

PERSPECTIVAS DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

2012





SEGUNDA EDICIÓN

NOVIEMBRE 2012

Perspectivas  
de los Planes  
de Expansión





# MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

MINISTRO

Ingeniero Erick Estuardo Archila Dehesa

VICEMINISTRO DE ÁREA ENERGÉTICA

Ingeniero Edwin Ramón Rodas Solares

VICEMINISTRO DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Licenciada Ekaterina Arbolievná Parrilla Artuguina

VICEMINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS

Licenciado José Miguel de la Vega Izeppi

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PRESIDENTE

Licenciada Carmen Urizar Hernández

DIRECTORA

Licenciada Silvia Ruth Alvarado de Córdova

DIRECTOR

Licenciado Jorge Guillermo Arauz Aguilar

GERENTE GENERAL

Ingeniero Sergio Oswaldo Velásquez Moreno

GERENTE JURÍDICO

Licenciado Amilcar Vinicio Brabatti Mejía

## DIVISIÓN DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE LA CNEE

JEFE DE LA DIVISIÓN DE PROYECTOS ESTRATÉGICOS

Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso

JEFE DEL DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN DE PROYECTOS

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira

EQUIPO DE TRABAJO

Ingeniero Edgar Roberto de León Navarro

Ingeniero José Antonio Morataya Cerna

Ingeniero Gustavo Adolfo Ruano Martínez

Ingeniero José Emilio Zambrano Quinteros

Ingeniero Oscar Arnoldo Aldana Quiroa

# INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica tiene el agrado de presentar el siguiente documento, resaltando la importancia estratégica que tiene la tarea de planificación en cualquier sector productivo, pues define la visión de desarrollo de dicho sector para un mediano y largo plazo, fijando objetivos y metas a cumplir, e impone la misión de establecer los métodos y procedimientos para poder alcanzar dichas metas.

El subsector de energía eléctrica en Guatemala tiene una clara visión de largo plazo, para el efecto se encuentra cumpliendo los objetivos y metas definidos en la política energética, siendo el presente Plan parte de ella.

Este documento contiene tres secciones, las cuales se pueden identificar como sigue: la primera sección contiene un diagnóstico del sector de electricidad en general, la segunda sección contiene las perspectivas del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2012-2026 –PEG-2012-2026– y la tercera sección contiene las perspectivas del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2012-2021 –PET-2012-2021–.

En la primera sección se incluye un análisis y descripción del comportamiento del mercado eléctrico en Guatemala, con indicadores de energía generada, la composición y duración del consumo de energía, oferta firme eficiente, estado de la oferta de generación, comportamiento del suministro de combustibles para generación de energía, entre otros indicadores importantes.

En la segunda sección se encuentra el desarrollo del PEG-2012-2026, que se constituye en una actualización del plan de generación elaborado en el pasado, en cumplimiento a la Política Energética del Ministerio de Energía y Minas aprobada en el año 2007, en donde se planteó el incremento de la oferta energética del país para establecer tarifas competitivas, la diversificación de la matriz energética con la perspectiva de incrementar, el aprovechamiento de recursos renovables, promover la competitividad e inversión de nuevos proyectos de generación e incentivar la integración energética centroamericana.



Tomando en cuenta las premisas con las cuales fue elaborado el PEG-2012-2026, las 51 plantas candidatas con recursos renovables y los 12 bloques de generación candidatos con recurso no renovables, se plantean siete escenarios de expansión que fueron optimizados en modelos de planificación, entre los cuales se pueden resaltar el modelo OPTGEN® y el modelo SDDP®: Se obtuvo como resultado de cada proceso de optimización lo siguiente: un cronograma de entrada en operación de las plantas de generación, los costos de inversión y de operación del SNI y una proyección del despacho económico hidro-térmico.

Al realizar el análisis comparativo de todos los escenarios de expansión se concluye que es más económico para el país, la instalación de plantas con base en recursos geotérmicos e hidroeléctricos, además de la implementación de medidas de eficiencia energética, como una acción desde el punto de vista de la demanda y no de la oferta, que por lo tanto deben de establecerse planes de acción para su desarrollo. Por último, la tercera sección contiene el desarrollo del PET-2012-2021, el cual ha sido elaborado para cumplir la meta del aumento del índice de la cobertura de electricidad, del actual 82.7%, para llegar en el año 2015 al 90%, lo que significa conectar alrededor de 250,000 nuevos usuarios. El cumplimiento de ésta meta tiene como plataforma fundamental los anillos eléctricos y la infraestructura de transmisión de 230kV que se encuentra en construcción conforme el PET-2008-2018.

El PET-2012-2021 ha definido obras de transmisión para satisfacer las necesidades determinadas conforme las premisas siguientes: el estado y ubicación de las redes de distribución, los índices de calidad de los usuarios, la percepción de los usuarios sobre las interrupciones del servicio contenido en la Encuesta de Calidad, la demanda no servida y el estado de la electrificación por municipio en Guatemala.

# SECCIÓN 1

DIAGNÓSTICO DEL SECTOR DE  
ELECTRICIDAD EN GUATEMALA



## ÍNDICE SECCIÓN 1

- 1 Entorno Económico en Guatemala.
  - 1.1 Crecimiento Económico.
  - 1.2 Índice de Precios al Consumidor.
  - 1.3 Tipo de Cambio.
  - 1.4 Crecimiento poblacional y de vivienda.
  
- 2 Situación del Mercado Eléctrico Nacional.
  - 2.1 Marco Legal y Estructura del subsector eléctrico.
  - 2.2 Demanda de Electricidad.
    - 2.2.1 Evolución Histórica.
    - 2.2.2 Curva de Carga y Duración de la Demanda.
    - 2.2.3 Índice de electrificación.
  - 2.3 Indicadores para el Subsector Eléctrico.
    - 2.3.1 Generalidades.
    - 2.3.2 Precio de Oportunidad de la Energía
    - 2.3.3 Demanda Firme y Oferta Firme Eficiente.
    - 2.3.4 Generación de electricidad.
    - 2.3.5 Consumo de electricidad.
    - 2.3.6 Transacciones Internacionales
    - 2.3.7 Suministro de combustibles.
      - 2.3.7.1 Combustibles líquidos.
      - 2.3.7.2 Combustibles sólidos.
      - 2.3.7.3 Combustibles Gaseosos
    - 2.3.8 Plantas de Generación Existentes e inversiones en generación.
    - 2.3.9 Situación de la Geotermia en Guatemala.
    - 2.3.10 Emisiones de CO2
  - 2.4 Sistema de Transmisión en Guatemala.
    - 2.4.1 Sistema de Transmisión Actual.
    - 2.4.2 Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018.



# 1 ENTORNO ECONÓMICO EN GUATEMALA.

## 1.1 CRECIMIENTO ECONÓMICO

El Producto Interno Bruto que corresponde al año 2010 para Guatemala fue de Q 331,870.3 millones de quetzales en valores corrientes, que equivalen a Q 199,348.5 millones de quetzales en valores constantes del año 2001<sup>1</sup> (US\$ 25,557.47 millones en dólares de los Estados Unidos de América a la tasa de cambio del año 2001). En el gráfico siguiente se observa la tasa de variación del Producto Interno Bruto desde el año 1996 a 2010:

Gráfico 1. Evolución del PIB (base 2001) período 1996-2010



Se observa que durante el período mencionado el PIB ha tenido un crecimiento sostenido y se ha ubicado dentro de un rango de 6.3% y 0.5%. A pesar de la crisis económica mundial (2008-2009), se muestra que Guatemala tuvo crecimiento positivo en comparación de otras economías.

<sup>1</sup> Publicación del Banco de Guatemala en el siguiente enlace, [http://www.banguat.gob.gt/cuentasnac/pib2001/1.1\\_PIB\\_Tasa\\_%20Variacion.pdf](http://www.banguat.gob.gt/cuentasnac/pib2001/1.1_PIB_Tasa_%20Variacion.pdf), consultado en diciembre de 2011.



La siguiente tabla muestra el crecimiento de las componentes del PIB por actividad económica para los años 2008, 2009 y 2010. Se puede observar que las actividades que tienen mayor incidencia dentro del PIB son agricultura, industrias manufactureras, comercio, comunicaciones, intermediación financiera, alquiler de vivienda, servicios privados, administración pública y defensa, las cuales tienen un considerable consumo de energía eléctrica en Guatemala.

Tabla 1. Actividades económicas que contribuyen al PIB de Guatemala.<sup>2</sup>

ACTIVIDADES ECONÓMICAS <sup>3</sup>	TASAS DE CRECIMIENTO %			
	2008	2009	2010	2011
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	0.9	3.8	1.1	1.9
Explotación de minas y canteras	-4.3	4.2	-1.0	0.4
Industrias manufactureras	2.0	-0.9	2.4	2.3
Suministro de electricidad y captación de agua	1.6	0.7	0.5	1.1
Construcción	-0.5	-10.8	-11.2	-1.4
Comercio al por mayor y al por menor	2.0	-2.1	3.7	3.6
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	14.6	2.6	4.2	2.9
Intermediación financiera, seguros y actividades auxiliares	7.8	4.1	2.6	3.6
Alquiler de vivienda	3.6	3.1	2.7	2.6
Servicios privados	6.4	1.1	3.8	3.9
Administración pública y defensa	4.3	12.8	7.0	2.7
PRODUCTO INTERNO BRUTO	3.3	0.5	2.6	2.6 – 3.2 <sup>4</sup>

El crecimiento económico proyectado para Guatemala se sustenta en buenas expectativas de una relativa estabilidad de precios, que se fortalece con la confianza de los agentes económicos en la toma de decisiones de consumo, ahorro e inversión, incluyendo el sector de electricidad. Así también, estaría contribuyendo positivamente al crecimiento del crédito en el sector privado tanto local como internacional. De igual manera, se prevé un mayor nivel de gasto privado y público en los diferentes sectores. Consecuencia de lo anterior, se estima que la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), será sostenida para los próximos años.

<sup>2</sup> Datos establecidos en el Informe de la "Política Monetaria, Cambiaria y Crediticia para el año 2011.

<sup>3</sup> El Producto Interno Bruto establecido en la tabla no es la sumatoria de las componentes mencionadas debido a que el Banco de Guatemala utilizó la metodología sugerida en el Sistema de Cuentas Nacionales 1993 (SCN93).

<sup>4</sup> Rango estimado de crecimiento.

## 1.2 ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR.

El Índice de Precios al Consumidor ha tenido variaciones durante los años debido a factores internos y externos. Los factores internos, destacan los daños a la producción de vegetales, legumbres y frutas y, en menor medida, a la de granos básicos como el maíz y el frijol, resultado de un invierno extremadamente copioso para algunos años en que se afectaron las zonas de producción. Entre los factores externos habría tenido recientemente un efecto el incremento observado en el precio internacional del maíz y del trigo, asociado a daños en la producción mundial, debido a factores climáticos. Por otro lado, el alza observada en el precio internacional del petróleo, afectó los precios de los productos refinados.

El gráfico siguiente muestra la variación del IPC desde el año 1996 hasta la fecha:

Gráfico 2. Evolución de la variación acumulada del IPC



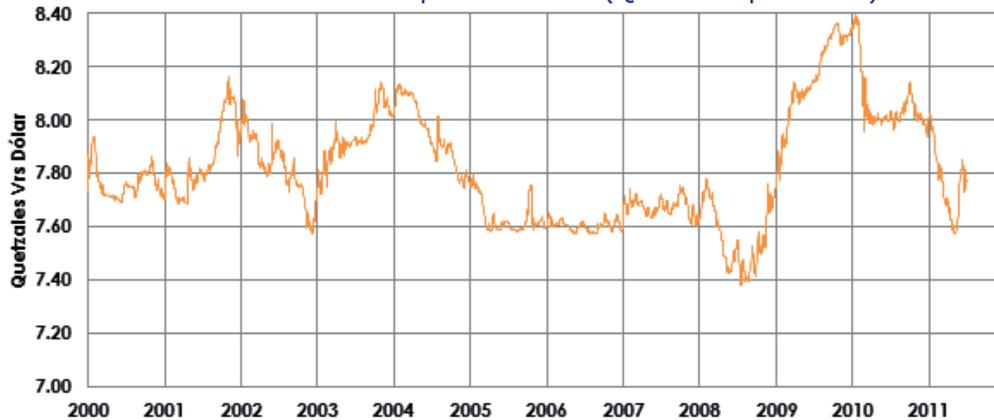
Es importante mencionar que el ritmo inflacionario, medido por el Índice de Precios al Consumidor (IPC), en el período mencionado no ha superado la cifra de un dígito y se situó dentro del margen de tolerancia del 5% de la meta establecida para el año 2010. También se puede mencionar que actualmente el IPC tiene una dependencia considerable del precio internacional del petróleo y a las variaciones que tiene otros commodities en el exterior.

## 1.3 TIPO DE CAMBIO.

El tipo de cambio en Guatemala se ha mantenido en niveles estables, con excepción del período durante el cual la crisis económica de 2008 y 2009 causó que el quetzal se depreciara por la restricción de créditos en el sistema financiero. Posteriormente el tipo de cambio y la moneda el quetzal regresó a sus niveles anteriores a la crisis.

A continuación se muestra en el gráfico la variación del tipo de cambio del quetzal contra el dólar.

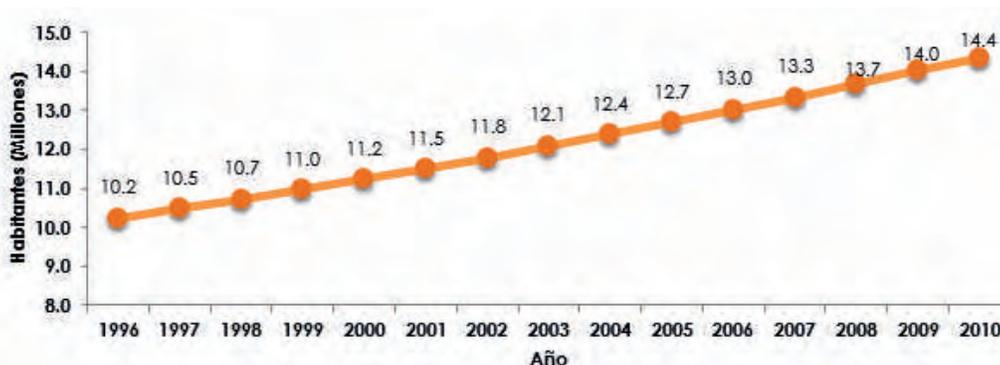
Gráfico 3. Evolución del tipo de cambio (Quetzales por Dólar)



#### 1.4. CRECIMIENTO POBLACIONAL Y DE VIVIENDA.

El crecimiento de la población en el período 2002-2010, según se muestra en la gráfica, se ha mantenido en un promedio del 2.45%. Complementariamente a esta información, se puede mencionar que el número de viviendas a finales del 2010 fue 3,062,219<sup>5</sup> con tendencia al crecimiento.

Gráfico 4. Evolución de la población 1996-2010

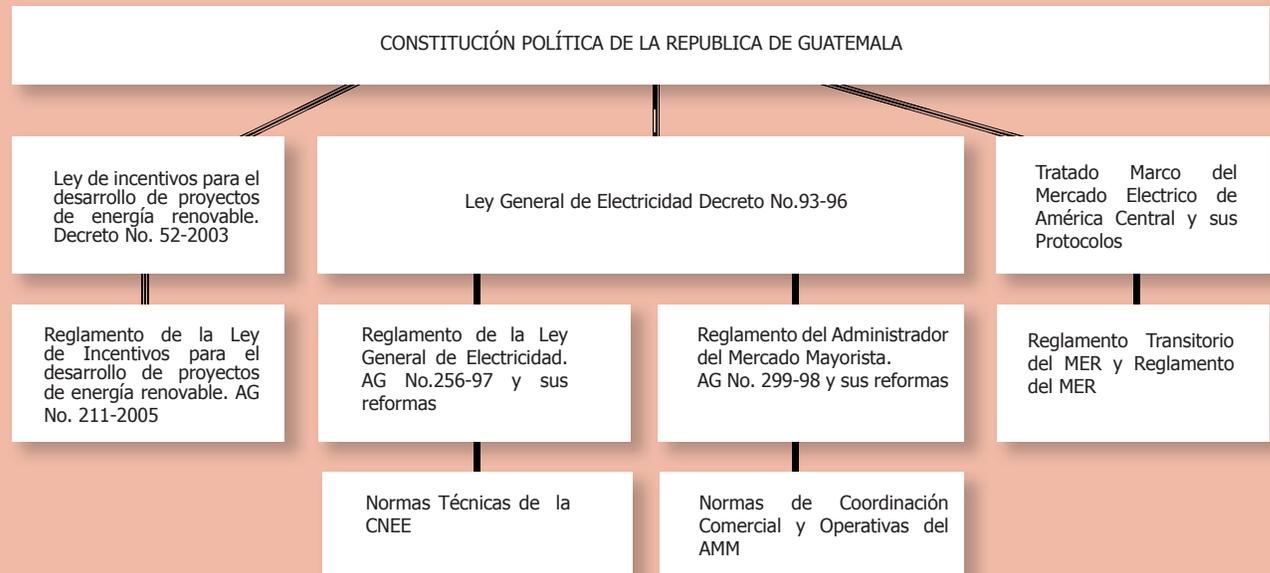


5 Según datos del INE, [www.ine.gov.gt](http://www.ine.gov.gt)

## 2 SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL.

### 2.1 Marco Legal y Estructura del subsector eléctrico.

El subsector eléctrico se encuentra regido por el siguiente marco legal:

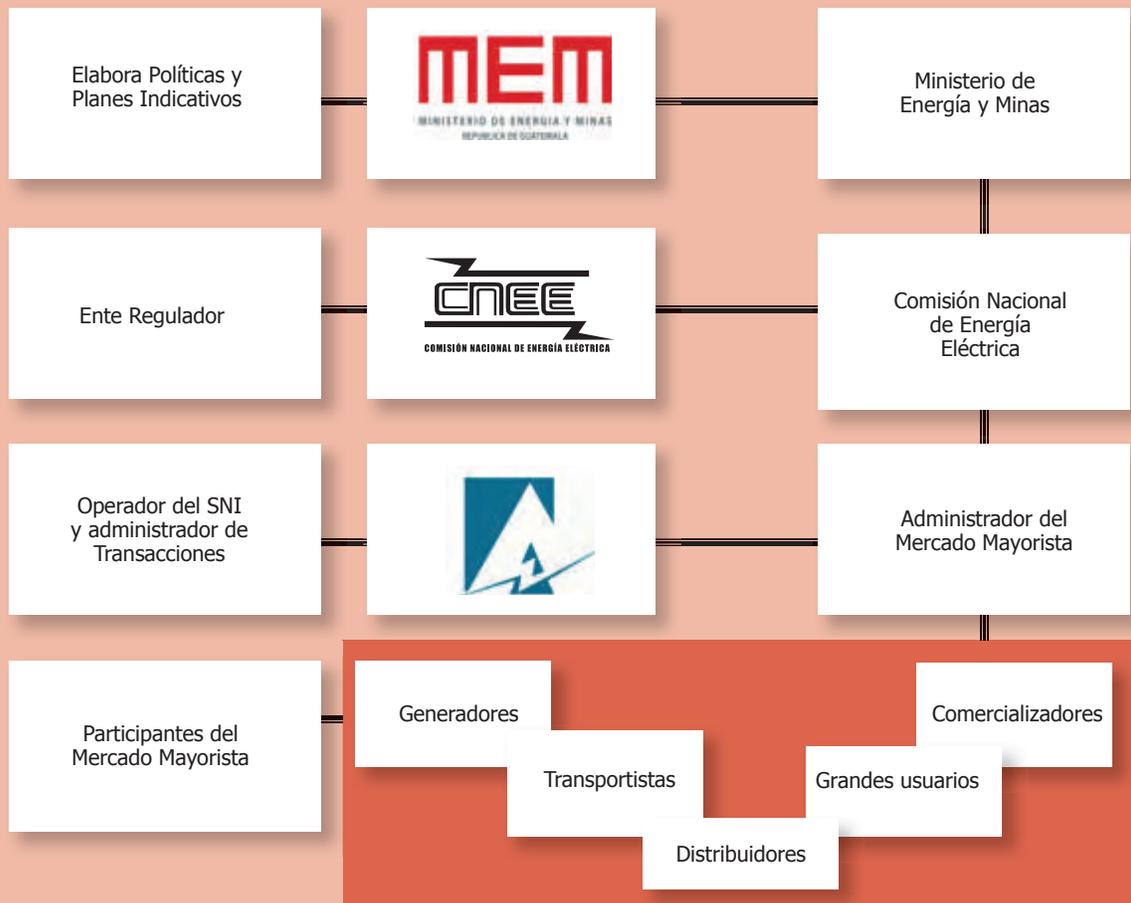


La Ley General de Electricidad, es la ley fundamental en materia de electricidad en Guatemala la cual establece los siguientes principios:

- i. Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado, se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio, cuando la potencia de la central exceda de 5MW
- ii. Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público.

- iii. El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.
- iv. Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del Mercado Mayorista, estarán sujetas a regulación en los términos de la Ley.

La estructura y las instituciones que conforman el subsector se muestra en el siguiente esquema:



### Ministerio de Energía y Minas –MEM–:

Es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la Ley General de Electricidad y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. Asimismo le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros.

### Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE–:

Órgano Técnico del Ministerio encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, definir tarifas de transmisión y distribución, dirimir controversias entre los agentes, entre otros.

### Administrador del Mercado Mayorista –AMM–:

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, y vela por el mantenimiento de la calidad y la seguridad del suministro de energía eléctrica en Guatemala.

El marco regulatorio del sector eléctrico Guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual algunos de los pilares fundamentales es el libre acceso a las redes, la existencia de un sistema de costos, la competencia en el mercado (transacciones del día a día) y la competencia por el mercado (licitaciones para el suministro de los usuarios finales). En aquellos segmentos en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales, los precios son fijados por el ente regulador sobre la base de costos económicos eficientes.

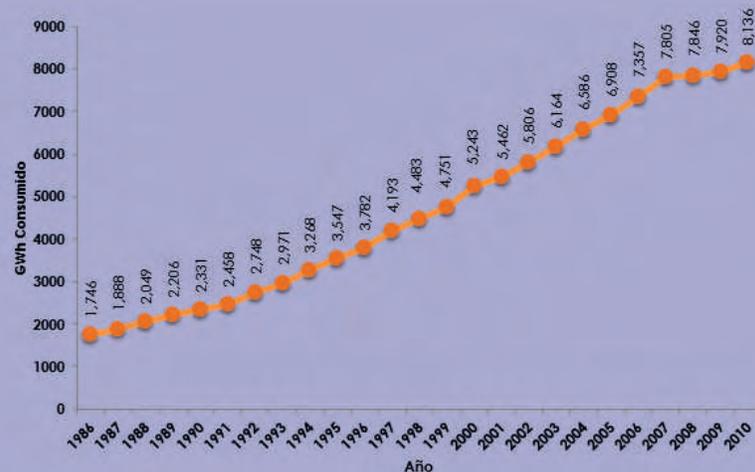


## 2.2 DEMANDA DE ELECTRICIDAD.

### 2.2.1 Evolución Histórica.

La demanda de energía eléctrica ha tenido un crecimiento sostenido durante el período de 1986-2007 en promedio en un 7%, marcándose una disminución de dicho crecimiento durante el período del año 2008 a 2010 en promedio de 0.7% por dos factores: primero la crisis económica mundial iniciada en el año 2008 y segundo por las tormentas tropicales Agatha, Alex y Frank que afectaron Guatemala, así como la erupción del Volcán Pacaya, lo que causó un daño en la infraestructura eléctrica de transmisión y distribución. En la siguiente gráfica se puede observar la variación de consumo de energía eléctrica:

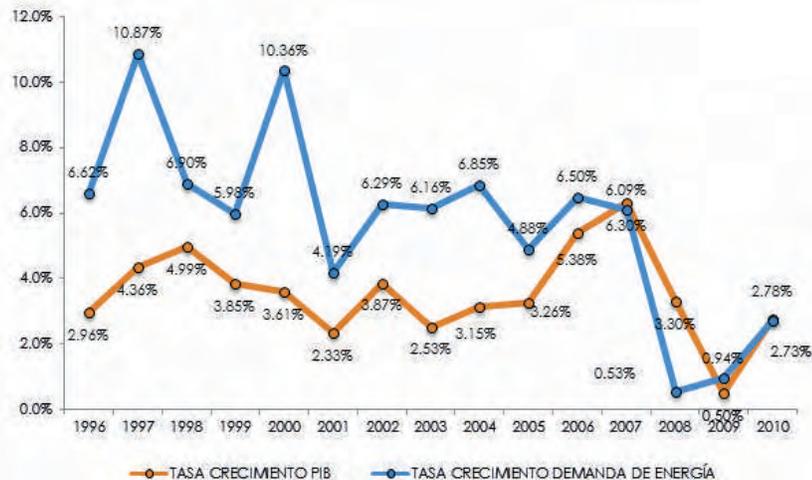
Gráfico 5. Evolución de consumo de energía eléctrica 1986-2010



Parte del crecimiento que se ha registrado proviene de los planes de electrificación rural que el Estado de Guatemala ha emprendido a través del Instituto Nacional de Electrificación antes de la emisión de la Ley General de Electricidad, lo cual se intensificó con los recursos que resultaron de la desincorporación de la Distribuidoras DEORSA, DEOCSA y EEGSA.

La variación de la Demanda en Guatemala es un indicador directo en el comportamiento del PIB tal y como se muestra en el siguiente gráfico. Se puede apreciar que existe correlación entre el PIB y la Demanda, donde en la mayor parte del tiempo, la ascendencia o descendencia de ambos están interrelacionados.

Gráfico 6. Relación entre la variación del PIB y la variación del consumo de energía eléctrica.



