proponen la readecuación de líneas de transmisión y subestaciones de transformación en el área de conexión de los ingenios azucareros.
3. Considerar que aún con las soluciones propuestas, es necesario instalar bancos de capacitores en la barra de 69 kV de la subestación Escuintla, de acuerdo a los valores indicados para cada caso, con el fin de realizar el mayor despacho de generación en horas de demanda mínima.

BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*, Guatemala: CNEE, 2007. p. 256.
2. _____. *Planes de expansión sistema eléctrico guatemalteco una visión a largo plazo*. Guatemala: CNEE, 2007. p. 254.
3. Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión indicativo del sistema de generación 2014-2028*. Guatemala: MEM, 2014. 17 p.
4. _____. *Plan de expansión del sistema de transporte 2014-2023*. Guatemala: MEM, 2014. 29 p.

