



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

**ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPANSIÓN DE
GENERACIÓN PARA EL MEM, CON EL OBJETIVO DE LOGRAR UN
DESPACHO CON EL 80 % DE ENERGÍA RENOVABLE**

Héctor Luis Orozco Navarro

Asesorado por el Ing. Gabriel Armando Velásquez Velásquez

Guatemala, noviembre de 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPANSIÓN DE
GENERACIÓN PARA EL MEM, CON EL OBJETIVO DE LOGRAR UN
DESPACHO CON EL 80 % DE ENERGÍA RENOVABLE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

HÉCTOR LUIS OROZCO NAVARRO

ASESORADO POR EL ING. GABRIEL ARMANDO VELÁSQUEZ VELÁSQUEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Christian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
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:

ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN PARA EL MEM, CON EL OBJETIVO DE LOGRAR UN DESPACHO CON EL 80 % DE ENERGÍA RENOVABLE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 6 de marzo de 2019.

Héctor Luis Orozco Navarro

Guatemala, 7 de mayo de 2018.

Ingeniero
Keneth Issur Estrada Ruiz
Asesor-Supervisor de EPS
Facultad de Ingeniería, USAC
Ciudad Universitaria, Guatemala

Ingeniero Estrada:

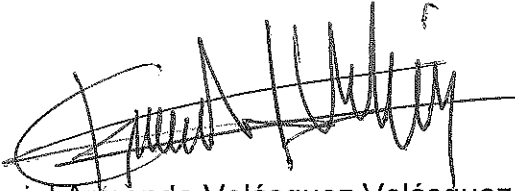
Por medio de la presente, envío a usted el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (EPS), titulado "ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN PARA EL MEM, CON EL OBJETIVO DE LOGRAR UN DESPACHO CON EL 80 % DE ENERGÍA RENOVABLE".

Este trabajo fue desarrollado por el estudiante **Héctor Luis Orozco Navarro**, por la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con carné No. **2007 43129**, quien fue asesorado por el suscrito.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos planteados, solicito darle trámite correspondiente.

Sin otro particular me suscribo.

Atentamente



Gabriel Armando Velásquez Velásquez
Ingeniero Mecánico Electricista
Colegiado No. 12,731

Gabriel Armando Velásquez Velásquez
Ingeniero Mecánico Electricista
Colegiado No. 12,731



Guatemala, 22 de octubre de 2019.
Ref.EPS.DOC.736.10.19.

Ing. Oscar Argueta Hernández
Director Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Argueta Hernández.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Héctor Luis Orozco Navarro** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Registro Académico No. **200743129** y CUI **1719 57873 1202**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN PARA EL MEM, CON EL OBJETIVO DE LOGRAR UN DESPACHO CON EL 80 % DE ENERGÍA RENOVABLE"**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

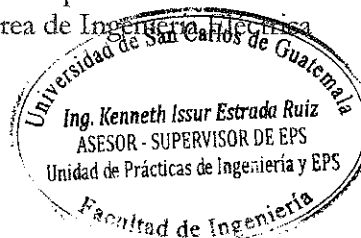
Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Supervisor de EPS

Área de Ingeniería Eléctrica



c.c. Archivo
KIER/ra



Guatemala 22 de octubre de 2019.
Ref.EPS.D.376.10.19.

Ing. Armando Alonso Rivera Castillo
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Rivera Castillo:

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN PARA EL MEM, CON EL OBJETIVO DE LOGRAR UN DESPACHO CON EL 80 % DE ENERGÍA RENOVABLE"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Héctor Luis Orozco Navarro**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Gabriel Armando Velásquez Velásquez y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

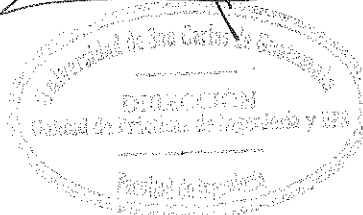
Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Director apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Oscar Argueta Hernández
Director Unidad de EPS



/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

REF. EIME 02. 2020.
09 de ENERO 2020.

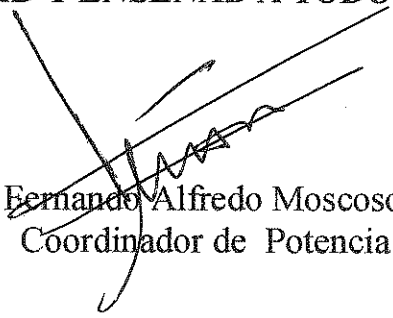
Señor Director
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN PARA EL MEM, CON EL OBJETIVO DE LOGRAR UN DESPACHO CON EL 80% DE ENERGÍA RENOVABLE**, del estudiante; Héctor Luis Orozco Navarro que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Bernardo Alfredo Moscoso Lira
Coordinador de Potencia





REF. EIME 02. 2020.

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: **HÉCTOR LUIS OROZCO NAVARRO** titulado: **ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN PARA EL MEM, CON EL OBJETIVO DE LOGRAR UN DESPACHO CON EL 80% DE ENERGÍA RENOVABLE,** procede a la autorización del mismo.


Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

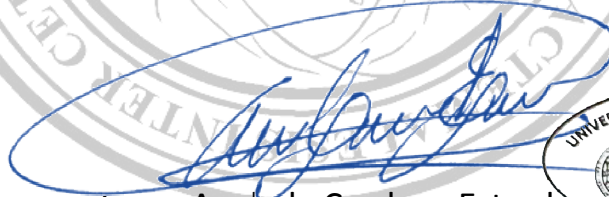


GUATEMALA, 28 DE ENERO 2020.

DTG. 366.2020.

La Decana 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 Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN PARA EL MEM, CON EL OBJETIVO DE LOGRAR UN DESPACHO CON EL 80 % DE ENERGÍA RENOVABLE**, presentado por el estudiante universitario: **Héctor Luis Orozco Navarro**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, noviembre de 2020

AACE/asga

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Es un triunfo compartido, porque él me concedió la sabiduría necesaria durante este proceso para llegar a tan anhelada meta. Honor y gloria por todas sus bendiciones, he aquí la respuesta de tantas oraciones.

Mi padre

Oliverio Inocente Orozco Monzón, por sus sabios consejos, por su apoyo incondicional, es un placer ser su hijo y aquí se ve reflejado el esfuerzo de tantos años, gracias por estar conmigo.

Mi madre

Irma Yojana Navarro Gallo, por no dejarme solo durante todo el proceso, siendo mi fortaleza y hoy puedo decir gracias, madre, porque sin su apoyo esto no hubiera sido posible.

Mis hermanos

Pablo Antonio, Ana Isabel, Juan Ignacio Orozco Navarro, que este triunfo los inspire a seguir adelante y a conseguir cada meta que se tracen, muchas gracias por la ayuda y por estar siempre para mí, los amo mucho.

Mis abuelos

Bruno Rubén Navarro Velásquez, Irma Gallo, por el apoyo brindado, y que este triunfo sea una recompensa a todo su esfuerzo. Saturnino Gregorio Orozco (q. e. p. d.) una plegaria en su memoria, gracias por sus enseñanzas de parte del Cheyo.

Mis sobrinos

Ericka, Daniel, Santiago, Teresita Orozco y Fernandita Ruíz, con mucho cariño.

Mis tíos

Gracias por el apoyo durante el transcurso de la carrera.

Mi tío

Mynor Rubén Navarro Gallo (q. e. p. d.), sé que está muy orgulloso de mí desde el cielo, un fuerte abrazo tío choncho.

Mis primos

Que este triunfo sirva de ejemplo para conseguir las metas que se han trazado en la vida.

Joseline Muralles

Gracias por tu amor, cariño, paciencia y apoyo incondicional. Por inspirarme a finalizar este proceso.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por darme la oportunidad de forjarme profesionalmente y ser útil en la vida.

Facultad de Ingeniería

Por brindarme el conocimiento y los fundamentos para poder ejercer esta magnífica profesión.

**Dirección General
de Energía**

Por proporcionarme los medios para que este proceso de graduación sea finiquitado.

Ing. Justo Fong

Por brindarme el espacio para poder crecer profesionalmente en su institución, así mismo por las enseñanzas compartidas en el transcurso de mi estancia en su distinguida empresa.

Ing. Gabriel Velázquez

Por la ayuda y el apoyo incondicional brindado para que este proceso de formación finalizara, así mismo por la confianza brindada para formar parte del equipo de trabajo, y con esto seguir creciendo en el ámbito profesional.

**Clara Luz Santisteban
y familia**

Por brindarme el apoyo al inicio de este gran sueño, que Dios derrame bendiciones sobre su vida.

**Gustavo Bravo y
Mirna Fuentes**

Por darme un espacio en su familia y proporcionarme un segundo hogar en el transcurso de la carrera.

**Manfredo Orozco y
Yolanda Fuentes**

Por brindarme lugar dentro de su hogar, para que pudiera finalizar y lograr esta meta, gracias por sus consejos.

**Luis González y
Andrea Fuentes**

Son un ejemplo a seguir, siento mucha gratitud por todo el apoyo que me brindaron, gracias por los consejos, por las palabras de aliento.

Joseline Muralles y familia

Por darme un segundo hogar y contribuir para que este proyecto fuera finalizado, es un placer conocer gente tan buena y luchadora como ustedes.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. INFORMACIÓN DEL MEM Y EL SUBSECTOR ELÉCTRICO	1
1.1. Dirección General de Energía	2
1.1.1. Departamento de Desarrollo Energético.....	3
1.1.2. Departamento de Energías Renovables	5
1.2. Unidad de planeación energético minero	6
1.3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	7
1.4. Administrador del Mercado Mayorista	8
1.5. Marco legal del subsector eléctrico	8
1.6. Estructura del subsector eléctrico.....	10
1.7. Fundamento legal del plan de expansión indicativo de generación y el plan de expansión del sistema de transporte	11
1.7.1. Plan indicativo de expansión de generación.....	11
1.7.2. Plan de expansión del sistema de transporte	12
1.8. Política energética guatemalteca.....	12
1.8.1. Ejes de la política energética.....	13

2.	FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE Y PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.....	17
2.1.	Fuentes de energía renovable	17
2.1.1.	Energía solar	17
2.1.2.	Energía eólica	18
2.1.3.	Energía hidráulica	20
2.1.4.	Energía geotérmica	22
2.1.5.	Energía biomásica.....	23
2.2.	Fundamentos de planificación.....	25
2.2.1.	Políticas públicas.....	25
2.2.2.	Clasificación de las políticas.....	25
2.2.3.	Política energética.....	26
2.3.	Planificación energética	27
2.3.1.	Planificación normativa	28
2.3.2.	Planificación indicativa	28
2.3.3.	Planificación estratégica.....	29
2.4.	Diagnóstico para la planificación energética	29
2.5.	Planificación del subsector eléctrico.....	31
2.5.1.	Factores que inciden en la planificación del sistema eléctrico.....	33
2.5.2.	Etapas de la planificación del sistema eléctrico	34
2.6.	Criterios de la planificación del sistema eléctrico	34
2.6.1.	Técnicos	34
2.6.2.	Económicos.....	34
2.6.3.	Financieros.....	35
2.6.4.	Ambientales.....	35

3.	ANÁLISIS DEL DESPACHO DE GENERACIÓN CON UN 80 % RENOVABLE	37
3.1.	Descripción de los planes de expansión de generación anteriores.....	37
3.2.	Descripción de la demanda de energía y potencia.....	38
3.2.1.	Curva de carga	38
3.2.2.	Disgregación de la demanda	39
3.2.3.	Demanda de energía	39
3.2.4.	Demanda de potencia.....	41
3.3.	Sistema eléctrico actual.....	43
3.3.1.	Lista de plantas de generación eléctrica con recurso renovable	44
3.3.2.	Resumen de potencia efectiva instalada por tipo de tecnología	48
3.3.3.	Resumen de potencia efectiva instalada por recurso.....	49
3.4.	Comportamiento de la energía renovable a partir de la publicación de la política energética.....	51
3.5.	Escenario de planificación según la política energética	53
3.5.1.	Plantas en construcción.....	53
3.5.2.	Plantas candidatas	56
3.6.	Escenario de expansión propuesto	57
3.7.	Resultados del escenario según la política energética.....	59
3.7.1.	Cronograma de ingreso de plantas candidatas	59
3.7.2.	Potencia por instalar en el Sistema Nacional Interconectado.....	60
3.7.3.	Composición de la matriz de generación propuesta.....	61
3.7.4.	Despacho de energía propuesta.....	63

4.	ANÁLISIS DE LA INCORPORACIÓN DE UN DESPACHO DE GENERACIÓN CON UN 80 % DE RECURSO RENOVABLE	65
4.1.	Análisis de la red de transmisión con base en el escenario de generación planteado de la política energética	65
4.1.1.	Análisis de la red con las condiciones actuales.....	65
4.1.1.1.	Evaluación de la red de transmisión año 2023	66
4.1.1.2.	Evaluación de la red de transmisión año 2028	68
4.1.2.	Análisis de la red al incluir las plantas de generación propuestas.....	70
4.1.2.1.	Evaluación de la red de transmisión año 2023 incluyendo generación.....	71
4.1.2.2.	Evaluación de la red de transmisión año 2028 incluyendo generación.....	72
4.2.	Propuestas de refuerzos en la red del sistema de transmisión	75
4.2.1.	Alternativa propuestas.....	75
4.2.2.	Análisis del funcionamiento de la red de transmisión eléctrica al incluir alternativas	77
4.3.	Pérdidas en la red de transmisión al evaluar alternativas	82
4.3.1.	Pérdidas en la red de transmisión sin evaluar refuerzos	82
4.3.2.	Pérdidas en la red de transmisión al evaluar alternativas de refuerzo	83
4.4.	Estimación de costos de las propuestas de refuerzo en la red de transmisión.....	86
4.5.	Desafíos de la incorporación del 80 % de energía renovable	88

4.5.1.	Intermitencia de la energía renovable no convencional.....	88
4.5.2.	Aumento de los costos del sistema	90
4.5.3.	Incremento de la probabilidad de falla del sistema	91
4.5.4.	Necesidad de alternativas de respaldo.....	91
4.5.5.	Margen de reserva.....	92
4.6.	Conflictividad social	93
4.7.	El aporte de una matriz energética renovable a las tarifas eléctricas	95
4.8.	Acciones por ejecutar por las instituciones gubernamentales y no gubernamentales	97
CONCLUSIONES		101
RECOMENDACIONES.....		105
BIBLIOGRAFÍA.....		109

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Descripción del marco legal del subsector eléctrico.....	9
2.	Descripción del subsector Eléctrico.....	10
3.	Ejes de la política energética	14
4.	Clasificación de las políticas	26
5.	Descripción del proceso de planificación	30
6.	Proceso de la cadena eléctrica	31
7.	Proceso de planificación sistema eléctrico.....	32
8.	Factores de la planificación.....	33
9.	Gráfica curva de demanda diaria	38
10.	Disgregación de la demanda eléctrica	39
11.	Gráfica de la demanda de energía en Guatemala	41
12.	Demanda de potencia en Guatemala.....	42
13.	Gráfica Potencia efectiva instalada en porcentaje por tecnología	49
14.	Gráfica de potencia efectiva instalada renovable – no renovable	50
15.	Energía generada por tecnología.....	52
16.	Energía producida renovable – no renovable.....	53
17.	Plantas candidatas por tecnología, en MW	57
18.	Factores externos de la planificación	58
19.	Gráfica potencia por instalar anual.....	61
20.	Gráfica comparación matriz propuesta año 2028.....	62
21.	Gráfica de comparación de la potencia propuesta	63
22.	Gráfica de despacho de energía escenario evaluado	64

23.	Gráfica nodos con transgresiones, demanda mínima, época húmeda 2023.....	66
24.	Gráfica nodos con transgresiones, demanda mínima, época seca 2023.....	67
25.	Gráfica nodos con transgresiones, demanda máxima, época seca 2023.....	68
26.	Gráfica nodos con transgresiones, época húmeda, demanda máxima, 2028	69
27.	Gráfica nodos con transgresiones, época seca, demanda máxima 2028.....	70
28.	Gráfica nodos con transgresiones, época húmeda, demanda máxima 2023, incluyendo generación.....	71
29.	Gráfica nodos con transgresiones, época seca, demanda máxima 2023 incluyendo generación	72
30.	Gráfica nodos con transgresiones, época húmeda, demanda máxima incluyendo generación.....	73
31.	Gráfica nodos con transgresiones, época seca, demanda máxima 2028 incluyendo generación	74
32.	Diagrama unifilar refuerzos propuestos en la alternativa 1	76
33.	Diagrama unifilar refuerzos propuesta en la alternativa 2.....	77
34.	Gráfica de evaluación de pérdidas año 2023 sin refuerzos	82
35.	Gráfica de evaluación de pérdidas año 2028 sin refuerzos	83
36.	Gráfica comparación de pérdidas en la red año 2023 evaluando refuerzos.....	85
37.	Gráfica comparación de pérdidas en la red año 2028 evaluando refuerzos.....	86
38.	Gráfica comparativa entre el recurso eólico y la demanda de energía	89

39.	Gráfica comparativa entre el recurso solar fotovoltaico y la demanda de energía	90
40.	Costos variables de generación	95
41.	Porcentaje de distribución de costos en la tarifa eléctrica.....	96

TABLAS

I.	Proyección de la demanda de energía.....	40
II.	Proyección de la demanda de potencia	42
III.	Plantas de cogeneración.....	44
IV.	Plantas de biomasa GDR.....	44
V.	Plantas geotérmicas.....	45
VI.	Plantas fotovoltaicas GDR	45
VII.	Plantas fotovoltaicas	45
VIII.	Plantas eólicas	45
IX.	Plantas hidroeléctricas	46
X.	Plantas hidroeléctricas GDR	47
XI.	Potencia efectiva instalada en el SNI.....	48
XII.	Potencia efectiva instalada renovable - no renovable	50
XIII.	Comportamiento de la energía renovable en Guatemala.....	51
XIV.	Proyectos con autorización UBDP	54
XV.	Proyectos con potencia mayor a 5 MW en construcción.....	55
XVI.	Proyectos con solicitud de registro por el MEM	55
XVII.	Plantas candidatas por región.....	56
XVIII.	Cronograma de ingreso de plantas candidatas.....	59
XIX.	Nivel de tensión de nodos con transgresión, época húmeda, demanda máxima 2023 incluyendo refuerzos.....	78
XX.	Nivel de tensión de nodos con transgresión, época seca, demanda máxima 2023 incluyendo refuerzos.....	78

XXI. Nivel de tensión de nodos con transgresión, época seca, demanda máxima 2023 incluyendo refuerzos79

XXII. Nivel de tensión de nodos con transgresión, época húmeda, demanda máxima 2028 incluyendo refuerzos80

XXIII. Nivel de tensión de nodos con transgresión, época seca, demanda máxima 2028 incluyendo refuerzos81

XXIV. Comparación de pérdidas en la red al evaluar alternativas de refuerzo.....84

XXV. Costos estimados para la alternativa 187

XXVI. Costos estimados para la alternativa 288

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperios
Ah	Amperio hora
Dmax	Demanda máxima
Dmin	Demanda mínima
EH	Época húmeda
ES	Época seca
GWh	Giga Watt hora
kV	KiloVolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hora
m²	Metro cuadrado
m/s	Metro por segundo
MVA	Mega Volt Amperio
MW	MegaWatt
rpm	Revoluciones por minuto
SEN	Sistema eléctrico nacional
pu	Valores por unidad
V	Voltaje
W7m²	Watt por metro cuadrado

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Capacidad efectiva	Es el valor máximo que aporta una unidad de generación al sistema.
Capacidad instalada	Es el valor para el que fue diseñada una unidad de generación.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Confiabilidad	Capacidad de un sistema eléctrico de potencia de mantener el suministro de energía eléctrica ante los requerimientos de demanda.
Demanda eléctrica	Es el valor de potencia de un sistema eléctrico producto del consumo de electricidad de los usuarios finales.
Despacho hidrotérmico	Matriz de generación compuesta por plantas hidroeléctricas y plantas térmicas.
DGE	Dirección General de Energía.

Energía no convencional	Se refiere a las formas de energía intermitente y volátil, por ejemplo: la energía solar, energía eólica y la energía de la biomasa.
Época húmeda	Período estacional de invierno.
Época seca	Período estacional de verano.
Error de control de área	Es la suma de las desviaciones de frecuencia entre lo planificado y lo realizado, incluyendo desviaciones de frecuencia nominal del sistema y lo programado.
Flujo de carga	Herramienta utilizada para el análisis de sistemas de potencia.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
Interconexión eléctrica	Es la interacción entre dos o más países con la finalidad de realizar transacciones comerciales de energía eléctrica.
Licitación	Sistema por el cual se adjudican proyectos de generación y transmisión eléctricas.
Matriz de generación	Conjunto de plantas de generación eléctrica compuesta por distintas tecnologías.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.

MER	Mercado Eléctrico Regional.
NEPLAN	Herramienta para analizar, optimizar y simular la red de transmisión del país.
Nodo	Punto de interconexión eléctrica en la red de transmisión, generalmente es una subestación eléctrica.
PEG	Plan de Expansión de Generación.
PET – 1 - 2009	Proyecto de transmisión que contempla la construcción de 875 kilómetros de líneas de transmisión y 24 subestaciones.
PETNAC 2014	Proyecto de transmisión que contempla la construcción de 604 kilómetros de líneas de transmisión y 29 subestaciones nuevas.
Potencial	Unidad que define la cantidad de recursos existente en el país.
Recurso renovable	Recurso inagotable o que se renueva por naturaleza propia.
Reserva primaria	Se activa en cuestión de segundos utilizando sistemas de control automático en la generación respondiendo a los cambios de frecuencia del sistema.

Reserva secundaria	Este tipo de reserva reemplaza a la reserva primaria y tarda minutos para su activación, de modo que la reserva primaria esté disponible de nuevo en su magnitud original.
sddp	Modelo de despacho hidrotérmico, utilizado para la planificación de corto, mediano y largo plazo del sistema de generación.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Transgresión	Valor fuera de los límites establecidos en la Normas.
UBDP	Contrato de autorización de uso de bienes de dominio público.
UPEM	Unidad de Planeación Energético Minero.

RESUMEN

En este trabajo de graduación se presenta una propuesta de expansión de generación para alcanzar las metas establecidas en la Política Energética del país, elaborada por el Ministerio de Energía y Minas, se evalúa el impacto y las necesidades en la red del Sistema Nacional Interconectado.

En el capítulo 1, se presenta la información general sobre las instituciones que conforman el subsector eléctrico y el marco legal de este; además, se incluye el fundamento legal del plan de expansión indicativo de generación, el fundamento legal del plan de expansión del sistema de transporte; se da a conocer las metas establecidas en el eje 1 de la Política Energética que es el fundamento del presente trabajo.

En el capítulo 2, se dan a conocer las generalidades de las energías renovables, se definen los conceptos de políticas públicas y planificación energética, se presenta los fundamentos para realizar una planificación energética, enfocándose en el subsector eléctrico.

En el capítulo 3, se brinda la evaluación de una propuesta de expansión del sistema de generación del país orientado al aprovechamiento de la energía renovable en un 80 %. Se describe la situación actual del sistema eléctrico, el comportamiento de la energía renovable a partir de la publicación de la Política Energética; se proporciona una lista de las plantas en construcción y las plantas candidatas para evaluar el escenario de expansión. Además, se propone un escenario de expansión con un despacho de energía y un cronograma de ingreso

de las plantas propuestas para el cumplimiento de lo indicado en el eje 1 de la Política Energética.

En el capítulo 4, se presenta el análisis de la red de transporte eléctrico al incluir las propuestas de generación eléctrica para los años 2023 y 2028. Se evalúa la regulación de tensión, las pérdidas en la red; se proponen los refuerzos en las regiones donde se presentan transgresiones y se presentan dos alternativas, los costos para cada alternativa y los desafíos de la energía renovable en el país además del aporte que la generación eléctrica renovable da a la tarifa eléctrica.

OBJETIVOS

General

Evaluar técnicamente la viabilidad de un escenario propuesto de expansión del sistema de generación basado en el 80 % de generación eléctrica a través de recursos renovables en Guatemala.

Específicos

1. Determinar una matriz de generación eléctrica con las tecnologías renovables disponibles que cubran el crecimiento de la demanda.
2. Determinar las propuestas de centrales de generación, recomendando un despacho hidro-térmico que asegure el abastecimiento de la demanda con recursos renovables.
3. Establecer los refuerzos necesarios en la red de transmisión con la adición de las propuestas de proyectos de generación resultantes del escenario con participación del 80 % de recursos renovables.
4. Examinar las principales barreras e incentivos para la instalación de proyectos de energía renovable en el país.

INTRODUCCIÓN

Guatemala promueve acciones con enfoque verde y limpio, apoya la sostenibilidad del subsector eléctrico y mejora las condiciones de competitividad.

La Política Energética 2013-2027 publicada por el Ministerio de Energía y Minas impulsa el desarrollo de los planes de expansión de generación y su objetivo para el año 2027 es que la matriz energética se componga por un 80 % de generación a base de recurso renovable.

La consecución de una matriz de generación con un mayor porcentaje de participación de energías renovables trae beneficios económicos para la población guatemalteca, ya que se reducen los costos de generación. Con ello, la tarifa de electricidad, a largo plazo se mantiene estable, se obtienen beneficios ambientales porque los efectos del cambio climático se pausan y disminuyen las emisiones de gases de efecto invernadero. También se obtienen beneficios sociales porque estos proyectos se desarrollan en áreas muy remotas del país, donde el Estado por medio de sus instituciones, no logra cubrir las necesidades primarias de los pobladores. Las instituciones encargadas de los proyectos, por medio de programas de responsabilidad social, mejoran las condiciones de vida de las comunidades aledañas.