### 2.2.2 Curva de Carga y Duración de la Demanda.

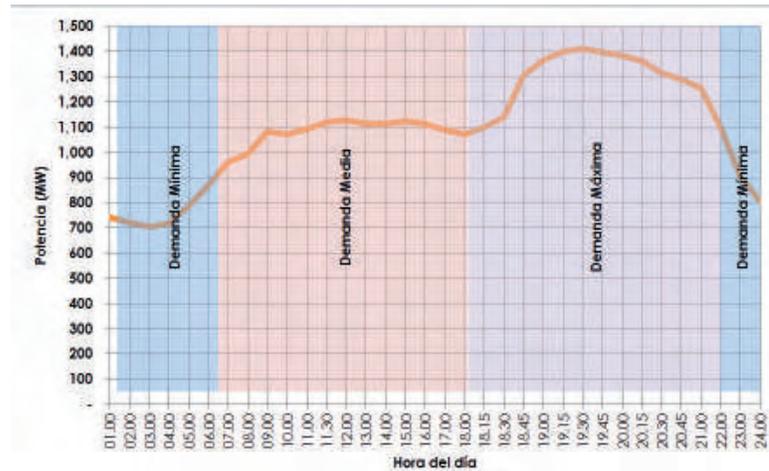
La curva de carga de la Demanda de un día típico se encuentra dividida en tres períodos:

- i. El primer período que está entre las 18:00 y las 22:00 horas se le denomina Demanda Máxima, siendo durante las horas mencionadas en la cual se consume la máxima potencia;
- ii. El segundo período que está entre las 06:00 y las 18:00 horas se le denomina Demanda Media, siendo durante las horas mencionadas en la cual se tiene el máximo consumo de energía; y
- iii. El Tercer período es de las 00:00 a las 06:00 y de las 22:00 a las 24:00 horas se le denomina Demanda Mínima, siendo durante las horas mencionadas que ocurre el mínimo requerimiento de consumo en el Sistema Eléctrico Nacional.



En la gráfica siguiente se aprecia la forma de consumo típica para el SNI:

Gráfico 7. Curva de Carga para el miércoles 03 de agosto de 2011



Una indicación de la característica de consumo en Guatemala se muestra a través de las curvas de duración de la demanda de cada uno de los años, tal y como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 8. Curva de Duración de la Demanda período 2006-2010.

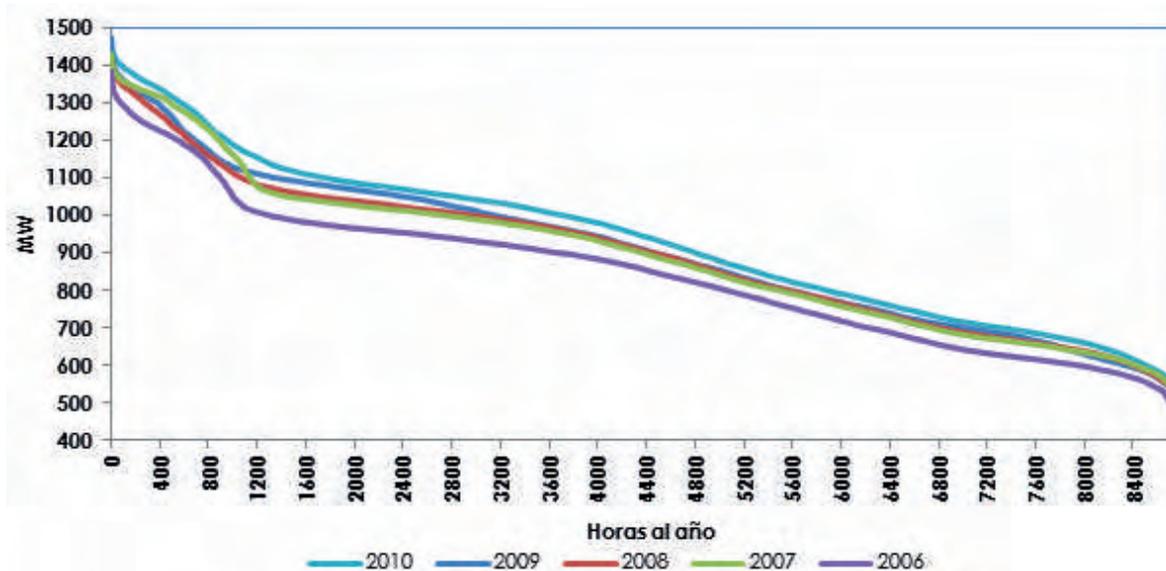
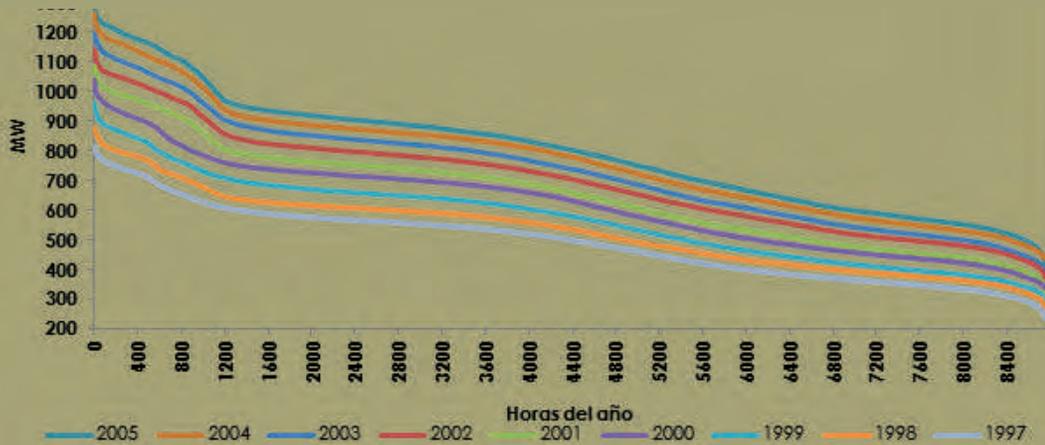
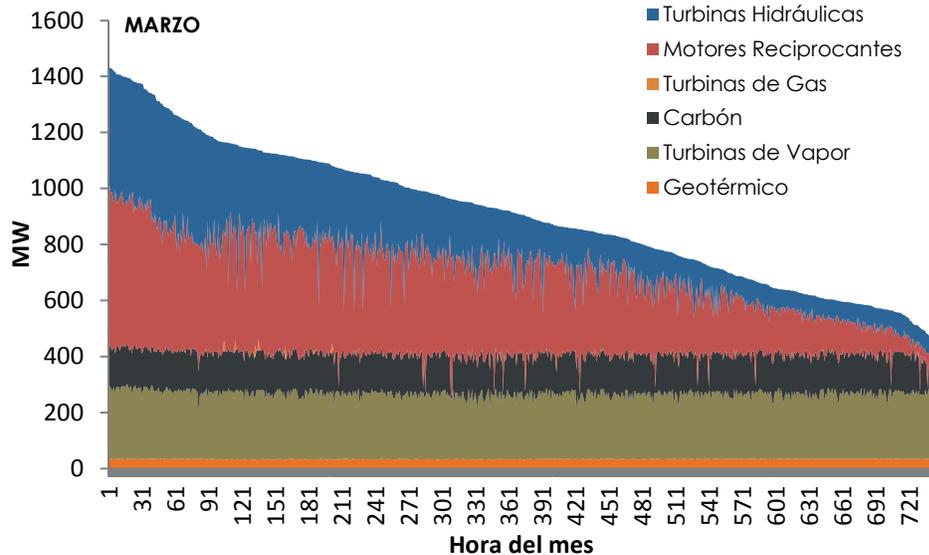


Gráfico 9. Curva de duración de la demanda período 1997-2005.



También se puede observar la forma en que se utilizan los recursos dentro de la curva de duración de la Demanda para el año 2010<sup>6</sup> y utilizando de ejemplo dos meses representativos, el primero para la temporada de verano y el segundo para la temporada de lluvia.

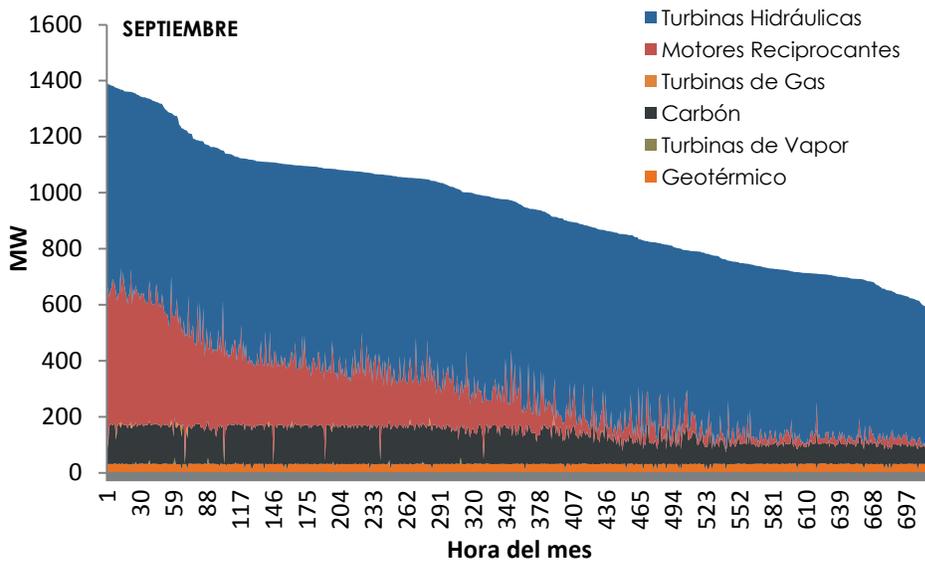
Gráfico 10. Curva de duración de la demanda de marzo 2010 y distribución de recursos



<sup>6</sup> Fuente: Posdespachos correspondientes al año 2010 publicados por el Administrador del Mercado Mayorista en [www.amm.org.gt](http://www.amm.org.gt).



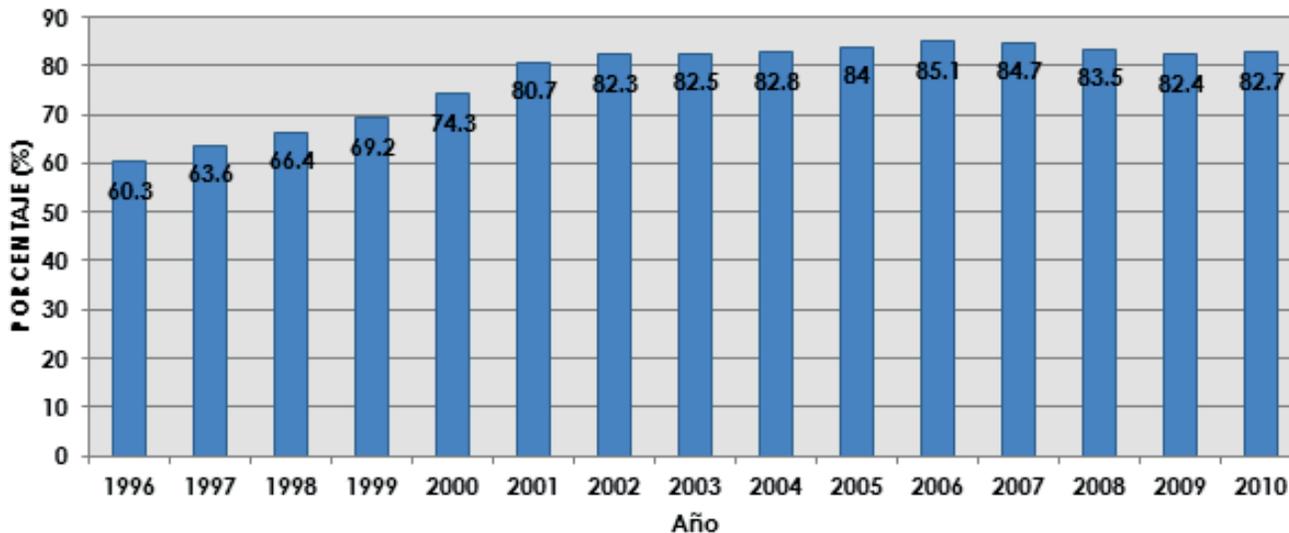
Gráfico 11. Curva de duración de la demanda de septiembre 2010 y distribución de recursos



### 2.2.3 Índice de electrificación.

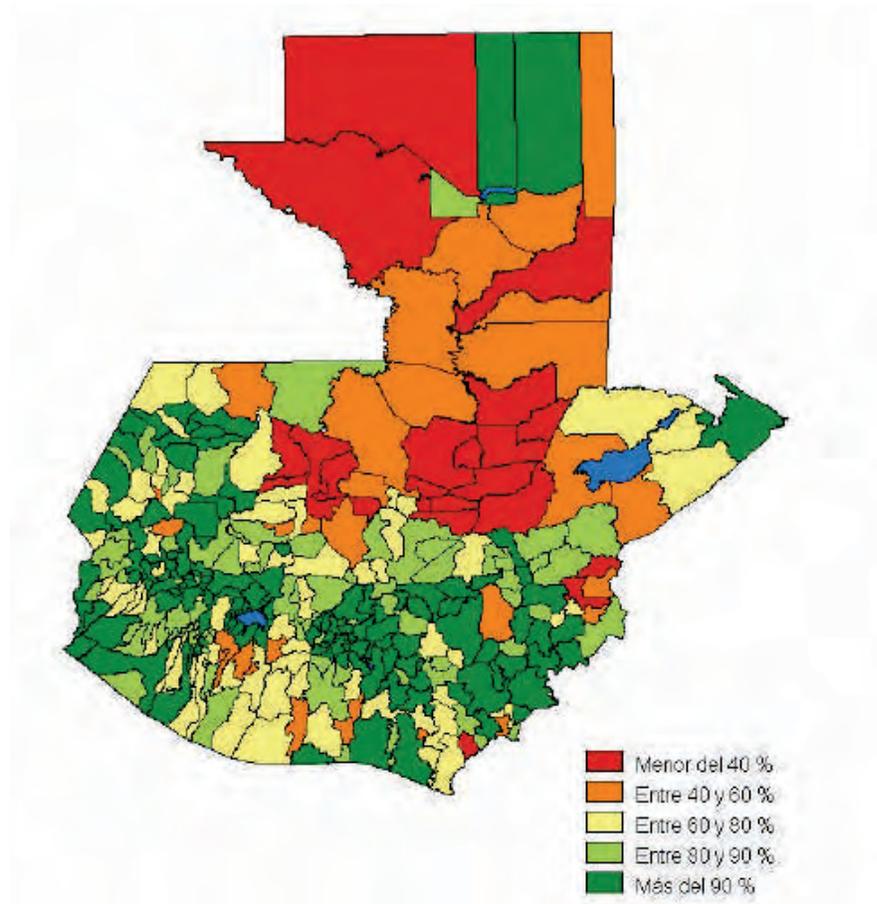
En Guatemala durante los años se han realizado inversiones para aumentar el índice de cobertura de electricidad, el cual ha evolucionado como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 12. Evolución del Índice de cobertura<sup>7</sup>



Como se puede observar Guatemala pasó de aumentar la cobertura de electricidad desde 60.3% en el año 1996 a casi 85% para el año 2006, debido a los planes de electrificación rural implementados en los últimos años. No obstante también podemos mencionar que debido al crecimiento de la población aún se tienen municipios que poseen baja cobertura de electricidad, como se aprecian en el mapa siguiente:



Gráfico 13. Mapa que contiene el índice de cobertura por Municipio <sup>8</sup>

En el mapa anterior se observa la cobertura eléctrica a nivel municipal, indicando que los que se encuentran en rojo son aquellos municipios que tienen un índice de cobertura menor al 40%, y aquellos que se encuentran en verde oscuro superan el 90%.

## 2.3. INDICADORES PARA EL SUBSECTOR ELÉCTRICO.

### 2.3.1 Generalidades.

Para el período comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2010, la generación total de energía fue de 8,276.21 GWh, de los cuales el 95.6% fueron generados de forma local y el 4.4% fueron importados del Mercado Eléctrico Regional. La exportación de energía al MER fue de 138.93 GWh siendo este el 1.68% de la generación total de Guatemala, alcanzando un 34% de participación en las inyecciones de energía en el MER. El consumo interno de energía alcanzó los 7,847.89 GWh incluyendo consumos propios de las unidades, centrales generadoras y equipos de transporte de energía eléctrica.

El promedio del precio de oportunidad de energía fue de 103.82 US\$/MWh presentando un aumento del 0.57% respecto al año anterior. La demanda máxima de potencia ocurrió el día 30 de noviembre de 2010 alcanzando los 1467.88 MW. El factor de carga calculado para el sistema fue de 63.28 %.

Tabla 2. Indicadores del SNI del año 2010

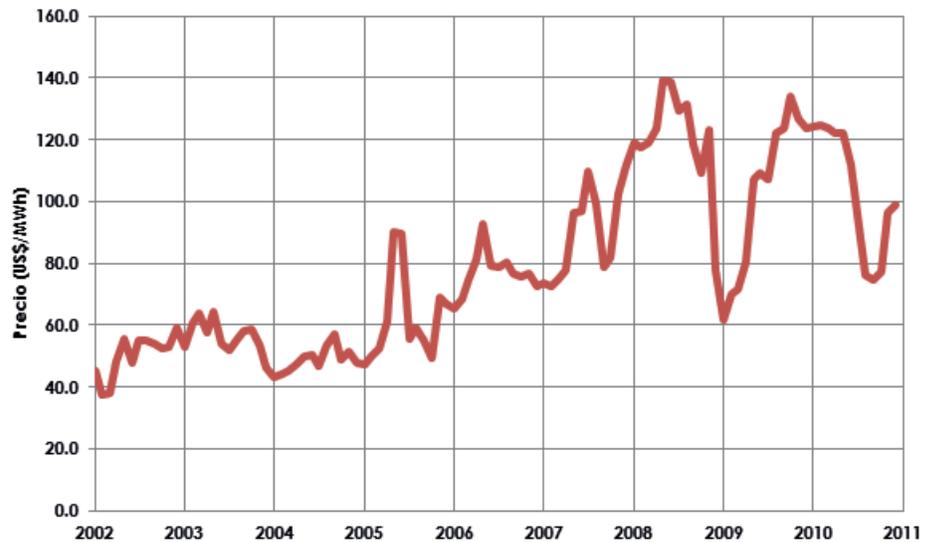
INDICADORES		
Generación Local	7913.91	GWh
Consumo Interno	7847.89	GWh
Exportaciones	138.93	GWh
Importaciones	362.30	GWh
Precio Promedio SPOT	103.82	US\$/MWh
Demanda Máxima	1467.88	MW
Factor de Carga	63.28	%



### 2.3.2 Precio de Oportunidad de la Energía

El Precio de Oportunidad de la Energía –POE– es el indicador de día a día que se establece conforme el despacho económico y lo define el último generador que ha sido despachado económicamente sin restricciones. A continuación se muestra la variación del este indicador en el tiempo.

Gráfico 14. Histórico del precio de oportunidad de la energía



Actualmente la generación de energía a partir de combustibles fósiles dentro de la matriz de generación es una componente que incide directamente en la definición del POE. El POE da una indicación de corto plazo del comportamiento de mercado eléctrico.

### 2.3.3 Demanda Firme y Oferta Firme Eficiente.

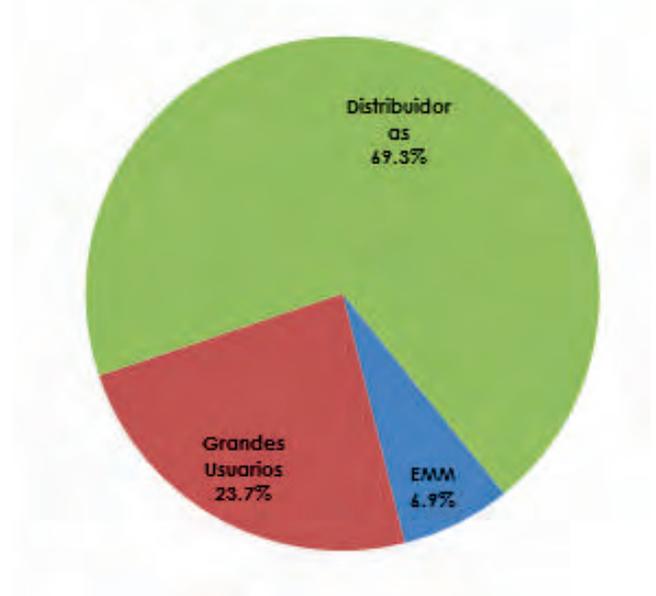
A continuación se muestra la Demanda Firme<sup>9</sup> 2011-2012, como se puede observar el 69.3 % de la Demanda Firme calculada corresponde a las Distribuidoras para el período mencionado.

Tabla 3. Demanda Firme 2011-2012

DEMANDA FIRME		
Participantes	MW	%
Empresas Eléctricas Municipales (EMM's)	109.6	6.9%
Grandes Usuarios	374.4	23.7%
Distribuidoras	1094.5	69.3%
Total	1578.5	100.0%

Se puede apreciar mediante el siguiente gráfico la distribución de la potencia que corresponde a la Demanda Firme:

Gráfico 15. Distribución de la Demanda Firme 2011-2012



<sup>9</sup> Demanda Firme es la demanda de potencia calculada por el Administrador del Mercado Mayorista, que debe ser contratada para cada Distribuidor o Gran Usuario por dos años.

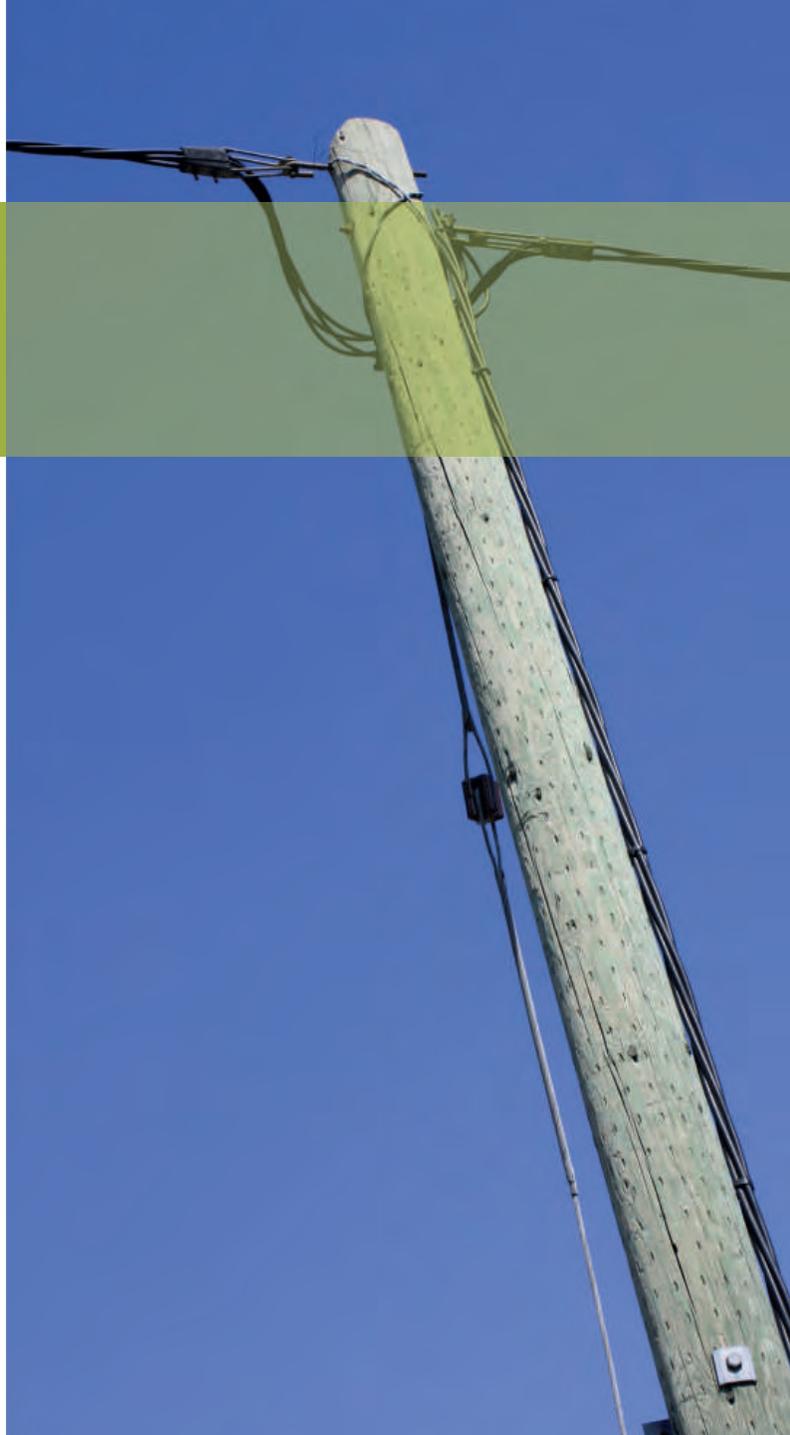
A continuación se describe la Oferta Firme Eficiente por tipo tecnología de Generación para el período 2011-2012:

Tabla 4. Oferta Firme Eficiente<sup>10</sup> 2011-2012 por tecnología.

TECNOLOGÍA	ZAFRA <sup>10</sup>	NO ZAFRA
Hidroeléctricas	704.88	704.88
Geotérmicas	29.21	29.21
Turbinas de Vapor	132.50	132.50
Turbinas de Gas	113.48	113.48
Ingenios	151.10	128.68
Motores de Combustión Interna	634.22	634.22
Transacciones Internacionales	118.61	118.61
Total	1884.00	1861.58

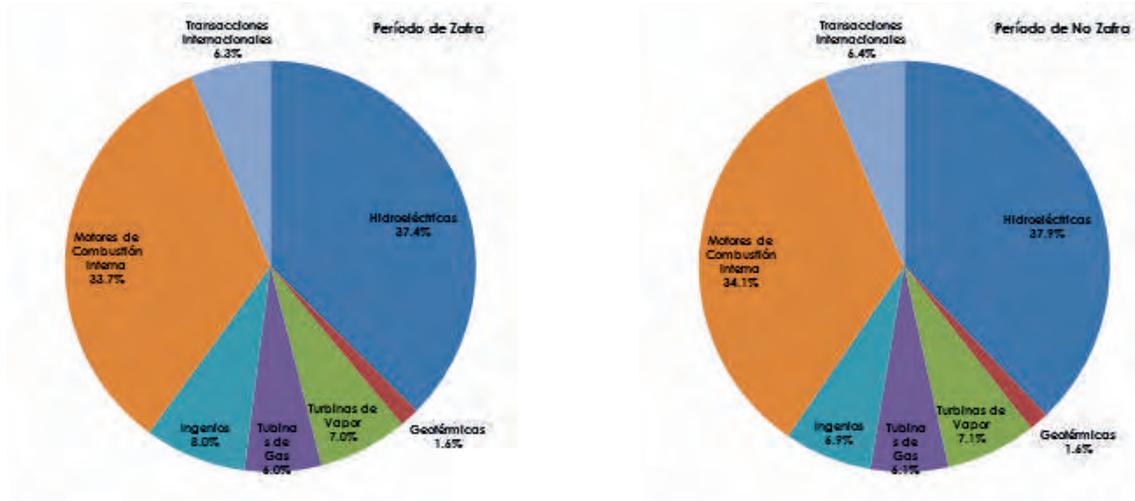
<sup>10</sup> Oferta Firme Eficiente: Es la cantidad que una central generadora puede comprometer en contratos para cubrir Demanda Firme, y se calcula en función de su potencia máxima, de su disponibilidad y su eficiencia.

<sup>11</sup> Zafra se debe entender para Guatemala como el período de tiempo, desde los meses de Noviembre o Diciembre hasta los meses de Abril o Mayo según corresponda, en el cual se cosecha caña de azúcar y el bagazo de la caña de azúcar se utiliza para producir electricidad.



Se puede apreciar mediante el siguiente gráfico la distribución de la potencia que corresponde a la Oferta Firme Eficiente:

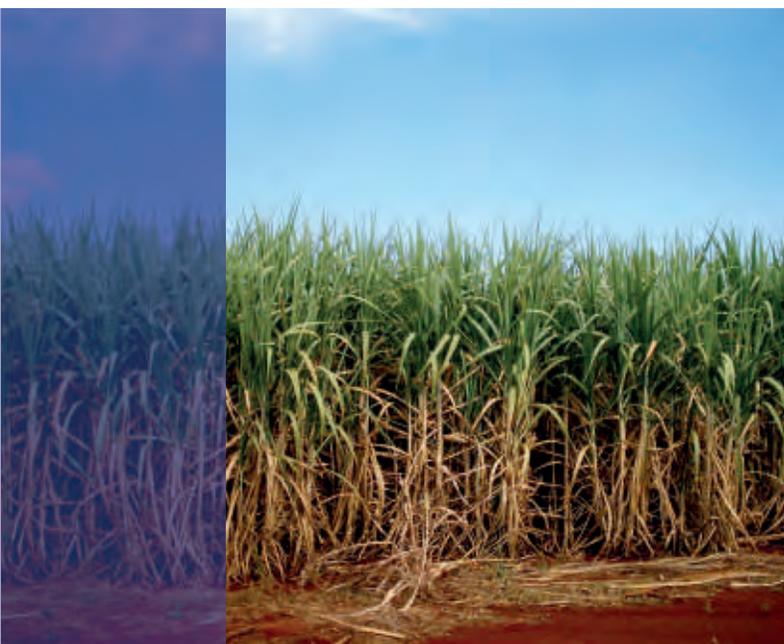
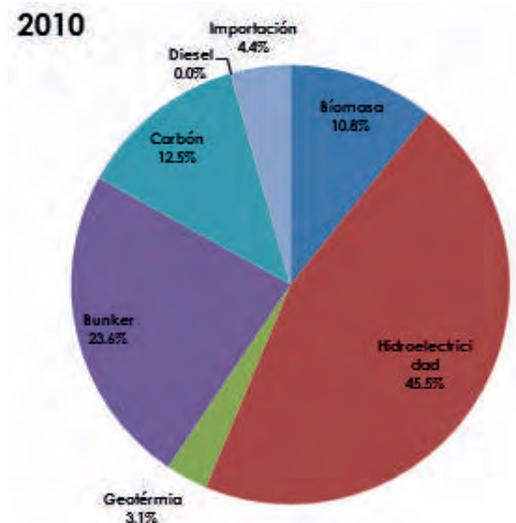
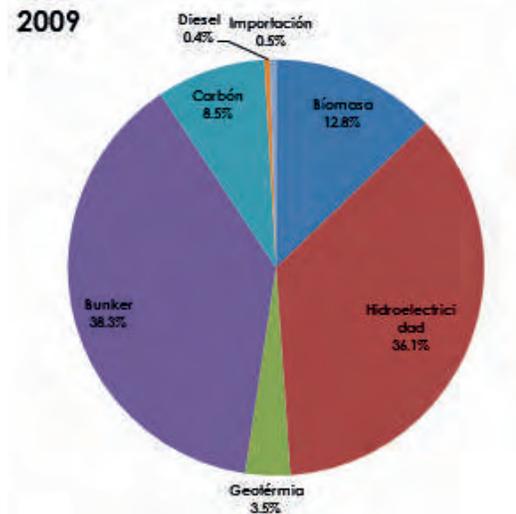
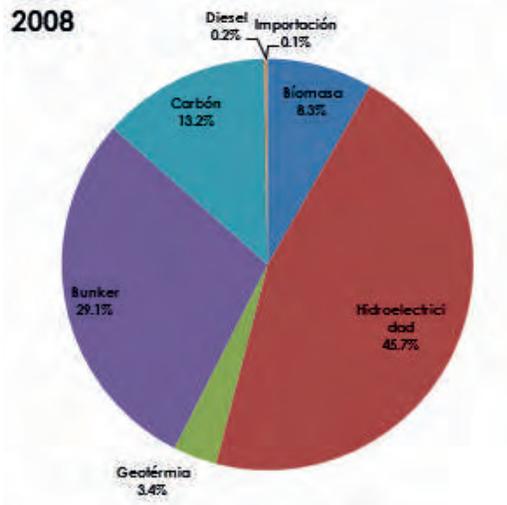
Gráfico 16. Oferta Firme Eficiente 2011-2012



### 2.3.4 Generación de electricidad.

La producción de energía eléctrica GWh con recursos renovables y no renovables para los años 2008, 2009 y 2010 (7924 GWh para el 2008, 8015 GWh para el 2009 y 8276 GWh para el 2010), por tipo de tecnología de generación, se muestra en los siguientes gráficos en porcentajes:

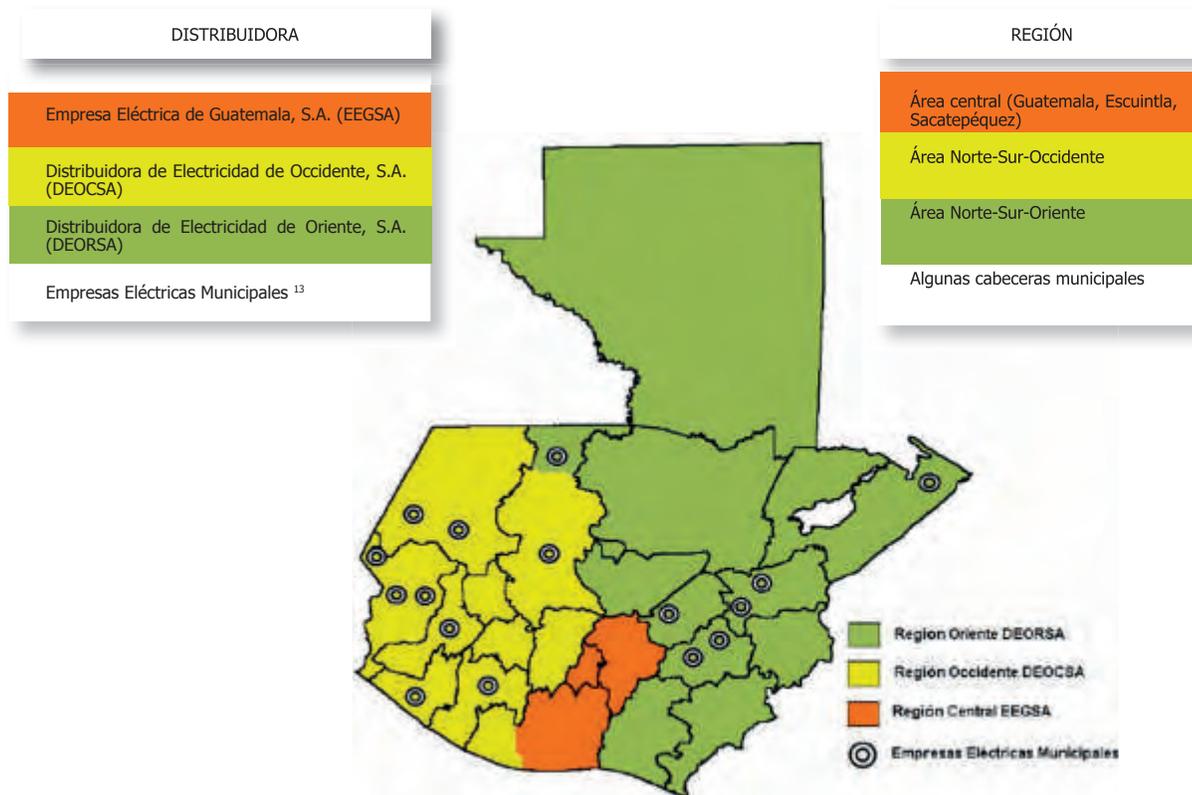
Gráfico 17. Producción de electricidad años 2008, 2009 y 2010



### 2.3.5 Consumo de electricidad.

El Sistema de Distribución de Guatemala está conformado por líneas, subestaciones y las redes de distribución que operan en Media tensión y Baja Tensión<sup>12</sup>. En Guatemala, son tres las principales empresas que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica, así como también las empresas municipales; en la siguiente tabla se indican las mismas así como la región en la cual prestan servicio.

Tabla 5. Distribuidoras y región de cobertura.



De los 8,276.21 GWh que se obtuvieron de generación total para el año 2010 el 67.3% fue consumido por las distribuidoras; siendo el 34.9% consumido por EEGSA, el 11.2% por DEORSA, el 15.0% por DEOCSA y el 6.3% por las Empresas Eléctricas Municipales. El consumo de energía del país se presenta en la siguiente tabla:

<sup>12</sup> Se le denomina Media Tensión al nivel de voltaje mayor de 1,000 voltios y menor a 60,000 voltios, y se le denomina Baja Tensión al nivel de voltaje menor a 1,000 voltios

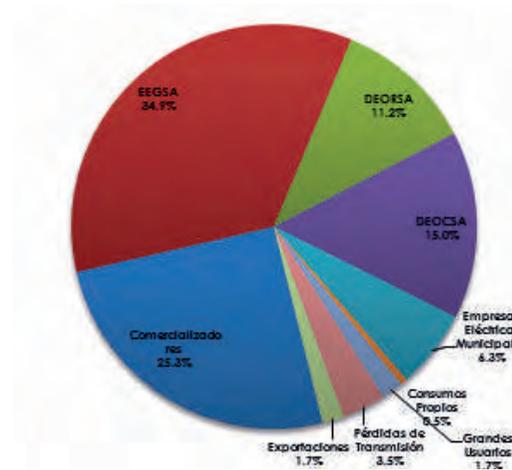
<sup>13</sup> Los cascos urbanos de las cabeceras municipales en la región de Oriente de Zacapa, Jalapa, Gualán, Puerto Barrios, Guastatoya y San Pedro Pinula y las cabeceras municipales en la región occidente de Xela, San Marcos, Retalhuleu, Huehuetenango, Tacaná, San Pedro Sacatepéquez, Joyabaj y Santa Eulalia.

Tabla 6. Consumo de Energía por Participante para el año 2010

PARTICIPANTES	GWh
Comercializadores	2091.27
EEGSA	2885.19
DEORSA	923.29
DEOCSA	1,240.35
Empresas Eléctricas Municipales	519.80
Consumos Propios	45.15
Grandes Usuarios	142.84
Pérdidas	289.39
Exportaciones	138.93
<b>Total</b>	<b>8276.21</b>

A continuación se muestra en la gráfica la distribución por participante.

Gráfico 18. Distribución del consumo de energía por participante



La energía consumida por las distribuidoras ha variado desde el inicio del mercado de 471.1 a 1240.35 GWh para DEOCSA, de 341.2 a 923.3 GWh para DEORSA y de 2918.2 a 2885.2 GWh para EEGSA.

En general la energía consumida por las distribuidoras (EEGSA, DEOCSA y DEORSA) varió de 3760.5 a 5048.33 GWh en el período 1997-2009, aumentando un 34.2%.

La demanda firme de las distribuidoras ha variado desde el 2002 al 2010 de 217 a 314 MW para DEOCSA, de 148 a 226 MW para DEORSA y de 551 a 554 MW para EEGSA; representando un crecimiento del 44.7%, el 52.7% y el 0.5% para DEOCSA, DEORSA y EEGSA respectivamente, tomando como base el año 2010. En general la potencia consumida por las distribuidoras varió de 916MW a 1126MW en el período 2002-2010, aumentando un 22.95%.

Gráfico 19. Histórico de energía consumida por Distribuidora 1997-2010

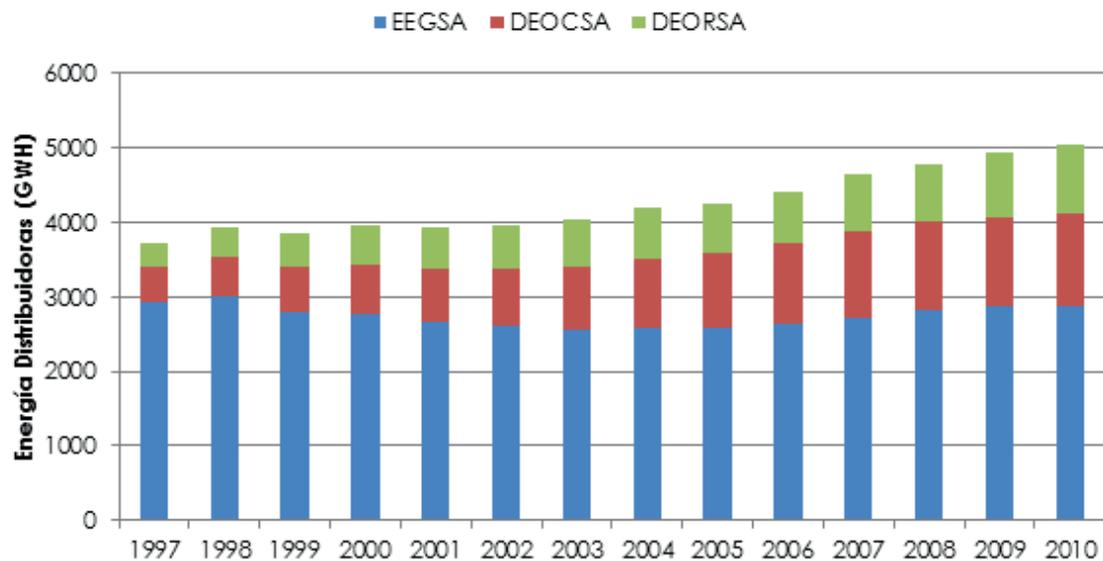
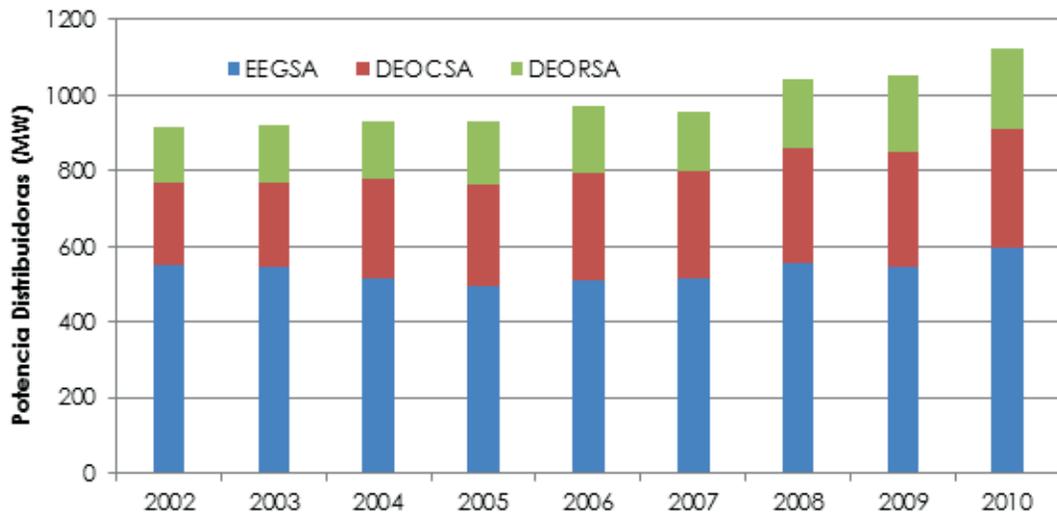


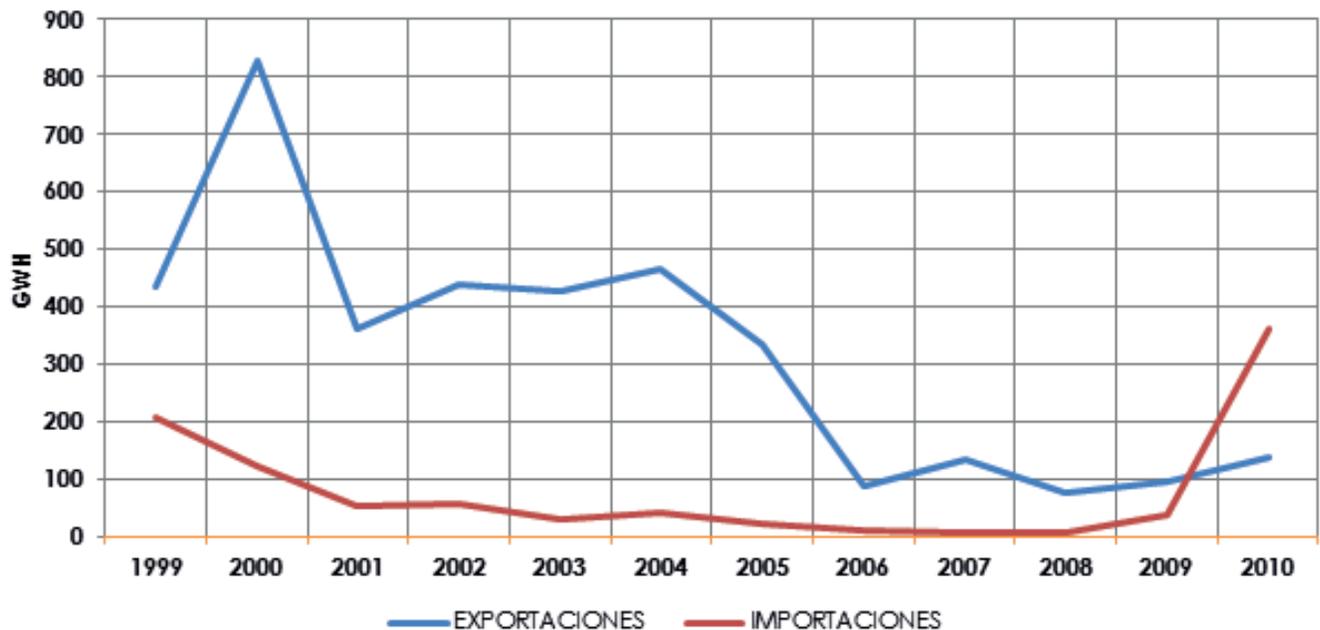
Gráfico 20. Histórico de la Demanda Firme por distribuidora 2002-2010



### 2.3.6 Transacciones Internacionales.

En la gráfica siguiente se presentan las Exportaciones y las Importaciones, la mayoría de intercambios se dan entre el Salvador y Guatemala, predominando las exportaciones a lo largo del período analizado, inicialmente hacia la República de El Salvador y posteriormente hacia el Mercado Eléctrico Regional. Cabe destacar que en el año 2010 entra en operación comercial la Interconexión Guatemala – México con un nivel de tensión de 400kV, junto con el contrato de suministro de energía que se suscribió entre el Instituto Nacional de Electrificación –INDE– y la Comisión Federal de Electricidad –CFE– mediante el cual el INDE tiene operaciones de importación de energía eléctrica desde México, aumentando la importación que Guatemala hace desde México.

Gráfico 21. Energía eléctrica importada y exportada



### 2.3.7 Suministro de combustibles.

Guatemala tiene un mercado de libre competencia en materia de petróleo y productos petroleros (Productos gaseosos, líquidos o sólidos, derivados del gas natural o resultante de los diversos procesos de refinación del petróleo. Los productos petroleros comprenden: metano, etano, propano, butano, gas natural, naftas, gasolinas, keroseno, diésel, fuel oil y otros combustibles pesados, asfaltos, lubricantes y todas las mezclas de los mismos y sus subproductos hidrocarburíferos). Tal mercado se encuentra regulado mediante la Ley de Comercialización de Hidrocarburos Decreto No. 109-97, lo cual abarca tanto para la industria como para la generación de energía eléctrica. Allí se establece adicionalmente que las personas individuales o jurídicas que efectúen actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, establecerán libre e individualmente los precios de sus servicios y productos, los cuales, deben reflejar las condiciones del mercado internacional y nacional.

Para el caso que se refiere a la comercialización del carbón no existe una regulación específica, no obstante dicha actividad se desarrolla actualmente como un mercado de libre competencia en crecimiento.

Es necesario indicar que los Generadores que utilizan como fuente primaria combustibles líquidos o sólidos, deben antes del inicio de cada Año Estacional<sup>14</sup>, remitir la disponibilidad y el programa de abastecimiento de combustibles al Administrador del Mercado Mayorista y también dicho Generador tendrá Oferta Firme<sup>15</sup>, si garantiza también ante el Administrador del Mercado Mayorista, a través de un informe extendido por una empresa certificadora de procesos, que tiene las instalaciones necesarias y la disponibilidad de suministro de combustible para poder generar de forma continua durante todo el Año Estacional.



<sup>14</sup> Año Estacional es el período de doce meses que inicia el uno de mayo y termina el treinta de abril del año siguiente, según lo establecido en el RAMM.

<sup>15</sup> Es una característica técnica de cada unidad generadora que se calcula en función de su Potencia Máxima y de su disponibilidad, según lo establecido en el RAMM

### 2.3.7.1 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.

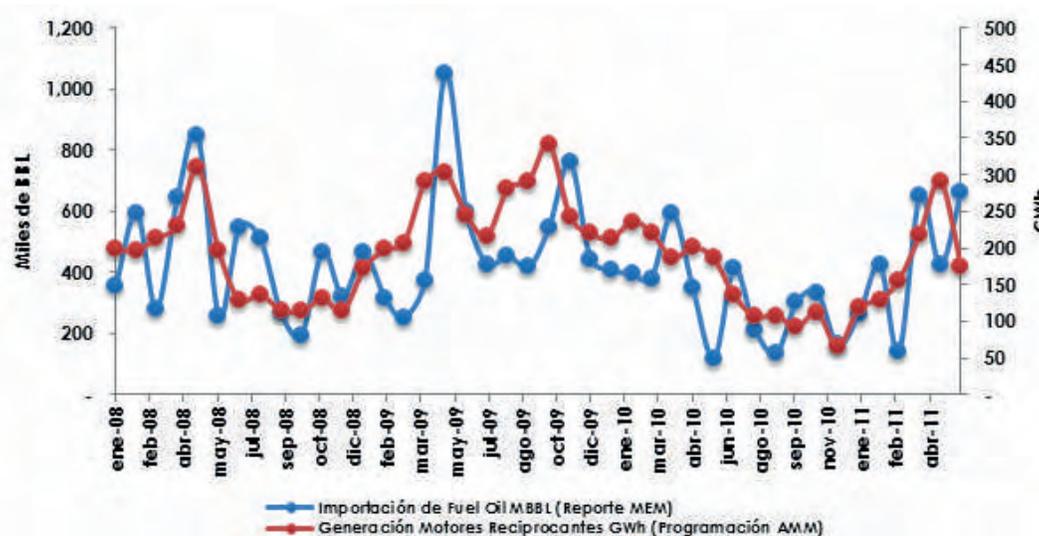
El almacenamiento de búnker en el territorio de Guatemala se encuentra distribuido de la siguiente forma:

Tabla 7. Capacidad Instalada y Operativa de Búnker en Guatemala<sup>16</sup>

REGIÓN	NOMBRE DE LA TERMINAL	CAPACIDAD INSTALADA (BARRILES)	CAPACIDAD OPERATIVA (BARRILES)
PACÍFICO	PQP LLC	200,000.00	170,000.00
PACÍFICO	DUKE ENERGY INT	400,000.00	340,000.00
PACÍFICO	ARCENILLAS		-
PACÍFICO	SAN JOSÉ - ESSO	102,914.00	87,476.90
PACÍFICO	PUMA ENERGY SAN JOSE	340,000.00	289,000.00
PACÍFICO	OTSA (SHELL CHEVRON)	150,000.00	127,500.00
PACÍFICO	INMUEBLES CLASIFICADOS	200,000.00	170,000.00
ATLÁNTICO	GENOR ZOLIC STO. TOMAS	49,800.00	42,330.00
ATLÁNTICO	GENOR (PLANTA) BUENOS AIRES	14,000.00	11,900.00
TOTAL		1,456,714.00	1,238,206.90

Las importaciones de búnker hacia Guatemala dependen en una buena proporción de la generación de energía eléctrica a partir de dicho combustible, como se puede observar en el gráfico siguiente.