Con este trabajo se analiza el impacto sobre la red eléctrica la inclusión de proyectos de energía renovable para cumplir la meta establecida en la Política Energética. Para ello, se evalúan los aspectos siguientes.

- La necesidad de mayor potencia instalada en el parque de generación para cubrir los momentos con bajas disponibilidad de las plantas de generación con recursos renovables instaladas actualmente.
- La necesidad de refuerzos en el sistema de transmisión, con la adición de nuevas plantas de generación.
- Uso de reservas de energía para garantizar la seguridad del sistema, evitando utilizar plantas de generación con recurso no renovable.

Se evaluó un escenario que ayude a cubrir las expectativas propuestas en el eje 1 de la Política Energética con base a la información de plantas de generación instaladas, plantas de generación que se encuentran en el período de construcción y plantas próximas a entrar en operación comercial.

1. INFORMACIÓN DEL MEM Y EL SUBSECTOR ELÉCTRICO

En seguimiento del Ejercicio Profesional Supervisado, en este primer capítulo, se da a conocer las investigaciones acerca del trabajo de graduación y de las metodologías utilizadas para poder cumplir con el objetivo propuesto.

- Ministerio de Energía y Minas
 - Misión

“Propiciar y ejecutar las acciones que permitan la inversión destinada al aprovechamiento integral de los recursos naturales, que proveen bienes y servicios energéticos y mineros velando por los derechos de sus usuarios y de la sociedad en general”.¹

- Visión

“Somos la institución rectora de los sectores energético y minero, que fomenta el aprovechamiento adecuado de los recursos naturales del país”.²

Este informe fue realizado con información proporcionada por la Unidad de Planeación Energético Minera, el departamento de Desarrollo Energético y el Departamento de Energías Renovables de la Dirección General de Energía del Ministerio de Energía y Minas (DGE-MEM).

¹ Ministerio de Energía y Minas. *Misión y visión*. <https://www.mem.gob.gt/quienes-somos/vision-y-mision/>.

² *Ibíd.*

1.1. Dirección General de Energía

La Dirección General de Energía depende directamente del Ministerio de Energía y Minas, y le corresponde desarrollar la función de asesoría, supervisión y fiscalización de todo lo relacionado con las operaciones en materia energética en Guatemala, que estén enmarcadas dentro de sus funciones y en las que tenga injerencia el Ministerio de Energía y Minas.

Particularmente le compete cumplir las atribuciones que se describen a continuación:

- Velar por el estricto cumplimiento de las leyes y reglamentos atinentes a sus funciones y atribuciones.
- Ejecutar las políticas, planes de Estado y programas indicativos de las diversas fuentes energéticas.
- Velar porque el proceso de autorización de instalaciones en centrales eléctricas, prestación de los servicios de transporte y distribución final de electricidad, y constitución de servidumbres, se realice conforme a la Ley General de Electricidad, en lo que corresponde.
- Coordinar la identificación, la selección, los concursos para la evaluación socioeconómica, los estudios de ingeniería y construcción de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o utilidad pública, así como la supervisión de los mismos, de acuerdo a las políticas del Estado.
- Convocar a concurso las zonas de servicio de distribución final de energía eléctrica.
- Establecer en coordinación con las entidades pertinentes, políticas, estrategias y planes de acción, normas y reglamentos, para lograr la protección de la población y el medio ambiente contra los riesgos mediatos e inmediatos, producto de la construcción y la operación de proyectos energéticos.
- Promover y desarrollar programas dirigidos al estudio, uso eficiente, y conservación de las fuentes energéticas, y divulgar los logros obtenidos para vincularlos al desarrollo del país.
- Vigilar porque en lo que le compete, se cumplan en el territorio nacional las disposiciones legales y los tratados internacionales suscritos y ratificados por Guatemala, en materia energética.
- Solicitar y recibir servicios de asistencia técnica, asesoría y otros que proporcionan los organismos, personas individuales y jurídicas, nacionales e internacionales, y verificar que la asistencia proporcionada se utilice adecuadamente en beneficio de los intereses nacionales, así como es el órgano coordinador y de relación cuando proceda, con dichos organismos y demás entidades relacionadas con las fuentes energéticas.

- Inspeccionar, vigilar, supervisar y fiscalizar las operaciones, los actos y el cumplimiento de las obligaciones relacionadas con la importación y exportación, uso y transporte de materiales radiactivos, de acuerdo a la Ley para el control, uso y aplicación de radioisótopos y radiaciones ionizantes, y los reglamentos derivados, así como las actividades desarrolladas por las instituciones públicas y privadas que hagan uso de radiaciones ionizantes.
- Vigilar por el cumplimiento de los requisitos técnicos necesarios, que aseguren la operación normal de las instalaciones donde se emplean radiaciones en sus diversas aplicaciones.
- Estudiar y emitir dictamen sobre los expedientes en materia de su competencia.
- Estudiar y preparar guías, circulares, disposiciones y resoluciones que regulen las diferentes actividades técnicas inherentes a sus funciones y atribuciones.
- Recopilar y analizar los datos estadísticos referentes a las fuentes energéticas y preparar publicaciones de divulgación de las mismas, así como servir de órgano de información del Ministerio de Energía y Minas, respecto a su uso y posibles aplicaciones.
- Las demás que le correspondan conforme a las leyes y reglamentos vigentes y las que sean inherentes al cumplimiento de sus funciones.³

1.1.1. Departamento de Desarrollo Energético

El Departamento de Desarrollo Energético tiene a su cargo las siguientes funciones y atribuciones:

- Cumplir con las instrucciones giradas por la Dirección General de Energía velando por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su Reglamento, así como de las leyes y reglamentos que tengan relación con el subsector eléctrico, en lo que corresponde.
- Coordinar la recopilación y análisis de variables económicas y energéticas que describan el comportamiento del subsector eléctrico (Generación, Exportación e importación de energía eléctrica, Precios de electricidad, Usuarios) para la elaboración de informes estadísticos correspondientes al subsector eléctrico.
- Coordinar la elaboración de los programas indicativos relativos al subsector eléctrico, basados en las políticas y estrategias dictadas por el Ministerio.
- Coordinar la recopilación y análisis de variables energéticas para la elaboración del balance energético de Guatemala.

³ Ministerio de Energía y Minas. *Manual de Funciones y Descripción de Puestos Dirección General de Energía*. p. 18-19

- Coordinar y desarrollar programas, planes y estrategias para promover la eficiencia energética del país.
- Promover y participar en reuniones con las autoridades de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Mercado Mayorista y los agentes del subsector eléctrico, con la finalidad de establecer el desarrollo del subsector.
- Coordinar la transferencia de información técnica, operativa y financiera con los distintos agentes del subsector eléctrico.
- Realizar el análisis técnico de las solicitudes de inscripción en el Registro del Ministerio de Energía y Minas, de Agentes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios.
- Dictaminar sobre las solicitudes de constitución de servidumbres.
- Dictaminar en relación a solicitudes de autorización de uso de bienes de dominio público para generación, transporte y distribución final de energía eléctrica.
- Coordinar las actividades de energización rural entre las entidades e instituciones gubernamentales y no gubernamentales.
- Atender y estudiar solicitudes de electrificación rural de diferentes entidades públicas y privadas, municipalidades y comunidades con el objeto de desarrollar la evaluación socioeconómica para la búsqueda de financiamiento.
- Elaborar los informes de evaluación socioeconómica de los proyectos de electrificación rural que se ejecuten con financiamiento total o parcial del Estado, y que sean de beneficio social o de utilidad pública, de acuerdo al artículo 47 de la Ley General de Electricidad.
- Identificar y seleccionar, estudios de ingeniería, desarrollar perfiles (prefactibilidad y factibilidad) de la gestión financiera de proyectos de electrificación rural y de la construcción, de beneficio social o utilidad pública, así como la supervisión de los mismos, de acuerdo a las políticas de Estado.
- Desarrollo de memoria de labores, e informes de avance físico y financiero de los proyectos de electrificación rural.
- Programar, evaluar el seguimiento a proyectos de electrificación rural, asimismo presentar soluciones sobre problemas en materia de su competencia, ante entidades Gubernamentales y no Gubernamentales.

- Las demás que le corresponda de acuerdo a las leyes, reglamentos vigentes y las que sean inherentes al cumplimiento de sus funciones.⁴

1.1.2. Departamento de Energías Renovables

El Departamento de Energías Renovables tiene a su cargo las siguientes funciones y atribuciones:

- Formular planes de acción para incrementar el conocimiento del potencial de las energías renovables del país.
- Identificar, localizar, evaluar e inventariar el potencial energético renovable del país.
- Promover convenios con entidades públicas y privadas que formulen proyectos de generación eléctrica para establecer catálogos de los mismos.
- Propiciar convenios con entidades públicas y privadas que registren información de energías renovables, en cuanto a la sistematización de la transferencia de información.
- Contribuir en la formulación de políticas y estrategias de desarrollo de las energías renovables.
- Establecer un sistema de información seleccionada, sistemática, actualizada, consistente y confiable que en forma oportuna, permanente y dinámica, proporcione información para elevar la capacidad de la planificación indicativa del sector eléctrico.
- Establecer y proponer los mecanismos de recopilación, almacenamiento, administración y divulgación de la información relativas a las energías renovables.
- Implementar los conceptos científicos y tecnológicos para asegurar homogeneidad y consistencia de la información.
- Apoyar en la elaboración de propuestas de normativas y leyes relacionadas con las fuentes renovables de energía.
- Cumplir con las actividades relacionadas con las leyes de las energías renovables, encontrándose dentro de estas: Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable (Decreto 52-2003) y su reglamento; Ley del Alcohol Carburante y todas aquellas normativas relacionadas con las energías renovables.

⁴ Ministerio de Energía y Minas. *Manual de Funciones y Descripción de Puestos Dirección General de Energía*. p. 51-52.

- Atender las solicitudes de entidades nacionales e internacionales sobre los avances y expectativas en el campo de las energías renovables.
- Otras que la Dirección General de Energía le asigne, atendiendo las áreas de su competencia.⁵

1.2. Unidad de planeación energético minero

La labor de esta unidad del Ministerio de Energía y Minas es propiciar y ejecutar las acciones que permitan la inversión destinada al aprovechamiento integral de los recursos naturales, que proveen bienes y servicios energéticos y mineros, velando por los derechos de sus usuarios y de la sociedad en general; a esta unidad le corresponde las siguientes funciones:

- Establecer la demanda energética y minera de la población y de la actividad económica productiva del país, con base a proyecciones que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas de los recursos energéticos – mineros destinados al desarrollo del mercado nacional, regional y mundial en un entorno global.
- Estudiar y proponer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.
- Elaborar el Plan Nacional de Desarrollo Minero, Plan Nacional de Hidrocarburos y los Planes de Expansión del Sistema Eléctrico considerando los planes de desarrollo social y económico del país y en consulta con entidades del marco institucional y los agentes del mercado de acuerdo a lo señalado en las leyes y reglamentos.
- Desarrollar análisis técnicos, económicos y de mercados de las principales variables sectoriales, precios, tarifas, costos, subsidios y evaluar el impacto del subsector eléctrico, energético minero en la economía del país.
- Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, para la generación eléctrica.
- Evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de electricidad y de otros energéticos.
- Elaborar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas en materia de política energética y minera.
- Establecer los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda en los mercados de electricidad, hidrocarburos y minería.

⁵ Ministerio de Energía y Minas. *Manual de Funciones y Descripción de Puestos Dirección General de Energía*. p. 96-97.

- Asesorar y preparar informes en materia de planeación, estudios técnicos y económicos y de mercado sobre temas específicos cuando se requiera a solicitud de las Direcciones Generales y del Despacho Superior.
- Fomentar, diseñar y establecer de manera prioritaria de los planes, programas y proyectos relacionados con el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía en todos los campos de la actividad económica y adelantar las labores de difusión necesarias.
- Organizar, operar y mantener una base de datos oficial de información estadística, de las características del mercado, infraestructura de los sectores, agentes y participantes del sector energético – minero, procurando la normalización de la información obtenida, elaborar y divulgar el balance energético nacional, la información estadística, los indicadores de los sectores, así como los informes y estudios de interés.
- Establecer los indicadores de evaluación y desempeño de los sectores energético y minero, con el fin de elaborar informes que monitoreen y cuantifiquen su gestión.
- Elaborar y proponer la memoria institucional de los sectores y el balance energético nacional.
- Trabajar conjuntamente con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Administrador del Mercado Mayorista y los agentes de dicho mercado, en la elaboración de los planes de expansión de la generación y transmisión del subsector eléctrico nacional, de acuerdo a lo señalado en los reglamentos de la Ley General de Electricidad.⁶

1.3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Es la entidad creada como órgano técnico del Ministerio que se encarga de fijar precios de la energía eléctrica, velando que la misma sea con los mejores índices de calidad, asegurando así las condiciones de competencia dentro del Mercado Mayorista, teniendo independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones:

- Cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y su Reglamento en materia de su competencia, e imponer las sanciones correspondientes 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.

⁶ Ministerio de Energía y Minas. *Manual de Procedimientos – Unidad de Planeación Energético Minero*. p. 7-8.

- Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la presente ley, así como la metodología de las mismas.
- Dirimir controversias resultantes entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como intermediario cuando no exista algún acuerdo entre las partes involucradas.
- Emitir las normas técnicas referentes al subsector eléctrico, fiscalizando su cumplimiento.
- Emitir las disposiciones y normativas para brindar garantía del libre acceso y utilización de la infraestructura de transmisión y distribución, de acuerdo a la Ley General de Electricidad y su reglamento.⁷

1.4. Administrador del Mercado Mayorista

Es la entidad encargada de velar por el correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado del país, incluyendo sus interconexiones, realizando el despacho o programación de la operación, coordinando que la operación del Sistema Nacional Interconectado este dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad.

- Coordinar la operación de las centrales de generación, las líneas de transmisión y las interconexiones internacionales, con la finalidad de que sea al mínimo costo en un mercado de libre contratación entre los distintos agentes inscritos.
- Garantizar la seguridad, calidad y la continuidad del suministro de energía eléctrica.
- Establecer precios de mercado a corto plazo para las transferencias de potencia y energía, entre los agentes del Mercado Mayorista cuando en estas no existan contratos libremente pactados.⁸

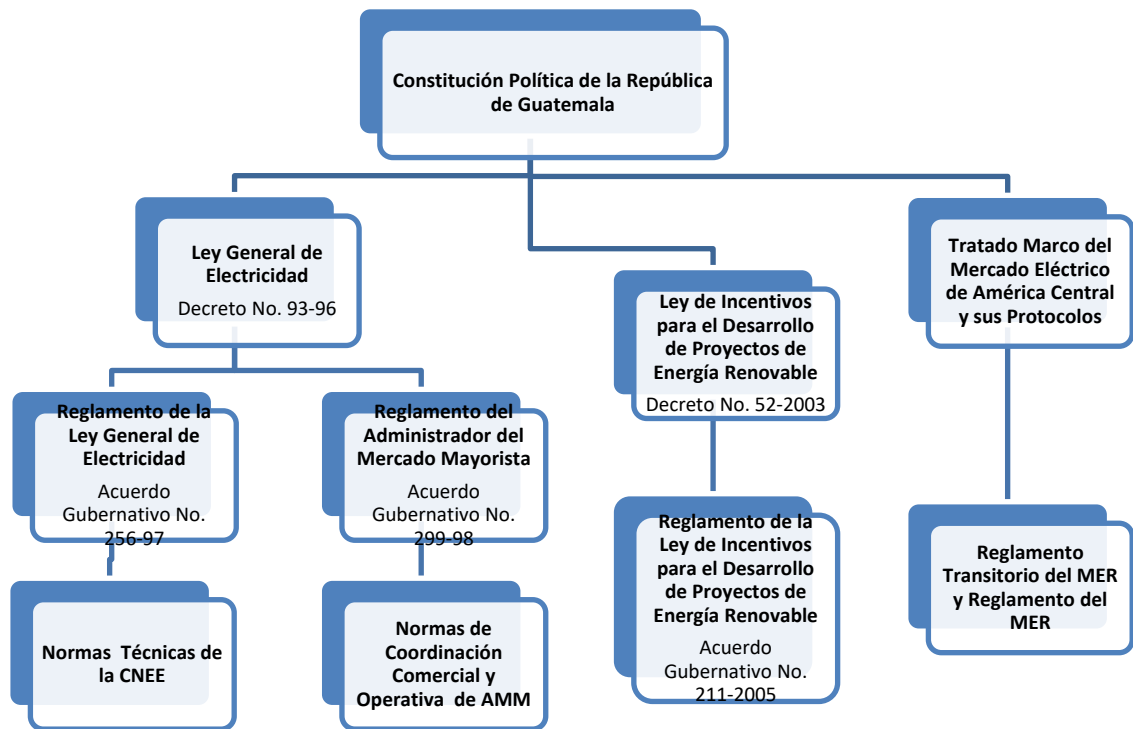
1.5. Marco legal del subsector eléctrico

A continuación, se describe el Marco Legal del Subsector Eléctrico.

⁷ Ley General de Electricidad. *Artículo 4.* p. 4.

⁸ Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. *Artículo 14 y 15.* p. 72.

Figura 1. Descripción del marco legal del subsector eléctrico



Fuente: elaboración propia.

En la Ley General de Electricidad se establece, que:

- “La generación de electricidad es libre en el país y no se requiere ninguna autorización por parte del Estado, sin embargo, de utilizar bienes del Estado para este fin se requiere de la respectiva autorización del Ministerio cuando la potencia exceda de 5 MW”.⁹
- El transporte de electricidad es libre, cuando para ello no sea necesario la utilización de bienes de dominio público. Si el transporte de electricidad implica la utilización de bienes de dominio público se sujetará a una previa autorización.

⁹ Ley General de Electricidad. *Artículo 8.* p. 7.

- Se determina libertad en los precios por la prestación del servicio de electricidad, exceptuando los servicios de transporte y distribución, los cuales están sujetos a la autorización correspondiente. La transferencia de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores, que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación.¹⁰

1.6. Estructura del subsector Eléctrico

A continuación, se muestra la estructura del subsector eléctrico.

Figura 2. Descripción del subsector Eléctrico



Fuente: elaboración propia.

El subsector eléctrico tiene su rectoría en el Ministerio de Energía y Minas que tiene la responsabilidad de aplicar la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Vela porque se cumplan las obligaciones y formula políticas

¹⁰ Ley General de Electricidad. Artículo 1, inciso b). p. 4.

públicas para beneficiar al sector energético. La regulación está a cargo de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Vela por el derecho de los usuarios, emisión de tarifas y la fiscalización del cumplimiento de las normas técnicas emitidas. La coordinación comercial y operativa del Sistema Nacional Interconectado es obligación del Administrador del Mercado Mayorista una entidad sin fines de lucro que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista.

1.7. Fundamento legal del plan de expansión indicativo de generación y el plan de expansión del sistema de transporte

A continuación, se muestra el plan de expansión indicativo de generación y el plan de expansión del sistema de transporte.

1.7.1. Plan indicativo de expansión de generación

El proceso de elaboración del Plan de Expansión Indicativo de Generación está establecido en el Artículo 15 Bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista delegando al Ministerio de Energía y Minas, a través de un órgano técnico especializado La Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM) la planificación de la expansión del Sistema de Generación tomando en cuenta criterios de eficiencia económica y garantizando el suministro de energía eléctrica a la población.

El horizonte de estudio para la planificación del sistema de generación como mínimo debe cubrir diez años y el mismo debe ser elaborado con una periodicidad de dos años. El Administrador del Mercado Mayorista debe brindar apoyo realizando estudios técnicos y proporcionando la información que el órgano técnico solicite para realizar el análisis del comportamiento del Sistema Nacional Interconectado, logrando identificar las necesidades de generación para cubrir la demanda del país; esta información deberá ser presentada antes del uno de mayo del año correspondiente a la elaboración del plan. El plan debe estar elaborado antes del treinta de septiembre del año que corresponda, posteriormente el plan deberá ser presentado a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y al Administrador del Mercado Mayorista, durante la primera semana del mes de octubre. La CNEE y el AMM tendrán que presentar ante el órgano técnico observaciones en un período de treinta días calendario, las cuales podrán ser

aceptadas o rechazadas por el órgano técnico, sustentando mediante estudios técnicos y económicos en caso de ser rechazadas.¹¹

1.7.2. Plan de expansión del sistema de transporte

En el artículo 54 del Reglamento de la Ley General Electricidad se delega al Ministerio de Energía y Minas la creación de un Órgano Técnico Especializado para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, con la participación de las instituciones que intervienen en el sub – sector eléctrico. El Plan deberá elaborarse cada dos años y cubrir como mínimo un horizonte de diez años, considerando los proyectos de generación en construcción y los que tengan programado entrar en operación dentro del horizonte de estudio.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte, debe cumplir con lo indicado en la Norma Técnica de Transmisión emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, considerando el suministro de electricidad necesario para satisfacer los requerimientos de la demanda futura proyectada para el sistema, haciendo que el costo de inversión y operación de las obras propuestas sean mínimos, así como minimizar las pérdidas en las líneas de transmisión.

El plan de expansión del Sistema de Transmisión debe ser elaborado antes del 30 de septiembre del año que corresponda, y su resultado será presentado a la CNEE y AMM en la primera semana del mes de octubre para que formulen sus observaciones dentro de los 30 días calendario siguientes, las cuales pueden ser aceptadas o rechazadas por el Órgano Técnico Especializado, en los siguientes quince días calendario, justificando mediante estudios técnicos en caso de improbar alguna observación.

Al finalizar el proceso de elaboración del Plan, el mismo será publicado en la primera quincena de enero del año siguiente, por el Ministerio de Energía y Minas.¹²

1.8. Política energética guatemalteca

El fundamento legal de la Política Energética se establece en los artículos 97, 119, 121 y 125 de la Constitución Política de la República de Guatemala, dejando como obligación del Estado de propiciar el desarrollo social, económico y tecnológico que prevenga la contaminación del medio ambiente. Así mismo, adoptar las medidas que sean necesarias para la conservación, desarrollo y aprovechamiento de los recursos naturales en forma eficiente; indicando que se deben establecer y propiciar las condiciones propias para la exploración y

¹¹ CNEE. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. p. 72.

¹² CNEE. *Reglamento de la Ley General de Electricidad*. p. 35.

comercialización de hidrocarburos, minerales y demás recursos no renovables. Finalmente, se declara de urgencia nacional la electrificación del país.

La política energética 2013 – 2028 fue publicada el 26 de febrero de 2013, teniendo como finalidad el fortalecimiento de las condiciones necesarias para que el país pueda ser competitivo, eficiente y sostenible en el uso y aprovechamiento de los recursos energéticos existentes en el país.

La orientación de este instrumento público ayuda a fortalecer la institucionalidad del sector energético, transformando la matriz energética priorizando la utilización de energías limpias amigables con el medio ambiente para el consumo nacional.

1.8.1. Ejes de la política energética

A continuación, se muestran los ejes de la política energética.

Figura 3. Ejes de la política energética



Fuente: elaboración propia, empleando información de la Política Energética.

En el primer eje se indica como meta de largo plazo alcanzar un 80 % de la generación de energía eléctrica por medio del aprovechamiento del recurso renovable existente en el país. En el momento de elaboración de este instrumento, se estimó que existía un 15 % de potencial hídrico aprovechado en el país, así mismo existía un 5 % de potencial geotérmico aprovechado y ni el recurso eólico ni el recurso solar tenían un porcentaje de aprovechamiento. Actualmente, el potencial aprovechado de recurso hidroeléctrico es del 22 %, el potencial biomásico ha aumentado 200 MW. Existen 107 MW de potencia efectiva instalada aprovechando el potencial eólico y 80 MW instalados que aprovechan el recurso solar para la generación.

En otra meta a largo plazo de la política energética, se indica que debe promocionarse la generación de 500 MW de potencia eléctrica con base en el aprovechamiento de energías primarias limpias, también el incremento de 1 500 km de líneas de transmisión en diferentes niveles de voltaje de la red de

transporte del país. Al momento de la publicación de la política energética, el número de agentes debidamente autorizados como transportistas era siete, existían regiones del país que no formaban parte del Sistema Nacional Interconectado.

Finalmente, otra meta por destacar en la política energética es la ampliación de la cobertura eléctrica en el territorio nacional. Se proyecta que el 95 % de la población guatemalteca cuente con acceso al suministro de energía eléctrica. Al momento de la publicación de la política energética, el índice de cobertura eléctrica se registró como el 85,6 %. El departamento de Guatemala es el que presenta los mejores índices de cobertura eléctrica en el país y el departamento de Alta Verapaz registra el menor porcentaje de cobertura eléctrica con un 35,4 %. Actualmente, el índice de cobertura eléctrica es de 92,5 % registrando un aumento del 6,9 % al 2016.

2. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE Y PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

2.1. Fuentes de energía renovable

En el artículo 4, de la Ley de Incentivos Fiscales para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Decreto 52-2003, se define que “los recursos energéticos renovables son aquellos que tienen como característica común que no se agotan o que se renuevan por naturaleza; incluyendo: la energía solar, la energía eólica, la hidroenergía, la energía geotérmica, la biomasa y la energía de las mareas”.¹³

2.1.1. Energía solar

Se define como el aprovechamiento directo de la radiación del sol para producir energía calorífica y energía eléctrica. Este tipo de energía necesita sistemas de captación y concentración para su aprovechamiento, debido a la intermitencia que presenta el recurso resulta necesario también poseer sistemas de almacenamiento.

Los componentes de una planta solar fotovoltaica son:

- Módulos solares o paneles solares fotovoltaicos: estos componentes tienen como finalidad la transformación de la radiación solar en energía eléctrica por medio del efecto fotoeléctrico; generalmente, se fabrican con un material semiconductor (silicio) mono (cristalino o poli) cristalino.

¹³ CNEE. *Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable. Artículo 4.* p. 4.

- Reguladores de carga: son componentes que administran eficientemente la energía que se conduce hacia las baterías. De esta manera, se prolonga la vida útil de las mismas, debido a que brinda protección contra sobrecargas.
- Baterías (acumulador): almacenan la energía generada por los paneles solares, para utilizarla en otro momento. La unidad de medida es en Amperios hora (Ah) y su utilización es basada en la capacidad de almacenamiento de energía.
- Inversores: la función de estos componentes es convertir la corriente continua proveniente del banco de baterías en corriente alterna.
- Soportes: son componentes pasivos que se encargan de mantener en su lugar los paneles solares, soportando intemperie de forma constante.

Dada la posición geográfica del país, existen valores de radiación solar para el aprovechamiento de esta forma de energía, como se menciona en la Política Energética 2013-2027, se estima un potencial de radiación horizontal promedio de 5.3 kWh/m²/día en todo el país.

2.1.2. Energía eólica

Se produce cuando el sol calienta de forma desigual las masas de aire. De esta forma, crea zonas con distintas presiones atmosféricas que producen un movimiento desde las zonas de alta presión a las zonas de baja presión de las masas de aire. Esto origina vientos que se aprovechan como energía cinética para la generación de energía eléctrica.

Las plantas que aprovechan este recurso funcionan principalmente mediante la utilización de máquinas con capacidad de convertir la energía mecánica del viento en energía eléctrica llamadas aerogeneradores, que constan de las siguientes partes:

- **Góndola:** en este componente se encuentran ubicados el multiplicador y el generador eléctrico.
- **Sistema de captación (rotor):** está compuesto por un conjunto de palas encargadas de la captación de la energía del viento, para posteriormente transformar dicha energía en energía mecánica de rotación.
- **Buje:** está fabricado en acero moldeado, funciona como soporte de las palas.
- **Eje de baja velocidad:** componente que parte del buje y lo conecta con el multiplicador.
- **Sistema de orientación de las palas del rotor:** se utiliza para mejorar el aprovechamiento de la energía del viento, variando la posición de las palas permanezcan siempre perpendiculares.
- **Multiplicador:** este componente transmite la potencia desde el eje de baja velocidad hacia el eje de alta velocidad, se compone de engranajes helicoidales.
- **Eje de alta velocidad:** este componente gira aproximadamente a 1 500 rpm, permitiendo así el funcionamiento del generador eléctrico.

- Generador eléctrico: este componente está encargado de convertir la energía mecánica en energía eléctrica.
- Controlador electrónico: con este componente se monitorea las condiciones del aerogenerador de manera remota.
- Instrumentos meteorológicos: son sensores encargados de monitorear la velocidad, aceleración y dirección del viento.
- Unidad de refrigeración: este componente contiene un ventilador eléctrico que se encarga de mantener una temperatura normal en los demás componentes del aerogenerador.
- Soporte: consiste en una torre que es encargada de brindar soporte al rotor.
- Sistema de regulación: es el encargado de mantener el giro de las aspas del rotor a una velocidad constante.
- Sistema de transmisión y de almacenamiento.

En la Política Energética 2013-2027 se estima que, en el país, existe un potencial eólico de 280 MW. En la actualidad, los proyectos eólicos aportan una potencia efectiva de 107 MW al Sistema Nacional Interconectado.

2.1.3. Energía hidráulica

Consiste en el aprovechamiento de la energía potencial que se produce al trasladar una corriente de agua, desde un punto más alto a un punto más bajo,

posteriormente, se transforma en energía mecánica por medio de una turbina. La energía mecánica se utiliza para mover un generador y producir la energía eléctrica.

Los componentes de una central hidroeléctrica son los siguientes:

- Embalse: en esta parte de la central se acumula el agua del río, para posteriormente regular el caudal turbinado.
- Presa: se utiliza para retener el agua contenida en el embalse.
 - Aliviaderos: son las salidas de agua utilizadas para la regulación del volumen de agua almacenada.
 - Tubería forzada: es la conexión entre el embalse y la casa de máquinas, tiene la capacidad de soportar mucha presión.
 - Canal de descarga: por medio de este canal se redistribuye el agua al río.
- Casa de máquinas: en este lugar se sitúan los equipos encargados de la transformación de la energía cinética en mecánica y posteriormente en energía eléctrica.
 - Turbinas: son las máquinas utilizadas para transformar la energía cinética del agua en energía de rotación.
 - Generador: esta máquina se encuentra acoplada a la turbina, se encarga de convertir la energía de rotación en energía eléctrica.

En el año 2017, se conecta al Sistema Nacional Interconectado (SNI) una potencia efectiva instalada de 1350 MW en centrales hidroeléctricas aproximadamente.

La primera hidroeléctrica instalada en Guatemala data del año 1884. Se instaló al norte de la ciudad en la finca El Zapote cuya capacidad servía para alimentar 135 lámparas.

2.1.4. Energía geotérmica

Esta energía se obtiene a partir del aprovechamiento del calor procedente del interior de la corteza terrestre. Consiste en reservorios de roca porosa y permeable, en la cual por circulación de vapor o agua caliente se desarrolla un sistema de convección.

El agua subterránea se filtra a profundidades de varios kilómetros donde es calentada por un proceso directo o indirecto, se expande y asciende a la superficie a una temperatura elevada en forma de vapor. Este tipo de recurso se encuentra cercano a lugares donde se detecta actividad volcánica o con movimiento de placas tectónicas.

Los componentes principales utilizados en el proceso de generación de electricidad por medio de una central geotérmica se describen a continuación:

- Turbinas: producen energía mecánica a partir del movimiento de rotación resultante de la diferencia de entalpia entre la entrada y salida, expandiendo el vapor de alta presión que hace mover los alabes de las mismas.

- Generadores: transforman la energía mecánica producida por la turbina en energía eléctrica.
- Condensadores: su función es conservar una temperatura que no afecte la relación de expansión en la turbina.
- Torres de enfriamiento: a través de estos equipos se suministra refrigeración a los condensadores permitiendo el cambio de fase en los mismos, cediendo a la atmósfera el calor del proceso de condensación.

Las torres de enfriamiento más comunes son:

- Torres por convección natural
- Torres de convección forzada
- Pozos de producción y reinyección: a través de estos pozos se extrae el vapor o agua caliente del yacimiento y posteriormente después de aprovechar el recurso se introduce nuevamente a la corteza terrestre.

En el país se han instalado dos centrales que generan energía eléctrica a partir de este recurso aportando 33,6 MW al Sistema Internacional Interconectado y el potencial disponible según la Política Energética 2013-2027 es de 1 000 MW.

2.1.5. Energía biomásica

La energía de la biomasa consiste en el aprovechamiento de la materia orgánica que se presenta en la naturaleza de origen vegetal y animal, ya sea a través de su transformación.

En el país la industria azucarera, a través de la cogeneración, término que se la da a la producción de dos o más formas de energía por medio de una sola fuente, se produce calor necesario para realizar el proceso de producción de azúcar y energía eléctrica producto del bagazo de caña resultante del proceso anterior.

Los elementos principales de una planta de biomasa se describen a continuación:

- Turbinas: convierten la energía térmica o química en movimiento, de acuerdo con el tipo de planta estas pueden ser: turbinas de gas, turbinas de vapor o motores alternativos.
- Generadores: aprovechan la energía mecánica procedente de la turbina para transformarla en energía eléctrica.
- Calderas: producen calor por medio de la transformación de energía química que se libera al quemar el combustible, convirtiendo el proceso en energía térmica.
- Generador de vapor: consiste en el recubrimiento de la turbina por medio de tuberías de circulación de agua, el agua es calentada para convertirse en vapor, el cual es liberado a alta presión.
- Condensador: enfría el vapor por medio de un circuito de agua fría, garantizando la eficiencia del proceso.
- Torre de refrigeración: drena el vapor hacia la atmósfera.

- Chimenea: expulsa los gases y desechos de la quema del combustible hacia el exterior.

2.2. Fundamentos de planificación

A continuación, se muestran los fundamentos de planificación.

2.2.1. Políticas públicas

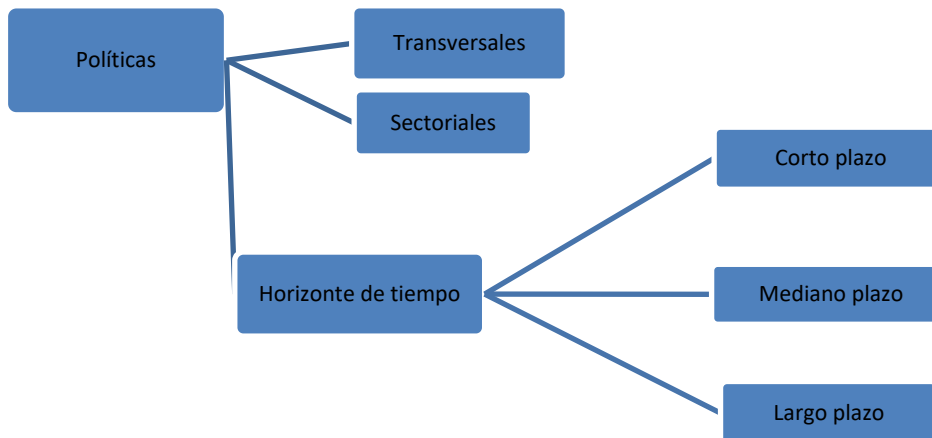
Su finalidad es orientar y estructurar acciones para conseguir una situación deseada para un sector socioeconómico de un país en cumplimiento de objetivos que se plantean.

La definición de las políticas públicas, también denominadas políticas de desarrollo, se basa en una situación actual, generalmente, denominada línea base. Cumplen el rol de guía para que el país cubra sus necesidades sociales, políticas y económicas, estableciendo derechos y obligaciones a nivel nacional para un plazo determinado.

2.2.2. Clasificación de las políticas

Las políticas se diseñan para corto, mediano y largo plazo. Las últimas confieren prioridad a las necesidades del sistema socioeconómico, energético y ambiental de un país para impulsar su crecimiento económico y progreso social.

Figura 4. **Clasificación de las políticas**



Fuente: elaboración propia.

Las políticas de desarrollo se clasifican en políticas transversales y políticas sectoriales; las primeras pueden ser institucionales, sociales, ambientales, tecnológicas, financieras, comerciales; las segundas pueden ser mineras, agropecuarias, forestales, industriales, energéticas, de transporte.

2.2.3. Política energética

Es un conjunto de lineamientos estratégicos que debe ser asumida por el Estado. Se orientan a la satisfacción de requerimientos sociales relacionados con el sector energía. Enfoca sus estrategias en el cubrimiento de la demanda de energía de la población a un costo competitivo en la oferta y precios accesibles para el suministro final de energía. Mediante el uso y aprovechamiento de las fuentes renovables garantizan el desarrollo sostenible para la nación.

La política energética establece el estado final del sector energía, planificando acciones para estados intermedios con objetivos, metas y estrategias que determinen un cambio para llegar a la situación deseada.

Para conformar la política energética se considera la cadena energética que va desde la oferta hasta el uso final de la energía, las implicaciones en el medio ambiente, la participación de nuevas tecnologías, necesidades de ampliación de infraestructura, necesidades de capital y de recursos naturales.

Para cumplir con los objetivos de política energética de un país, se deben sustentar mediante la planificación del sector energético el cual propondrá estrategias y orientará el uso adecuado de los recursos.

Actualmente, la política energética debe formularse con un enfoque vanguardista que fomente el uso de los recursos renovables y garantice un desarrollo sostenible en el país. Debe implementar acciones de eficiencia energética en los sectores para impulsar el desarrollo de las industrias sin producir daños ambientales.

2.3. Planificación energética

Es un proceso metodológico sistemático y analítico basado en el procesamiento de la información recopilada y proyectada del comportamiento de la demanda de energía, estableciendo estrategias para lograr alcanzar los objetivos a corto, mediano y largo plazo planteados en la Política Energética, garantizando un suministro confiable a precios asequibles.

La importancia de planificar el sistema energético radica en garantizar el suministro de energía para el país, y resulta más importante que el sistema

energético opere de acuerdo con los lineamientos establecidos en la planificación. Anteriormente, la planificación energética se proponía abastecer el requerimiento de la demanda. En la actualidad, se deben considerar aspectos como la eficiencia energética, inclusión de las fuentes renovables y el impacto al medioambiente.

La planificación del sector energético debe ser una herramienta fundamental de la política energética, enfocándose en la visión del futuro del país.

2.3.1. Planificación normativa

Está orientada hacia los aspectos económicos, apela a criterios tecnocráticos y excluye las cuestiones de viabilidad. Se responsabiliza la concreción del sistema planificado al Estado.

2.3.2. Planificación indicativa

Su finalidad es formular un plan que represente los niveles sectorial y sub sectorial; en sus aspectos físicos, económicos y la evolución deseada del sistema energético desde la perspectiva del ente encargado de la planificación. La ejecución de las metas planteadas en el plan queda a cargo de los actores descentralizados del país, ya sean de carácter público o privado.

La dificultad de este enfoque de planificación radica en que, de no concretarse las acciones de producción o inversión, se compromete seriamente la seguridad del abastecimiento del abastecimiento energético.

2.3.3. Planificación estratégica

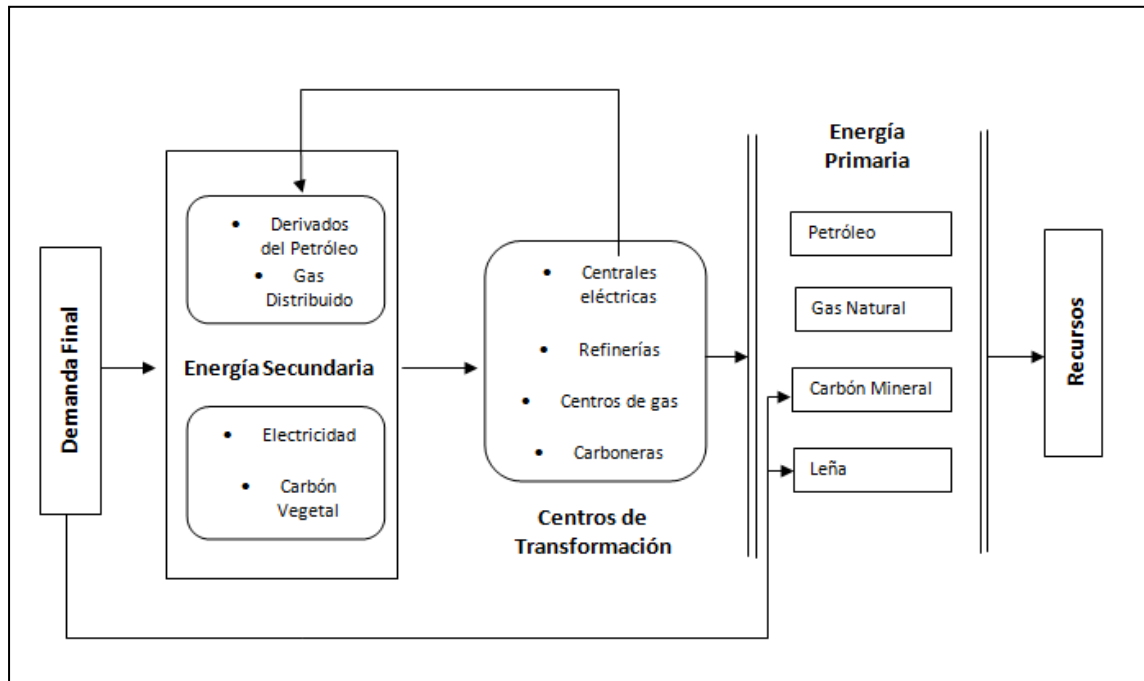
Este tipo de planificación asocia mecanismos para construir la viabilidad política del plan, estableciendo que sus estrategias y acciones sean de carácter vinculante por parte del Estado para su implementación y ejecución.

2.4. Diagnóstico para la planificación energética

Para elaborar el diagnóstico del sector energético, se debe involucrar un análisis integral del sector, evaluando sus cadenas productivas en los diferentes niveles.

El análisis en el proceso de planificación debe recorrer un camino inverso al de los flujos de energía como se observa en la figura 4, partiendo de la demanda final, pasando por los centros de transformación y las demandas de energía primaria y secundaria, para, posteriormente, llegar a la evaluación y cuantificación de los recursos disponibles en el país.

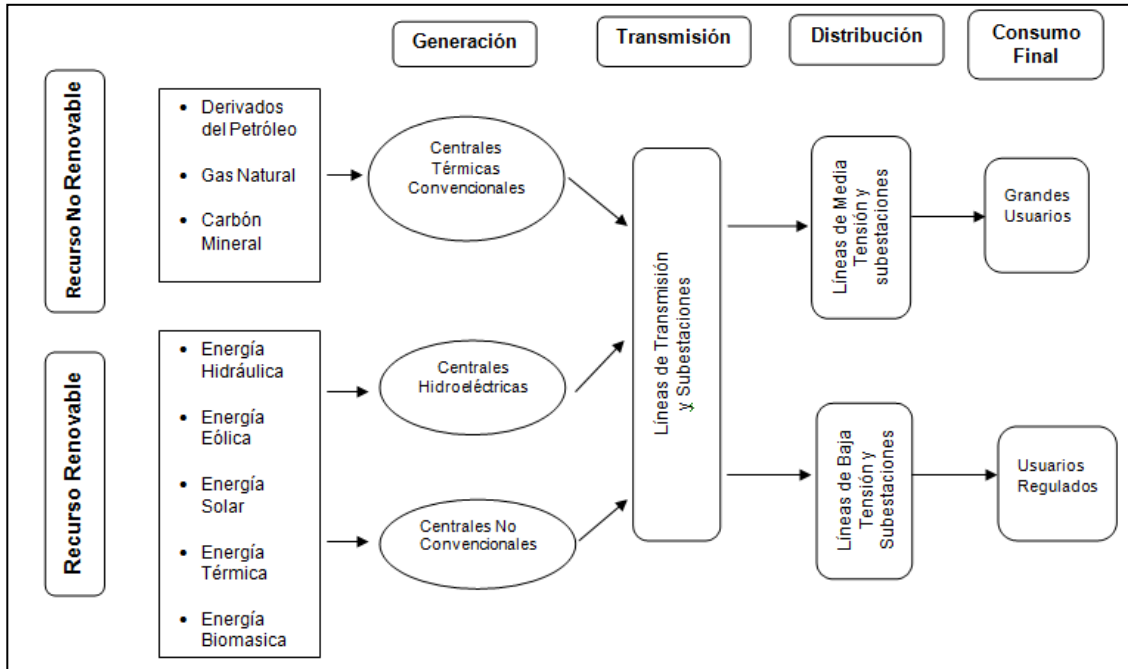
Figura 5. Descripción del proceso de planificación



Fuente: elaboración propia.

De las cadenas que componen el sector energía, la cadena eléctrica representa la mayor complejidad, dado que la energía eléctrica debe ser consumida en el instante en que esta es generada. En la figura 6 se observa el proceso de la cadena eléctrica.

Figura 6. **Proceso de la cadena eléctrica**



Fuente: elaboración propia.

2.5. Planificación del subsector eléctrico

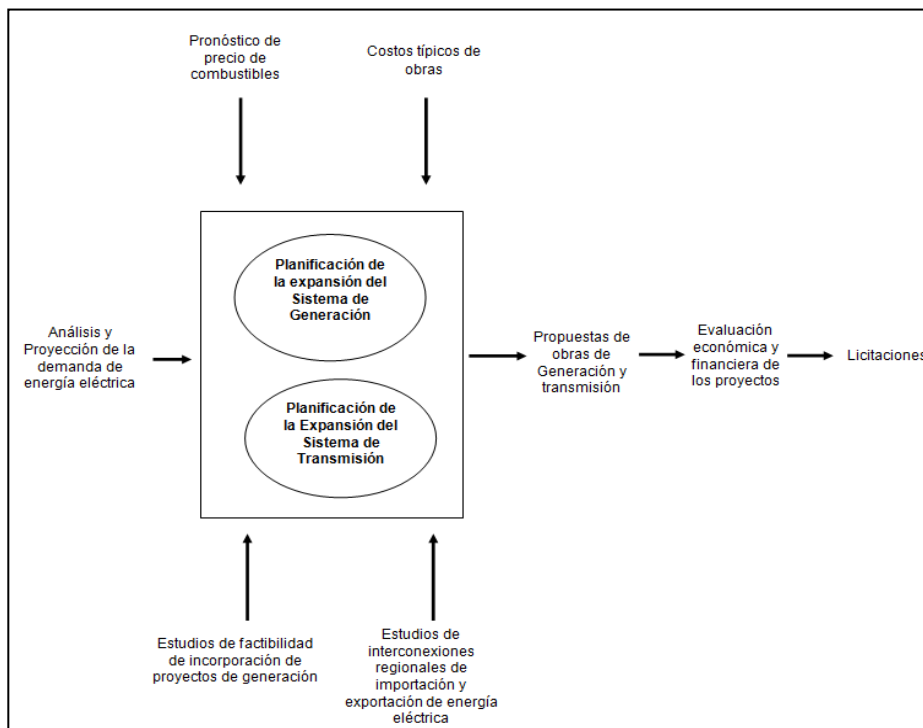
Esta planificación define el rumbo de este subsector en cuanto a necesidades de expansión; invirtiendo en plantas de generación que modifiquen la matriz de generación, combina nuevas tecnologías de generación y define medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda.

El sistema eléctrico necesita atender las fluctuaciones instantáneas diarias y estacionales de la demanda, de acuerdo con los períodos de mantenimiento y disponibilidad del sistema de transporte. En la planificación del sistema eléctrico debe tomarse en cuenta la variabilidad de algunos recursos primarios usados para la generación.

La planificación del sistema eléctrico puede ser a corto plazo. Para ello, se toma en cuenta la operación del parque de generación existente con la restricción de cubrir la demanda a mínimo costo. Así mismo, la planificación a mediano y largo plazo evalúa la expansión del parque generador previendo el crecimiento futuro de la demanda y la capacidad de la infraestructura de la red de transmisión.

El proceso de la planificación del sistema eléctrico se presenta en la figura 7.

Figura 7. **Proceso de planificación sistema eléctrico**

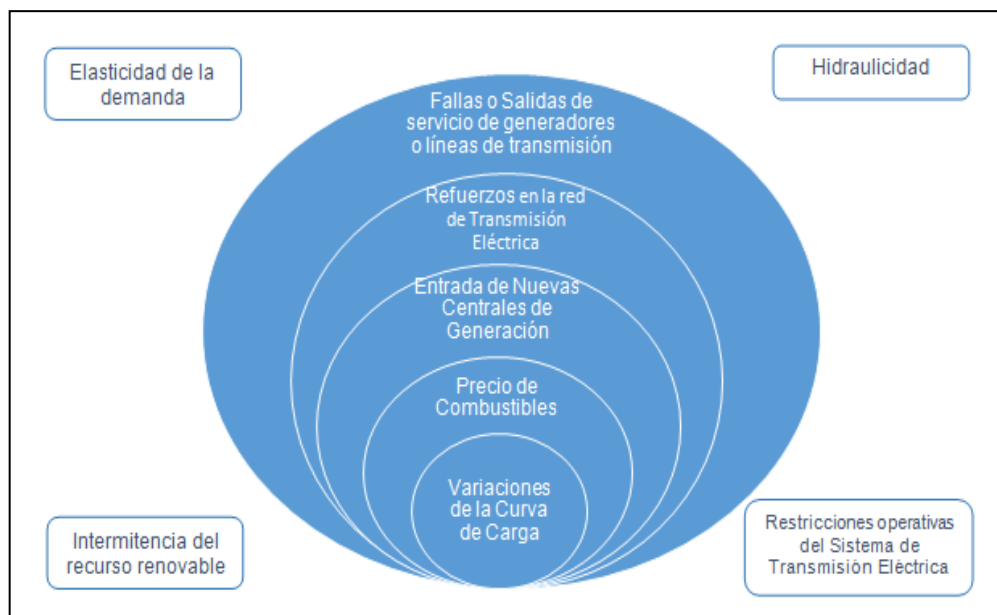


Fuente: elaboración propia.

2.5.1. Factores que inciden en la planificación del sistema eléctrico

Existen algunos factores que el equipo técnico de planificación de la expansión del sistema eléctrico debe tener en cuenta para que la planeación se adecue a los requerimientos de los usuarios.

Figura 8. Factores de la planificación



Fuente: elaboración propia.

Se obtienen como resultados de la planificación del sistema eléctrico: la cantidad de generación necesaria para cubrir la demanda proyectada; la definición de nuevas centrales térmicas que le brinden confiabilidad al sistema eléctrico; la elaboración de un *mix* de generación que mantenga estables los precios de la energía eléctrica; los refuerzos que se requieren en la

infraestructura de transmisión eléctrica producto de la inclusión de nuevas centrales de generación.