Gráfico 22. Importaciones de búnker frente a la producción de energía eléctrica con dicho combustible para el período Enero 2008 – Junio 2011



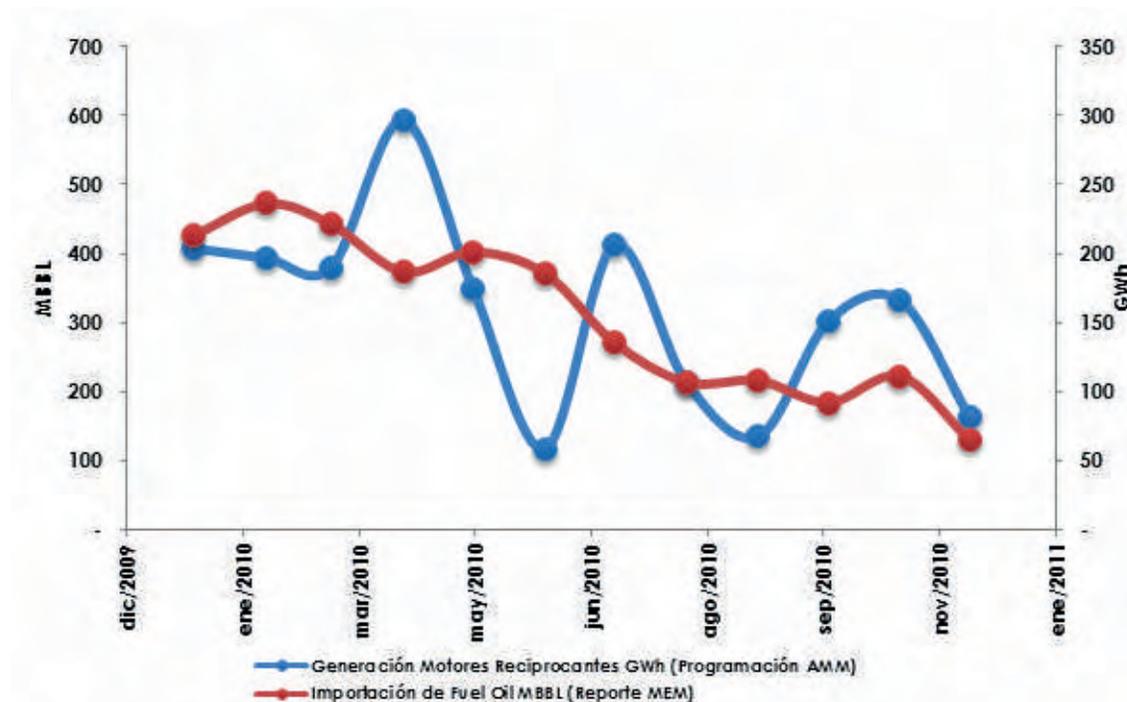
16  
17

Fuente: MEM (actualización Julio 2010)  
Información de Importación de Búnker del MEM y la generación de energía eléctrica del AMM.

En el gráfico anterior también se observa que las importaciones de búnker se realizan de acuerdo a un mercado que busca satisfacer una necesidad específica en el corto plazo, en condiciones de operación normal y sin contingencias, por lo que los niveles de almacenamiento de este combustible no son constantes en el tiempo. Lo anterior se deriva que para los productores de energía el costo de almacenamiento del combustible, representa un buena parte del capital de trabajo y un costo financiero alto, ambos dependientes del precio en el mercado internacional.

Específicamente para el año 2010, se puede observar en el siguiente gráfico, que la tendencia para la importación de combustible en los primeros cuatro meses del año (enero-abril) es aproximadamente el 50% de total de las importaciones y el otro 50% se distribuye en los meses restantes. La razón es porque durante el verano la producción de energía eléctrica con base a combustibles fósiles es considerablemente mayor que durante la época de invierno.

Gráfico 23. Importaciones de búnker frente a la producción de energía eléctrica con dicho combustible para año 2010.



## TANQUEROS

Durante el período enero – junio 2010, se ha observado que el promedio de importación de bunker por compañía importadora es de 51.5 MBBL, como se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 8. Volúmenes importados por compañía<sup>18</sup>

Compañía Importadora	BBL
SHELL	28,965.67
CHEVRON	54,177.25
ESSO	55,084.00
PUMA	68,280.50
PACIFIC OIL	50,718.50
PROMEDIO	51,445.18

Dependiendo de la demanda y la disponibilidad de la capacidad de almacenamiento existen variaciones en la cantidad de búnker que transporta cada buque o tanquero, que van desde 1,511 BBL del buque de pequeña capacidad en abril de 2011, hasta 201,416 BBL de un buque de gran capacidad en mayo de 2011.



## ESCENARIOS DE ALMACENAMIENTO Y SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.

Habiendo establecido un comportamiento de las Importaciones de Bunker y su consumo se realiza el presente análisis que incorpora cuatro escenarios para la estimación del número de días que sería posible cubrir la totalidad de una demanda promedio anual de energía eléctrica utilizando la capacidad instalada de generación a base de búnker y tomando en cuenta el comportamiento de importación de fuel oil en Guatemala. Los escenarios del estudio son:

- i. Escenario 1: Corresponde a un caso extremo, en el que únicamente se podría generar energía eléctrica en Guatemala a partir de búnker, considerando una demanda promedio anual.
- ii. Escenario 2: Supone el promedio de demanda anual, con centrales hidroeléctricas y otros tipos de tecnología (carbón, bagazo, geotérmica), para obtener la duración de generación de las centrales que utilizan búnker como combustible.
- iii. Escenario 3: Considera condiciones de la demanda promedio anual y la falta de bagazo para generación eléctrica, es decir indisponibilidad de la biomasa.
- iv. Escenario 4: Suministro de energía para un período que presenta el consumo del día de Máxima Demanda del S.N.I. del 2010 (30 de Noviembre).

### PREMISAS GENERALES

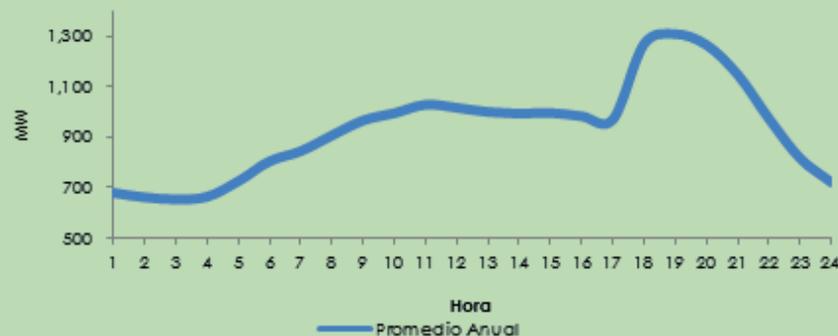
La curva de Demanda horaria y el combustible que utilizaría cada central de generación, se puede observar en el siguiente cuadro resumen:

Tabla 9. Premisas centrales de generación de energía eléctrica

Escenario	Demanda horaria promedio 2010	Tipos de Combustible
1	Anual	Búnker
2	Anual	Agua Búnker Carbón Biomasa Geotérmica
3	Anual	Agua Búnker Carbón Geotérmica
4	30 de Noviembre 2010	Búnker

La curva de carga promedio mensual de cada uno de los escenarios se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 24. Curva de Carga Diaria Promedio Anual 2010



### PREMISAS DE CÁLCULO

Se establece un almacenamiento compartido para todas las plantas, el cual para el tiempo cero, se encuentra con un inventario de 1,238,206.90 barriles de Bunker (Fuel Oil No.6), lo cual equivale a la capacidad operativa total de las centrales de almacenamiento descritas en la Tabla 7. Adicionalmente se asume que la capacidad operativa total será utilizada exclusivamente para generación de energía eléctrica.

La generación de energía a base de búnker se consideró a partir de las centrales que actualmente se encuentran instaladas en el territorio guatemalteco como se indicó anteriormente.

Los costos variables de generación fueron considerados para optimizar las plantas generadoras, debiéndose indicar que este costo no tiene ninguna influencia en los resultados, ya que es utilizado únicamente para la asignación de energía.

Se estableció un bloque de generación eficiente con búnker, para compensar el déficit de generación, que pudiera resultar para el caso que la capacidad instalada no fuera suficiente para suministrar la demanda. También es necesario indicar que no se considera energía suministrada por la interconexión con México o el MER.

La demanda máxima que se puede cubrir, es la sumatoria de las potencias disponibles de cada una de las centrales utilizadas en el análisis.

Con lo anterior se asume que el análisis se realiza bajo el punto de vista del consumo de energía, sin considerar la cobertura de una demanda mayor a la totalidad de potencia disponible para cada uno de los casos.

## RESULTADOS

A continuación se presenta el resumen de cada uno de los escenarios propuestos, en cuanto al período de suministro de energía eléctrica que se puede obtener, con las instalaciones actuales de almacenamiento de búnker en Guatemala.

Escenario	Tipo de Combustible	Energía promedio generada GWh	Días de suministro de energía eléctrica	Consumo promedio mensual en miles de BBL
1	Búnker	547.11	32.84	1,131.28
	Búnker (ingenios)	5.75		
	Búnker (bloque)	0		
	Otros recursos	0		
	Total	552.86		
2	Búnker	902.8	175.71	211.41
	Biomasa	463.61		
	Búnker (bloque)	0		
	Otros Recursos	2,571.51		
	Total	3,937.92		
3	Búnker	898.51	115.54	321.50
	Búnker (ingenios)	0		
	Búnker (bloque)	0		
	Otros recursos	1,690.94		
	Total	2,589.45		
4	Búnker	540.84	30.13	1,222.32
	Búnker (ingenios)	6.20		
	Búnker (bloque)	1.29		
	Otros Recursos	0		
	Total	548.33		

## CONCLUSIONES

i. Los resultados del Escenario 1, caso en el que únicamente se pudiese generar energía eléctrica con búnker, demuestran que se podría cubrir la Demanda Promedio del SNI por un poco más de un mes (32.84 días). Tomando en consideración que la capacidad operativa promedio es de 1,238 MBBL y el consumo promedio mensual es menor (1,131.28 MBBL).

ii. El Escenario 2, el cual es una simulación aproximada de la generación actual de Guatemala, muestra que es necesario que los almacenes de búnker sean abastecidos con un promedio de 211.41 MBBL mensualmente, lo cual representa un total de 2, 536, 920 BBL de búnker al año.

iii. La no utilización de biomasa en las épocas de zafra para generación de energía eléctrica, representaría un aumento en el consumo de búnker mensual para el suministro del SNI. El consumo de búnker aumentaría en un 52%, lo cual corresponde a un promedio de 110 miles de barriles de dicho combustible, mensualmente.

iv. En el caso que la demanda diaria promedio de energía, fuera igual a la del día de máxima demanda del 2010, se requiere una ampliación en la potencia disponible de generación con búnker, para poder cubrir la demanda diaria. Adicionalmente la generación de energía, suministraría energía durante 30 días.

**NOTA:**

El AMM en su Programación Anual Estacional 2011-2012 ha establecido que el requerimiento óptimo de combustible para suplir la demanda de potencia y energía en el año estacional 2011-2012 es de 2, 484,281 BBL de búnker, lo cual representa dos veces el almacenamiento operativo total de búnker en Guatemala.

### 2.3.7.2 COMBUSTIBLES SÓLIDOS.

Dentro de los combustibles sólidos utilizados para la generación de energía eléctrica en Guatemala, se encuentra el carbón, el cual actualmente es almacenado de una terminal específica, con una capacidad instalada de aproximadamente 100,000 toneladas métricas y con capacidad máxima de auto descarga de 50,000 toneladas métricas. También se puede descargar en puerto mediante el uso de la descarga a granel en el Puerto Quetzal mediante Clam-Shell (almeja), siendo esto un proceso más lento que la auto descarga relacionada.

## ESCENARIOS DE CONSUMO DE CARBÓN

Considerando que Guatemala ha establecido la política de una matriz hidrotérmica balanceada para garantizar el suministro de energía, es importante establecer algunos parámetros en cuanto a las necesidades y volúmenes de combustible necesarios para la generación de energía eléctrica. El análisis que a continuación se desarrolla trata de dar una indicación de la cantidad de combustible sólido necesario para la cobertura de un consumo determinado de energía en Guatemala.

Derivado de lo anterior se estimará la cantidad necesaria, en toneladas métricas de carbón, para cubrir la demanda horaria de los siguientes escenarios durante meses de verano en los cuales la generación con recursos renovables disminuye considerablemente:

- i. Escenario 1: Demanda horaria constante igual al promedio de la demanda del período valle de la curva de carga, en cada uno de los meses del año.
- ii. Escenario 2: Demanda horaria constante igual al promedio de la demanda del período intermedio de la curva de carga, en cada uno de los meses del año.
- iii. Escenario 3: Demanda horaria constante igual a un bloque de generación de 600MW.

### PREMISAS GENERALES

No existe una limitante de almacenamiento de carbón, por lo que se estima que a mediano plazo existirán áreas de almacenamiento mayores a las que actualmente existen, derivado del inicio de operación de una planta de generación de 300 MW de carbón y algunos otros proyectos que actualmente se están gestando en el territorio nacional.

Se consideran bloques de centrales (que utilizan carbón como materia prima), en los casos que la demanda promedio sea mayor a la capacidad instalada actual.

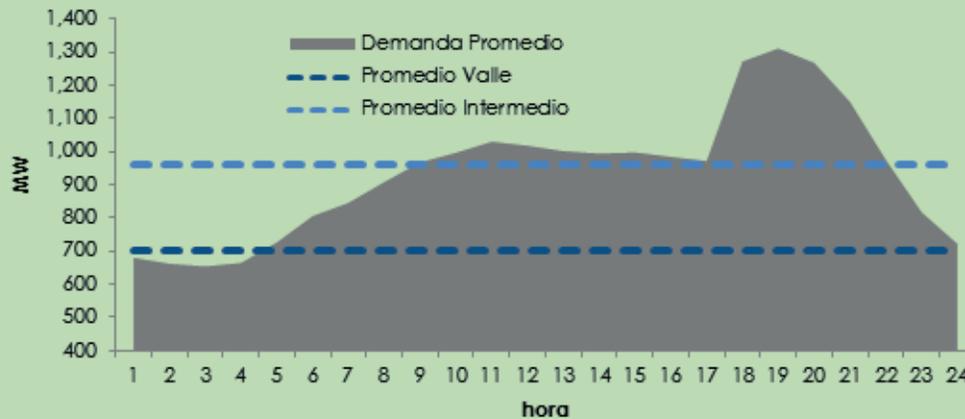
Se utiliza la demanda promedio anual del año 2010, para el cálculo de la demanda promedio valle e intermedia de cada uno de los meses.

El promedio de la demanda en el período valle e intermedio, es igual a la demanda horaria en el período valle e intermedio, dividido entre el número de horas de cada uno de los períodos respectivamente.

Para el análisis no se considera la generación en el período de zafra mediante biomasa como el caso más crítico.

A continuación se muestra un ejemplo de la demanda promedio que se debe cubrir en los dos primeros escenarios, mencionados anteriormente.

Gráfico 25. Curva de carga diaria promedio anual 2010, y promedio de potencia en período valle e intermedio.



### PREMISAS DE CÁLCULO

Como parte del análisis, se estima que la eficiencia de la totalidad de centrales utilizadas es mayor a la eficiencia instalada actualmente.

La demanda máxima que se cubre para cada escenario corresponde a la demanda promedio utilizada en los dos primeros escenarios y la potencia instalada actual más un bloque de 275, para el tercer escenario.

### RESULTADOS

Cada uno de los resultados de los escenarios, se presentan en la siguiente tabla:

Escenario	Consumo Promedio mensual GWh	Toneladas Promedio mensual de Carbón
1	513.57	209,046
2	700.52	285,142
3	468.66	178,285

## CONCLUSIONES

- i. Con la finalidad de abastecer el consumo de energía de la demanda valle promedio (alrededor de 703 MW), se requeriría un promedio mensual de 209 mil toneladas métricas de carbón y 76 mil toneladas métricas adicionales para suministrar la energía consumida, para la potencia intermedia promedio.
- ii. Si la potencia de centrales de carbón actualmente instalada fuera 600 MW, el requerimiento de carbón sería aproximadamente 178 mil toneladas métricas mensuales.
- iii. En cualquiera de los casos anteriores la cantidad de carbón requerido es superior a la capacidad instalada actual de almacenamiento (100 mil toneladas métricas), por lo que se requeriría un aumento en las instalaciones de almacenamiento aproximadamente del 100%, para poder tener reservas de dicho combustible y garantizar el suministro de combustible para las plantas que participen en la generación de energía, a base de carbón.

### NOTA:

La cantidad de carbón requerido para generación, puede variar de acuerdo a la eficiencia de las nuevas plantas o mejoramiento de las que actualmente se encuentran en funcionamiento. El Administrador del Mercado Mayorista ha estimado que el requerimiento óptimo de carbón para suplir la demanda de potencia y energía en el año estacional 2011-2012 es de 491,332 toneladas métricas.

### 2.3.7.3 COMBUSTIBLES GASEOSOS

Dentro del plan de expansión de generación se encuentra la optimización de bloques de generación térmica que utilizan Gas Natural (LNG), para su operación, por lo que el análisis del consumo de dichos bloques permite conocer el requerimiento de Gas Natural para generación de energía eléctrica en el país.

## ESCENARIOS DE CONSUMO DE GAS NATURAL

El siguiente análisis trata de dar una indicación de la cantidad de combustible en estado gaseoso necesario para la cobertura de un consumo determinado de energía en Guatemala.

Derivado de lo anterior se estimará la cantidad, en MMBTU, necesaria para cubrir la demanda horaria del siguiente escenario:

Escenario 1: Demanda horaria constante igual a la mitad del promedio de la demanda del período valle de la curva de carga, en cada uno de los meses del año.

### PREMISAS GENERALES

No existe una limitante de almacenamiento de Gas Natural.

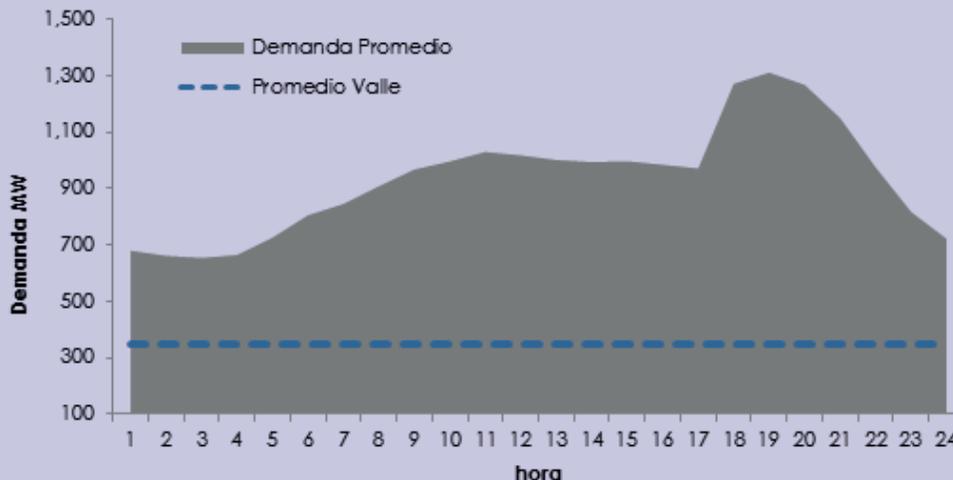
Se consideran bloques de centrales que utilizan Gas Natural como materia prima.

Se utiliza la demanda promedio anual del año 2010, para el cálculo de la demanda promedio valle de cada uno de los meses.

El promedio de la demanda en el período valle e intermedio, es igual a la demanda horaria en el período valle e intermedio respectivamente, dividido entre el número de horas de cada uno de los períodos.

A continuación se muestra un ejemplo de la demanda promedio que se debe cubrir en los dos primeros escenarios, mencionados anteriormente.

Gráfico 26. Curva de carga diaria promedio anual 2010, y la mitad del promedio de potencia en período valle.



### PREMISAS DE CÁLCULO

Como parte del análisis, se estima que la eficiencia de los bloques utilizados es la correspondiente al de una planta que utiliza Gas Natural con un ciclo combinado.

La demanda máxima que se cubre para cada escenario corresponde a la mitad de la demanda promedio descrita anteriormente.

### RESULTADO

Escenario	Consumo Promedio mensual GWh	MMBTU Promedio Mensual
1	257.79	1,791,081

### CONCLUSIÓN

Con la finalidad de abastecer el consumo de energía de la mitad de la demanda valle promedio (alrededor de 352 MW), se estima un requerimiento mensual promedio de 1,791,081 MMBTU.

### 2.3.8 Plantas de Generación Existentes e Inversiones en Generación.

Aunque en el numeral 3.3.3 se ha mencionado la Oferta Firme Eficiente es necesario listar adicionalmente las plantas de Generación existentes y la capacidad efectiva al sistema la cual se muestra en la siguiente tabla, los cuales son datos hasta Enero 2011.

Tabla 11. Planta de Generación Existentes a Enero 2011

CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	COMBUSTIBLE O RECURSO
Chixoy	280.983	Agua
Hidro Xacbal	97.053	Agua
Aguacapa	79.425	Agua
Jurún Marinalá	60.853	Agua
Renace	66.532	Agua
El Canada	47.400	Agua
Las Vacas	37.258	Agua
El recreo	25.507	Agua
Secacao	16.225	Agua
Los Esclavos	13.231	Agua
Montecristo	13.182	Agua
Pasabién	12.147	Agua
Matanzas	11.599	Agua
Poza Verde	10.148	Agua
Río Bobos	10.636	Agua
Santa María	5.031	Agua
Palín 2	0.000	Agua
Candelaria	4.325	Agua
San Isidro	3.382	Agua
El Capulín	0.000	Agua
El Salto	2.114	Agua
El Porvenir	2.124	Agua
Chichaic	0.456	Agua
San Jerónimo	0.000	Agua
San José	131.128	Carbón
Darsa	0.000	Bunker
La Libertad	15.122	Carbón
Arizona Vapor	4.535	Bunker

CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	COMBUSTIBLE O RECURSO
Tampa	78.593	Diésel
Stewart & Stevenson	23.534	Diésel
Escuintla Gas 3	22.829	Diésel
Escuintla Gas 1	33.402	Diésel
Lagunas Gas 1	0.000	Diésel
Laguna Gas 2	17.066	Diésel
Arizona	157.755	Búnker
Poliwatt	125.402	Búnker
Puerto Quetzal Power	114.729	Búnker
Las Palmas	65.149	Búnker
Genor	41.504	Búnker
Sidegua	38.258	Búnker
Generadora del Este	69.958	Búnker
Generadora Progreso	21.370	Búnker
Electro Generación	15.970	Búnker
Gecca	14.220	Búnker
Gecca 2	31.553	Búnker
Coenesa	5.823	Diésel
Electro Generación Cristal	0.000	Búnker
Magdalena	75.700	Biomasa/Búnker
Magdalena Excedentes	35.544	
Pantaléon	38.719	Biomasa
Pantaléon Excedentes	20.000	Biomasa/Búnker
La Unión	31.341	Biomasa
La Unión Excedentes	5.643	Biomasa/Búnker
Santa Ana	35.430	Biomasa
Madre Tierra	21.236	Biomasa/Búnker
Concepción	26.723	Biomasa/Búnker
Tululá	13.664	Biomasa/Búnker
Trinidad	14.117	Biomasa/Búnker
San Diego	0.000	Biomasa
		Biomasa
Zunil	13.889	
Ortitlán	21.899	Geotérmico
		Geotérmico

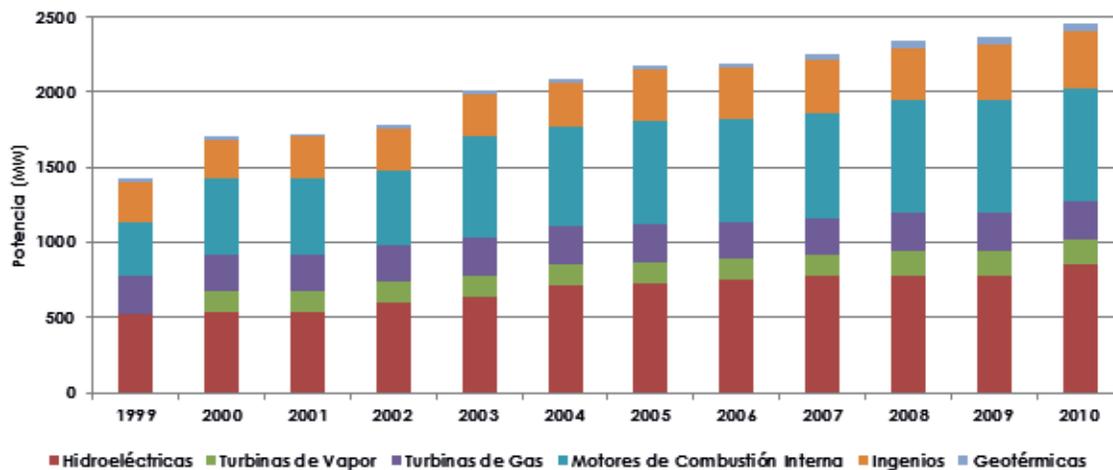
Tabla 12. Resumen de la Potencia Efectiva.

TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)
Hidroeléctricas	799.6
Turbinas de Vapor	150.8
Turbinas de Gas	175.4
Motores de Combustión Interna	701.7
Ingenios	318.1
Geotérmica	35.8
Sistema Eléctrico Nacional	2,181.4

Al listado anterior se debe sumar la capacidad disponible de 120MW de la Interconexión Guatemala – México en 400kV y la capacidad disponible entre 30 a 80MW de la Interconexión Guatemala – El Salvador 230kV .

Las inversiones en el subsector eléctrico en el área de generación que se han realizado en los últimos años se muestran en la siguiente gráfica:

Gráfico 27. Evolución de la Potencia Instalada.



### 2.3.9 Situación de la Geotermia en Guatemala.

El estado de Guatemala asignó al Instituto Nacional de Electrificación las áreas de reserva nacional geotérmica contenidas en el Acuerdo Gubernativo No. 842-92, dentro de las cuales actualmente existen dos proyectos en operación comercial que son Orzunil con 16.1 MW instalados y Ortitlán con 21.9 MW instalados. En el mapa siguiente se muestran las áreas indicadas:

Gráfico 28. Áreas de Reserva Nacional



#### 2.3.10 Emisiones de CO<sub>2</sub>

La producción de CO<sub>2</sub> en Guatemala se encuentra compuesto por varios sectores, entre los cuales se encuentra los servicios públicos, la producción industrial, el transporte, etc.