2.5.2. Etapas de la planificación del sistema eléctrico

En el proceso de planificación del sistema eléctrico debe considerarse el análisis para horizontes de corto, mediano y largo plazo, además de la estacionalidad cubriendo el requerimiento de demanda máxima y demanda mínima, con despachos que cumplan los índices de calidad de servicio y no pongan en riesgo la continuidad del suministro eléctrico.

Corto Plazo N+1 a N+4 (años)

Mediano Plazo N+4 a N+5 (años)

Largo Plazo N+1 a N+4 (años)

2.6. Criterios de la planificación del sistema eléctrico

A continuación, se muestran los criterios de la planificación del sistema eléctrico.

2.6.1. Técnicos

Deben garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

2.6.2. Económicos

Están relacionados con el suministro de energía eléctrica al menor costo.

2.6.3. Financieros

Consisten en garantizar la rentabilidad de las propuestas y los proyectos adjudicados.

2.6.4. Ambientales

Están relacionados con el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el país en materia de emisiones de gases de efecto invernadero y las relacionadas al cuidado del medio ambiente.

3. ANÁLISIS DEL DESPACHO DE GENERACIÓN CON UN 80 % RENOVABLE

3.1. Descripción de los planes de expansión de generación anteriores

El sector eléctrico en Guatemala es uno de los más dinámicos de la región. Promueve inversiones en plantas de generación a través de diversas licitaciones, las cuales son el resultado de la planificación a largo plazo, priorizando el desarrollo de los proyectos de energía renovable.

La finalidad del proyecto de licitación abierta denominado PEG-1-2010 fue contratar el suministro de 800 MW de potencia para los usuarios de distribución final por un plazo de 15 años a partir del 1 de mayo de 2015. Recibieron ofertas de 1 200 MW, aproximadamente, adjudicando únicamente 210 MW a un precio de US \$ 117,50.

En el evento de licitación abierta, denominado PEG-2-2012, se determinó la necesidad de garantizar el suministro de energía de 600MW para los usuarios de las distribuidoras al menor costo. De las ofertas recibidas en este proceso, se adjudicaron 420 MW de US \$ 112,00.

En la licitación PEG-3-2013 los oferentes han podido competir a través de una puja de precios, atrajo a 103 proyectos a precios más bajos y la contratación de 250 MW, con un precio promedio de US \$ 109,38.

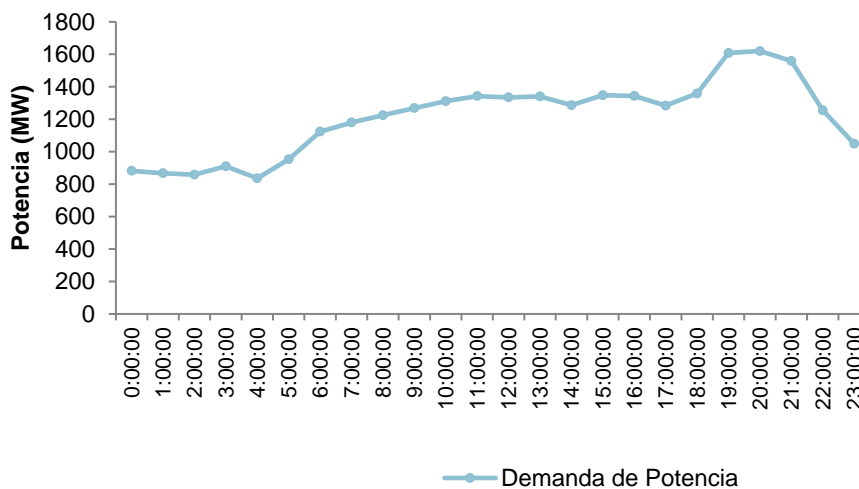
3.2. Descripción de la demanda de energía y potencia

A continuación, se muestra la descripción de la demanda de energía y potencia.

3.2.1. Curva de carga

El comportamiento de la demanda eléctrica en un día promedio en el país está representado en la figura 9. Se observa que a partir de las 12:00 a.m. se presentan condiciones de demanda mínima, el período que transcurre desde las 8:00 a.m. hasta las 18:00 p.m. está caracterizado por ser un período de valle; las condiciones de demanda máxima se dan en el período comprendido desde las 18:00 p.m. hasta las 21:00 p.m. para posteriormente disminuir y permanecer en condiciones de demanda mínima.

Figura 9. Gráfica curva de demanda diaria



Fuente: elaboración propia, empleando datos del AMM.

3.2.2. Disgregación de la demanda

En el despacho de largo plazo, el ente operador del sistema nacional interconectado representa el comportamiento de la demanda en 9 bloques numerando los bloques de forma que el número 1 representa el bloque de demanda máxima y el bloque 9 representa la demanda mínima.

Figura 10. Disgregación de la demanda eléctrica



Fuente: elaboración propia, empleando datos del AMM.

3.2.3. Demanda de energía

Cuando se planifica el sistema de generación eléctrica debe existir una precisión entre la oferta y la demanda, de manera que, con base en los resultados de la proyección de la demanda, se determina la necesidad de adicionar proyectos de generación y transmisión eléctrica para el país.

El aumento de la demanda de energía en Guatemala ha aumentado de manera conservadora. Se define como un crecimiento vegetativo, donde la tendencia de crecimiento no es alta.

La proyección de la demanda de energía fue realizada mediante el uso de modelos econométricos que requieren de variables como el producto interno bruto y el crecimiento poblacional.

Para dar el cumplimiento a los lineamientos de la Política Energética y cumplir con el objetivo de este trabajo de graduación, se ha considerado un escenario donde la tendencia de crecimiento refleja el comportamiento de la demanda de energía del país en los últimos años.

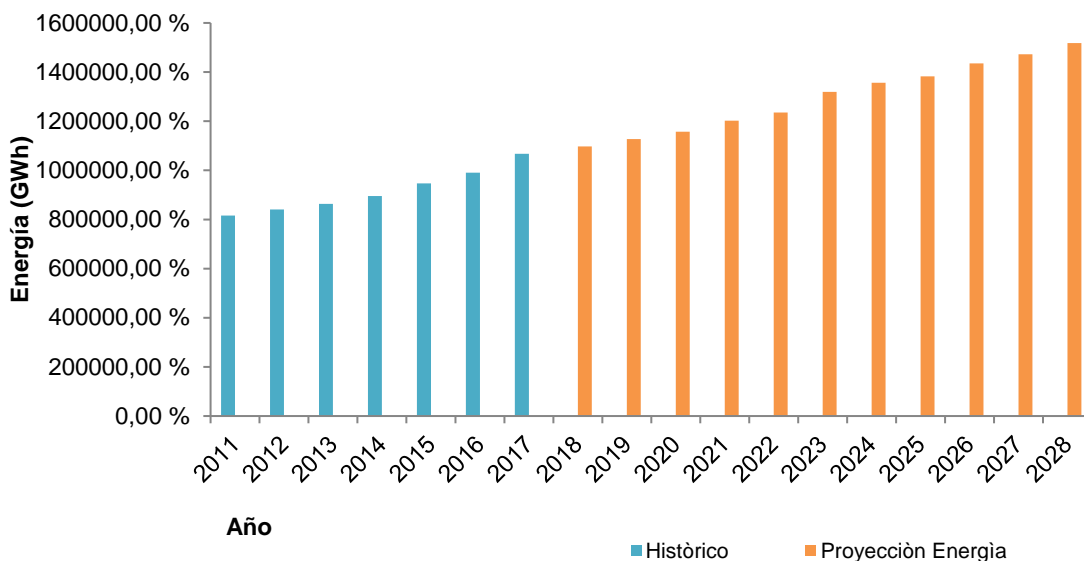
Tabla I. **Proyección de la demanda de energía**

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Energía (GWh)	10 971,7	11 271,1	11 570,6	12 019,0	12 355,8	13 196,7
Año	2024	2025	2026	2027	2028	
Energía (GWh)	13 562,6	13 826,7	14 352,8	14 727,1	15 179,6	

Fuente: elaboración propia, empleando datos UPEM y Unidad Estadísticas Energéticas DGE.

En la figura 11 se observa la gráfica de la demanda de energía en el país añadiendo el componente histórico a partir de 2011.

Figura 11. **Gráfica de la demanda de energía en Guatemala**



Fuente: elaboración propia, empleando datos de la UPEM y Unidad Estadísticas Energéticas DGE.

3.2.4. Demanda de potencia

En la evaluación del crecimiento de la potencia se contempló la elaboración de un escenario tomando en cuenta el crecimiento poblacional, crecimiento del sector industrial y el crecimiento de la demanda, el escenario de demanda alta permitirá evaluar el nivel de respuesta del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.

Se considera el escenario tendencial porque refleja el comportamiento de la demanda histórica del país, cuyo resultado es una proyección media muy conservadora.

También se considera un escenario en el que el crecimiento de la demanda no sea muy significativo como se observa en la tabla 2, en el cual se toman acciones de eficiencia energética en instituciones públicas y algunas instituciones privadas, con una aceptación exitosa.

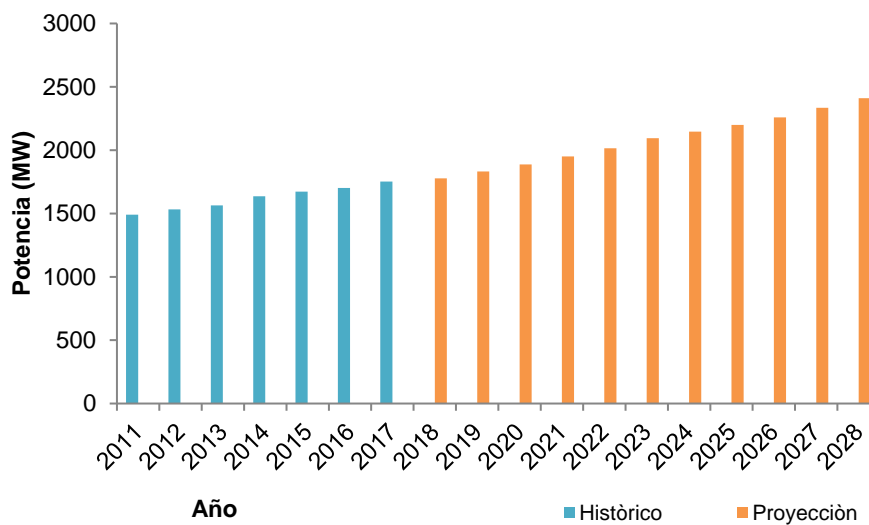
Tabla II. **Proyección de la demanda de potencia**

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Potencia (MW)	1 775,2	1 804,4	1 841,5	1 876,9	1 912,3	1 960,4
Año	2024	2025	2026	2027	2028	
Potencia (MW)	1 987,6	2 004,1	2 034,9	2 081,9	2 119,2	

Fuente: elaboración propia, empleando datos de la UPEM y Modulo Estadístico MEM.

En la figura 12, se observa la gráfica de la potencia proyectada y la potencia histórica del país.

Figura 12. **Demanda de potencia en Guatemala**



Fuente: elaboración propia, empleando datos de la UPEM y Unidad Estadísticas Energéticas DGE.

3.3. Sistema eléctrico actual

A partir de la instalación de la primera hidroeléctrica denominada Finca El Zapote, inicia la generación de energía eléctrica en el país. Posteriormente, con capital alemán, se construyó la hidroeléctrica Palín con 732 kW, para suministrar energía eléctrica a los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez. Con el propósito de proveer la energía necesaria para el funcionamiento del Ferrocarril de los Altos, se construyó en 1927 la hidroeléctrica Santa María, la cual paso a ser propiedad del Estado cuando este medio de transporte desapareció. Se conformó el Instituto Nacional de Electrificación y surgió en 1966 la hidroeléctrica Los Esclavos con una capacidad de 14 MW; la hidroeléctrica Aguacapa en 1981 con 3 unidades de 30 MW y en 1983 la hidroeléctrica Chixoy que posee 5 unidades con capacidad de generación de 55 MW cada una, todas propiedades del INDE.

Con la creación de la Ley General de Electricidad y su Reglamento, se produjeron cambios en el sistema eléctrico del país que contribuyeron al fortalecimiento de la generación eléctrica. Posteriormente, se publica la Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable y su reglamento cuyo objetivo está dirigido a la promoción de la inversión en generación a través del recurso renovable, haciendo que el parque de generación este compuesto de una matriz diversificada en cuanto a tecnologías de generación. A finales del año 2017, de la capacidad instalada de generación el 13,29 %, se encuentra en manos del Estado, el 86,71 % restante pertenece a la propiedad privada.

3.3.1. Lista de plantas de generación eléctrica con recurso renovable

A continuación, se presentan las tablas con la lista de plantas de generación eléctrica con recurso renovable.

Tabla III. **Plantas de cogeneración**

PLANTA	POTENCIA (MW)
Biomass	114,71
Trinidad	94,45
Santa Ana Bloque 1	93,97
Magdalena	90,019
Pantaleón	60,292
San Isidro	57,419
Generadora Santa Lucía	44,889
Palo Gordo	42,981
La Unión	37,958
Concepción	20,574
Tululá	18,932
Madre Tierra Bloque 1	17,066
El Pilar	13,747

Fuente: elaboración propia, empleando datos AMM.

Tabla IV. **Plantas de biomasa GDR**

PLANTA	POTENCIA (MW)
Biogas Vertedero el Trebol Fase II	3,6
Generadora del Atlántico Vapor	2,603
Generadora del Atlántico	1,275
Gase Metano Gabiosa	1,056
Biogas Vertedero el Trebol	1,018

Fuente: elaboración propia, empleando datos AMM.

Tabla V. **Plantas geotérmicas**

PLANTA	POTENCIA (MW)
Orzunil	12,728
Ortitlan	20,833

Fuente: elaboración propia.

Tabla VI. **Plantas fotovoltaicas GDR**

PLANTA	POTENCIA (MW)
Central Solar Fotovoltaica Sibó	5
Granja Solar Taxisco	1,5
Granja Solar Pedro de Alvarado	1,5
Granja Solar el Jobo	1
Granja Solar La Avellana	1

Fuente: elaboración propia.

Tabla VII. **Plantas fotovoltaicas**

PLANTA	POTENCIA (MW)
Horus 1	50
Horus 2	30

Fuente: elaboración propia.

Tabla VIII. **Plantas eólicas**

PLANTA	POTENCIA (MW)
San Antonio el Sitio	51,9
Viento Blanco	23,1

Fuente: elaboración propia.

Tabla IX. **Plantas hidroeléctricas**

PLANTA	POTENCIA (MW)
Chixoy	279,26
Renace 2	113,96
Hidro Xacbal	100,04
Palo Viejo	87,38
Aguacapa	79,76
Renace 1	66,79
Renace 3	62,20
Jurun Marinalá	59,90
Canadá	47,20
Hidroxacbal Delta	45,00
Las Vacas	41,00
El Recreo	26,13
Oxec	24,84
El Recreo 2	24,44
El Manantial 2	21,86
Las Fuentes 2	13,73
Santa Teresa	16,69
Los Esclavos	13,68
Secacao	16,31
Montecristo	13,04
Pasabien	12,43
Matanzas	11,78
Río Bobos	10,53
Poza Verde	9,56
La Libertad	9,55
Choloma	9,53
El Cobano	8,85
El Cafetal	8,49
Panan	7,49
Santa María	6,03
Raaxha	5,10
Candelaria	4,43
Palín 2	3,92
San Isidro	3,40
El Manantial 1	3,30
El Salto	2,37
Visión del Aguila	2,08
Chichaic	0,46
San Jerónimo	0,20

Fuente: elaboración propia, empleando datos AMM.

Tabla X. Plantas hidroeléctricas GDR

PLANTA	POTENCIA (MW)
Proyecto Hidroeléctrico el Salto Marinala	5
Pacayas	5
Cueva María 1 y 2	4,95
Los Patos	4,63
Finca Lorena	4,482
La Perla	3,799
El Brote	3,7
El Conacaste	3
Maxanal	2,8
Guayacan	2,7
El Panal	2,5
Pequeña Hidroeléctrica Xolhuitz	2,3
Cerro Vivo	2,113
Hidroaguna	2,086
Santa Teresa	2,058
El Libertador	2,041
Kaplan Chapina	2
Sac - Ja	2
Hidropower Sdmm	1,881
Las Uvitas	1,87
Samuc 2	1,68
Finca Las Margaritas Fase 2	1,6
El Ixtalito	1,597
Santa Anita	1,56
Covadonga	1,5
El Coralito	1,479
Los Cerros	1,25
Samuc	1,2
Las Victorias	1
Nueva Hydrocon	1
El Zambo	0,98
Mopa	0,975
Tuto Dos	0,96
El Triángulo	0,96
La Paz	0,95
El Corozo	0,9
Miraflores	0,837
San Joaquin	0,8
Jesbon Maravillas	0,75
Monte María	0,691
La Ceiba 1	0,686
Carmen Amalia	0,686
Santa Elena	0,56
Luarca	0,51
Central Generadora El Prado	0,5
Peña Flor	0,499
Finca Las Margaritas	0,438
San Jose	0,43
La Viña	0,29
Concepción	0,15

Fuente: elaboración propia, empleando datos AMM.

3.3.2. Resumen de potencia efectiva instalada por tipo de tecnología

La potencia efectiva instalada en el país está desagregada en un 40 % por plantas de generación hidroeléctrica, incluyendo los 78,33 MW de potencia producto de plantas hidroeléctricas de generación distribuida renovable. Un 33 % de potencia instalada es con base de plantas de turbinas de vapor y motores de combustión interna; el 21 % de potencia instalada es con base de plantas de cogeneración. No existe inversión en plantas de generación geotérmica representando un 1 % los 33,56 MW instalados en el parque de generación. Las restantes tecnologías eólica y solar fotovoltaica están inmersas en el parque de generación a partir del año 2015 aportando un 2 % y 3% respectivamente.

La potencia efectiva instalada en el Sistema Nacional Interconectado se observa en la tabla 11.

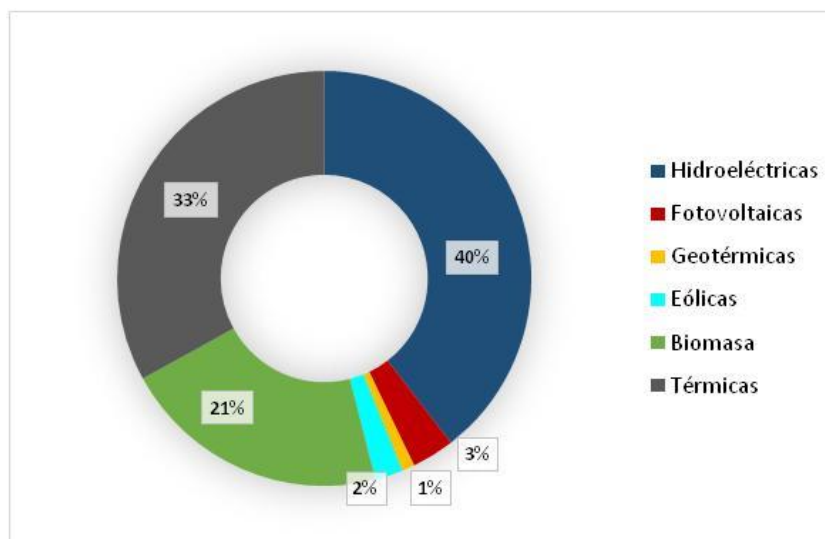
Tabla XI. Potencia efectiva instalada en el SNI

Tecnología	Potencia (MW)
Hidroeléctricas	1272,70
Hidroeléctricas GDR	78,33
Fotovoltaicas	80,00
Fotovoltaica GDR	10,00
Geotérmicas	33,56
Eólicas	75,00
Cogeneración (Ingenios Azucareros)	707,01
Biogas GDR	9,55
Turbinas de Vapor	542,00
Turbinas de Gas	135,81
Motores de Combustión Interna	450,09

Fuente: elaboración propia, empleando datos del AMM.

En la figura 13 se muestra la gráfica en porcentaje de la potencia efectiva instalada por tecnología, se determina que el parque de generación es hidrotérmico.

Figura 13. **Gráfica Potencia efectiva instalada en porcentaje por tecnología**



Fuente: elaboración propia, empleando datos AMM.

3.3.3. Resumen de potencia efectiva instalada por recurso

En los últimos años, la estrategia de las políticas públicas se ha dirigido al fomento de la generación de energía eléctrica con base en el recurso renovable. Para ello, se han instalado en el país plantas de generación que utilicen esta tecnología. La inversión en plantas de generación con recurso renovable se ha venido observando implícitamente en la matriz de generación eléctrica, ya que, actualmente, se tiene según la potencia efectiva instalada en el país, el 67 % de plantas de generación eléctrica utilizan un recurso renovable como energía

primaria; el 37 % restante es a base de las plantas de recurso no renovable instaladas antes de la publicación de la Política Energética 2013-2028.

En la tabla XII se muestra el valor de potencia efectiva instalada a finales del 2017.

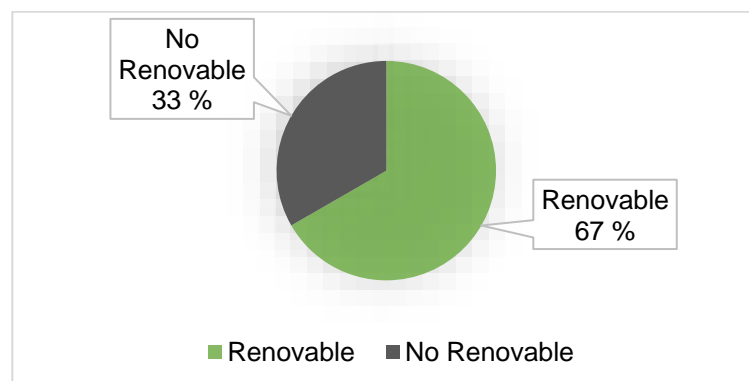
Tabla XII. **Potencia efectiva instalada renovable - no renovable**

Tecnología	Potencia (MW)
Renovable	2256,60
No renovable	1127,90

Fuente: elaboración propia, empleando datos AMM.

En la figura 14 se observa que el 67 % de la capacidad efectiva instalado en plantas de generación eléctrica es a base de recursos renovables.

Figura 14. **Gráfica de potencia efectiva instalada renovable – no renovable**



Fuente: elaboración propia, empleando datos AMM.

3.4. Comportamiento de la energía renovable a partir de la publicación de la política energética

Guatemala tiene un potencial alto de recurso renovable. Actualmente, se observa en la tabla XIII que las hidroeléctricas tiene un aporte importante en la matriz energética. A partir del 2015, la generación solar fotovoltaica y la generación eólica han incursionado en el sistema nacional interconectado, así mismo, se observa que la generación geotérmica ha quedado rezagada a pesar del potencial existente en el país.

Tabla XIII. **Comportamiento de la energía renovable en Guatemala**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidroeléctricas	838,1	944,84	954,51	963,62	1039,45	1312.0	1 307
Fotovoltaicas	--	--	--	5.0	85.0	85.0	92
Geotérmicas	31,7	31,7	33,95	33,95	34.0	34.0	34
Cogeneración (Ingenios Azucareros)	357,45	330,49	408,1	570,39	646,62	698.0	675
Eólicas	--	--	--	--	76.0	76.0	75
Turbinas de Vapor	153,45	229,3	266,9	265,4	533.0	531.0	545
Turbinas de Gas	153,06	178,52	178,46	177,79	160,6	137,77	136
Motores de Combustión Interna	660,33	670,79	683,02	609,92	564,93	569.0	489

Fuente: elaboración propia, empleando datos AMM.

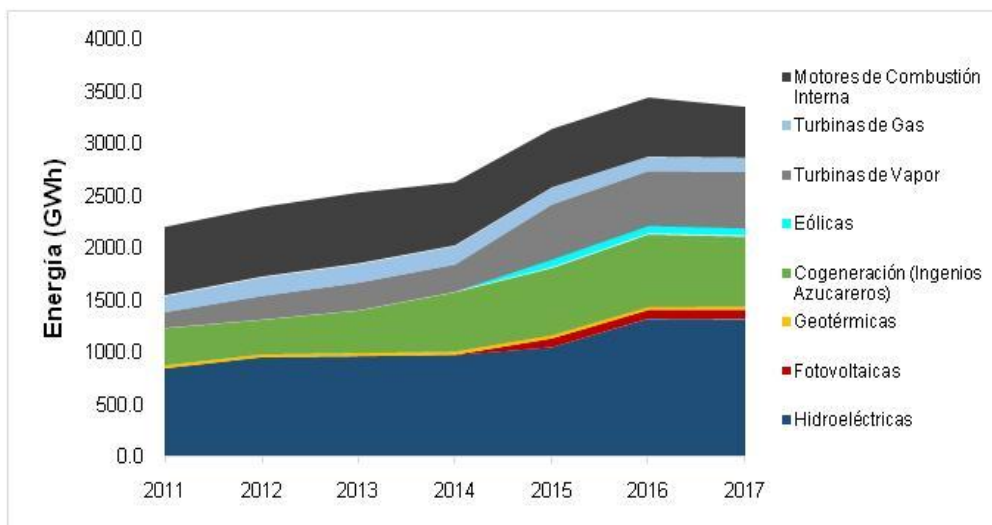
La inversión en proyectos de generación de energía eléctrica, utilizando recursos renovables, ha tenido un auge en los últimos años, los incentivos otorgados a este tipo de proyectos por medio de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable y su Reglamento han impulsado a los inversionistas extranjeros y nacionales.