Con la finalidad de establecer la participación de la generación de energía eléctrica en la producción total de CO<sub>2</sub> del país se realizó una estimación retrospectiva de la producción de CO<sub>2</sub>, a partir de las matrices energéticas resultantes del período 2005-2008.

El motivo del período del análisis mencionado anteriormente, se deriva de la disponibilidad de información de la producción de CO<sub>2</sub> de otros sectores en Guatemala.

## Estimación de la participación en la producción de CO<sub>2</sub> del sector de generación de energía eléctrica en Guatemala

Premisas de la estimación:

- i. El período de análisis es 2005-2008.
- ii. Se estableció como energía generada por recurso, la establecida en los informes estadísticos anuales del AMM.
- iii. Se establecieron eficiencias promedio para cada una de las tecnologías de generación.
- iv. Los coeficientes de producción de CO<sub>2</sub>, se calcularon con base a las directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.
- v. La generación con recursos renovables no fueron considerados, por sus bajos factores de producción de CO<sub>2</sub>.
- vi. La fuente de información de la cantidad de habitantes para el período de estudio fue el Instituto Nacional de Estadística - INE -.
- vii. La fuente de información de las emisiones totales de CO<sub>2</sub> del país es el Banco Mundial.

### Dato de entrada

A continuación se muestran los factores de emisión de Carbono por recurso:

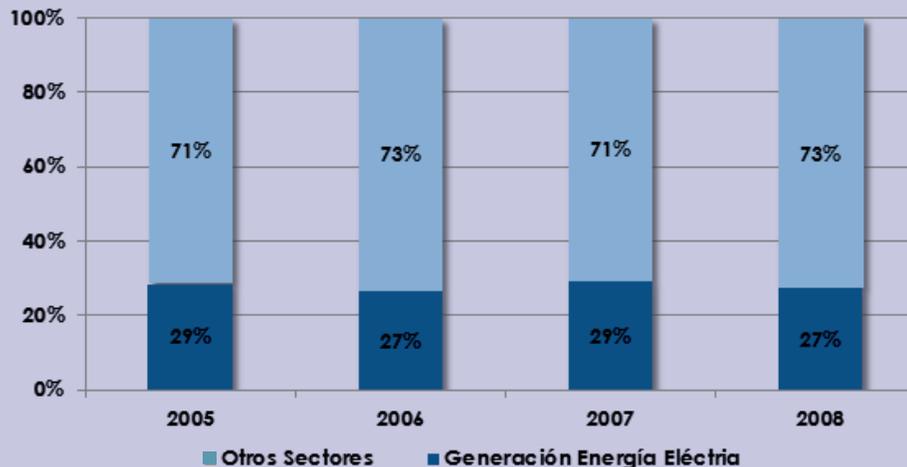
Combustible	Factores de Emisión de Carbono (tC/TJ)
Diésel	20
Búnker	21.1
Gas Natural	15.3
Carbón	25.8
Hidráulicas	1
Orimulsión	22

### Resultados

Como se puede observar a continuación la estimación de la contribución de la generación de energía eléctrica en las emisiones de CO<sub>2</sub> no supera el 30% de la totalidad producida, durante el período de análisis.

Contribución de la Generación de Energía Eléctrica en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

### Contribución de la Generación de Energía Eléctrica en las emisiones de CO<sub>2</sub>



Se puede observar que el sector de energía eléctrica ha contribuido con un poco menos de la tercera parte del total de las emisiones CO<sub>2</sub>.

### tCO<sub>2</sub> per cápita

Año	Generación Energía Eléctrica	Otros Sectores	Total
2005	0.274	0.681	0.955
2006	0.251	0.691	0.943
2007	0.284	0.683	0.967
2008	0.239	0.631	0.870
2009	0.253	Sin datos	-
2010	0.204	Sin datos	-

La tabla anterior incluye la estimación de tCO<sub>2</sub> per cápita para el sector de generación de energía eléctrica para el período 2005-2010, tomando en cuenta que para los otros sectores no se cuenta con la suficiente información para calcular el valor de los años 2009 y 2010.

## 2.4 Sistema de Transmisión en Guatemala.

### 2.4.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL

El Sistema de Transmisión en Guatemala comprende todas aquellas instalaciones en alta tensión que se encuentra entre los puntos de recepción del Distribuidor o los Grandes Usuarios y los puntos de entrega de los generadores y se divide en un Sistema Principal<sup>21</sup> y Sistemas Secundarios<sup>22</sup>.

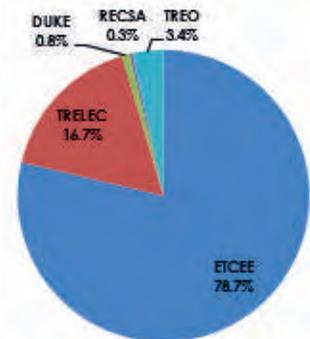
Existen en Guatemala 5 Agentes Transportistas que prestan el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica<sup>23</sup>, lo cuales son:

- i. Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, -ETCEE-,
- ii. Transportista Eléctrica de Centro América, -TRELEC-,
- iii. Duke Energy International Transmisión Guatemala, Limitada -DUKE-,
- iv. Redes Eléctricas de Centro América, -RECSA- y
- v. Transportista Eléctrica de Occidente -TREO-.

En el cuadro siguiente se presenta los kilómetros de líneas por voltaje y propietario.

Tabla 13. Kilómetros de líneas de transmisión por Agente Transportista y su distribución en el SNI

Agente Transportista	400kV	230 kV	138kV	69kV	Total
ETCEE	71.15	464.14	311.8	2,142.68	2,989.77
TRELEC	-	64.36	-	569.97	634.33
DUKE	-	32	-	-	32.00
RECSA	-	-	-	12.2	12.20
TREO	-	130.71	-	-	130.71
<b>Total</b>	<b>71.15</b>	<b>691.21</b>	<b>311.8</b>	<b>2,724.85</b>	<b>3,799.01</b>



<sup>21</sup> El Sistema Principal lo define la CNEE, conforme los criterios establecidos en el artículo 54Bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad y lo establecido en la Resolución CNEE-30-98.

<sup>22</sup> Los Sistemas Secundarios lo conforman aquellas instalaciones que no son definidas como Sistema Principal, adicionalmente existen dos tipos de Sistemas Secundarios conforme lo establece la Norma de Coordinación Comercial No.9

<sup>23</sup> Por medio de la autorización para prestar el servicio de transporte se faculta al adjudicatario para que utilice bienes de dominio público, conforme lo establecido en el artículo 13 de la Ley General de Electricidad.

El mapa que muestra la ubicación del sistema de transmisión existente se muestra a continuación:

Gráfico 29. Sistema existente al año 2011



### 2.4.2 Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte (PET) tiene como objetivo general satisfacer las necesidades del SNI en cuanto al transporte de energía eléctrica. Se identificaron los puntos críticos en el sistema y se plantearon proyectos nuevos de líneas de transmisión, subestaciones y sus respectivos equipos. El PET constituye un paso más para aumentar la cobertura de electricidad en Guatemala. A continuación se muestra un mapa donde encuentra indicadas las obras de Plan con el sistema de transmisión existente.

Gráfico 29-A. Obras del PET 2008-2018



Las obras que conforman el PET se encuentran distribuidas en cinco anillos: Metropacífico, Hidráulico, Atlántico, Oriental y Occidental. Parte de los anillos se integraron en seis lotes de los cuales se muestra a continuación un resumen de las obras:

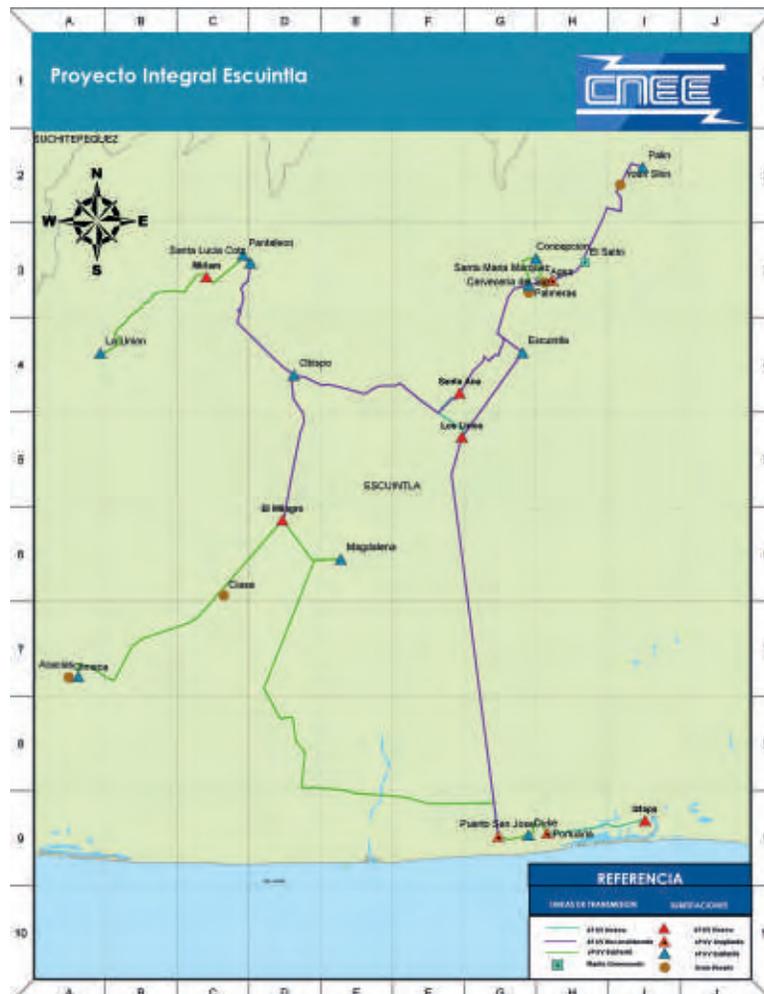
Tabla 14. Resumen de las Obras de la Licitación Abierta PET-1-2009

LOTE	SUBESTACION		LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (230 kV)	
	NUEVAS	AMPLIACIONES	NOMBRE	LONGITUD kms.
A	Lo de Reyes 230 kV Guate Oeste 230/69, 195 MVA Las Cruces 230 kV Palín 230/69 kV, 195 MVA Pacífico 230 kV La Vega II 230 kV	Palín 69 kV	Lo de Reyes – Guate Oeste	19
			Guate Oeste – Las Cruces	13
			Las Cruces – Palín	37
			Palín – Pacífico	22
			LOTE A	91
B	San Juan Ixcoy 230 kV Santa Eulalia 230 kV	Covadonga 230 kV Huehuetenango II 230/138 kV, 150 MVA Uspantán 230 kV La Esperanza 230 kV	Covadonga – Uspantán	43
			San Juan de Ixcoy – Covadonga	23
			Santa Eulalia – San Juan de Ixcoy	27
			Santa Eulalia–Huehuetenango II	84
			Huehuetenango II – Esperanza	34
LOTE B	211			
C	La Ruidosa 230/69 kV, 150 MVA	Panaluya 230 kV La Ruidosa 69 kV	La Ruidosa – Panaluya	102
			LOTE C	102
D	El Estor 230/69 kV, 150 MVA	El Estor 69 kV Tactic 230 kV	Tactic – El Estor	116
			El estor – La Ruidosa	70
			LOTE D	186
E	El Rancho 230/69 kV, 150 MVA	El Rancho 69 kV Chixoy II 230 kV	Chixoy II - El Rancho	115
			LOTE E	115
F	Sololá 230/69 kV, 150 MVA	Guate Sur 230 kV	GuateSur – Las Cruces	27
			Las cruces – Sololá	62
			Sololá – La Esperanza	51
LOTE F	140			

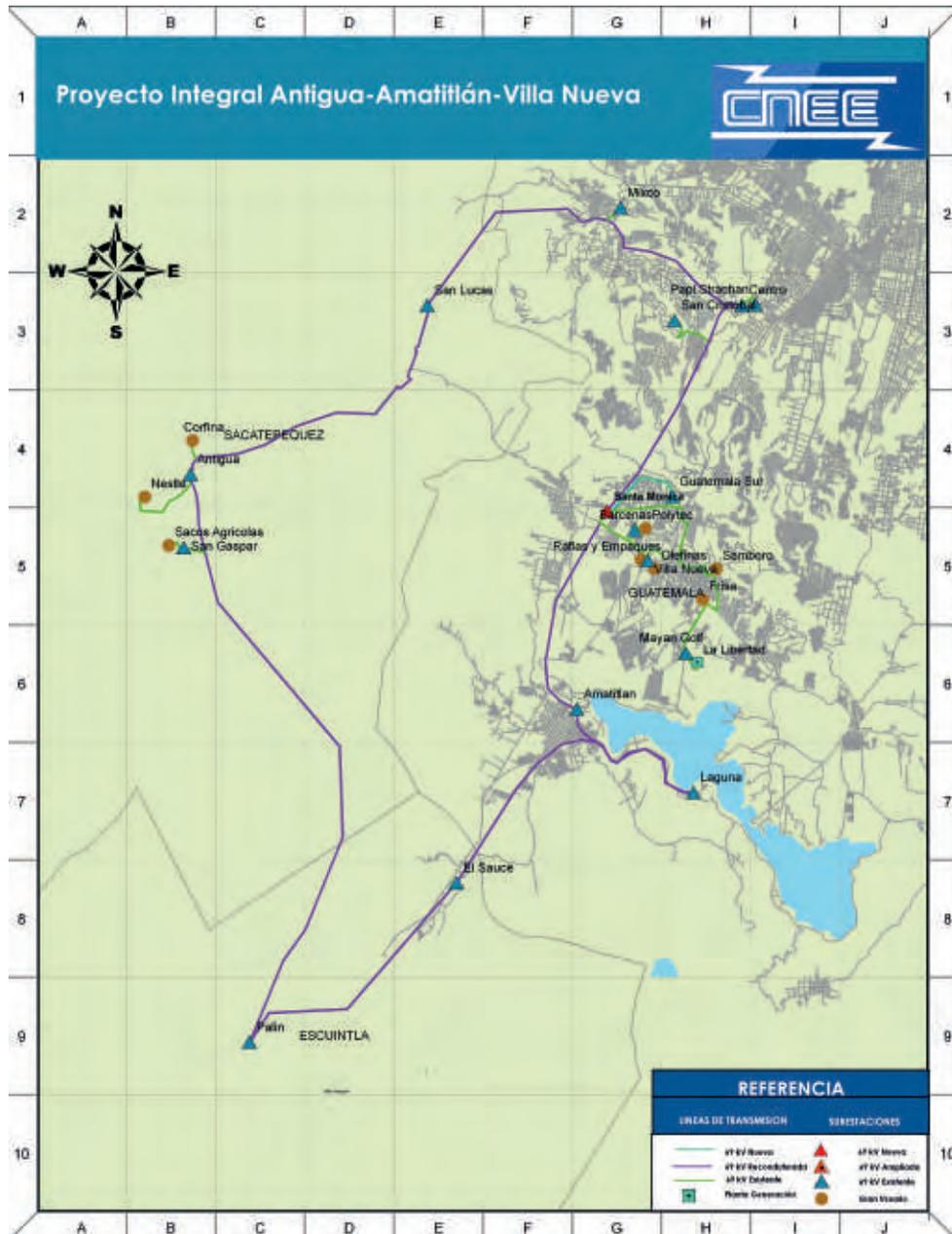
Los seis lotes fueron sujetos al proceso de Licitación Abierta PET-1-2009, conforme lo establecido en el artículo 54Bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad y la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión y se encuentran en construcción, los cuales tienen fecha contractual de inicio de operación comercial en Octubre de 2013.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018 también identificó la necesidad de expansión, readequación y reforzamiento de las redes del Sistema de Transporte Principal y Secundario, que son adicionales a las consideradas en la Licitación Abierta PET-1-2009, siendo un primer proyecto aprobado por la CNEE los denominados Proyectos Integrales, los cuales buscan la ampliación y el desarrollo de los sistemas secundarios de sub-transmisión en la Región Central de Guatemala.

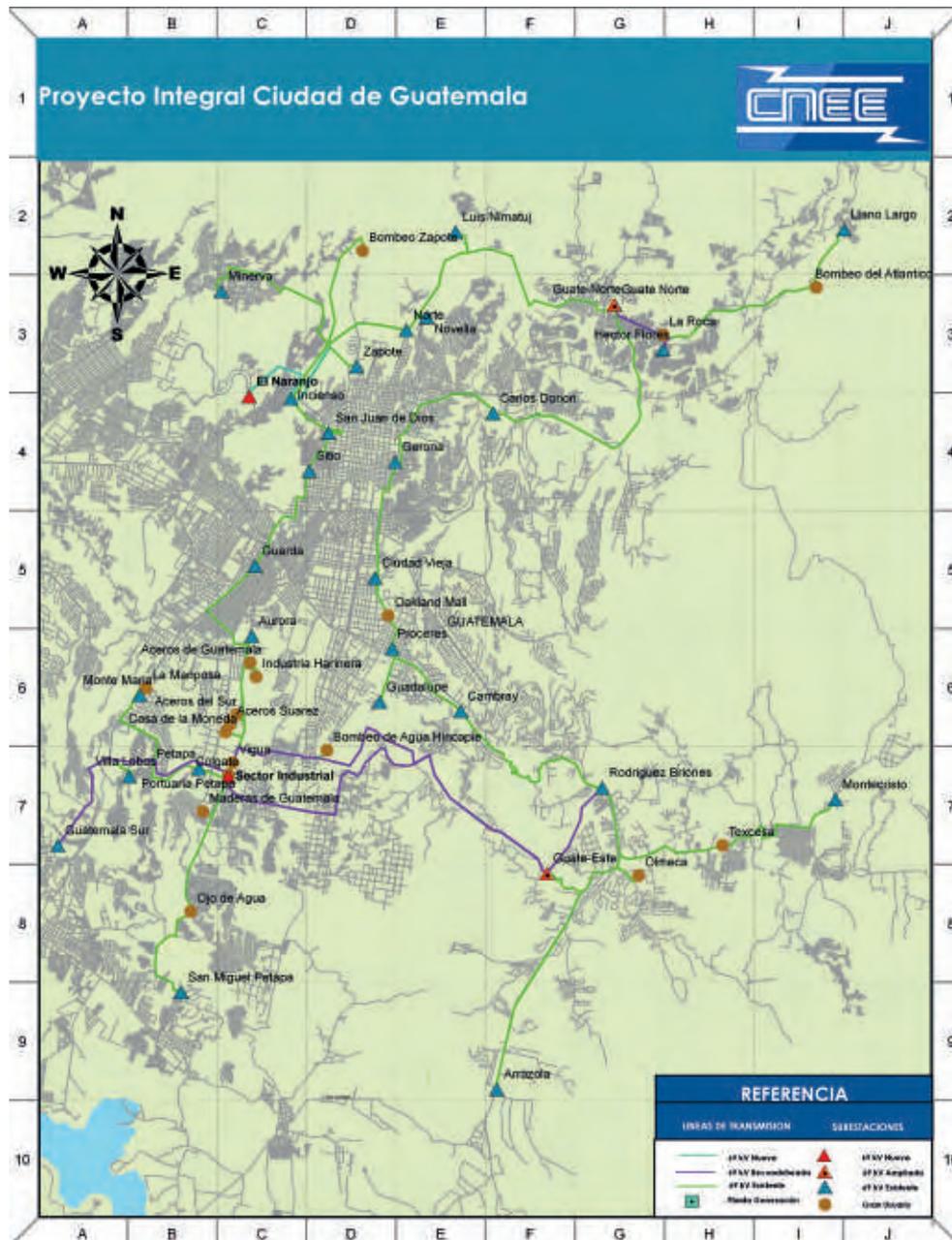
### Proyecto Integral ESCUINTLA



## Proyecto Integral ANTIGUA-AMATITILÁN-VILLA NUEVA



## Proyecto Integral CIUDAD DE GUATEMALA



Adicionalmente, como parte de las obras que están en ejecución del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, se encuentran en desarrollo las subestaciones:

- i. Subestación Huehuetenango II 230kV
- ii. Subestación Covadonga 230kV.
- iii. Subestación Chixoy II 230kV.
- iv. Subestación Uspantán 230kV
- v. Línea de Transmisión de doble circuito Chixoy II – Uspantán 230kV.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha aprobado el acceso y ampliación a la capacidad de transporte desde el año 2008 los siguientes proyectos de transmisión.

Tabla 15. Proyectos con acceso a la capacidad de transporte.

Proyecto de Transmisión	Resolución	Voltaje
Línea San Marcos- Malacatán	CNEE-02-2008	69
Línea San Juan Ixcoy - Barillas	CNEE-03-2008	69
Subestación Cambray 28 MVA y Ciudad Vieja a 28 MVA	CNEE-40-2008	69
Línea Poptún - Santa Elena Petén	CNEE-59-2008	69
Subestación Eléctrica Imperialtex	CNEE-85-2008	400
Sub Bárcenas 28 MVA 69/13.8 kV y dos campos de 13.8	CNEE-97-2008	69
Subestación Eléctrica Polytec	CNEE-98-2008	69
Subestación Rafias y Empaques del Istmo	CNEE-111-2008	69
Línea Estor - Telemán	CNEE-113-2008	69
Subestación Telemán	CNEE-114-2008	69
Subestación Santa Elena Petén 69 /34.5 kV	CNEE-116-2008	69
Línea de Transmisión Quetzaltenango - La Esperanza	CNEE-154-2008	69
Subestación Telemán 69 /13.8 kV	CNEE-187-2008	69
Subestación Tolimán 69 /34.5 kV	CNEE-188-2008	13.8
Subestación Oakland Mall	CNEE-212-2008	69
Cambio del transformador de 100 MVA por uno de 150 MVA en subestación Escuintla 1.	CNEE-30-2009	69
Interconexión Eléctrica Guatemala-México 400 kV	CNEE-69-2009	230
Cambio transformador de 22 MVA por 28 MVA en Subestación Huehuetenango	CNEE-100-2009	230
Cambio de transformador en sub Malacatán de 14 MVA por otro de 28 MVA	CNEE-102-2009	69
Sub Eléctrica Los Almendros de 5 Megavatios	CNEE-113-2009	69
Reconversión de 69 kV a 138 kV de la línea La Esperanza - Pologuá - Huehuetenango.	CNEE-114-2009	69
Sistema Aislado de Santa Elena Petén.	CNEE-127-2009	13.8
Sub Provisional El Sauce de 5/7 MVA 69/13.8 kV	CNEE-153-2009	69
Subestación Usumatlán	CNEE-21-2010	69
Reconversión de 69 a 138 kV de la l Río Grande-Chiquimula-Zacapa-Panaluya	CNEE-50-2010	138
Ampliación a la capacidad de transporte en la subestación Arizona	CNEE-121-2010	138
Línea de transmisión de 69 kV Santa Elena-Sayaxché-Chisec	CNEE-122-2010	69
Subestación Santa María Cauqué y su alimentador	CNEE-128-2010	69

Proyecto de Transmisión	Resolución	Voltaje
Subestación Palín y su Alimentador	CNEE-129-2010	34.5
Ampliación de la subestación Santa María Márquez	CNEE-132-2010	69
Planta Las Palmas II	CNEE-186-2010	13.8
Línea Escuintla-Santa María Márquez	CNEE-189-2010	69
Subestación Llano Largo a 14 MVA y un circuito de 13.8 kV	CNEE-227-2010	13.8
Subestación Miriam y su línea	CNEE-231-2010	69
Ampliación de Sub Guate-Sur banco de transformación No.5	CNEE-265-2010	69
Línea Escuintla –Puerto San José 69kV	CNEE-272-2010	69
Subestación eléctrica Los Lirios	CNEE-274-2010	69
Ampliación de Sub Santa María Márquez 3 campos	CNEE-282-2010	230
Subestación Boquerón 230 kV	CNEE-8-2011	13.8
Subestación Nova 69 kV	CNEE-9-2011	69
Subestación El Milagro y su Alimentador	CNEE-46-2011	230
Interconexión para Demanda Temporal de Carga	CNEE-63-2011	69
Interconexión Eléctrica Tableros de Aglomerado, S.A.	CNEE-68-2011	69
Gran Usuario Painsa	CNEE-123-2011	34.5
Subestación Santa Ana	CNEE-124-2011	69
Rotación de transformadores en S/E's San Marcos y Retalhuleu.	CNEE-133-2011	69
Subestación Rodríguez Briones 69/13.8 kV	CNEE-139-2011	69
Subestación en 69 kV rehabilitación Puerto Quetzal	CNEE-142-2011	69
Línea de transmisión 69 kV, Proyecto Escobal	CNEE-154-2011	69
Subestación Metepec	CNEE-159-2011	69
Líneas Guatemala Este-Guadalupe 4 y 5	CNEE-160-2011	69
Línea Granizo Incienso (2do circuito)	CNEE-190-2011	69
Subestación Sector Industrial 69 kV	CNEE-191-2011	69
Línea Granizo-Incienso	CNEE-198-2011	69
EPR Línea de Transmisión SIEPAC	CNEE-200-2011	230

# SECCION 2



PERSPECTIVAS DEL PLAN DE  
EXPANSIÓN INDICATIVO DEL  
SISTEMA DE GENERACIÓN  
2012-2026

1	RESUMEN EJECUTIVO
2	OBJETIVOS
3	BASE LEGAL
4	Premisas del Estudio
4.1	Proyección de la Demanda de Energía y Potencia.
4.1.1	Ecuación de Regresión
4.1.2	Resultados.
4.2	Consideraciones de Combustibles.
4.3	Consideraciones de la Hidrología.
4.4	Costo del Déficit.
4.5	Consideraciones Ambientales
4.6	Plantas Candidatas
5	Descripción de los Escenarios de Expansión
5.1	Hidroeléctricas y Eólicos
5.2	Geotermia
5.3	Biomasa-Carbón
5.4	Carbón
5.5	Gas Natural
5.6	Exportación e Importación
5.7	Eficiencia Energética
6	Metodología
7	Resultados de los Escenarios de Expansión
7.1	Descripción
7.2	Resultados Técnicos
7.3	Resultados Ambientales
7.4	Resultados Económicos
8	Cronograma de Plantas del Plan Indicativo del Sistema de Generación
9	Análisis Comparativo de Escenarios
9.1	Análisis Técnico
9.2	Análisis Económico
9.3	Análisis del Escenario de Eficiencia Energética
10	CONCLUSIONES
11	RECOMENDACIONES



# 1 RESUMEN EJECUTIVO

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2012-2026 ha sido elaborado teniendo en cuenta que se ha establecido como Política de Estado, una meta que indica que para el año 2022 al menos el 60% de la generación de energía eléctrica sea mediante recursos renovables, entre otras. Adicionalmente, este plan adiciona dos objetivos, a los establecidos en el Plan de Generación anterior, como se indica a continuación: el primero es que se promueva la implementación de acciones para el desarrollo de la generación geotérmica o el recurso geotérmico y el segundo es que se promueva la implementación de procedimientos para incorporar en el subsector eléctrico medidas de eficiencia energética.

En vista de lo anterior y para buscar el cumplimiento de las metas y los objetivos definidos para la planificación del sector de electricidad, se definieron siete escenarios de expansión conforme se muestra en la siguiente tabla:

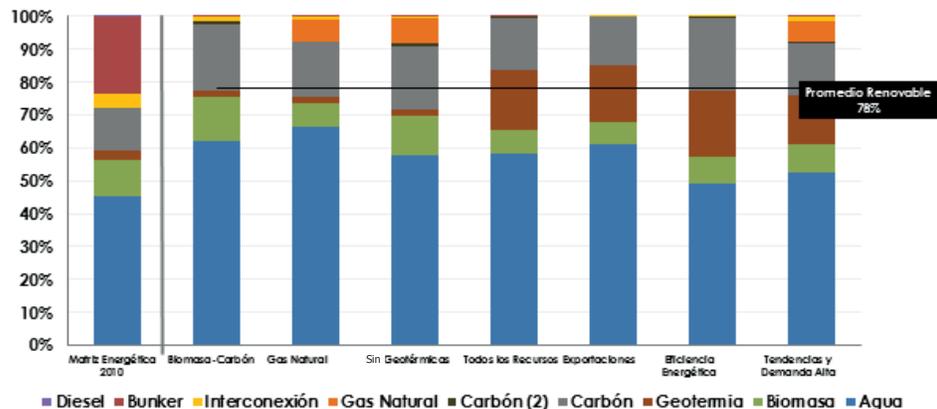
No.	Nombre de Escenario	Escenario de Demanda	Tendencia Combustibles	Hidros y Eólicos	Geotermia	Biomasa - Carbón	Gas Natural	Eficiencia Energética	Exportación
1	Biomasa-Carbón	Medio	Referencia	•		•			
2	Gas Natural	Medio	Referencia	•			•		
3	Sin Geotérmicas	Medio	Referencia	•		•	•		
4	Todos los Recursos	Medio	Referencia	•	•	•	•		
5	Exportaciones	Medio	Referencia	•	•	•	•		•
6	Eficiencia Energética	Medio	Referencia	•	•	•	•	•	
7	Tendencias y Demanda Alta	Alto	Alto	•	•	•	•		

En función de los escenarios establecidos, se realizó un análisis con los recursos energéticos disponibles, para determinar cuáles recursos son los óptimos y más económicos para suministrar la demanda de energía eléctrica y la forma en que se consume en el largo plazo, incluyendo las posibles demandas de exportación y la aplicación de algunas medidas de eficiencia energética, que diversifiquen la matriz energética, introduciendo eficiencia en el SNI, y que minimicen y reduzcan los costo de suministro, con el menor impacto en el medio ambiente. Dentro de los análisis realizados se muestra en la siguiente tabla un resumen de la indicación de potencia nueva a instalar por cada uno de los escenarios:



No.	Escenario	Potencia (MW)	% Potencia con recursos Renovables	% Potencia con recursos no Renovables
1	Biomasa-Carbón	1,662	83	17
2	Gas Natural	1,771	76	24
3	Sin Geotérmicas	1,686	75	25
4	Todos los Recursos	1,685	84	16
5	Exportaciones	1,805	85	15
6	Eficiencia Energética	1,225	78	22
7	Tendencias y Demanda Alta	2,111	80	20

Al comparar el resultado de cada matriz energética, para el año 2026, de cada escenario de expansión, con la matriz energética que corresponde al año 2010, se puede observar que de cumplirse cualquiera de los escenarios de expansión, la producción de energía eléctrica mediante recursos renovables en Guatemala estaría alrededor del 78%, tal y como se puede ver en la siguiente gráfica:



Los resultados económicos para el período 2012-2026 de cada escenario de expansión contienen los costos de inversión, los costos de operación, la estimación del costo marginal para la demanda y el costo promedio de potencia del conjunto de las tecnologías. Al realizar la integración y el análisis de los resultados de cada escenario de expansión, se obtiene un resumen mediante el cual se pueden comparar los efectos económicos que tendría en el SNI la implementación de cada caso, tal y como se muestra en la siguiente tabla.

No.	Escenario	Costo de Inversión (Millones US\$) <sup>24</sup>	Costo de Operación Promedio (Millones US\$)	Costo Total (Millones US\$)	Promedio Costo Marginal US\$/MWh	Promedio del Costo Monómico US\$/KWh	Promedio Costo de Potencia Nueva US\$/kW-mes
1	Biomasa-Carbón	1,554.8	1,307.6	2,862.4	85.5	0.1005	28.6
2	Gas Natural	1,722.7	1,471.2	3,193.8	79.6	0.0975	28.3
3	Sin Geotérmicas	1,881.4	1,591.1	3,472.5	76.6	0.0952	28.1
4	Todos los Recursos	1,868.6	872.6	2,741.1	77.6	0.0953	32.5
5	Exportaciones	2,109.7	1,644.5	3,754.2	78.2	0.1023	31.9
6	Eficiencia Energética	1,655.8	859.5	2,515.3	76.6	0.0993	31.9
7	Tendencias y Demanda Alta	2,329.6	1,707.1	4,036.7	93.9	0.0907	30.8

Para el escenario 4 se puede indicar que es el que tiene el menor costo total de inversión y operación respecto a los escenarios 1, 2 y 3. Como resultado se tiene que el desarrollo del recurso geotérmico es óptimo y económico, antes que los otros recursos disponibles. Si al escenario 4 se le adiciona el efecto en la demanda de la implementación de las medidas de eficiencia energética definidas, como las contenidas en el escenario 6, se puede concluir que dicho escenario sería el escenario ideal de implementación para el cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en este Plan.

Para el correcto cumplimiento de las metas y objetivos definidos, se recomienda implementar las siguientes acciones como parte de las políticas públicas: a) un plan de acción para el desarrollo de los recursos geotérmicos, b) establecer los procedimientos para incentivar la aplicación de medidas de eficiencia energética para el consumo de energía y c) definir e implementar los procedimientos e incentivos necesarios para asegurar el suministro y almacenamiento de combustibles para la generación de energía eléctrica.

# 2 OBJETIVOS

El objetivo general del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación es cumplir la Política Energética establecida por el Ministerio de Energía y Minas en el año 2007.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- I. Diversificar la composición de la matriz energética, priorizando el desarrollo de los proyectos con energías renovables, optimizando la utilización de los recursos naturales del país, para que en el año 2022 la generación de energía eléctrica sea como mínimo el 60% con recursos renovables.
- II. Promover las inversiones en generación de energía eléctrica que introduzcan eficiencia en el sector eléctrico.
- III. Promover la implementación de procedimientos para incorporar en el subsector eléctrico medidas de eficiencia energética.
- IV. Promover la implementación de acciones para el desarrollo de la generación geotérmica.
- V. Reducir los costos del suministro de energía eléctrica en términos de inversión y operación.
- VI. Minimizar el impacto en el medio ambiente, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero a través del cambio de la matriz energética.
- VII. Impulsar la integración energética regional, considerando la oferta de generación y la demanda de consumo provenientes de las interconexiones internacionales para su evaluación y optimización económica, dentro del proceso de planificación.
- VIII. Indicar las fuentes energéticas que se recomienda contratar mediante procesos de licitación de largo plazo, para la contratación del suministro de electricidad de los usuarios de distribución final, con el objeto de cumplir con la Política Energética.
- IX. Atraer inversiones que puedan proveer los servicios necesarios para la construcción, implementación, operación, mantenimiento y logística de suministro de combustibles para las distintas centrales eléctricas.



## 3 BASE LEGAL

La elaboración del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación se encuentra establecida en el artículo 15bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, el cual fue adicionado mediante el Acuerdo Gubernativo 69-2007, en donde se indica que dicho Plan deberá elaborarse cada 2 años y cubrir un horizonte mínimo de 10 años.

## 4 PREMISAS DEL ESTUDIO

### 4.1 Proyección de la Demanda de Energía y Potencia.

Las variables consideradas para la proyección de la Demanda en cada uno de los modelos fueron las siguientes:

- i. Variables Independientes: el PIB<sup>25</sup> , el número de usuarios<sup>26</sup> , población<sup>27</sup> .
- ii. Variables Dependientes: la Generación Bruta y la Generación Neta<sup>28</sup>.

Se utilizó una serie histórica que contiene datos de potencia horaria desde el año 1986 hasta el año 2010.

Para las proyecciones de demanda se utilizaron modelos econométricos de regresión múltiple, dentro de los que se puede mencionar el Lineal, Semi Logarítmico, Lineal Exponencial, Hiperbólica, Doble Logarítmica y Logística

Los índices utilizados para evaluar y verificar los resultados de las proyecciones, en cada uno de los modelos utilizados, se enumeran a continuación:

- i. Coeficiente de Correlación,
- ii. t de Student,
- iii. Ensayo de Fischer y
- iv. Durvin Wattson.

Finalmente, se analizaron los resultados de los diferentes modelos, seleccionándose el modelo econométrico cuyos parámetros eran estadísticamente satisfactorios con un nivel de confianza del 95%.

El modelo econométrico seleccionado, considera como variables independientes el PIB y el número de usuarios del servicio de energía eléctrica. Además, se pudo establecer que este modelo asume una relación logística entre la generación bruta y el Inverso del PIB y una relación lineal-exponencial entre la generación bruta y el número de usuarios.

25 Fuente: Banco de Guatemala [www.banguat.gob.gt](http://www.banguat.gob.gt)

26 Fuente: Las Distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, INDE y CNEE.

27 Fuente: Instituto Nacional de Estadística. [www.ine.gob.gt](http://www.ine.gob.gt)

28 Fuente: Instituto Nacional de Electrificación –INDE– y el Administrador del Mercado Mayorista –AMM– [www.amm.org.gt](http://www.amm.org.gt).

### 4.1.1. Ecuación de Regresión

El modelo seleccionado para proyectar la energía eléctrica, asume una relación logística entre "y" y "x1" y lineal exponencial entre "y" y "x2".

$$\ln y = a + b * \frac{1}{x_1} + c * x_2$$

Donde:

- y: Generación Bruta
- x1: PIB (base 1958).
- x2: No. De Usuarios.
- a: 9.44971
- b: 6210.1
- c: 0.00022789

### 4.1.2 Resultados.

Se elaboró un escenario del PIB, considerando algunos supuestos para los cambios que pueden darse en las principales actividades económicas que inciden en el crecimiento del PIB, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 16. PIB Proyectado<sup>29</sup>

Año	Escenario Proyectado del PIB en %
2011	2.4
2012	3.4
2013	3.8
2014	3.9
2015	4.2
2016	4.2
2017	4.2
2018	4.0
2019	4.0
2020	3.8
2021	3.5
2022	3.5
2023	3.5
2024	3.5
2025	3.5
2026	3.5



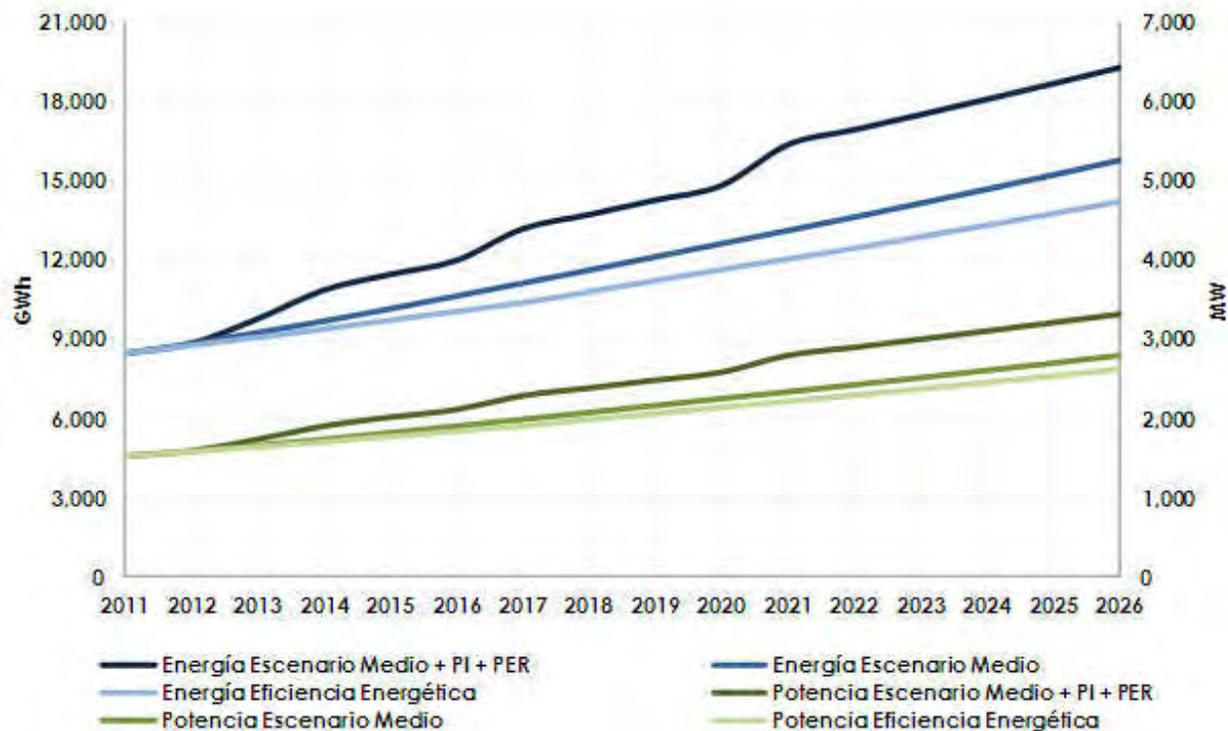
A partir de la proyección del PIB utilizado, se definieron los siguientes valores de potencia y energía proyectados, utilizando el modelo econométrico elaborado.

Tabla 17. Escenario de demanda

Año	Escenario Medio		Escenario Medio + PI + PER <sup>30</sup>		Escenario de Eficiencia Energética	
	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2011	8,424	1,534	8,424	1,534	8,424	1,534
2012	8,797	1,597	8,797	1,597	8,729	1,589
2013	9,210	1,666	9,734	1,741	9,036	1,646
2014	9,642	1,742	10,822	1,906	9,351	1,708
2015	10,109	1,823	11,419	2,017	9,690	1,775
2016	10,588	1,906	11,948	2,112	10,022	1,842
2017	11,080	1,992	13,147	2,284	10,356	1,909
2018	11,569	2,076	13,686	2,380	10,770	1,985
2019	12,071	2,163	14,238	2,478	11,195	2,063
2020	12,572	2,249	14,789	2,576	11,613	2,140
2021	13,064	2,334	16,338	2,786	12,013	2,214
2022	13,570	2,420	16,898	2,885	12,423	2,290
2023	14,092	2,510	17,474	2,987	12,861	2,369
2024	14,620	2,600	18,055	3,089	13,296	2,448
2025	15,164	2,692	18,653	3,194	13,740	2,530
2026	15,713	2,785	19,255	3,299	14,191	2,612

En el siguiente gráfico se pueden observar las proyecciones de Demanda y Energía proyectadas para los escenarios propuestos.

Gráfico 30. Comparación de Escenarios de Demanda 2012-2026



El escenario Medio + PI + PER corresponde al escenario medio más la demanda que corresponde al aumento de la electrificación y demanda de proyectos industriales, la cual es utilizada en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2012-2021.

#### 4.2 Consideraciones de Combustibles.

Los costos de los combustibles están basados en valores actuales y se tomaron los valores iniciales, que corresponden al año 2012 según la tabla siguiente:

Tabla 18. Precio Inicial de los Combustibles

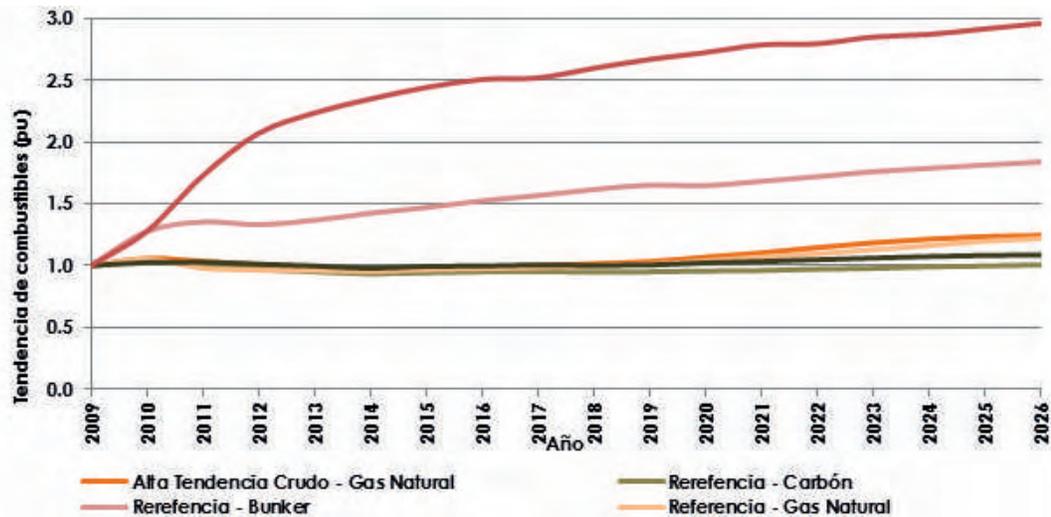
Combustible	Precio (USD/MWh)	Dimensional	Poder Calorífico	Dimensional	USD/MMBTU
Bunker	97.97	BBL	6.37	MMBTU/BBL	15.37
Gas Natural	4.29	MMBTU	-	-	4.29
Carbón	114.60	TM	24.99	MMBTU/TM	4.59

Al comparar los precios de los combustibles de acuerdo a su poder calorífico, se puede observar que el gas natural y carbón presentan precios muy cercanos entre sí.

La proyección de los costos se realizó a partir de los valores iniciales anteriormente descritos, aplicando la tendencia del precio de cada combustible en el largo plazo (2009 – 2035) definida por la Energy Information Administration (EIA) según el Annual Energy Outlook 2011 para dichos combustibles.

A continuación se muestra el gráfico de la tendencia proyectada de los combustibles utilizados en el presente informe:

Gráfico 31. Tendencia de los precios de combustibles



Se observa en el gráfico anterior que una tendencia alta en los precios del petróleo, afecta de forma directa al precio del búnker, pero los precios del gas natural y carbón, no se ven considerablemente influenciados por la tendencia alta en los precios del petróleo.

### 4.3 Consideraciones de la Hidrología.

La información sobre los caudales de las plantas existentes y de las plantas candidatas es parte de la base de datos utilizada para planificación, que fue integrada con la información del Ministerio de Energía y Minas, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Instituto Nacional de Electrificación, el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales y el Administrador del Mercado Mayorista.

Las plantas candidatas hidroeléctricas modeladas con embalse de regulación anual son:

- a) Hidro-ALTV XI (67MW)
- b) Hidro-ALTV XII (181MW)

Las plantas restantes fueron modeladas como centrales de pasada o de regulación diaria. Se utilizó como base el año 2007 para la generación de las series de caudales.

### 4.4 Costo del Déficit.

A continuación se definen los escalones de costo de la energía no suministrada, tomando en cuenta que es premisa de la expansión, la prioridad garantizar el suministro de la demanda proyectada para el largo plazo sin probabilidad de déficit.

Los costos operativos proyectados para cada escalón de falla son los definidos en la siguiente tabla:

Tabla 19. Escalones de Reducción de Demanda

Escalones de Reducción de Demanda (RD)	Escalones de Costo de Falla US\$/MWh
0% < RD < 2%	675.00
RD > 2%	2,250.00

### 4.5 Consideraciones Ambientales

Se incluye dentro del estudio consideraciones sobre las emisiones de dióxido de carbono. No se consideran otras emisiones como el dióxido de azufre SO<sub>2</sub>, los óxidos de nitrógeno NO<sub>x</sub>, los compuestos orgánicos y la emisión de partículas ante la dificultad de poderlos valorar adecuadamente, debido a que existen varios mecanismos que mitigan casi el 100% de dichos contaminantes.

El valor de referencia del CO<sub>2</sub> adoptado para la evaluación es de US\$10.00/tonelada métrica emitida, siendo un costo variable adicional al valor de producción de cada planta. A continuación se muestran los factores de CO<sub>2</sub> utilizados por tecnología.

Tabla 20. Factores de emisión de CO<sub>2</sub><sup>32</sup>

Combustible	tCO <sub>2</sub> /TJ	tCO <sub>2</sub> /MWh (Primario)
Diesel	73	0.263
Búnker	76	0.274
Gas Natural	56	0.202
Carbón	95	0.342
Hidráulicas	4	0.014

Un dato importante es que si se mantuviera la composición de la matriz energética del año 2009, para el año 2012 las emisiones para la generación de energía eléctrica serían 0.26 tCO<sub>2</sub>/per cápita. Adicionalmente, es necesario mencionar que la publicación del Banco Mundial de emisiones totales para Guatemala es de 0.8702 tCO<sub>2</sub>/per cápita , para el año 2008.

#### 4.6 Plantas Candidatas

Para la selección de las plantas candidatas con recursos renovables se realizó una integración de la información de proyectos que se encuentran disponibles en las diferentes instituciones, los proyectos de generación que se tomaron en cuenta son aquellos que cuentan con suficiente información técnica y comercial disponible para poder modelarlos. Adicionalmente, se integraron los proyectos que fueron reportados por los interesados al Ministerio de Energía y Minas. Esto no limita la existencia, ni se debe de interpretar como que no se puedan construir otros proyectos que pudieran estar disponibles antes de las fechas proyectadas, considerando que en la legislación guatemalteca el Plan de Expansión de la Generación tiene un carácter indicativo.

Dentro del listado de centrales generadoras candidatas se modelaron proyectos térmicos genéricos, adicionales a los descritos en el párrafo anterior, para poder cubrir los escenarios de demanda.

Para la evaluación se clasifican dos grupos de proyectos, las plantas fijas y plantas genéricas. Las plantas planificadas (fijas) son proyectos que se encuentra próximos a entrar en operación y que por lo tanto se les identifica con nombre propio. Las plantas genéricas tienen plazos mayores de entrada en operación, no se les identifica con nombre propio, sino por su tecnología y posible ubicación.

<sup>32</sup> Fuente: Directrices IPCC 1996. (Intergovernmental Panel on Climate Change)  
<sup>33</sup> Fuente: Banco Mundial. <http://data.worldbank.org/country/guatemala>

Los costos de inversión de las plantas son estimados a valores presentes sobre la base de estudios publicados por organismos internacionales para cada tecnología empleada. Las fuentes de información son:

- i. La Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA por sus siglas en inglés).
- ii. Comisión Federal de Electricidad de México. Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico 2009.
- iii. International Energy Agency –EIA–. Projected Costs of Generating Electricity Edition 2010
- iv. Consorcio PREEICA. Costos Típicos Para Proyectos Termoeléctricos, 2004.