Los proyectos hidroeléctricos constituyen las propuestas más significativas a pesar de los conflictos sociales que han surgido en la etapa de su construcción. Proyectos hidroeléctricos como Palo Viejo en el año 2012; El Manantial, Oxec, El Cóbano, en el año 2015; el complejo hidroeléctrico Renace, El Recreo II,

Hidroeléctrica Las Fuentes en el año 2016 han fortalecido el parque de generación guatemalteco. Las plantas Viento Blanco y San Antonio el Sitio se han adicionado al parque de generación a partir del 2015, así mismo la inmersión de las Plantas Fotovoltaicas Horus I y Horus II operando comercialmente en el mismo año.

En la figura 15, se observa la gráfica del histórico de la energía generada en el país por tecnología.

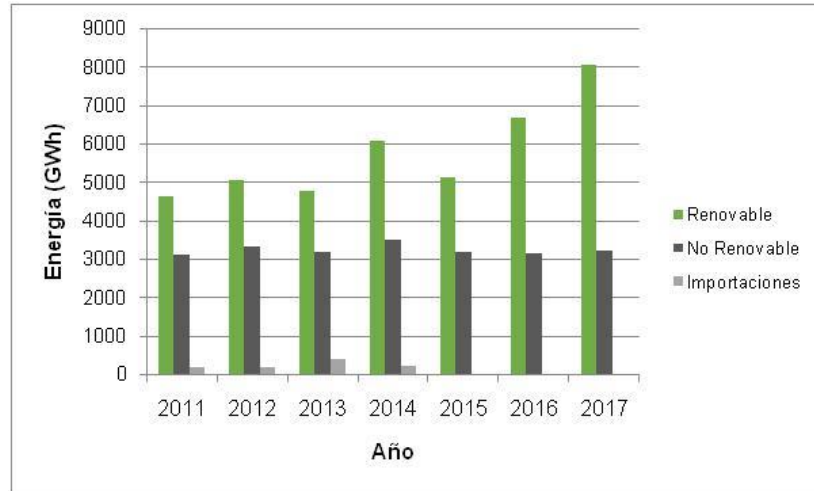
Figura 15. **Energía generada por tecnología**



Fuente: elaboración propia, empleando datos Unidad Estadísticas Energéticas DGE.

En la gráfica de la figura 16 se observa la tendencia del crecimiento de la energía producida con recurso renovable en el país, observando la comparación de la energía generada en el Sistema Nacional Interconectado, logrando modificar la matriz de generación por medio de la utilización de energía limpia.

Figura 16. **Energía producida renovable – no renovable**



Fuente: elaboración propia, empleando datos Unidad Estadísticas Energéticas DGE.

3.5. Escenario de planificación según la política energética

A continuación, se presenta el escenario de planificación según la política energética.

3.5.1. Plantas en construcción

En la tabla XIV se enlistan los proyectos hidroeléctricos que cuentan con la autorización del uso de bienes de dominio público por parte del MEM y aún no inician trabajos de construcción suman una potencia de 387,65 MW.

Tabla XIV. **Proyectos con autorización UBDP**

No.	Proyecto	Potencia (MW)	Departamento
1	El Orégano	120	Zacapa
2	Hidroeléctrica La Vega I	38	Quiché
3	Hidroeléctrica La Campana	40,9	Quiché
4	Cuatro Chorros	36	Quiché
5	Río Hondo II	32	Zacapa
6	Hidroeléctrica Las Brisas	25	Quiché
7	Hidroeléctrica San Cristóbal-DUKE	19	Alta Verapaz
8	La Vega II	18,75	Quiché
9	Hidroeléctrica Esmeralda	18,23	Alta Verapaz
10	Hidroeléctrica La Esperanza	14,99	Chimaltenango
11	Desarrollos Peña	10	Chimaltenango
12	Hidroeléctrica Entre Ríos	8,25	Alta Verapaz
13	Hidroeléctrica Nican Seis punto cincuenta y tres megawatios (6.53 MW)	6,53	Chimaltenango

Fuente: Departamento de Desarrollo Energético, DGE.

En la tabla XV se muestran los proyectos hidroeléctricos que tienen una capacidad por encima de los 5 MW, dichos proyectos se encuentran en construcción, sumando una potencia de 186,46 MW.

Tabla XV. **Proyectos con potencia mayor a 5 MW en construcción**

No.	Proyecto	Potencia (MW)	Departamento
1	Tres Ríos	44,19	San Marcos
2	El Sisimite	40	Baja Verapaz
3	El Volcán	26	Alta Verapaz
4	Hidroeléctrica Santa Rita	19,47	Alta Verapaz
5	Hidroeléctrica Sulín	19	Baja Verapaz
6	Hidro Salá	15	San Marcos
7	Ampliación Hidroeléctrica El Manantial	12	Quetzaltenango
8	San Andrés	10,8	Huehuetenango

Fuente: Departamento de Desarrollo Energético, DGE.

Los proyectos hidroeléctricos que han solicitado el registro como central generadora menor a 5 MW y que se encuentran en construcción suman una potencia de 52,20 MW, las listas de los proyectos con registro como central generadora menor a 5 MW se enlistan en la tabla 16.

Tabla XVI. **Proyectos con solicitud de registro por el MEM**

No.	Proyecto	Potencia (MW)	Departamento
1	Hidroeléctrica San Francisco	0,4	Quetzaltenango
2	Turingia CHT	4,5	Suchitepéquez
3	Hidroeléctrica San Luis	2,094	Quiché
4	Hidroeléctrica Talcanac	4,95	Quetzaltenango
5	Providencia	4,9	Quetzaltenango
6	Hidroeléctrica Turubalá	5	Quetzaltenango
7	Los Nogales	2,37	Huehuetenango
8	Pequeña Central Hidroeléctrica Cholíva	0,7	Chimaltenango
9	Hidroeléctrica de Patulul	0,3	Suchitepéquez
10	El Cajón Coparja	4	Chiquimula
11	Hidroeléctrica Río Tinto Margen Izquierdo	2,352	Zacapa
12	La Bendición Tzunutz	4,27	Alta Verapaz
13	Hidroeléctrica Santo Tomas	2,8	Chimaltenango
14	Pequeña Central Hidroeléctrica Los Andes	4,5	San Marcos
15	Hidroeléctrica la Mejana	2	San Marcos
16	Hidroeléctrica El Triángulo	0,96	Izabal
17	Hidroeléctrica Entre Volcanes	0,45	Chimaltenango
18	Hidroeléctrica Los Encuentros	3,15	Chimaltenango
19	Hidrosan 1	2	Chimaltenango
20	Mini Hidro El Encanto	0,5	Chimaltenango

Fuente: Departamento de Desarrollo Energético, DGE.

3.5.2. Plantas candidatas

Para seleccionar las plantas candidatas se consideraron las 3 licitaciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica: PEG-1-2010, PEG-2-2012 y PEG-3-2013. Se identificaron los proyectos que se encuentran operando y los que aún se encuentran en construcción. Ambos se integraron a la simulación porque las licitaciones se orientan a la diversificación de la matriz de generación eléctrica y confiere prioridad a los recursos renovables.

En el proyecto se consideró la inclusión de plantas térmicas de gas natural y plantas térmicas que utilizan como recurso primario el carbón térmico con la finalidad de garantizar la seguridad energética del país.

Las plantas seleccionadas como candidatas en la proyección de la planificación se agruparon según la ubicación de cada planta para conformar los bloques indicados en la tabla 17, considerando un aporte de generación eléctrica con base en recursos renovables de 80 % a la matriz energética en el 2028.

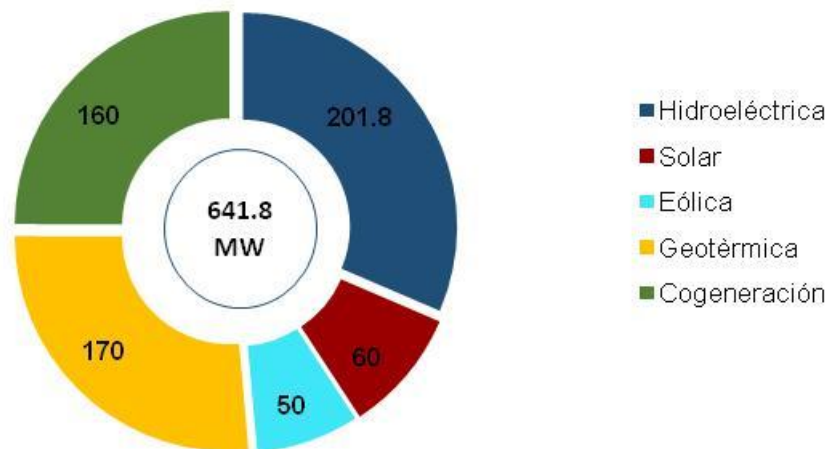
Tabla XVII. **Plantas candidatas por región**

Bloque	Potencia (MW)	Tecnología
Occidente	110,8	Hidroeléctrica
Norte	91	Hidroeléctrica
Oriente I	60	Solar
Oriente II	25	Eólica
Centro I	25	Eólica
Oriente III	145	Geotérmica
Centro II	25	Geotérmica
Sur	160	Cogeneración

Fuente: elaboración propia.

El aporte de los proyectos seleccionados como candidatos se observa en la figura 17. La gráfica es de acuerdo con la potencia propuesta por tipo de tecnología para diversificar la matriz energética del país. El aporte de potencia total de las plantas candidatas es de 641,80 MW, considerando que dentro de la simulación se incluyeron 70 MW adicionales por medio de gas natural.

Figura 17. **Plantas candidatas por tecnología, en MW**



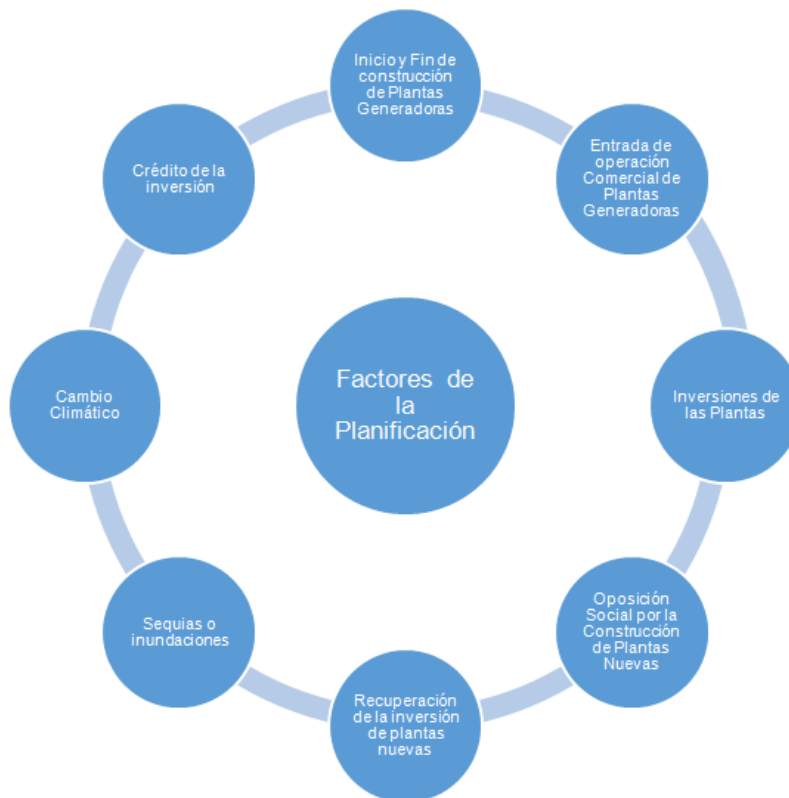
Fuente: elaboración propia.

3.6. Escenario de expansión propuesto

Para analizar el cumplimiento de las metas planteadas en el primer eje de la Política Energética 2013-2027, se estableció la evaluación de un escenario de expansión de la generación, basado en la optimización de un despacho donde el recurso renovable alcance un 80 %. Se tuvo en cuenta la competitividad de los precios y brindar el abastecimiento de energía eléctrica de manera segura.

Se ha tomado en cuenta que existen factores externos dentro de la modelación de la planificación del parque de generación que influyen en la adición de nuevas centrales con base en el recurso renovable. En la ilustración se muestran algunas, enfatizando que existen algunas que quedaron fuera de la simulación realizada.

Figura 18. **Factores externos de la planificación**



Fuente: elaboración propia.

Para cumplir con el objetivo de este trabajo de graduación, cumpliendo con lo establecido en la política energética del país, se definió un análisis con demanda baja, tomando en cuenta que, actualmente, se están realizando

acciones de eficiencia energética en algunas instituciones públicas. Se utilizó la tendencia de combustible como referencia, tomando en cuenta que el mayor porcentaje de recurso primario será a través de un recurso renovable. Se diversificará la matriz de generación optimizando las plantas hidroeléctricas, eólicas, solares y geotérmicas. Si fuera necesario, se utilizará en el despacho plantas de cogeneración porque están diseñadas para operar con carbón.

3.7. Resultados del escenario según la política energética

La simulación del escenario propuesto para el cumplimiento de la política energética se realizó por medio de los modelos OPTGEN y SDDP, propiedad del Ministerio de Energía y Minas. La optimización del despacho de generación hidrotérmica tomó en cuenta el ingreso de centrales de generación, evaluando los costos asociados a cada planta (costos de inversión, costos de operación y costos de mantenimiento), la tasa de descuento y la vida útil de las centrales nuevas.

3.7.1. Cronograma de ingreso de plantas candidatas

Por medio del modelo considerando estacionalidad, costos operativos de las plantas seleccionadas y generación mensual de energía, se obtuvo como resultado de la simulación un cronograma de ingreso de plantas de generación con la finalidad de optimizar los costos totales del parque de generación del país.

En la tabla XVIII se presenta el cronograma para el ingreso de las plantas del escenario de expansión propuesto.

Tabla XVIII. Cronograma de ingreso de plantas candidatas

PLANTAS	POTENCIA (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Alta Verapaz (Renace)	64	█									
Alta Verapaz (Oxec)	45	█									
Huehuetenango (Pojom)	20				█	█					
Quetzaltenango (Manantial)	12				█						
Hidro Bloque I	10		█								
Hidro Bloque II	10			█							
Hidro Bloque III	10							█			
Hidro Bloque IV	10										█
Las Cumbres	31.5	█									
Huehuetenango I	10.8					█					
Huehuetenango II	30										
Huehuetenango III	50										
Huehuetenango IV	20										
Alta Verapaz I	66									█	
Alta Verapaz II	10										
Alta Verapaz III	15										
Santa Rosa I	30							█			
Santa Rosa II	30										█
Jutiapa I	25										
Guatemala I	25										█
Zacapa I	20									█	
Jutiapa II	50						█				
Guatemala II	25							█			
Santa Rosa III	50									█	
Jutiapa III	25									█	
Cogenerador Sur I	40										
Cogenerador Sur II	50										
Cogenerador Sur III	70										

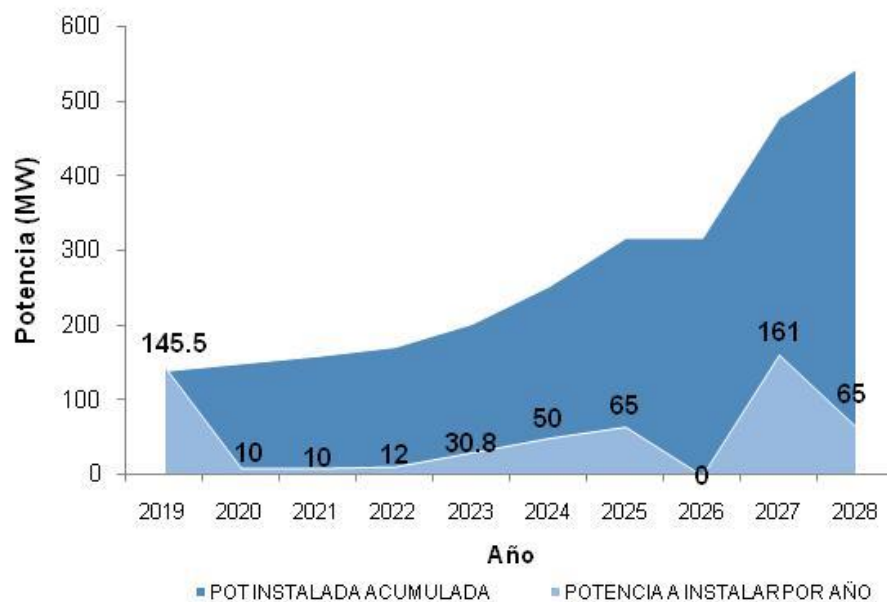
Fuente: elaboración propia.

3.7.2. Potencia por instalar en el Sistema Nacional Interconectado

De acuerdo con las necesidades de demanda para cada año, el programa brinda la potencia que debe añadirse por año para brindar el suministro de energía eléctrica de manera segura. De esta forma se cumple con lo indicado en la política energética. En la gráfica se observa la adición de potencia necesaria al Sistema Nacional Interconectado.

Como resultado de la simulación para la adición de potencia necesaria para brindar la seguridad de suministro, se considera la adición de 544,33 MW al Parque de Generación Actual. En la figura 19 se gráfica la potencia a instala por año.

Figura 19. **Gráfica potencia por instalar anual**

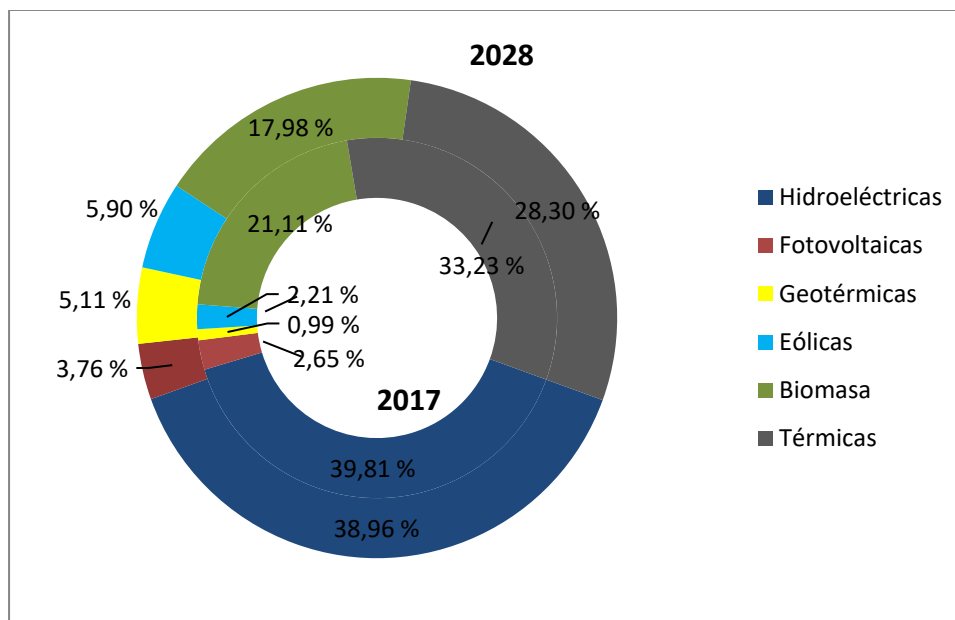


Fuente: elaboración propia.

3.7.3. Composición de la matriz de generación propuesta

En la figura 20 se grafica la comparación entre la matriz de generación actual y la matriz de generación propuesta para el año 2028. Así se promueve una *mix* de generación con más participación de tecnologías renovables no convencionales y tecnología geotérmica, la cual ha quedado rezagada durante 20 años aproximadamente.

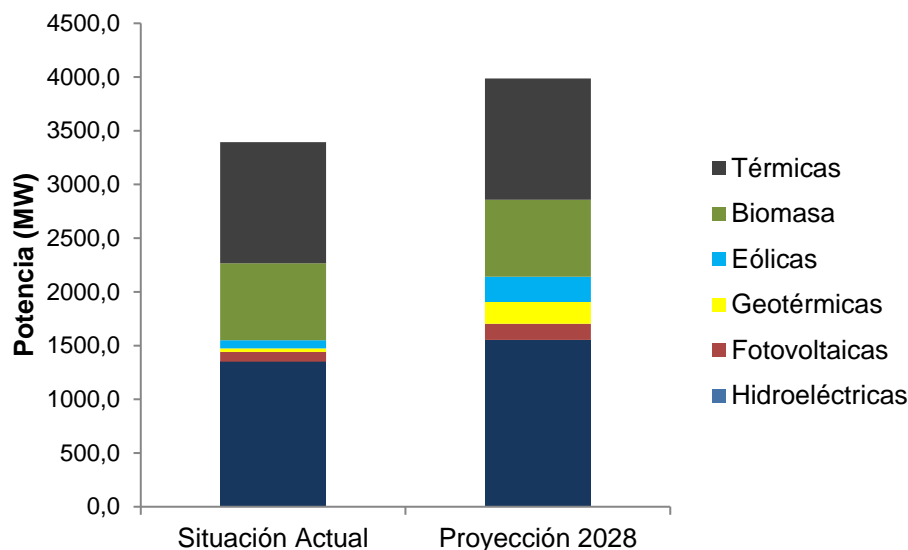
Figura 20. **Gráfica comparación matriz propuesta año 2028**



Fuente: elaboración propia.

Se proponen inversiones en plantas de generación eólicas representan un 5,90 % en la matriz de generación propuesta en el 2028 con una adición de 160 MW. Para la generación solar fotovoltaica se propone una inversión de 60 MW, representa un 5,11 % en el despacho propuesto. La inversión propuesta en plantas de generación geotérmicas es de 170 MW que representa un 5,90 % en el despacho propuesto. Para la energía hidroeléctrica se sugiere la adición de 2018 MW.

Figura 21. **Gráfica de comparación de la potencia propuesta**



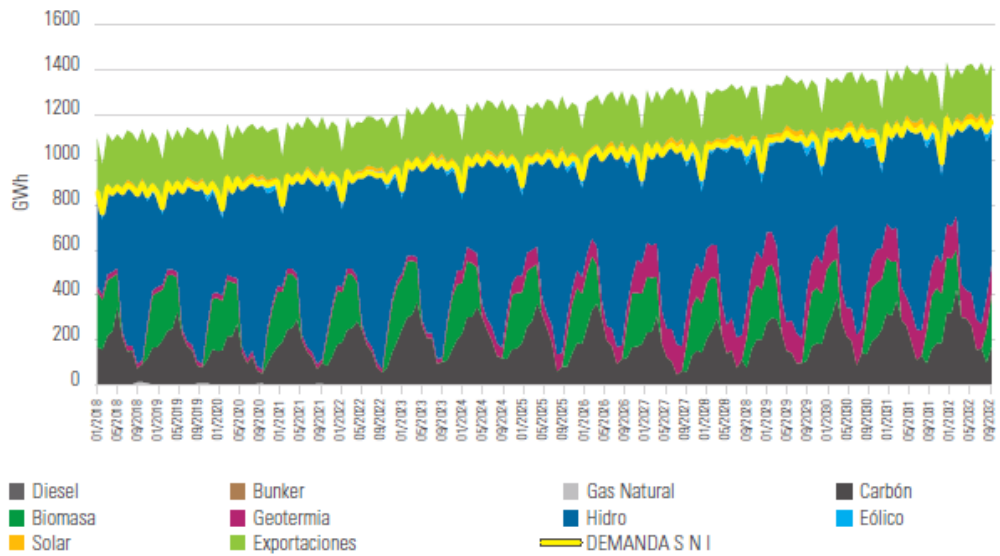
Fuente: elaboración propia.

3.7.4. Despacho de energía propuesta

El despacho de energía escenario propuesto para lograr los objetivos especificados en la Política Energética 2013-2027, priorizando un despacho en el que exista un 80 % de generación eléctrica a base de recurso renovable se muestra a continuación. Se observa que la generación hidroeléctrica tiene un alto porcentaje de participación. El aprovechamiento del recurso geotérmico en el país es más representativo, la energía eólica y solar fotovoltaica van teniendo más peso dentro del *mix* de generación eléctrica.

En la figura 22 se observa la gráfica del despacho evaluado, generado por el software propiedad del Ministerio de Energía y Minas.

Figura 22. Gráfica de despacho de energía escenario evaluado



Fuente: software sddp, propiedad del MEM.

4. ANÁLISIS DE LA INCORPORACIÓN DE UN DESPACHO DE GENERACIÓN CON UN 80 % DE RECURSO RENOVABLE

4.1. Análisis de la red de transmisión con base en el escenario de generación planteado de la política energética

La adición de nuevas plantas de generación en el sistema nacional interconectado requiere una evaluación del comportamiento de la red de transmisión eléctrica del país. Se debe evaluar la infraestructura actual para identificar las necesidades de refuerzos que brinde un suministro de energía confiable.

A través del software Neplan V558 y la base de datos del sistema eléctrico Nacional propiedad del Ministerio de Energía y Minas se realizaron simulaciones de flujos de carga de la red, con la adición de la generación propuesta, evaluando el comportamiento de la red para condiciones de demanda mínima y demanda máxima. También se consideró la estacionalidad, y se establecieron refuerzos de transmisión eléctrica en los nodos donde se presenten transgresiones de voltajes y elementos sobrecargados.