En las siguientes tablas se listan las Plantas Candidatas con Recursos Renovables y No Renovables:

Tabla 21. Plantas Candidatas con Recursos Renovables

No.	Nombre	Potencia (MW)	Entrada en Operación	Inversión Millones US\$	Combustible	Tecnología	Situación Actual
1	PALO VIEJO	84	2012-2013	240	Agua	Hidroeléctrica	En Construcción
2	GEO I	100	2017-2026	400	Geotermia	Turbina de	Candidata
3	GEO II	100	2017-2026	400	Geotermia	Vapor	Candidata
4	GEO III	100	2017-2026	400	Geotermia	Turbina de	Candidata
5	HIDRO-ALTV I	10	2013-2026	32	Agua	Vapor	Candidata
6	HIDRO-ALTV II	19	2015-2026	61	Agua	Turbina de	Candidata
7	HIDRO-ALTV III	63	2017-2026	195	Agua	Vapor	Candidata
8	HIDRO-ALTV IV	56	2015-2026	174	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
9	HIDRO-ALTV V	60	2021-2026	186	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
10	HIDRO-ALTV VI	26	2014-2026	83	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
11	HIDRO-ALTV VII	21	2014-2026	64	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
12	HIDRO-ALTV VIII	111	2022-2026	333	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
13	HIDRO-ALTV IX	163	2015-2026	455	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
14	HIDRO-ALTV X	25	2014-2026	80	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
15	HIDRO-ALTV XI	67	2021-2026	208	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
16	HIDRO-ALTV XII	181	2018-2026	597	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
17	HIDRO-BAJV I	32	2018-2026	104	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
18	HIDRO-BAJV II	78	2024-2026	234	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
19	HIDRO-CHIQ I	59	2023-2026	183	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
20	HIDRO-CHIQ II	57	2014-2026	177	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
21	HIDRO-CHIQ III	27	2020-2026	86	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
22	HIDRO-CHIQ IV	120	2017-2026	384	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
23	HIDRO-PROG I	93	2023-2026	279	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
24	HIDRO-QUIC I	41	2016-2026	131	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
25	HIDRO-QUIC II	90	2016-2026	270	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
26	HIDRO-QUIC III	43	2018-2026	133	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
27	HIDRO-QUIC IV	57	2014-2026	176	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
28	HIDRO-QUIC V	36	2020-2026	115	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
29	HIDRO-QUIC VI	140	2017-2026	448	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
30	HIDRO-QUIC VII	90	2015-2026	270	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
31	HIDRO-ESCU I	28	2017-2026	90	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
32	HIDRO-GUAT I	50	2017-2026	150	Agua	Hidroeléctrica	Candidata

No.	Nombre	Potencia (MW)	Entrada en Operación	Inversión Millones US\$	Combustible	Tecnología	Situación Actual
33	HIDRO-HUEH I	198	2017-2026	574	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
34	HIDRO-HUEH II	114	2018-2026	342	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
35	HIDRO-HUEH III	23	2014-2026	74	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
36	HIDRO-HUEH IV	152	2022-2026	486	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
37	HIDRO-HUEH V	74	2024-2026	229	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
38	HIDRO-IZAB I	10	2021-2026	33	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
39	HIDRO-QUET I	35	2017-2026	114	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
40	HIDRO-QUET II	35	2012-2026	112	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
41	HIDRO-RETA I	25	2020-2026	80	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
42	HIDRO-SNMA I	17	2017-2026	51	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
43	HIDRO-SNMA II	31	2018-2026	100	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
44	HIDRO-SNMA III	98	2023-2026	294	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
45	HIDRO-SNMA IV	75	2020-2026	233	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
46	HIDRO-SNMA V	46	2016-2026	137	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
47	HIDRO-SNMA VI	150	2019-2026	480	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
48	HIDRO-SNMA VII	40	2018-2026	128	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
49	HIDRO-SNRO I	84	2022-2026	252	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
50	HIDRO-ZACP I	32	2015-2026	99	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
51	EOL-01	51	2015-2026	112	Viento	Aerogenerador	Candidata

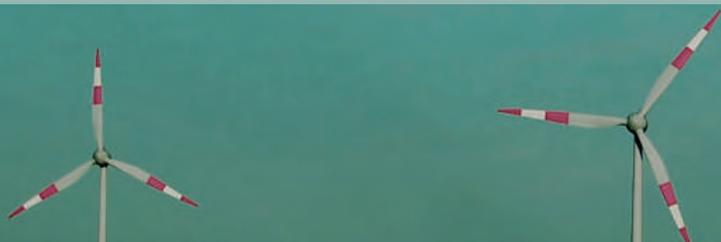


Tabla 22. Plantas Candidatas con Recursos No Renovables

No.	Nombre	Potencia (MW)	Entrada en Operación	Inversión Millones US\$	Combustible	Tecnología	Situación Actual
1	JAGUAR	300	2013-2014	700	Carbón	Turbina de Vapor	Construcción
2	BUNKER I	205	2015-2026	246	Búnker	Motor Recíprocante	Candidata
3	BUNKER II	205	2015-2026	205	Búnker	Motor Recíprocante	Candidata
4	CARBÓN I	300	2015-2026	720	Carbón	Turbina de Vapor	Candidata
5	CARBÓN II	300	2015-2026	780	Carbón	Turbina de Vapor	Candidata
6	GAS NATURAL I	150	2015-2026	263	Gas Natural	Turbina de Gas	Candidata
7	GAS NATURAL II	111	2015-2026	194	Gas Natural	Turbina de Gas	Candidata
8	GAS NATURAL III	111	2015-2026	194	Gas Natural	Turbina de Gas	Candidata
9	GAS NATURAL IV	111	2015-2026	194	Gas Natural	Turbina de Gas	Candidata
10	HÍBRIDO I	100	2014-2026	230	Biomasa - Carbón	Turbina de Vapor	Candidata
11	HÍBRIDO II	100	2014-2026	230	Biomasa - Carbón	Turbina de Vapor	Candidata
12	HÍBRIDO III	100	2015-2026	250	Biomasa - Carbón	Turbina de Vapor	Candidata



En total se tiene disponible 5,624 MW para ser optimizados en cada uno de los escenarios del Plan Indicativo del Sistema de Generación 2012-2026, distribuidos como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 32. Distribución de MW Candidatos por Recurso

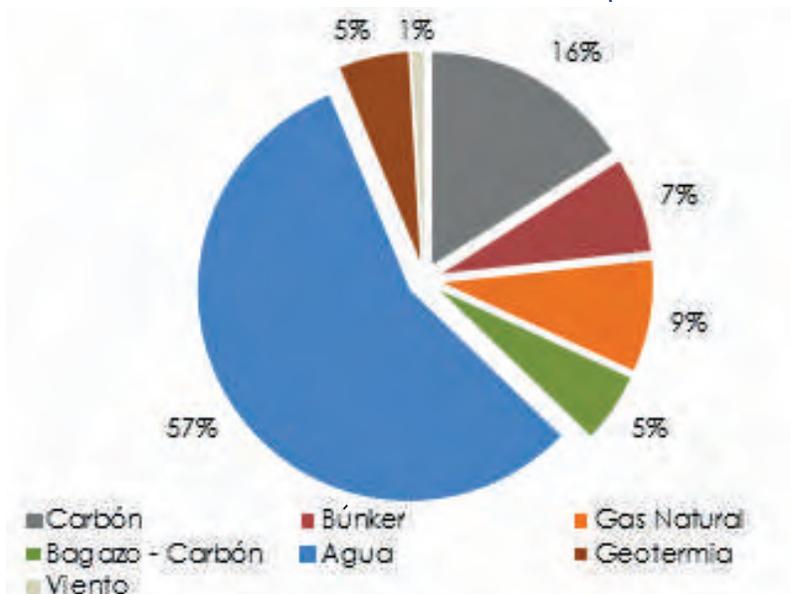


Tabla 23. MW Candidatos por Recurso

Recurso	Cantidad	MW
Carbón	3	900
Búnker	2	410
Gas Natural	4	483
Biomasa - Carbón	3	300
Agua	47	3,180
Geotermia	3	300
Viento	1	51
<b>Total</b>	<b>63</b>	<b>5,624</b>

Cada una de las plantas o bloques de generación participan en diferentes escenarios, dependiendo de las características de los mismos. Los únicos recursos que son común denominador en todos los escenarios son el agua y el viento.

## 5 DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La planificación indicativa busca establecer cuales caminos o acciones son preferibles ante las posibles evoluciones de los factores que condicionan los sistemas de generación. Cada uno de los cronogramas de expansión de la generación aporta una indicación de cual podría ser un desarrollo deseable, bajo las condiciones, riesgos y restricciones tomadas en cuenta.

Algunas de estas condiciones, riesgos y restricciones son:

- a. Condiciones de entrada mínimas y máximas de entrada en operación.
- b. Capital de inversiones iniciales.
- c. Incertidumbre en retraso de construcción de las plantas.
- d. Tiempo de recuperación de la inversión según las condiciones que tiene cada tecnología.
- e. Plan de pagos de la inversión.
- f. Variación de los precios de los combustibles.
- g. Tasa de descuento.



Cada uno de los escenarios se encuentra definido por la incorporación de alguna de las siguientes variables de análisis:

Gráfico 33. Esquema de los Escenarios

**DEMANDA**  
Crecimiento de la Demanda Local de Energía Eléctrica

**PRECIOS**  
Tendencias de los Precios de Combustibles

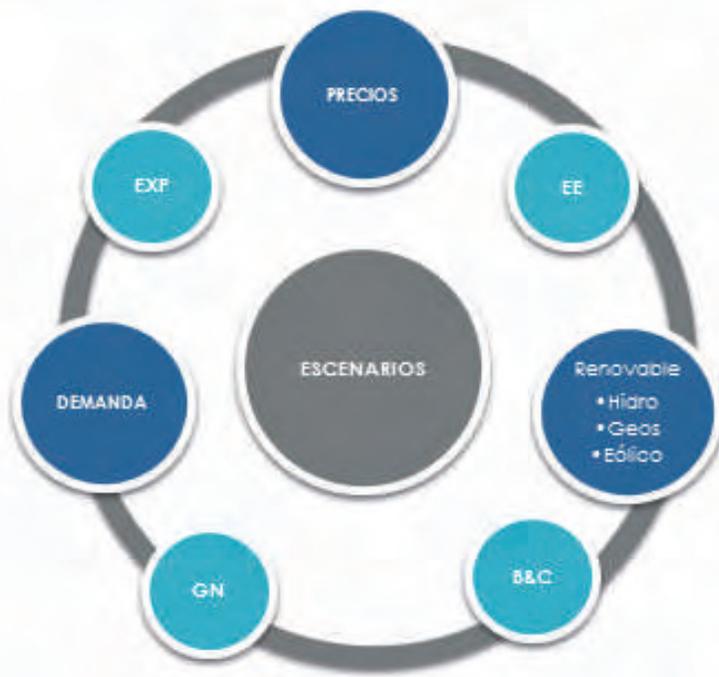
**RENOVABLE**  
Explotación de geotérmica, agua y viento como fuentes

**EE**  
Medidas de Eficiencia Energética en el consumo de energía eléctrica

**GN**  
Producción de electricidad mediante Gas Natural

**EXP**  
Incremento en la exportación de energía eléctrica

**B&C**  
Producción de electricidad mediante la combinación Biomasa / Carbón



Considerando las variables indicadas en el diagrama anterior, se han establecido para su evaluación siete escenarios, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 24. Resumen de Escenarios de Expansión<sup>34</sup>

No.	Nombre	Escenario de Demanda	Tendencia Combustibles	Hidros y Eólicos	Geotermia	Biomasa -Carbón	Gas Natural	Eficiencia Energética	Expor-tación
1	Biomasa-Carbón	Medio	Referencia	•		•			
2	Gas Natural	Medio	Referencia	•			•		
3	Sin Geotérmicas	Medio	Referencia	•		•	•		
4	Todos los Recursos	Medio	Referencia	•	•	•	•		
5	Exportaciones	Medio	Referencia	•	•	•	•		•
6	Eficiencia Energética	Medio	Referencia	•	•	•	•	•	
7	Tendencias y Demanda Alta	Alto	Alto	•	•	•	•		

<sup>34</sup> Debe tomarse en cuenta que la Exportación se considera una Demanda más que se adiciona al Sistema Nacional Interconectado

De forma descriptiva se presenta en el siguiente cuadro las características de cada uno de los escenarios:

No.	Nombre	Descripción
1	Biomasa-Carbón	Se optimizan las centrales hidroeléctricas, bloques de generación que utilizan como combustible la combinación de carbón para época de lluvia y biomasa para época seca, los bloques de solo carbón y los bloques de solo búnker, con un escenario de Demanda Medio y una tendencia de precios de combustibles de Referencia
2	Gas Natural	Se optimizan las centrales hidroeléctricas y bloques de generación candidatos que utilizan Gas Natural, Carbón y Búnker, con un escenario de Demanda Medio y una tendencia de precios de combustibles de Referencia.
3	Sin Geotérmicas	Se optimizan todas las plantas o bloques de generación candidatos sin incluir la geotermia, con un escenario de Demanda Medio y una tendencia de precios de combustibles de Referencia.
4	Todos los Recursos	Se optimizan todas las plantas o bloques de generación candidatos, con un escenario de Demanda Medio y una tendencia de precios de combustibles de Referencia.
5	Exportaciones	Optimización de todas las centrales y bloques de generación candidatos, con un escenario de Demanda Medio, una tendencia de precios de combustibles de Referencia y una demanda de exportación de 300 MW para el final del período de análisis, según los escenarios proyectados. Adicionalmente, se considera a la exportación una "planta beneficio" <sup>35</sup> .
6	Eficiencia Energética	El escenario de eficiencia energética modifica el crecimiento de la demanda, producto de la aplicación de medidas de eficiencia energética y optimiza todos los recursos disponibles para la generación de energía eléctrica, considerando una tendencia de precios de combustibles de Referencia
7	Tendencias y Demanda Alta	Se optimizan todas las plantas o bloques de generación candidatos, con un escenario de Demanda Alta (Demanda media más proyectos industriales y el proyecto de electrificación) y una tendencia de precios de Combustibles, según los escenarios proyectados.



<sup>35</sup> La exportación como "planta beneficio" representa un mercado spot con disposición de comprar energía hasta un precio definido al que está dispuesto a pagar por la exportación. El precio definido es el costo marginal para la demanda resultado del escenario 4 "Todos los Recursos"

A continuación se describen algunas características de las plantas o bloques de generación utilizados para la optimización dentro del Plan de Expansión Indicativo de Generación 2012-2026.

### 5.1 Hidroeléctricas y Eólicos

El potencial hidroeléctrico considerado en todos los escenarios propuestos, para la optimización del plan de generación se encuentra conformado por 47 plantas candidatas, incluyendo el proyecto planificado de Palo Viejo, que actualmente se encuentra en construcción.

Adicionalmente, se ha considerado dentro en la evaluación del Plan una planta candidata de generación eólica de 51 MW como un Generador No Despachable<sup>36</sup>.

### 5.2 Geotermia

El potencial geotérmico optimizado en el plan de expansión estima 300 MW, repartidos en 3 bloques disponibles a partir del año 2017.

### 5.3 Biomasa-Carbón

En los escenarios en donde se optimizan bloques de Biomasa-Carbón, se consideran tres bloques, que corresponden a un total de 300 MW, con períodos de incorporación al sistema entre el 2014 y 2015. Adicionalmente se planifica la modificación de las plantas de generación que utilizan biomasa en la época seca actualmente, para remplazar el búnker por carbón en la época de lluvia, a partir del año 2015.

### 5.4 Carbón

La incorporación de Jaguar a la matriz energética se encuentra planeada para el primer semestre de 2013. Adicionalmente el incremento de generación a base de carbón en el año 2012, se deriva de las modificaciones o ampliaciones en las plantas térmicas Las Palmas durante el primer semestre de 2012 y Costa Sur a finales del segundo semestre de 2012 (ambas modificaciones no son incluidas en el proceso de optimización del Plan dado que se considera que ingresarán en la fechas establecidas).



<sup>36</sup> Se considera generación No Despachable o Autodespachable aquella que por sus características técnicas o por la disponibilidad del recurso no es posible someterla a una programación de generación, como por ejemplo la Generación Distribuida Renovable, la generación eólica, la generación solar, entre otras.

## 5.5 Gas Natural

La integración de Gas Natural al sistema de generación nacional, en los escenarios descritos dentro del presente apartado, corresponde a un total de 483 MW, distribuidos en 4 bloques candidatos, disponibles a partir del año 2015.

## 5.6 Exportación e Importación

Para todos los casos de optimización y obtención del cronograma de ingreso de plantas no se ha considerado la interconexión México-Guatemala, como generación disponible, ya que podría dejar al margen del plan indicativo de generación, a proyectos candidatos. Por otra parte en el proceso de la simulación del despacho Hidro-Térmico de energía, si se considera dicha interconexión como medio de importación de energía, con un costo de referencia para el año 2011 de US\$ 116.00 por MWh, proyectándose para el período 2012-2015 a un precio indexado en un 40% a la tendencia del gas natural y 60% a la tendencia del carbón. Finalmente para el resto del período de análisis, el precio de importación se indexa en un 100% a la tendencia de precios del carbón.

El escenario de exportación de energía eléctrica estima una demanda de exportación de hasta 100 MW a partir del 2015, 100 MW adicionales para el año 2018 y otros 100MW para el año 2021 respectivamente, para un total de 300 MW, para el resto de escenarios no se considera dichas opciones de exportación.

## 5.7 Eficiencia Energética

El escenario de eficiencia energética incluye medidas de eficiencia energética que han sido analizadas y estudiadas por la CNEE, por lo que se propone una disminución en el consumo de energía eléctrica local por la aplicación de las siguientes medidas:



ILUMINACIÓN  
RESIDENCIAL  
EFICIENTE



REFRIGERACIÓN  
RESIDENCIAL  
EFICIENTE



ALUMBRADO  
PUBLICO  
EFICIENTE



CALENTAMIENTO  
DE AGUA  
EFICIENTE  
PARA USO  
RESIDENCIAL

## 6 METODOLOGÍA

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2012-2026 es el resultado de un proceso de optimización, que en términos generales proporciona un cronograma de inicio de operación e inversión de plantas o bloques de generación al mínimo costo total de inversión y operación.

El problema de expansión de generación se encuentra acotado por las siguientes condiciones:

- i. Condiciones de inversión: fechas mínimas y máximas de entrada en operación, costos de inversión, mantenimiento y operación, vida útil de 30 años, tasa de descuento de 12% etc.
- ii. Restricciones operativas, como por ejemplo el suministro de la demanda, balance hídrico en centrales hidroeléctricas, capacidades máxima y mínimas de generación, índices de indisponibilidad e interrupciones, precios de combustibles, etc.

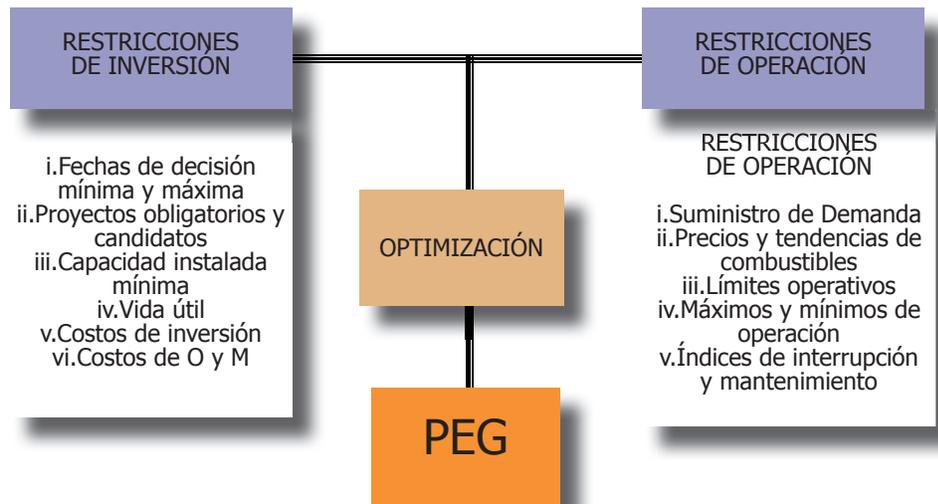
El problema de optimización para la expansión del sistema de generación fue realizado a través de los modelos OPTGEN y SDDP.

Las variables de inversión son optimizadas a través de OPTGEN, mientras las restricciones de operación son optimizadas con el SDDP de forma conjunta, para obtener el mínimo costo total.





Gráfico 34. Diagrama del Proceso de Optimización de Costos



# 7 RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

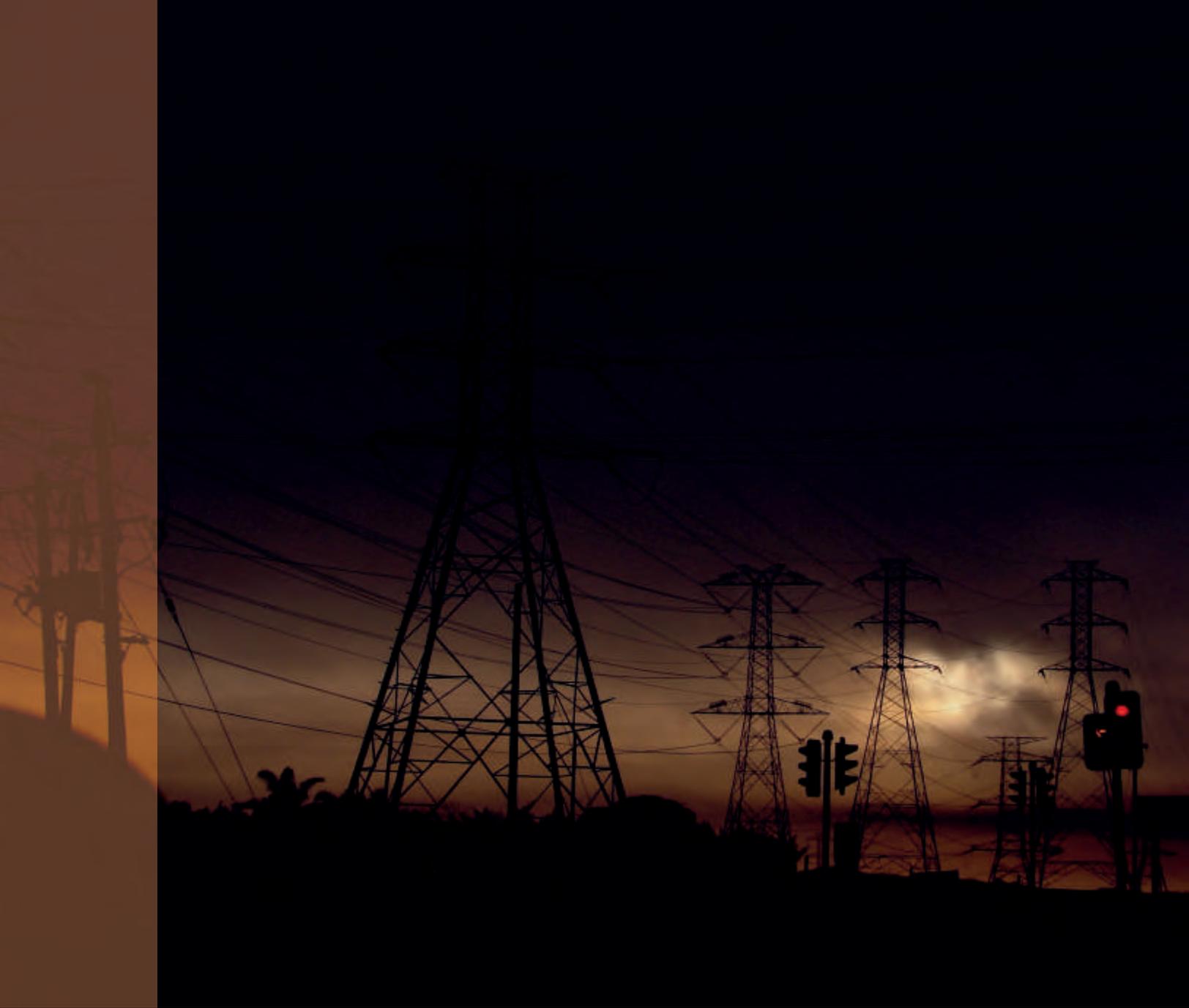
## 7.1 Descripción

En el presente apartado se detalla el escenario de expansión número 4 denominado "Todos los Recursos", en donde se contempla la optimización de todas las plantas o bloques de generación candidatos, con un escenario de Demanda Medio y una tendencia de Combustibles de Referencia, según los escenarios proyectados. Sin embargo, de forma general para realizar una comparación con el escenario denominado "Todos los Recursos" se presentan los gráficos de los resultados para el resto de escenarios analizados.

Tabla 25. Variables analizadas en el Escenario de Expansión 4

Escenario de Demanda	Tendencia Combustibles	Hidros y Eólicos	Geotermia	Biomasa / Carbón	Gas Natural	Eficiencia Energética	Exportación
Medio	Referencia	SI	SI	SI	SI	NO	NO

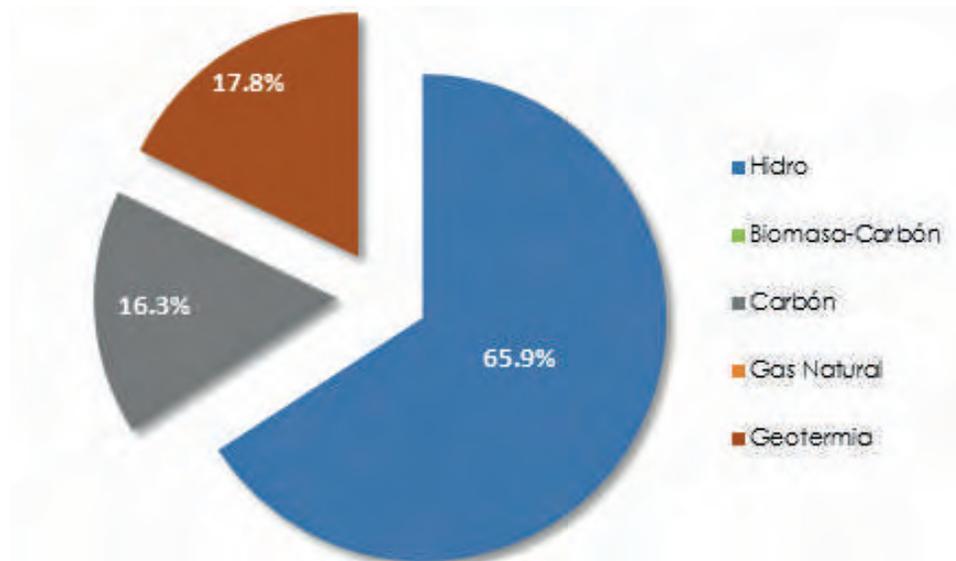




## 7.2 Resultados Técnicos

La potencia seleccionada tras la optimización, de acuerdo al recurso utilizado para generación de energía eléctrica, se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 35. Potencia Nueva Óptima a Instalar Clasificada por Recurso Escenario de Expansión 4  
1,685 MW



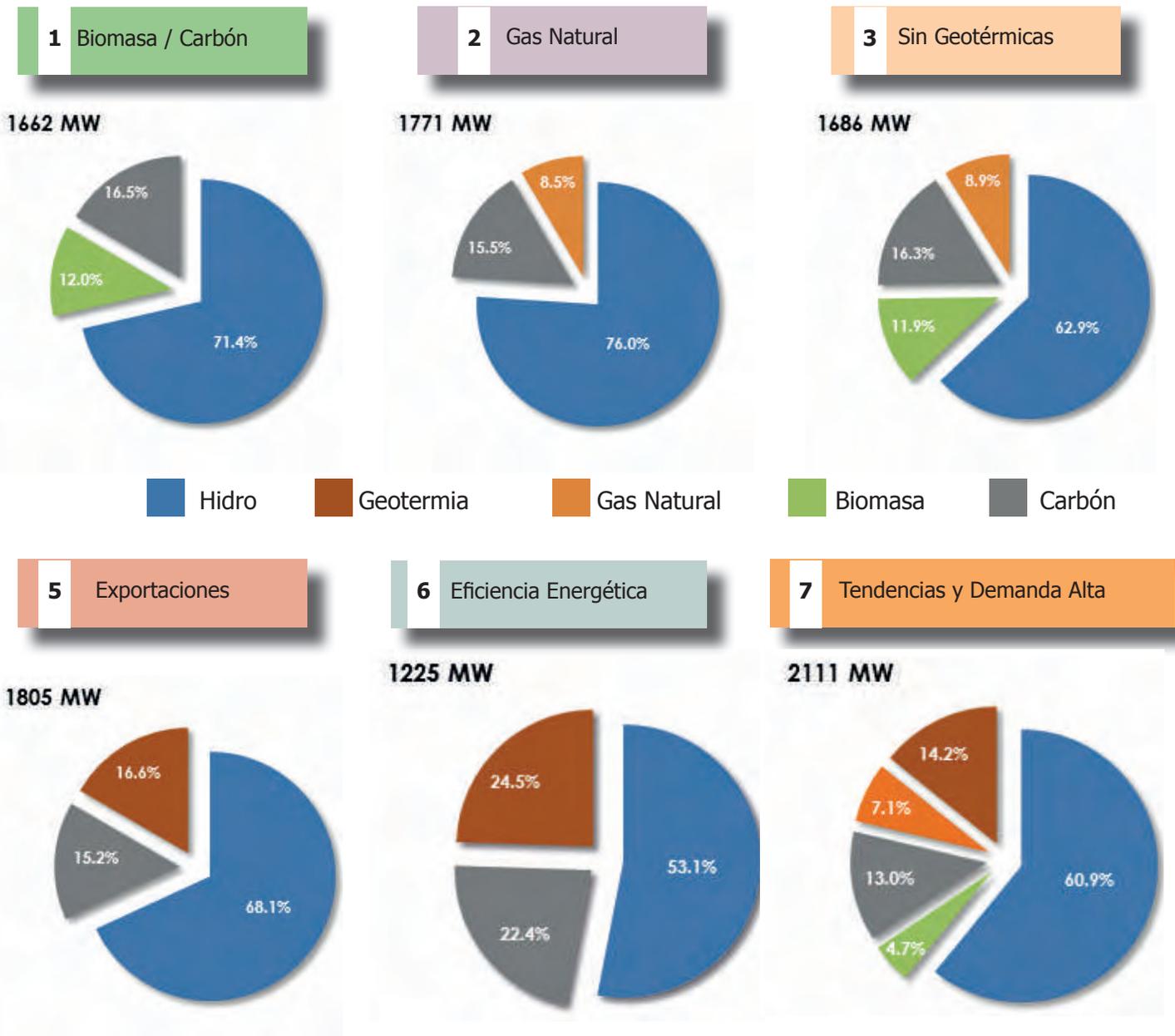
### COMENTARIO

El 83.7% de la potencia que se proyecta incorporar a la matriz energética actual utiliza recursos renovables, para la generación de energía eléctrica, de acuerdo a la optimización del escenario 4.