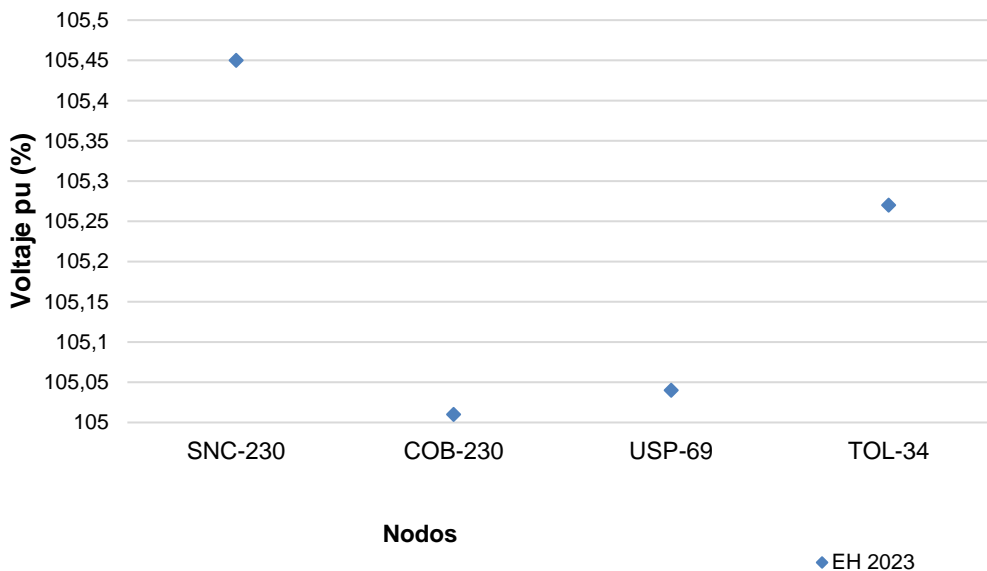
4.1.1. Análisis de la red con las condiciones actuales

Inicialmente, se realizó la evaluación de la red de transmisión eléctrica sin considerar la propuesta de generación eléctrica, únicamente se consideró el crecimiento de la demanda, y las centrales de generación eléctrica que se encuentran operando actualmente, evaluando la red para corto (año 2023) y mediano plazo (año 2028).

4.1.1.1. Evaluación de la red de transmisión año 2023

Se estableció un despacho de generación con mayor participación de plantas de generación de energía renovable para condiciones de demanda mínima. La época húmeda se observa en la figura 23 los nodos fuera de los rangos permitidos en la regulación nacional, para estado estable.

Figura 23. **Gráfica nodos con transgresiones, demanda mínima, época húmeda 2023**

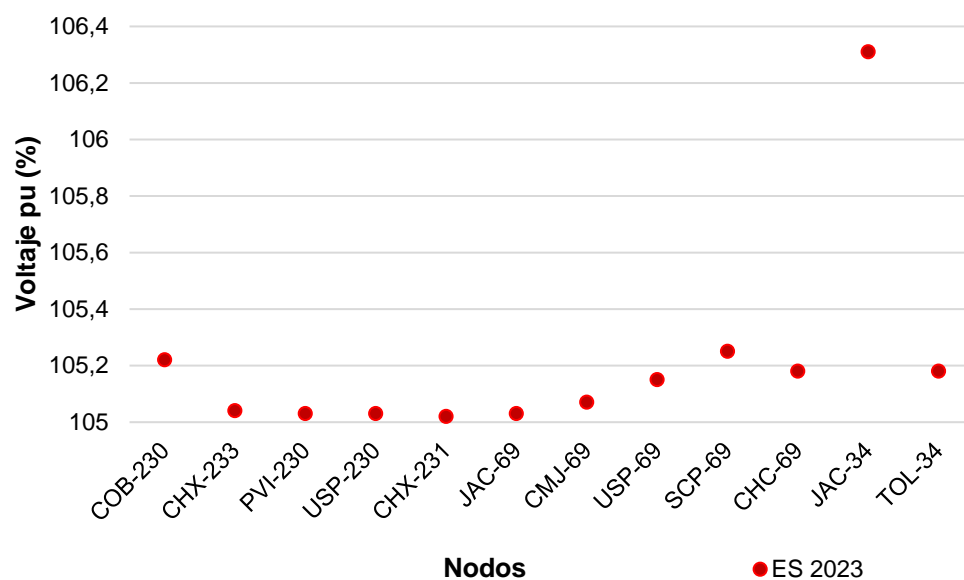


Fuente: elaboración propia.

En época seca, en la figura 24, se muestra la gráfica de las transgresiones de nodos ubicados en la región occidental, el aumento de los niveles de voltaje en los nodos de las subestaciones Cobán, Chixoy, Palo Viejo y Uspantán (COB-230, CHX-233, CHX-231, PVI-230, USP-230) se debe a que para el análisis de

la red se priorizo en el despacho de generación las plantas de cogeneración, por estos nodos se evacua una gran parte de generación hidroeléctrica.

Figura 24. **Gráfica nodos con transgresiones, demanda mínima, época seca 2023**



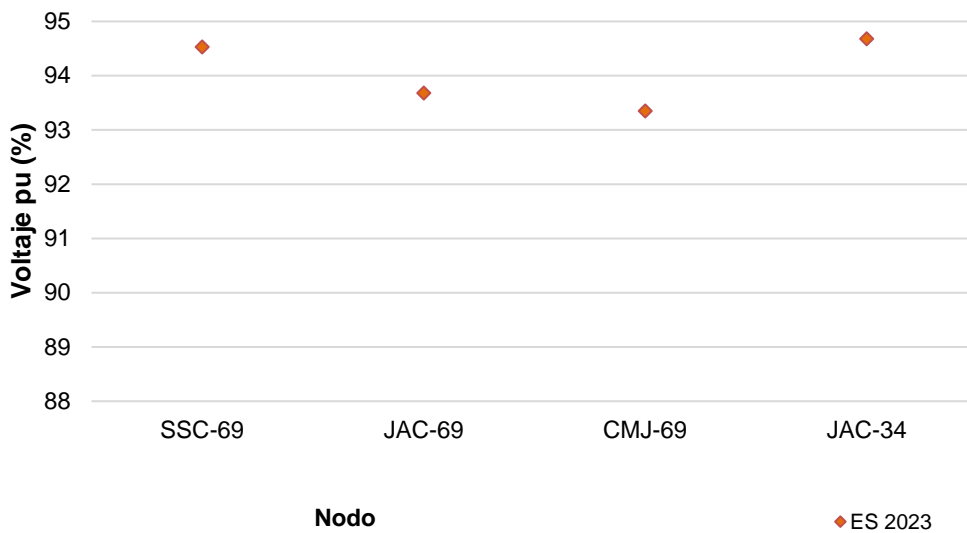
Fuente: elaboración propia.

Para condiciones de demanda máxima, época húmeda, los nodos de la red de transmisión eléctrica del país se mantienen dentro de los rangos permisibles en estado estable.

De los resultados obtenidos en el flujo de carga, para condiciones de demanda máxima, época seca, se observa en la figura 25, las transgresiones que se dan en nodos ubicados en Huehuetenango y están asociados a la línea en

construcción que va de la Subestación Chiantla a la Subestación Barrillas en 69 kV, estos presentan valores inferiores al permitido por la regulación nacional.

Figura 25. **Gráfica nodos con transgresiones, demanda máxima, época seca 2023**



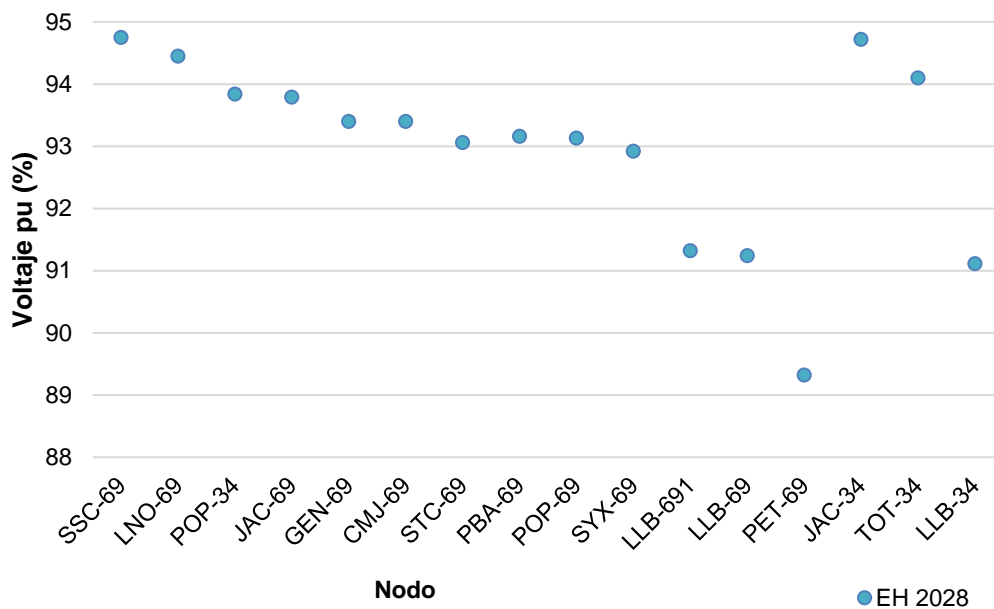
Fuente: elaboración propia.

4.1.1.2. Evaluación de la red de transmisión año 2028

Al realizar la evaluación de la red de transporte eléctrico sin considerar refuerzos en el sistema de generación y en la red de transporte eléctrico. Se observó que el comportamiento de los niveles de tensión permanece dentro de los rangos permitidos en la regulación nacional para condiciones de demanda mínima, verano en el período de corto plazo.

Al evaluar la red de transporte eléctrico considerando un escenario de demanda máxima, época húmeda, regiones del área norte del país presentarán problemas de regulación de tensión si no se consideran refuerzos en la red de transmisión como se puede apreciar en la figura 26.

Figura 26. **Gráfica nodos con transgresiones, época húmeda, demanda máxima, 2028**

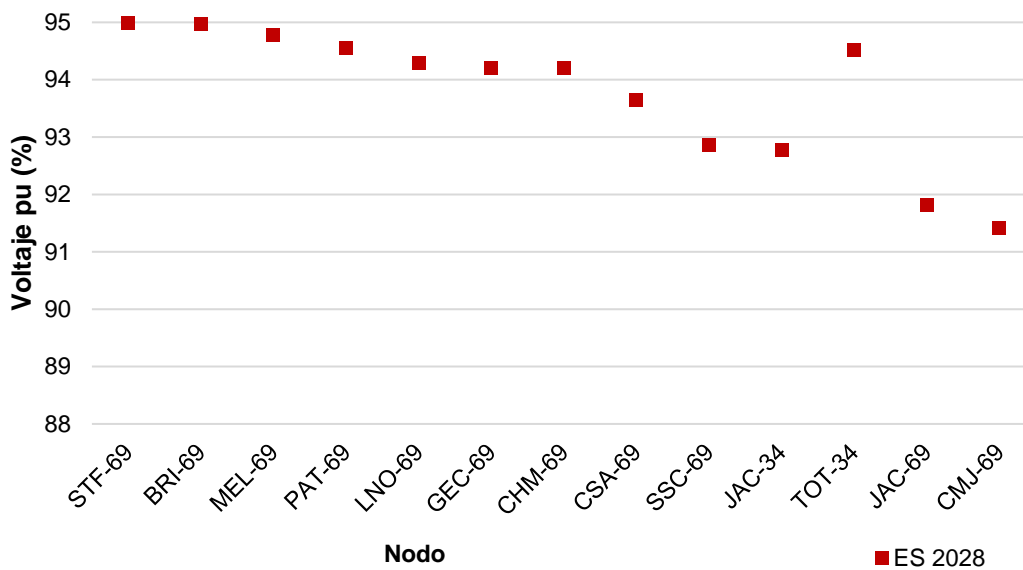


Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la figura 27, para el análisis de flujo de carga en demanda máxima, época seca, nuevamente los niveles de voltaje disminuyen en los nodos ubicados en la región norte del país. Esto se debe a que esta región depende de la generación local para mantener sus niveles de voltaje por encima del 95 % del valor nominal y ante la falta de un alimentador en 230 kV la red de transmisión presenta limitaciones en esta región. Esto afecta la regulación de

voltaje en los nodos: Poptún, Puerto Barrios, Petén, Santo Tomás de Castilla, La Libertad.

Figura 27. **Gráfica nodos con transgresiones, época seca, demanda máxima 2028**



Fuente: elaboración propia.

4.1.2. **Análisis de la red al incluir las plantas de generación propuestas**

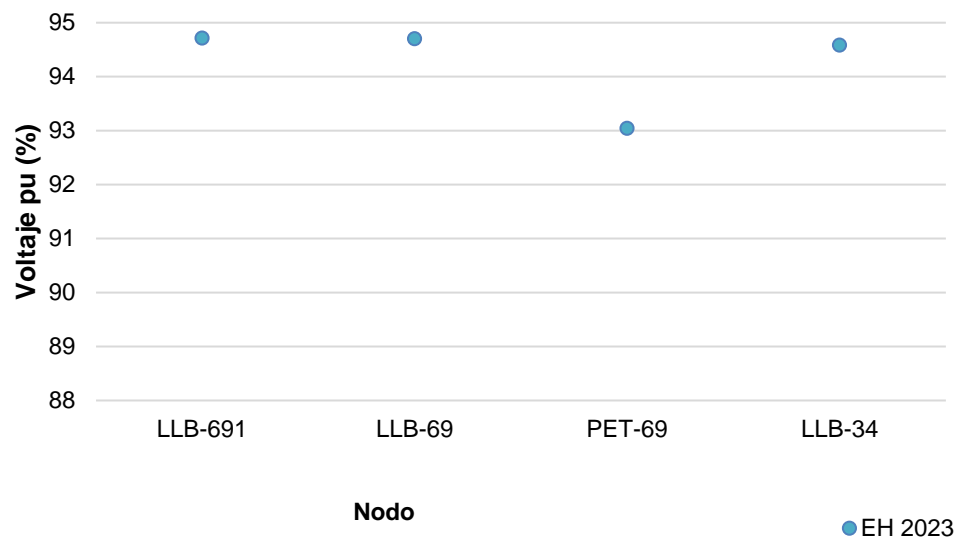
Es importante evaluar el comportamiento del sistema eléctrico con la incorporación de las propuestas de expansión de generación dado que se proponen plantas geotérmicas y proyectos fotovoltaicos en la región oriente del país, proyectos hidroeléctricos que aportan su energía en el occidente, proyectos fotovoltaicos. Se realizaron flujos de carga para evaluar transgresiones de voltaje

en los nodos del Sistema Nacional Interconectado, incluyendo estos proyectos en el despacho de generación.

4.1.2.1. Evaluación de la red de transmisión año 2023 incluyendo generación

Se realizó el análisis de la red con refuerzos de generación para condiciones de demanda máxima. Se observa en la figura 28 que en el departamento de Petén se presentan problemas de regulación de tensión. En la subestación Petén Ixpanpajul, el nivel de tensión presenta un valor del 0,93 pu y las subestaciones La Libertad presentan valores de 0,94 pu aproximadamente al realizar el análisis de flujo de carga para época lluviosa.

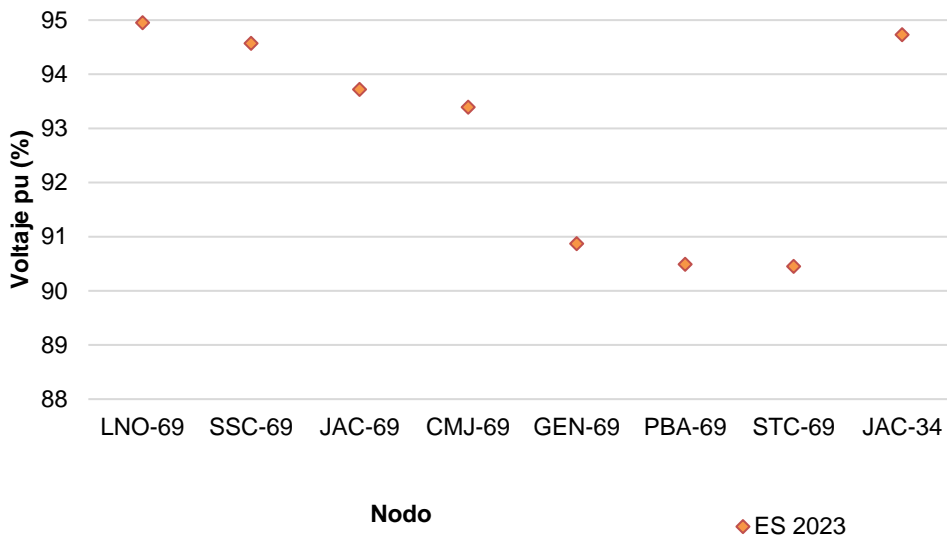
Figura 28. **Gráfica nodos con transgresiones, época húmeda, demanda máxima 2023, incluyendo generación**



Fuente: elaboración propia.

Los nodos con transgresiones de voltaje para el análisis de flujo de carga en condiciones de época seca, se observan en la gráfica 29, presentado problemas de regulación de voltaje con nodos por debajo de los 0,91 pu en las subestaciones asociados al Nodo en Puerto Barrios, se observa también que existen nodos con voltaje debajo de los 0,95 pu, relacionados con los refuerzos adjudicados en el lote A del proyecto PET NAC 2014.

Figura 29. **Gráfica nodos con transgresiones, época seca, demanda máxima 2023 incluyendo generación**



Fuente: elaboración propia.

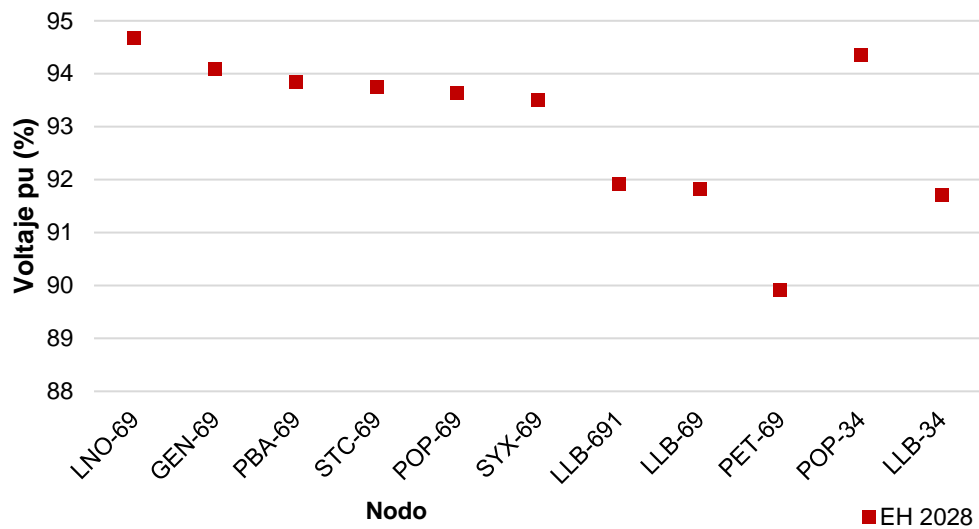
4.1.2.2. Evaluación de la red de transmisión año 2028 incluyendo generación

Se evaluó el comportamiento de la red de transmisión eléctrica con la proyección de demanda para este período, sin considerar ningún refuerzo en la

infraestructura de transmisión eléctrica, incluyendo únicamente la generación propuestas hasta el año 2028.

Se observa en la figura 30 que los problemas de regulación de tensión se incrementan para la época lluviosa, el voltaje en la subestación Petén Ixpanpajul es 0,899 pu, también se observa problemas que los nodos Poptún, Sayaxche y La Libertad registran valores inferiores a los 0,93 pu. El valor de tensión en los nodos aledaños a la subestación Puerto Barrios se verían afectados con el incremento de la demanda si no se consideran refuerzos para esta zona.

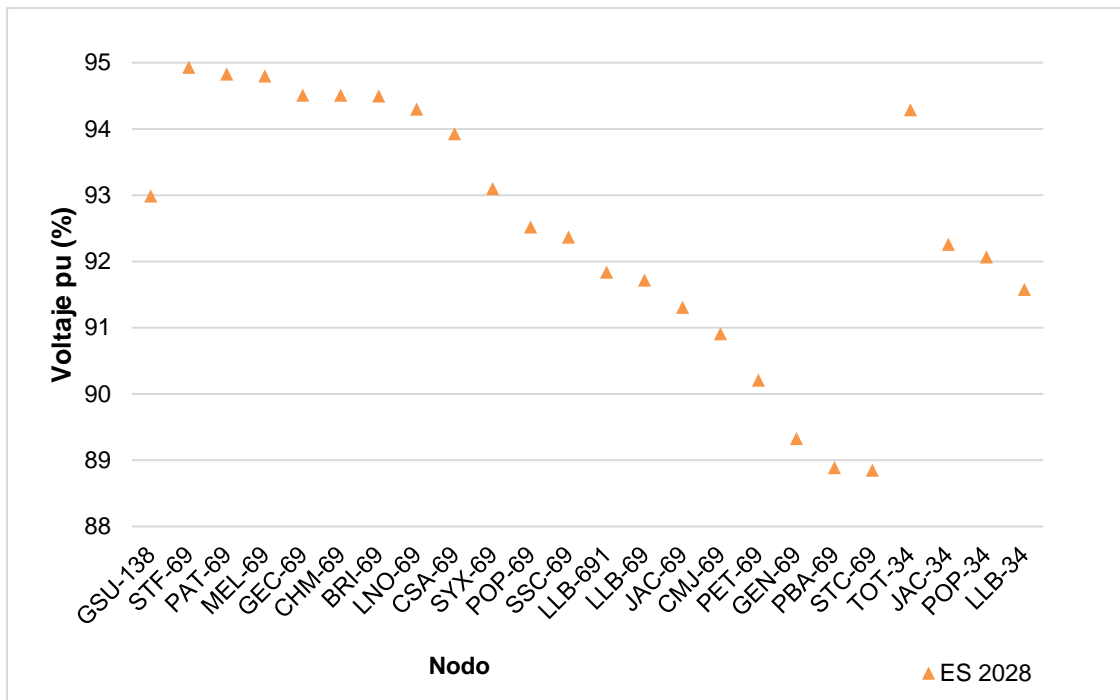
Figura 30. **Gráfica nodos con transgresiones, época húmeda, demanda máxima incluyendo generación**



Fuente: elaboración propia.

Al realizar el análisis de flujo de carga para condiciones de época seca, se observa en la figura 31 los niveles de tensión cercanos a las subestaciones Peten Ixpanpajul y Puerto Barrios en 69 kV están fuera de los rangos permisibles por la regulación actual y para garantizar el buen funcionamiento de la red de transmisión es necesario reforzar la infraestructura de transmisión eléctrica en la región norte del país, dado que esas condiciones producirían un colapso de la red de transporte en esta región.

Figura 31. **Gráfica nodos con transgresiones, época seca, demanda máxima 2028 incluyendo generación**



Fuente: elaboración propia.

4.2. Propuestas de refuerzos en la red del sistema de transmisión

A continuación, se describen las propuestas de refuerzos en la red del sistema de transmisión.

4.2.1. Alternativa propuestas

El análisis de la red, incluyendo la generación propuesta y el crecimiento de la demanda evidencia la necesidad de refuerzos en la región de Petén y garantizar la seguridad y la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado.

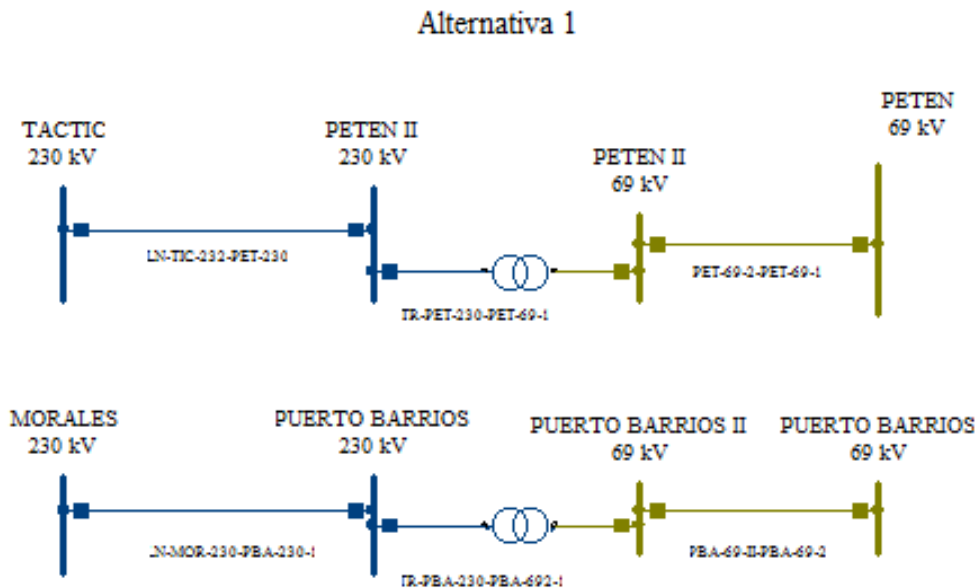
Según los requerimientos de la red, se evaluaron dos alternativas para mejorar los problemas en el nivel de tensión en la región de Petén.

Alternativa 1

- Subestación Petén 230/69 kV, 150 MVA
- Ampliación de la subestación Táctic 230 kV
- Línea de transmisión Táctic – Peten 230 kV
- Subestación Puerto Barrios 230/69 kV
- Ampliación de la subestación Morales 230 kV
- Línea de transmisión Morales – Puerto Barrios 230 kV

El diagrama unifilar de las propuestas indicadas en la alternativa 1 se muestra en la figura 32.

Figura 32. Diagrama unifilar refuerzos propuestos en la alternativa 1



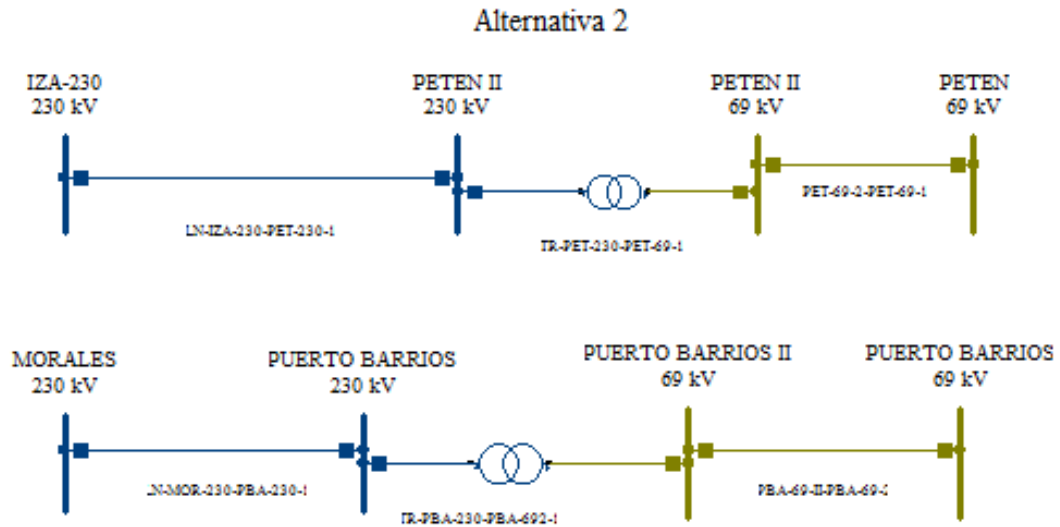
Fuente: elaboración propia, empleando software NEPLAN.

Alternativa 2

- Subestación Petén 230/69 kV, 150 MVA
- Ampliación de la subestación Izabal 230 kV
- Línea de transmisión Izabal – Petén 230 kV
- Subestación Puerto Barrios 230/69 kV
- Ampliación de la subestación Morales 230 kV
- Línea de transmisión Morales – Puerto Barrios 230 kV

En la figura 33 se observa el diagrama unifilar de las obras propuestas como alternativa 2 para fortalecer la red de transmisión del país.

Figura 33. Diagrama unifilar refuerzos propuesta en la alternativa 2



Fuente: elaboración propia, empleando software NEPLAN.

4.2.2. Análisis del funcionamiento de la red de transmisión eléctrica al incluir alternativas

El propósito de la evaluación de estas alternativas consiste en la determinación de la mejor opción para reforzar la red de transmisión del país.

Para el análisis de la red en la época húmeda, en condiciones de demanda máxima, se observa en la tabla 19 que los niveles de voltaje mejoran notablemente con la inclusión de dichos refuerzos en la región nororiental.

Tabla XIX. **Nivel de tensión de nodos con transgresión, época húmeda, demanda máxima 2023 incluyendo refuerzos**

EH 2023	Generación Incluida	Alternativa 1	Alternativa 2
Nodo	Voltaje pu (%)V	Voltaje pu (%)V	Voltaje pu (%)V
LLB-691	94,71	102,69	103,35
LLB-69	94,7	102,75	103,41
PET-69	93,04	102,58	103,4
LLB-34	94,58	102,64	103,3

Fuente: elaboración propia.

Los valores de tensión para el análisis en época seca, demanda máxima se mejoran con la inclusión de los refuerzos, se observa en la tabla 20 que para esta época no existe mucha diferencia entre los voltajes resultantes de las alternativas evaluadas.

Tabla XX. **Nivel de tensión de nodos con transgresión, época seca, demanda máxima 2023 incluyendo refuerzos**

ES 2023	Generación Incluida	Alternativa 1	Alternativa 2
Nodo	Voltaje pu (%)V	Voltaje pu (%)V	Voltaje pu (%)V
LNO-69	94,95	95,07	95,07
SSC-69	94,57	97,12	97,14
JAC-69	93,72	96,3	96,32
CMJ-69	93,39	95,99	96,01
GEN-69	90,87	101,33	101,6
PBA-69	90,49	101,34	101,61
PBA-692	90,47	101,68	101,94
STC-69	90,45	101,66	101,93
JAC-34	94,73	97,35	97,37

Fuente: elaboración propia.

Los valores de tensión para el análisis en época seca, demanda máxima, se mejoran con la inclusión de los refuerzos. Se observa en la tabla 21 que para esta época no existe mucha diferencia entre los voltajes resultantes de las alternativas evaluadas.

Tabla XXI. Nivel de tensión de nodos con transgresión, época seca, demanda máxima 2023 incluyendo refuerzos

ES 2023	Generación Incluida	Alternativa 1	Alternativa 2
Nodo	Voltaje pu (%)V	Voltaje pu (%)V	Voltaje pu (%)V
LNO-69	94,95	95,07	95,07
SSC-69	94,57	97,12	97,14
JAC-69	93,72	96,3	96,32
CMJ-69	93,39	95,99	96,01
GEN-69	90,87	101,33	101,6
PBA-69	90,49	101,34	101,61
PBA-692	90,47	101,68	101,94
STC-69	90,45	101,66	101,93
JAC-34	94,73	97,35	97,37

Fuente: elaboración propia.

La tabla XXII muestra los resultados del análisis del nivel de tensión de la red eléctrica para la época húmeda al incluir los refuerzos en el año 2028. Se observa el mejoramiento del nivel de tensión en el nodo Petén Ixpanpajul, el cual tiene valores de 1,037 pu para la alternativa 1 y 1,027 para la alternativa 2; en la subestación Puerto Barrios 69 kV se observa que el nivel de tensión aumenta de 0,938 pu a 1,028 pu en la alternativa 1 y 1,027 pu para la alternativa 2. Para la subestación en Puerto Barrios se observa el mejoramiento del nivel de tensión con el refuerzo propuesto en dicha zona mejorando también el voltaje en los nodos aledaños.

Tabla XXII. **Nivel de tensión de nodos con transgresión, época húmeda, demanda máxima 2028 incluyendo refuerzos**

EH 2028	Generación Incluida	Alternativa 1	Alternativa 2
Nodo	Voltaje pu (%V)	Voltaje pu (%V)	Voltaje pu (%V)
GEN-69	94,08	102,5	102,4
PBA-69	93,84	102,57	102,48
PBA-692	93,79	102,78	102,69
STC-69	93,74	102,73	102,64
POP-69	93,64	102,17	101,88
SYX-69	93,5	101,98	101,64
LLB-691	91,91	102,5	102,13
LLB-69	91,83	102,51	102,14
PET-69	89,92	102,55	102,13
POP-34	94,36	103,07	102,77
LLB-34	91,71	102,4	102,02

Fuente: elaboración propia.

Se determinó la necesidad de reforzar, también, la línea que conecta la subestación Guate Este – La Vega, instalando un segundo circuito que brinde mejor capacidad de conexión con el MER. Así mismo se considera necesario por el poco avance del PET -1 – 2009 en la subestación Chiantla, es necesario reforzar la red con una línea que vaya desde la subestación San Marcos hacia Malacatán y finalice en la subestación Los Brillantes.

En condiciones de época seca, demanda máxima los refuerzos evaluados mejoran los niveles de tensión de los nodos que habían presentado transgresiones de voltaje, se observa en la tabla 23 los resultados obtenidos para las dos alternativas analizadas.

Tabla XXIII. **Nivel de tensión de nodos con transgresión, época seca, demanda máxima 2028 incluyendo refuerzos**

ES 2028	Generación Incluida	Alternativa 1	Alternativa 2
NODO	Voltaje pu (%V)	Voltaje pu (%V)	Voltaje pu (%V)
PAT-69	94,83	101,81	101,66
GEC-69	94,51	104,19	104,03
CHM-69	94,51	104,19	104,03
BRI-69	94,5	97,87	97,73
CSA-69	93,93	100,98	100,82
SYX-69	93,1	103,05	100,78
POP-69	92,52	102,64	100,28
SSC-69	92,37	95,86	95,71
LLB-691	91,84	104,18	101,31
LLB-69	91,72	104,18	101,28
PET-69	90,21	104,92	101,39
GEN-69	89,33	99,47	99,16
PBA-69	88,89	99,39	99,09
PBA-692	88,87	99,67	99,38
STC-69	88,85	99,65	99,36
JAC-34	92,26	95,84	95,7
POP-34	92,07	102,26	99,88
LLB-34	91,58	104,06	101,16

Fuente: elaboración propia.

Es importante mencionar que la construcción de dichas alternativas y refuerzos recomendados, sean diseñados para una capacidad de 400 kV, aunque inicialmente, la evaluación realizada sea en 230 kV, y con esto contribuir de una manera más rápida en cuanto a la migración de la red de transmisión a un voltaje más alto.

Para mejorar la evacuación de la energía generada por el bloque de generación proveniente de las plantas de generación Jaguar Energy, Costa sur, Hidroeléctrica el Cóbano, Hidroeléctrica Aguacapa, se considera la construcción del segundo circuito entra las subestaciones eléctricas Aguacapa – pacífico y pacífico – Alborada en 230 kV.

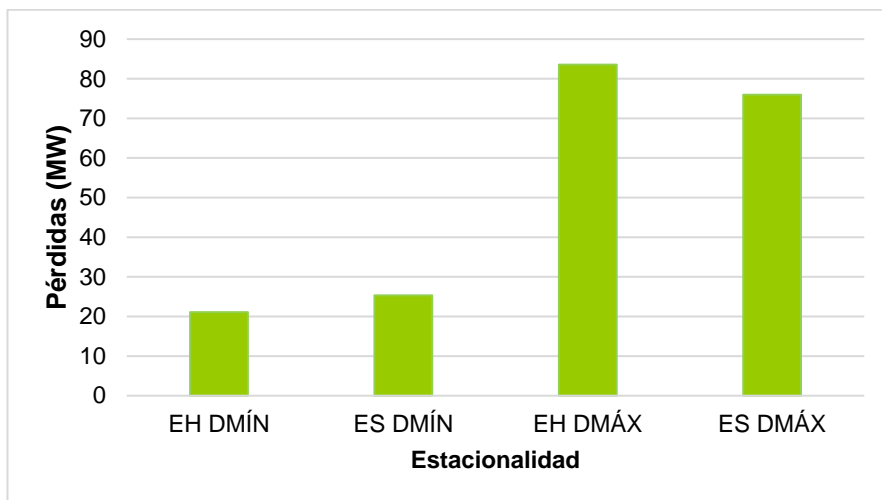
4.3. Pérdidas en la red de transmisión al evaluar alternativas

A continuación, se describen las pérdidas en la red de transmisión al evaluar alternativas.

4.3.1. Pérdidas en la red de transmisión sin evaluar refuerzos

En la figura 34 se muestra la gráfica con los valores de la evaluación de pérdidas en la red al realizar el análisis en el periodo de corto plazo sin considerar ningún refuerzo.

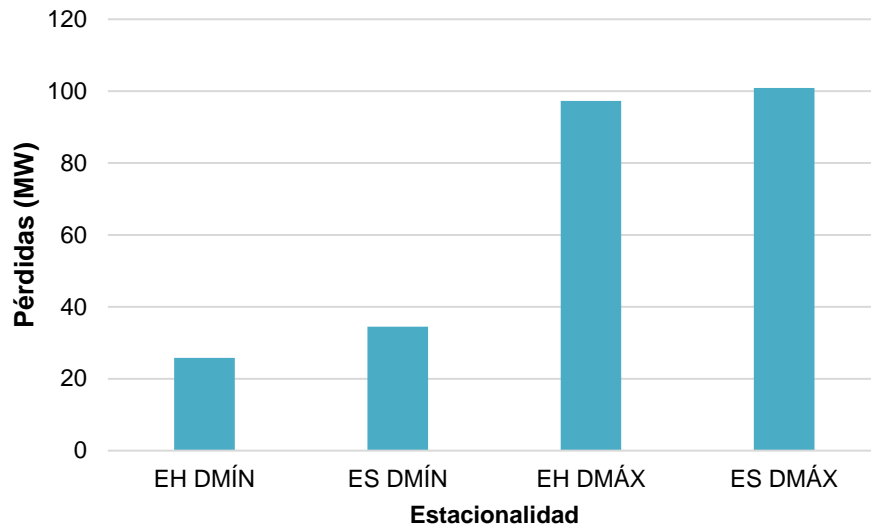
Figura 34. Gráfica de evaluación de pérdidas año 2023 sin refuerzos



Fuente: elaboración propia.

Para la evaluación del Sistema Nacional Interconectado en el año 2028, considerando que no se refuerza la red de transmisión, el valor de pérdidas en la red provocaría un aumento en relación con los valores presentados para el año 2023, los valores se observan en la figura 35.

Figura 35. **Gráfica de evaluación de pérdidas año 2028 sin refuerzos**



Fuente: elaboración propia.

4.3.2. Pérdidas en la red de transmisión al evaluar alternativas de refuerzo

Al incluir los refuerzos propuestos para la red de transmisión se hizo la evaluación de pérdidas de en la red para el año 2023 y el año 2028. Se obtuvieron los resultados de la tabla XXIV.

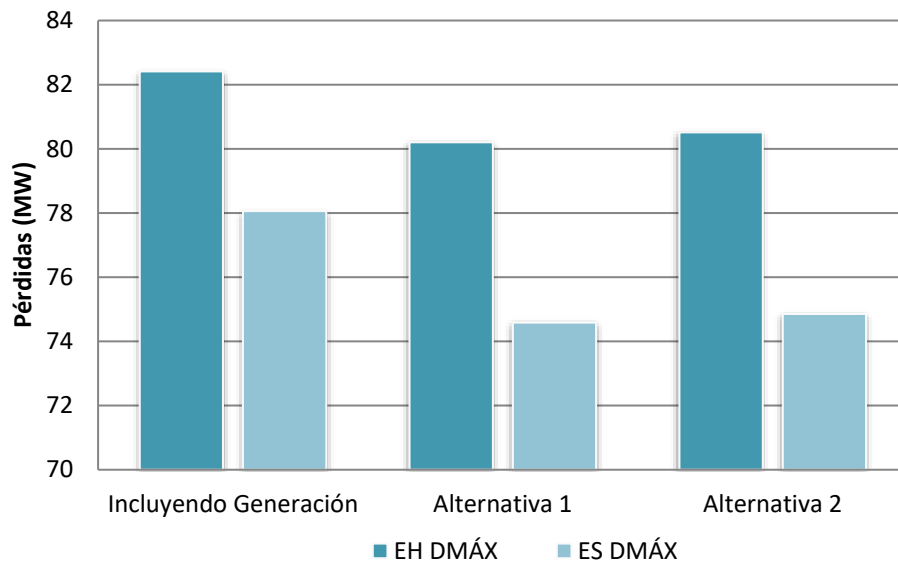
Tabla XXIV. **Comparación de pérdidas en la red al evaluar alternativas de refuerzo**

Pérdidas de red (MW)		EH DMÁX	ES DMÁX
2023	Incluyendo Generación	82,415	78,06
	Alternativa 1	80,206	74,582
	Alternativa 2	80,515	74,855
2028	Incluyendo Generación	102,633	102,889
	Alternativa 1	96,958	92,3
	Alternativa 2	97,413	92,97

Fuente: elaboración propia.

En la figura 36 se observa la mejora que se tendría en la red de transmisión eléctrica del país al incluir las alternativas propuestas en el año 2023. Con ello disminuyen las pérdidas en la red para condiciones de época húmeda. Se observa que las dos alternativas propuestas contribuyen a disminuir las pérdidas de red con la inclusión de la generación propuesta.

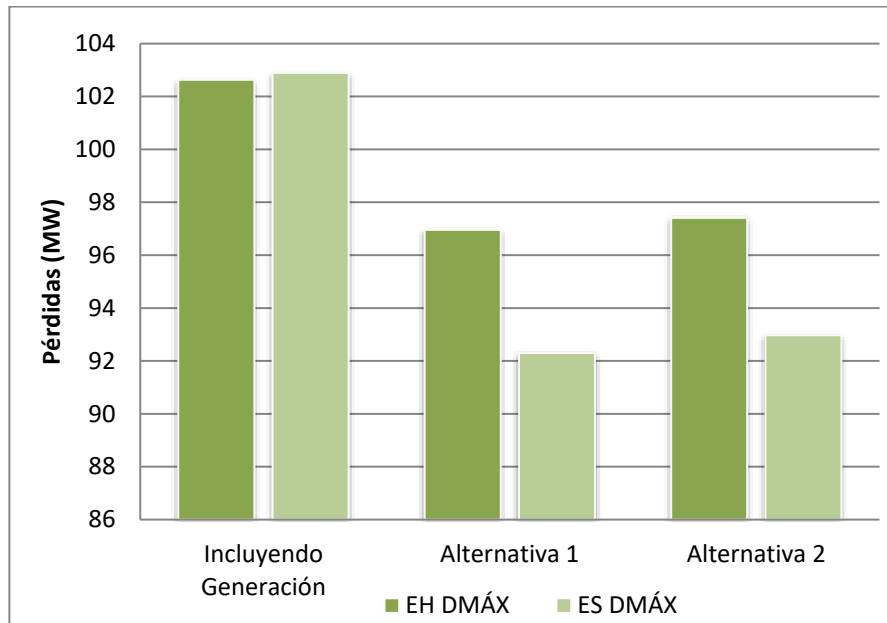
Figura 36. **Gráfica comparación de pérdidas en la red año 2023 evaluando refuerzos**



Fuente: elaboración propia

En el año 2028, se evaluaron la reducción de pérdidas en la red de transmisión eléctrica, como se observa en la figura 37, se grafican las pérdidas al incluir la generación propuesta ascienden a 102 MW, aproximadamente, para época húmeda y época seca en condiciones de demanda máxima. En la gráfica se observa la reducción de pérdidas al incluir los refuerzos propuestos en las dos alternativas. Disminuyen 6 MW para el análisis en época húmeda y aproximadamente 10 MW para condiciones de demanda máxima en época seca.

Figura 37. **Gráfica comparación de pérdidas en la red año 2028 evaluando refuerzos**



Fuente: elaboración propia

4.4. **Estimación de costos de las propuestas de refuerzo en la red de transmisión**

Se realizó una estimación de los costos asociados a los refuerzos propuestos para cada alternativa evaluando las subestaciones nuevas, las ampliaciones en subestaciones existentes, las líneas de transmisión nuevas y las adecuaciones y seccionamientos de las líneas existentes.

En la tabla 25 se muestra el costo estimado para llevar a cabo la construcción de los refuerzos propuestos para la alternativa 1, los cuales ascienden a 62,4 millones de dólares.

Tabla XXV. **Costos estimados para la alternativa 1**

Alternativa 1		
Subestaciones nuevas		
Descripción	Costos (Q.)	Costos (USD)
Puerto Barrios II 230/69 kV, 150 MVA	Q 56 936 995,49	\$7 404 030,62
Petén II 230/69 kV, 150 MVA	Q 46 117 865,10	\$5 997 121,60
Ampliaciones de subestaciones		
Descripción	Costos (Q.)	Costos (USD)
Subestación Morales 230 kV	Q 6 076 652,67	\$790 201,91
Subestación Izabal 230 kV	Q 6 076 652,67	\$790 201,91
Subestación Genor 69 kV	Q 4 313 041,19	\$560 863,61
Subestación Petén (Ixpanpajul) 69 kV	Q 3 303 149,06	\$429 538,24
Líneas de Transmisión		
Descripción	Costos (Q.)	Costos (USD)
Morales - Puerto Barrios II 230 kV	Q 76 481 227,16	\$9 945 543,19
Tactic-Petén	Q 275 332 417,77	\$35 803 955,50
Petén II - Petén 69 kV	Q 3 441 655,22	\$447 549,44
Puerto Barrios II - Genor 69 kV	Q 1 912 030,68	\$248 638,58
Total	Q 479 991 687,01	\$62 417 644,60

Fuente: elaboración propia

En la tabla 26 se observa que el costo estimado para la construcción de los refuerzos de transmisión es de 64,4 millones de dólares para la alternativa 2.

Tabla XXVI. **Costos estimados para la alternativa 2**

Alternativa 2		
Subestaciones nuevas		
Descripción	Costos (Q.)	Costos (USD)
Puerto Barrios II 230/69 kV, 150 MVA	Q 56,936,995.49	\$7,404,030.62
Petén II 230/69 kV, 150 MVA	Q 46 117 865.10	\$5 997 121,60
Ampliaciones de subestaciones		
Descripción	Costos (Q.)	Costos (USD)
Subestación Morales 230 kV	Q 6 076 652,67	\$790 201,91
Subestación Izabal 230 kV	Q 6 076 652,67	\$790 201,91
Subestación Genor 69 kV	Q 4 313 041,19	\$560 863,61
Subestación Petén (Ixpanpajul) 69 kV	Q 3 303 149,06	\$429 538,24
Líneas de transmisión		
Descripción	Costos (Q.)	Costos (USD)
Morales - Puerto Barrios II 230 kV	Q 76 481 227,16	\$9 945 543,19
Izabal - Petén II 230 kV	Q 290 628 663,21	\$37 793 064,14
Petén II - Petén 69 kV	Q 3 441 655,22	\$447 549,44
Puerto Barrios II - Genor 69 kV	Q 1 912 030,68	\$248 638,58
Total	Q 495 287 932,44	\$64 406 753,24

Fuente: elaboración propia

4.5. **Desafíos de la incorporación del 80 % de energía renovable**

A continuación, se muestran los desafíos de la incorporación del 80 % de energía renovable.

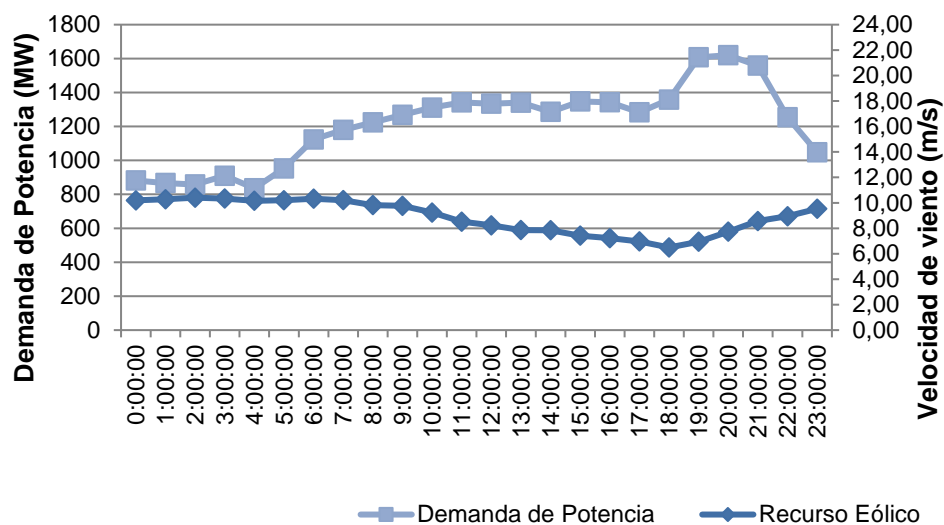
4.5.1. **Intermitencia de la energía renovable no convencional**

La desventaja de la generación con este tipo de energía es la intermitencia y volatilidad del recurso primario utilizado el cual depende de las condiciones climáticas diarias, además de la imposibilidad hasta el momento de incorporar almacenamiento, ya que la energía generada debe ser despachada instantáneamente y, en ocasiones donde la generación con este tipo de recurso

falte, es necesario recurrir a combustibles fósiles para garantizar la firmeza del suministro eléctrico.

En la figura 38 se grafica la oferta del recurso renovable eólico y la demanda de energía en un día promedio. Se observa que la disponibilidad del recurso se da en el transcurso de la tarde noche suministrando energía para el período de demanda máxima.

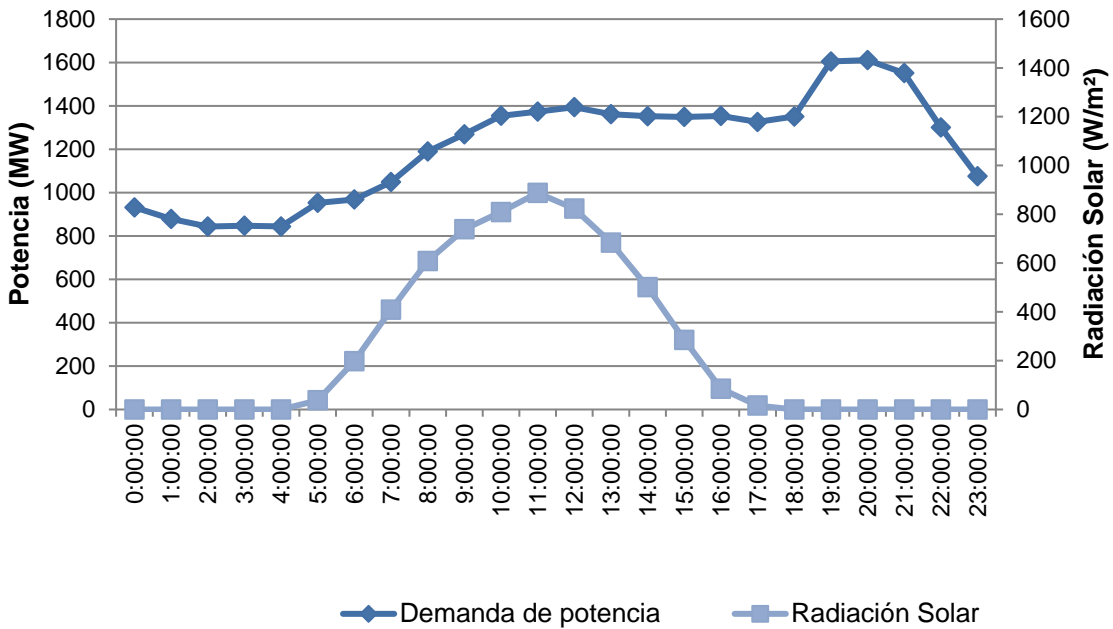
Figura 38. **Gráfica comparativa entre el recurso eólico y la demanda de energía**



Fuente: elaboración propia.

Para la generación solar fotovoltaica, el periodo del recurso diario es más predecible. En la figura 39 se observa que se da a partir de las 7 a. m. y finaliza a las 5 a. m. Se observa que no coincide con el periodo de demanda máxima, entregando la energía generada para la banda media de la demanda.

Figura 39. **Gráfica comparativa entre el recurso solar fotovoltaico y la demanda de energía**



Fuente: elaboración propia.

Existen potenciales impactos de la intermitencia de la generación de energía eléctrica no convencional.

4.5.2. Aumento de los costos del sistema

Al aumentar la participación de energías renovables con tecnologías eólicas y solares se aumenta la necesidad de disponer centrales que brinden potencia firme y puedan suministrar energía de forma permanente. Esto implica que en el despacho de generación, cuando estas centrales estén disponibles, se desplazan las centrales de potencia firme las cuales operan a menores niveles de producción encareciendo el costo variable de generación.

Dependiendo de la ubicación de estas plantas de generación es necesario reforzar la red de transmisión del país para transmitir los flujos de energía eléctrica que se dan ante la disponibilidad incierta de los generadores intermitentes.

La preferencia por las energías renovables no convencionales tiene una preferencia en el despacho. Por eso, este tipo de generadores no deban pagar ningún sobre costo asociado a la intermitencia y la variación en la potencia firme declarada. Esto provoca una operación ineficiente del sistema, opera de manera más flexible y encarece la operación total del sistema.

4.5.3. Incremento de la probabilidad de falla del sistema

El Sistema Nacional interconectado posee capacidad para responder ante contingencias presentadas. Con el aumento de la inmersión de generación intermitente la probabilidad de falla del sistema aumenta porque es difícil equilibrar la generación eléctrica producida y la energía consumida.

Las desviaciones pequeñas producto de la generación intermitente pueden producir variaciones en la frecuencia del sistema y afecta la estabilidad de este.

4.5.4. Necesidad de alternativas de respaldo

Ante la falta de recurso primario de las tecnologías renovables no convencionales es necesario poseer un respaldo para la generación solar fotovoltaica, la cual es oscilante y predecible con variaciones paulatinas y de la energía eólica la cual es muy poco predecible y con variaciones abruptas.

En el despacho de generación propuesto se evaluó una planta de gas natural la cual puede servir de respaldo para compensar la variación poco predecible de la generación eólica y proporciona una respuesta rápida ante contingencias presentadas en el sistema. Las plantas de generación con diesel tienen una respuesta rápida, con la desventaja de que el costo de operación es el alto, y esto tienen una incidencia directa ya que representaría un incremento en la tarifa de energía eléctrica.

La energía solar fotovoltaica es más predecible ya que se puede conocer preliminarmente la cantidad de energía que se producirá al día siguiente. Las tecnologías de respaldo para esta generación intermitente pueden ser a través de centrales que no tengan capacidad de respuesta rápida, como la generación con carbón mineral o la generación a partir del recurso hídrico.

En el capítulo 3 de este documento, como resultado del despacho proporcionado por el software sddp, se evaluó la inyección de 60 MW de potencia producto de generar con tecnología fotovoltaica. También se propone la adición de 160 MW de potencia generada con tecnología eólica. Se brinda respaldo de esta generación propuesta incluyendo en el despacho de generación 170 MW de potencia generados con tecnología geotérmica.

4.5.5. Margen de reserva

Según el Administrador del Mercado Mayorista el país sufre de una falta de reserva secundaria y un aumento en los valores del error de control de área, comprometiendo la seguridad en la operación del sector. Los proyectos de generación renovable no convencional inducen a un aumento en la demanda de potencia de reserva afectando la estabilidad del sistema.

La reserva primaria debe cubrir la mayor pérdida de generación, el mayor generador individual, el cual debe ser sustituido por la reserva secundaria hasta que esté disponible nuevamente. La unidad de generación a base de carbón San José con una potencia de 137 MW, según datos del Administrador del Mercado Mayorista.

El AMM estimó los requerimientos de reserva al incluir una capacidad eólica instalada de 75,9 MW y una capacidad solar fotovoltaica de 80 MW para el año 2016. Para el año 2018 la capacidad solar fotovoltaica evaluada es la misma y la capacidad eólica instalada evaluada fue mayor en 87 MW que en el 2016. Derivado del estudio se establece que la reserva secundaria que se requeriría para compensar las fluctuaciones de generación solar fotovoltaica es equivalente a 46 MW durante el día para el 2016 y la proyección en el 2018. Para compensar la reserva secundaria producto de la generación eólica varía de 5 MW a 22 MW en el 2016 y de 11 MW a 47 en el 2018.¹⁴

4.6. Conflictividad social

Las inversiones en el subsector eléctrico en proyectos de generación y transmisión se han visto afectadas en el proceso de construcción debido al aumento de la oposición social generando un clima de ingobernabilidad en las áreas cercanas a los proyectos de generación y transmisión, ya que existen grupos específicos dedicados a intimidar, amenazar y posterga la entrada de operación de nuevas plantas de generación.

Existen problemas que propician la inconformidad de estas regiones como el acceso al agua, que las entidades encargadas de los proyectos no los socializan de una manera correcta. También existen comunidades que se encuentran cercanas a los centros de generación que no cuentan con suministro de energía eléctrica.

La conflictividad por temas relacionados con energía eléctrica ha presentado un aumento desde el año 2008, datos del 2016 refieren que existen más de 300 municipios del país registran conflictos por generación, distribución, transmisión o facturación de energía eléctrica.

¹⁴ Banco Mundial. *Análisis técnico económico sobre las tasas máximas de penetración de la energía eólica y solar en la red eléctrica de Guatemala*. <http://documentos.bancomundial.org/curated/es/272301552472345421/pdf/An-lisis-T-cnico-y-Econ-mico-de-M-xima-Penetraci-n-de-Energ-a-E-lica-y-Solar-en-la-Red-El-ctrica-de-Honduras.pdf>.

Existen 16 proyectos hidroeléctricos que no se han podido ejecutar debido a la conflictividad existente en el país. Esto representa 453 MW de potencia por instalar. Estos problemas han ocasionado que cinco proyectos no se puedan realizar. Algunos, como el proyecto San Andrés y Pojom no registran avances en la etapa de construcción. Existen proyectos hidroeléctricos como Oxec y Sacjá consultan a pueblos indígenas. Algunos han sido suspendidos por la Corte de Constitucionalidad mientras estaban en la etapa de operación.

El costo diario de generación de energía se podría incrementar en un 35 % aproximadamente 2,6 millones de quetzales ante la falta de energía renovable, convocando energías con tecnologías más caras según el administrador del mercado mayorista.

Es importante promover la inversión en proyectos de generación renovable en el país, ya que en los últimos años se ha reportado escasez de lluvias. Esto ha ocasionado que la hidroeléctrica Chixoy tenga que generar debajo de lo programado, operando en una quinta parte de su capacidad ya que se debe reservar agua para el periodo de verano para mantener la tarifa eléctrica.

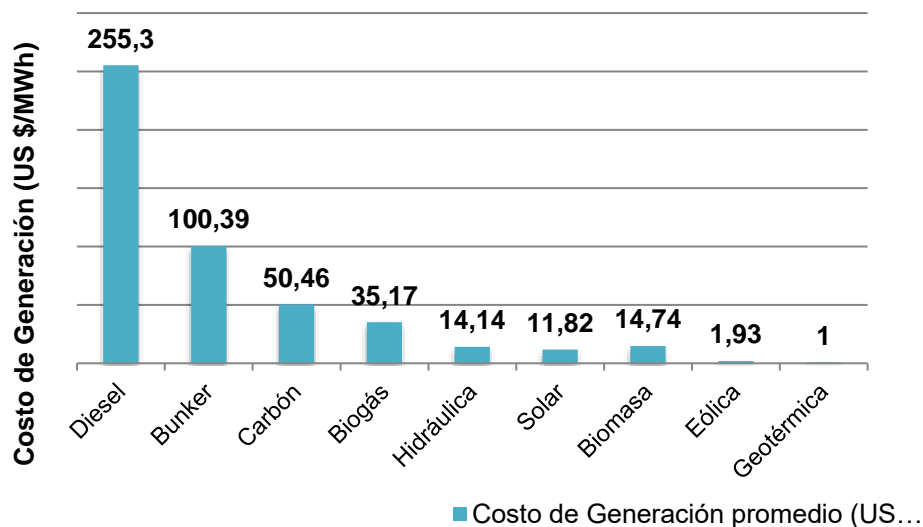
Es una tarea pendiente del gobierno guatemalteco la creación de un marco legal para realizar las consultas a pueblos indígenas que se establecen en el Convenio 169 de la OIT, así mismo, el procedimiento para establecer las servidumbres de paso de líneas de transmisión, debido a que en algunos casos las exigencias económicas por parte de los comunitarios para el paso de líneas de transmisión son tan altas que afectan el costo final,

4.7. El aporte de una matriz energética renovable a las tarifas eléctricas

A partir de la adición de proyectos de generación que utilizan energía renovable desde el 2012, se observó que el costo por kwh ha disminuido y se ha mantenido estable durante los últimos años. Esto beneficia al usuario final porque el consumo de energía eléctrica se ha incrementado en hogares y oficinas debido al uso continuo de tecnología.

El aporte de las energías renovables garantiza que los precios sean más competitivos como puede observarse en la figura 40. La gráfica del costo variable de generación promedio, la generación con bunker es 7 veces más costosa que la generación con recurso hídrico y generar con carbón resulta 3,6 veces más costoso que generar con recurso hídrico.

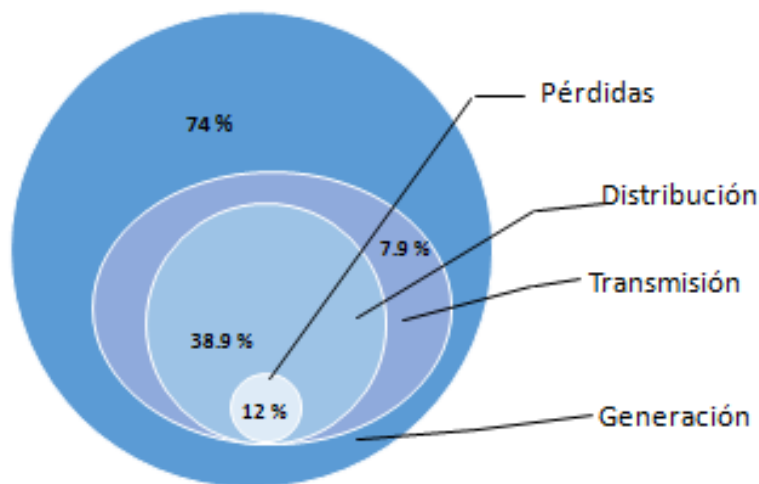
Figura 40. Costos variables de generación



Fuente: Informe Estadístico, MEM,

Las tarifas en el país son susceptibles a incrementos en parámetros de inflación nacional e internacional, los contratos de licitación están indexados a índices de inflación internacionales, generalmente americano que quizá pueda incidir en un largo plazo, si se genera con plantas que utilizan energías renovables ya que según la figura 41, el porcentaje de los costos de generación de energía eléctrica tienen un alto porcentaje en la desagregación de los costos de la tarifa eléctrica.

Figura 41. **Porcentaje de distribución de costos en la tarifa eléctrica**



Fuente: elaboración propia, datos de la Unidad de Estadísticas Energéticas, DGE,

Para el año 2020 serán sustituidos algunos contratos como el de la planta generadora con carbón San José que aporta 120 MW al sistema, abriendo nuevamente oportunidad para nuevas inversiones de plantas de generación con recurso renovable.

4.8. Acciones por ejecutar por las instituciones gubernamentales y no gubernamentales

Para lograr la consecución de las metas establecidas en la política energética del país, el sector público y el sector privado deben trabajar en conjunto ejecutando acciones puntuales que establezcan una sinergia entre la generación, transmisión y distribución.

Debido a que la adición de nueva generación y refuerzos en la red de transmisión son decisiones políticas, a continuación, se sugieren ideas para tanto la iniciativa privada y la iniciativa pública contribuya con el cumplimiento de tener una matriz de generación eléctrica con un 80 % de energía renovable.

- El ente rector debe reestructurar el decreto 52-2003 de la *Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable* y el Acuerdo gubernativo 211-2005 *Reglamento de la Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable*, en cuanto a:
 - Se debe brindar un mejor beneficio en cuanto al trámite de incentivos fiscales para proyectos de menor potencia, evaluando la documentación necesaria que debe presentar la entidad, debido a que la documentación requerida en la presente ley está contemplada para proyectos de mayor magnitud.
 - Agilizar el tiempo de trámite de solicitud de incentivos para proyectos de generación menores a 5 MW.
 - Establecer un método de goce de incentivos fiscales para proyectos aislados o de autoconsumo, ya que estos no entregan la energía

generada al SNI, y el decreto 52-2003 establece que solo gozaran de incentivos fiscales proyectos de generación eléctrica que utilicen recurso renovable y entreguen la energía generada al SNI.

- Que el periodo de goce de incentivos fiscales para la etapa de operación comercial tenga más amplitud, beneficiando con esto a las entidades desarrolladoras de estos proyectos, ya que generalmente de los estudios financieros de este tipo de proyectos se ha observado que a partir del octavo año de operación comercial comienzan a percibir ganancias.
- Es necesario que el ente rector actualice el potencial de los recursos energéticos renovables existentes en el país, la última actualización fue realizada en el año 2002 y hasta el momento al momento de planificar los valores resultantes de dicha estimación son los que se consideran; con esto se generarían mapas de recurso solar, de recurso eólico, de recurso geotérmico con potenciales aprovechables.
- El ente rector debe dar continuidad a las propuestas resultantes de la planificación del sistema eléctrico y promover las licitaciones de nuevos proyectos de generación para abastecer el crecimiento de la demanda; así mismo las licitaciones para los refuerzos en la red de transmisión y con esto brindar un suministro de energía con índices de confiabilidad, seguridad y calidad aceptables.
- El ente operador debe establecer un valor máximo de penetración de generación de energía renovable no convencional (solar fotovoltaica y eólica) que afecte el error de control de área, ni las condiciones de operación del SNI. Es importante que, al planificar, se debe tener un dato

que describa la relación en cuanto al porcentaje de la reserva necesaria ante la adición de un MW de potencia por medio de estas tecnologías.

- La instalación de plantas que utilicen recurso geotérmico es necesaria debido a que su costo de operación es bajo. Son plantas que se toman como central base en el despacho y funcionarían para brindar una reserva ante la adición de energía renovable no convencional al parque de generación. Es tarea del Instituto Nacional de Electrificación aprovechar el recurso geotérmico existente en el país.
- Es importante reestructurar las normativas regionales que permitan, que el país pueda convertirse en el mayor exportador de energía eléctrica en Centroamérica, y sea posible exportar una mayor cantidad de energía al Mercado Eléctrico Regional.
- El Estado debe establecer en los procesos de licitación que se respete el cronograma de actividades en la ejecución de los proyectos para que no se tenga que recurrir al uso de otras tecnologías y cumplir con el suministro de energía eléctrica.
- Los encargados de la construcción de infraestructura eléctrica en el país tienen que socializar los proyectos antes de iniciar la ejecución de estos.
- El Estado debe garantizar la gobernabilidad en los lugares donde sean ejecutados los proyectos de generación a base de recurso renovable y la infraestructura nueva de transmisión eléctrica.
- Es necesario generar un mapa de conflictividad actualizado, donde se observen los focos de conflictividad existentes en el país, con esto

establecer en la planificación lugares concretos para la instalación de proyectos de generación eléctrica con recurso renovable.

- El Estado debe de establecer una metodología para realizar las consultas a las comunidades aledañas al emplazamiento destinado para la instalación de proyectos de generación eléctrica y con ello brindar la certeza jurídica para que este tipo de proyectos no tengan atrasos en la etapa de ejecución y operación comercial.
- Los valores de servidumbre y costos de adquisición de los terrenos utilizados para infraestructura eléctrica deben estar regulados por el Estado, debería de existir una ley que establezca un costo promedio por metro cuadrado en cada región.

CONCLUSIONES

1. Para la realización del Ejercicio Profesional Supervisado (EPS), se puso en práctica lo aprendido en los cursos Sistemas de Generación, Análisis de Sistemas de Potencia, Líneas de Transmisión, Subestaciones Eléctricas, evaluando una de las metas planteadas en la Política Energética 2013-2027.
2. El proceso de planificación de la expansión del sistema de generación eléctrica es importante, ya que evalúa las condiciones necesarias para el correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado en un futuro, el cual tiene una estrecha relación con la expansión del sistema de transporte del país y deben ser trabajados de manera paralela.
3. Al observar los resultados del despacho de generación, se determinó que para lograr la meta establecida del 80 % de generación con base en el recurso renovable. Es necesario invertir en nuevas plantas de generación eléctrica, debido a que centrales con Hidroeléctrica Chixoy se encuentran operando por debajo de su capacidad nominal debido a la ausencia de lluvias en el país y siendo esta una de las centrales con mayor capacidad del país, existen problemas relacionados con el tiempo de vida útil de la planta, explotando el potencial geotérmico existente en el país incluyendo centrales de base, que proporcionen el suministro de energía de manera continua.
4. La adición de las plantas de generación del escenario propuesta no genera condiciones inestables en la red de transporte del país, ya que los niveles

de tensión con transgresiones de voltaje resultantes de los flujos de carga realizados se deben al incremento tendencial de la demanda de energía. Sin embargo, es necesario reforzar la red de transmisión construyendo una subestación eléctrica 230/69 kV en Petén, la cual debe conectarse mediante una línea de transmisión en 230 kV con la subestación Tactic. Una subestación nueva Puerto Barrios 230/69 kV, la cual debe conectarse mediante una línea de transmisión en 230 kV con la subestación Morales; con esto se mejoran los niveles de tensión y se adecua la red para una posible exportación de energía con los países vecinos. Se propone un refuerzo que consiste en la construcción de un segundo circuito desde la subestación eléctrica Aguacapa hacia la subestación eléctrica Pacifico y, posteriormente, a la subestación eléctrica Alborada mejorando la confiabilidad de la red para la evacuación de la energía generada en la región.

5. Para el cumplimiento de la meta establecida en la Política Energética, el Estado debe garantizar la certeza jurídica necesaria para afrontar una de las barreras en el desarrollo de proyectos de generación con recurso renovable como lo es la conflictividad social existente en el país. Así mismo, se debe evaluar una barrera técnica, el porcentaje adecuado de penetración de energía renovable no convencional en el Sistema Nacional Interconectado. Es importante revisar la Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable y su reglamento, otorgando un mejor beneficio a las inversiones de generación con recurso renovable como lo es otorgar incentivos fiscales a la totalidad de los proyectos de generación, una ampliación de tiempo en la exoneración del Impuesto Sobre la Renta.

6. Es tarea del Estado proporcionar las herramientas necesarias para la correcta socialización de los proyectos de generación y transmisión eléctrica en el país, ya que la inversión en este tipo de proyectos tiene beneficios como la estabilidad de la tarifa eléctrica, mejor competitividad en los precios de generación eléctrica, reducción de pérdidas en la red de transmisión.

RECOMENDACIONES

1. El Ministerio de Energía y Minas debe impulsar proyectos de generación eléctrica con tecnologías que brinden el soporte necesario ante la intermitencia de las energías renovables no convencionales, dado que la matriz de generación eléctrica guatemalteca depende mucho de la estacionalidad.
2. Es importante que el Ministerio de Energía y Minas promueva la explotación y el aprovechamiento del recurso geotérmico existente en el país ya que estas plantas funcionan como reserva ante la inclusión de nuevos proyectos de generación eléctrica no convencional.
3. El estado debe darle seguimiento al proceso de planificación y el énfasis correspondiente a las obras propuestas ya que las mismas coadyuvan al mejoramiento de las condiciones de vida de la población guatemalteca.
4. Es necesario que el Ministerio de Energía y Minas en sus próximas licitaciones en la red de transmisión tome en cuenta los refuerzos necesarios en la región de Petén, debido a que con el crecimiento de la demanda se acrecentaran los problemas de regulación de tensión.
5. La evaluación de la construcción del refuerzo propuesto de la línea de transmisión en 230 kV desde la subestación Tactic hacia una nueva subestación Petén resulta de mucha importancia, ya que con este refuerzo se fortalecerá los niveles de tensión en la red de 69 kV en los nodos

aledaños, permitiendo un enlace para la exportación de energía a los países vecinos México y Belice.

6. La confiabilidad de la red de transmisión será mejorada con la construcción del refuerzo que consiste en el segundo circuito entre las subestaciones eléctricas Aguacapa – Pacífico y Pacífico – Alborada ante la contingencia en el circuito existente entre Aguacapa – Pacífico, ya que por esta línea de transmisión se evacua la energía generada por el bloque de generación proveniente de las plantas: Jaguar Energy, Costa sur, Hidroeléctrica el Cobano, Hidroeléctrica Aguacapa.
7. Es conveniente que el Ministerio de Energía y Minas considere que los próximos refuerzos en la red transmisión sean evaluados para una tensión mayor a los 230 kV, proyectando una migración en la red hacia los 400 kV.
8. Para atraer a más inversionistas en proyectos de generación eléctrica con recurso renovables resulta necesario reestructurar la Ley de Incentivos, mejorando los beneficios para proyectos con potencias inferiores a los 5 MW, y otorgando un plazo más amplio para la exoneración del Impuesto Sobre la Renta de estos proyectos.
9. El Ministerio de Energía y Minas debe realizar una actualización del potencial de recurso renovable existente en el país, generando mapas donde se indiquen las áreas concretas para la instalación de nuevos proyectos de generación eléctrica con recurso renovable, el mismo debe llevar los focos de conflictividad existentes en el país.

10. Es importante evaluar cuanto puede ser el porcentaje de penetración de energía renovable no convencional en el país, que no afecte operativamente el SNI, ni los costos promedios de generación.

BIBLIOGRAFÍA

1. Banco Mundial. *Análisis técnico económico sobre las tasas máximas de penetración de la energía eólica y solar en la red eléctrica de Guatemala*. [en línea]. <<http://documentos.bancomundial.org/curated/es/272301552472345421/pdf/An-lisis-T-ncico-y-Econ-mico-de-M-xima-Penetraci-n-de-Energ-a-E-lica-y-Solar-en-la-Red-El-ctrica-de-Honduras.pdf>>. [Consulta: mayo de 2019].
2. CABI. *Impacto de la ingobernabilidad y oposición sistemática en las generadoras de energía eléctrica renovable y sus efectos socioeconómicos a nivel local y nacional en la actualidad y en el futuro 2015-2030*. [en línea]. <<https://ager.org.gt/wp-content/uploads/2016/10/estudio-cabi-ager-2016.pdf>>. [Consulta: mayo de 2019].
3. CARBAJO JOSA, Alberto. *La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico*. [en línea]. <https://www.fundacionalternativas.org/public/storage/laboratorio_documentos_archivos/6166d6f83d79becd75c9196b685d36f6.pdf>. [Consulta: mayo de 2019].
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Informe estadístico*. Guatemala: CNEE, 2012. 62 p.
5. _____. *Informe estadístico de mercado*. [en línea]. <http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=4357>. [Consulta: mayo de 2019].

6. _____. *Plan de expansión indicativo del sistema de generación, Comisión Nacional de Energía, 2008-2022*. Guatemala: MEM, 2008. 111 p.
7. Dirección General de Energía. *Informe estadístico, 2017*. Guatemala: MEM, 2017. 138 p.
8. Ley General de Electricidad y su Reglamento. *Marco legal del subsector eléctrico de Guatemala, compendio de leyes y reglamentos, decreto 93-96*. Guatemala: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2013. 114 p.
9. *Manual de planificación energética*. [en línea]. <http://www.olade.org/wp-content/uploads/2017/06/Manual_Planificacion_Energetica_Espa%C3%B1ol_Final22-05-2017.pdf>. [Consulta: mayo de 2019].
10. Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión indicativo del sistema de generación, Ministerio de Energía y Minas, 2014-2028*. [en línea]. <<http://www.cnee.gob.gt/PlanesExpansion/Docs/PLAN%20DE%20EXPANSI%C3%93N%20INDICATIVO%20DE%20GENERACI%C3%93N%202014-2028-19-02-2014.pdf>>. [Consulta: mayo de 2019].
11. _____. *Planes indicativos de generación y transmisión*. Guatemala: CNEE, 2016. 180 p.
12. _____. *Política Energética, Ministerio de Energía y Minas, 2013-2027*. [en línea]. <<https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2013/02/PE2013-2027.pdf>>. [Consulta: mayo de 2019].

13. PICA, Andrés y SAUMA, Enzo. *Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes*. Chile: Pontificia Universidad de Chile, 2015. 18 p.