Para el escenario 4 es necesaria la instalación de un total de 1,685 MW correspondiente a 20 plantas o bloques de generación. El total de potencia mencionado, se distribuye de la siguiente forma: 1,110 MW de centrales hidroeléctricas (incluyendo el proyecto Palo Viejo), 300 MW de generación geotérmica y la planta térmica Jaguar con 275 MW efectivos al sistema.

Para el resto de los escenarios analizados se presentan los gráficos de potencia nueva óptima a Instalar, clasificado por recurso de generación:

Gráfico 36. Potencia nueva óptima a instalar para el resto de escenarios.



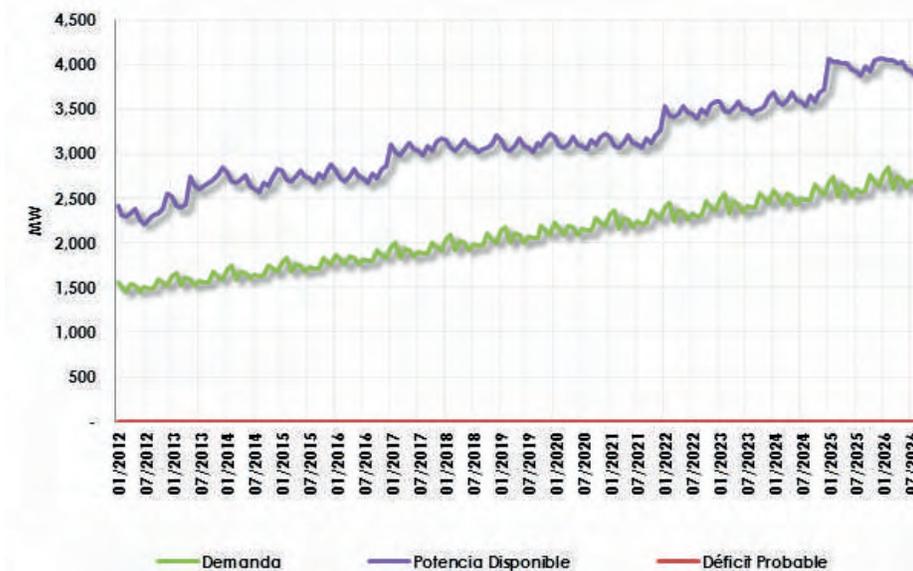
El resumen de las plantas seleccionadas para el escenario 4, se describe en la siguiente tabla:

Tabla 26. Resumen de potencia nueva óptima a instalar Escenario de Expansión 4

No.	Recurso	Cantidad	Potencia (MW)
1	Hídrico	16	1,110
2	Biomasa – Carbón	-	-
3	Búnker	-	-
4	Carbón	1	275
5	Eólico	-	-
6	Gas Natural	-	-
7	Geotermia	3	300
TOTAL		20	1,685

La comparación entre el crecimiento de la demanda y la potencia disponible a lo largo del período de análisis, producto del ingreso de plantas o bloques seleccionados en la optimización, se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 37. Potencia disponible contra demanda proyectada 2012-2026 del escenario de expansión 4

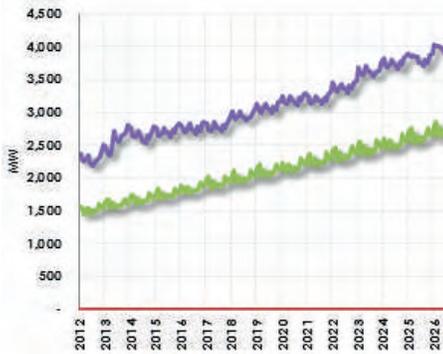


La probabilidad de déficit durante todo el período de análisis es nula, tomando en cuenta que se tiene como premisa de planificación el suministro de la totalidad de la demanda.

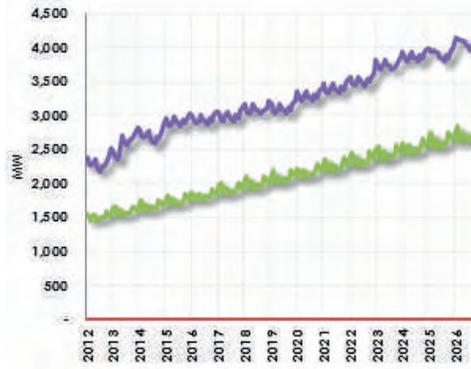
Igualmente como se observa a continuación, el déficit en los escenarios restantes el déficit es igual a cero, siempre que se cumplan las condiciones previstas en dichos escenarios:

Gráfico 38. Potencia Disponible contra Demanda Proyectada para el resto de escenarios.

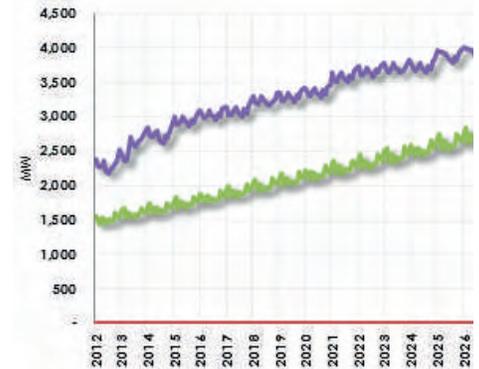
**1** Biomasa / Carbón



**2** Gas Natural



**3** Sin Geotérmicas

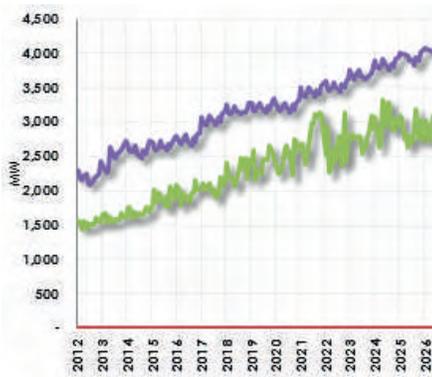


Potencia Disponible

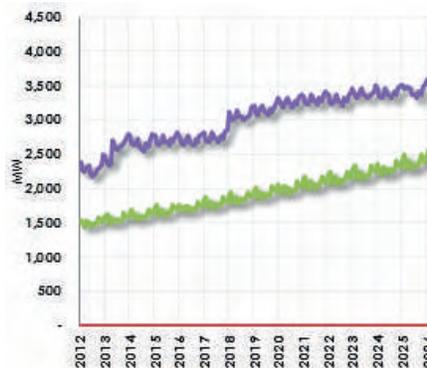
Demanda

Déficit Probable

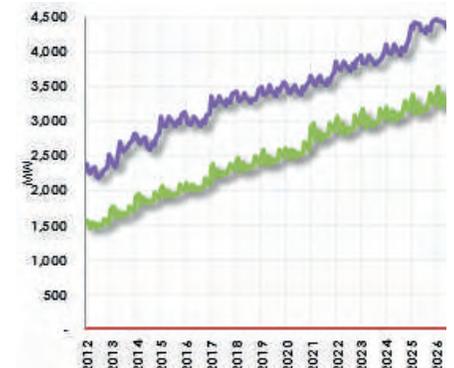
**5** Exportaciones



**6** Eficiencia Energética

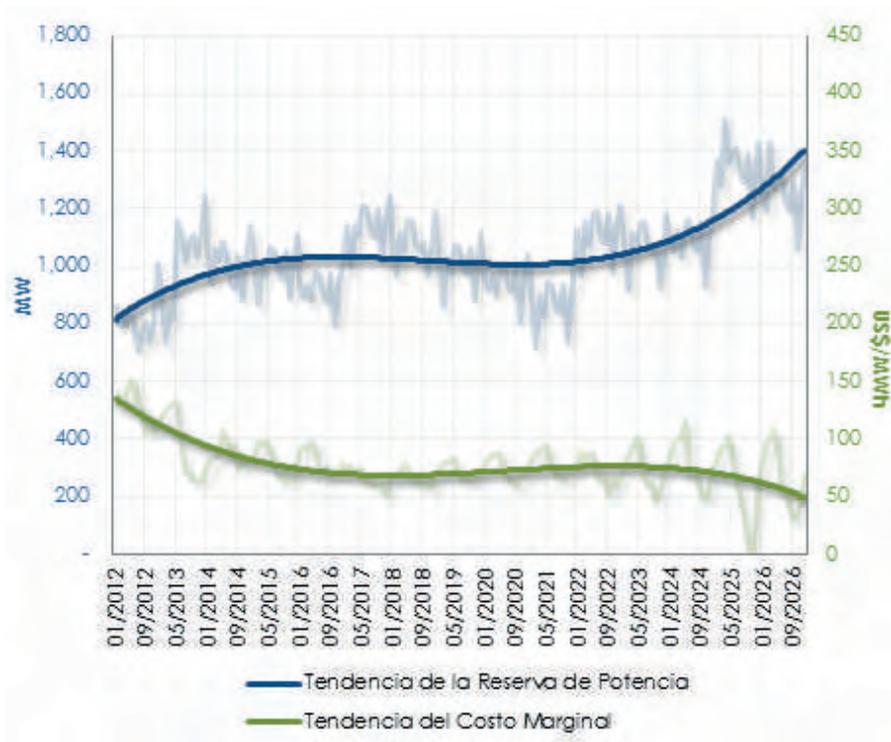


**7** Tendencias y Demanda Alta



Las características de la estacionalidad de los recursos renovables con los que cuenta el país, repercute en la proyección de una potencia disponible por encima de la demanda proyectada, derivado de la generación con recurso hídrico (centrales hidroeléctricas sin regulación anual), la cual depende de la estacionalidad del invierno en la región.

Gráfico 39. Tendencia de Reserva de Potencia contra Costo Marginal 2012-2026 del Escenario de Expansión 4



COMENTARIO  
Existe una correlación entre la Reserva de Potencia (Potencia Instalada menos Demanda) y el Costo Marginal de la Demanda.

Tras la optimización de las centrales o bloques de generación del escenario de expansión 4, se estima un mayor margen de reserva en el sistema, por las características de las fuentes de generación con las que cuenta el país.

En el gráfico anterior se puede observar en los períodos de inicio de operaciones de Jaguar, los bloques de geotermia y más de 300 MW de hidroeléctricas (año 2022), un mayor margen de reserva de potencia, seguido de un período de entre 3 y 5 años en donde disminuye gradualmente dicha reserva.

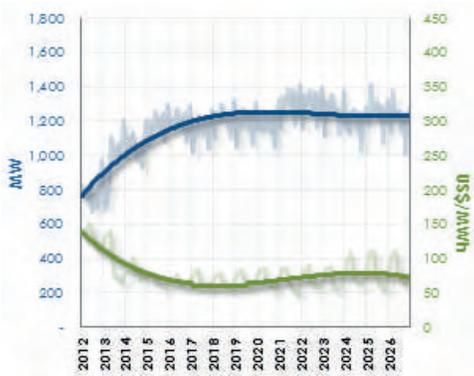
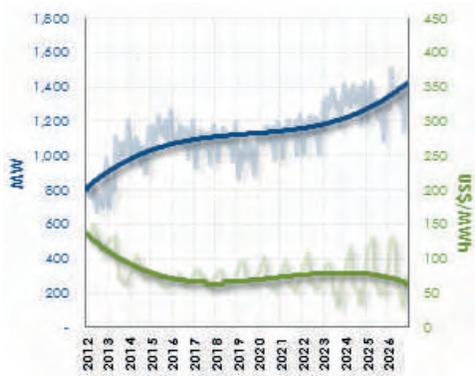
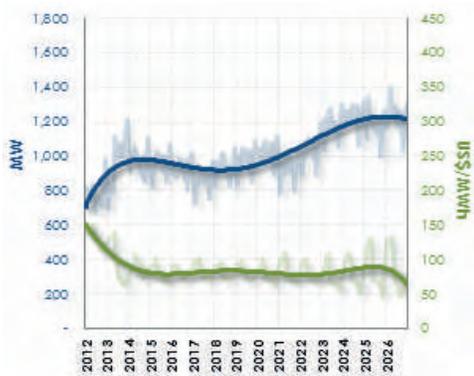
La variación de las características de cada uno de los escenarios hace que la reserva de potencia cambie, sin embargo la relación que existe entre el comportamiento de la tendencia de la reserva de potencia y el costo marginal se mantiene, tal y como se puede observar en el siguiente gráfico:

Gráfico 40. Tendencia de Reserva de Potencia contra Costo Marginal para el resto de escenarios.

**1** Biomasa / Carbón

**2** Gas Natural

**3** Sin Geotérmicas

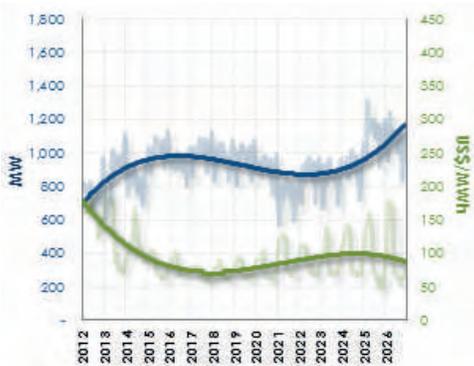
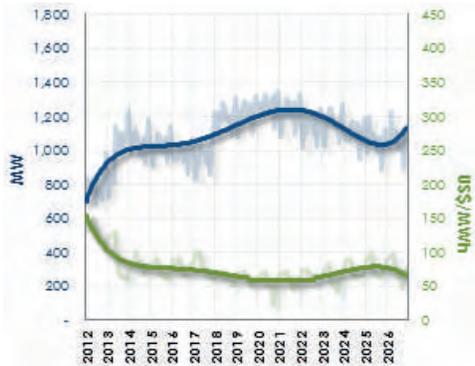
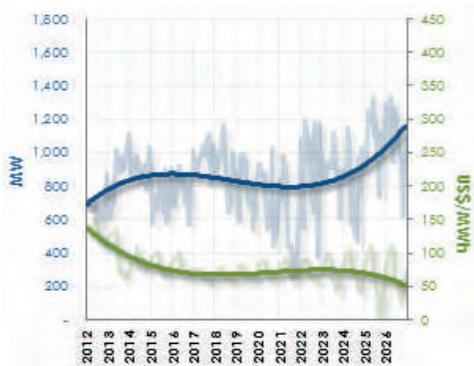


■ Tendencia de la Reserva de Potencia    ■ Tendencia del Costo Marginal

**5** Exportaciones

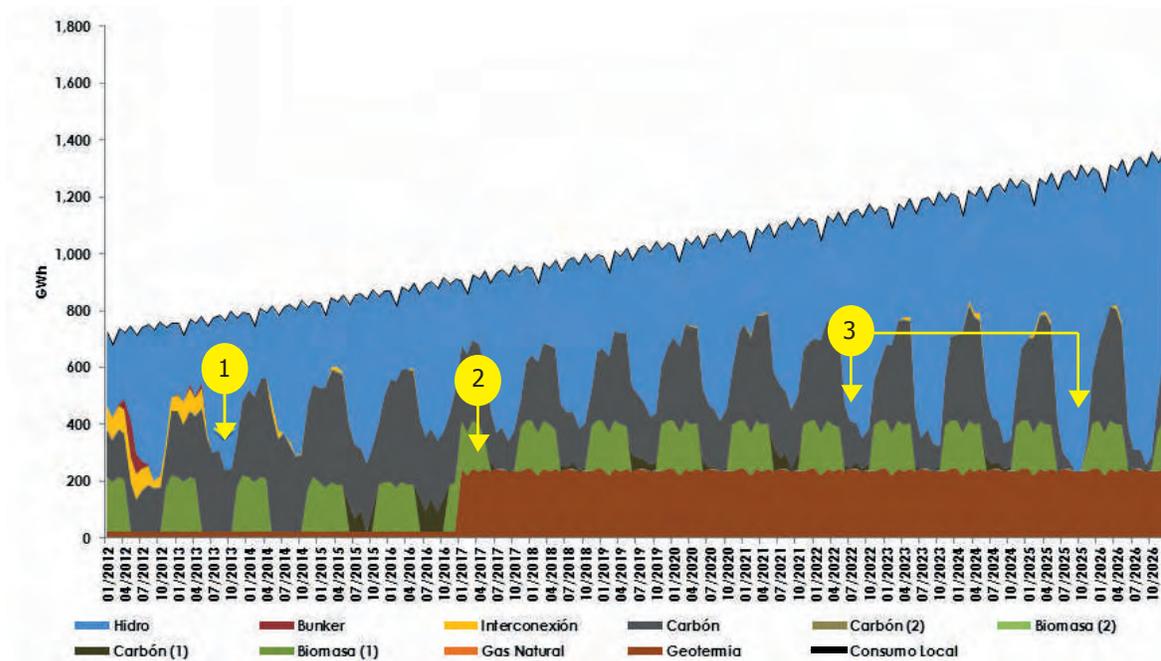
**6** Eficiencia Energética

**7** Tendencias y Demanda Alta



Con el Cronograma de Plantas del Plan Indicativo del Sistema Generación para el escenario 4 se obtiene la siguiente simulación del despacho Hidro-Térmico de Energía Eléctrica.

Gráfico 41. Simulación de Despacho Hidro-Térmico 2012-2026 del Escenario de Expansión 4<sup>37</sup>



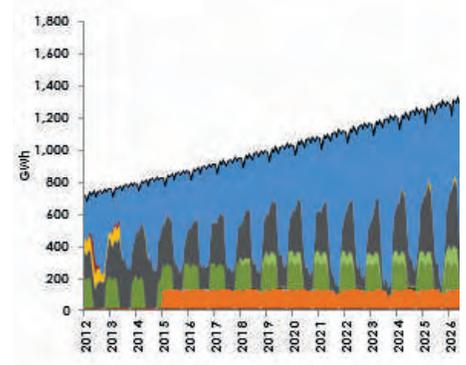
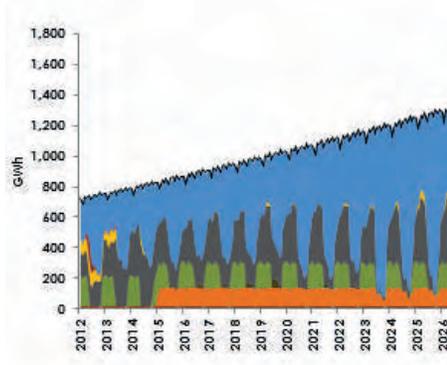
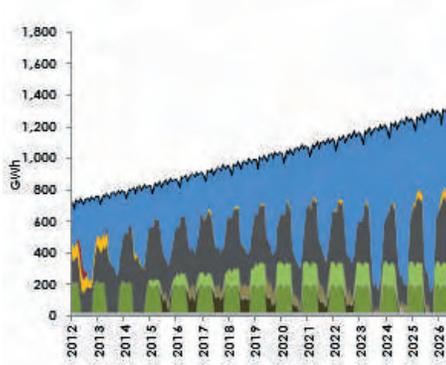
37 Nota: Biomasa-Carbón (2) representa los bloques de energía nuevos y los bloques Biomasa-Carbón (1) corresponden a los generadores existentes con dicha combinación de combustible, planificando una modificación a partir del año 2015, en donde se reemplaza el combustible utilizado para la generación en época de lluvia, de bunker a carbón.

Gráfico 42 . Simulación de Despacho Hidro-Térmico para el resto de escenarios.

**1** Biomasa / Carbón

**2** Gas Natural

**3** Sin Geotérmicas



■ Hidro  
■ Carbón (1)  
■ Biomasa (1)

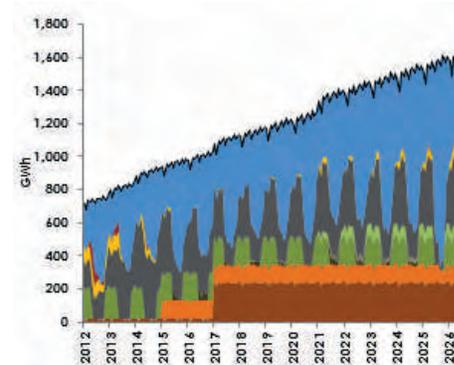
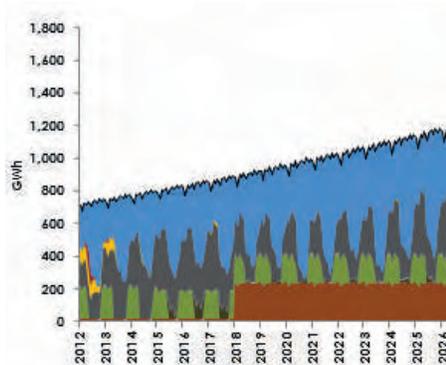
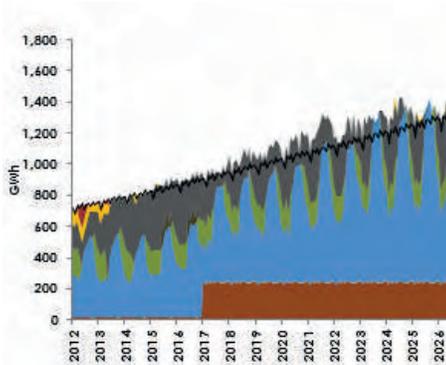
■ Interconexión  
■ Gas Natural  
■ Geotermia

■ Carbón (2)  
■ Biomasa (2)  
■ Consumo Local

**5** Exportaciones

**6** Eficiencia Energética

**7** Tendencias y Demanda Alta



Con base al resultado del despacho Hidro-Térmico y del cronograma de ingreso de plantas óptimo se pueden realizar las siguientes observaciones, para el escenario 4:

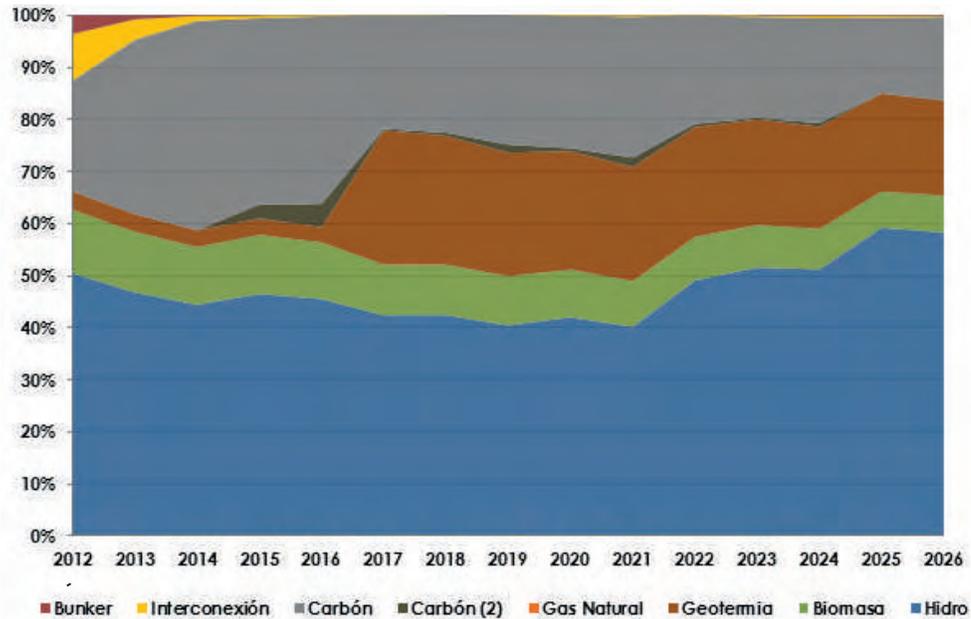
1. Queda desplazada completamente la generación a base de búnker con la integración de Jaguar en el año 2013 y se reduce la importación de energía a través de la interconexión México-Guatemala, tomando en cuenta las expectativas de precio para dicha interconexión. No obstante, la interconexión será necesaria en los períodos de época seca, dado que la expectativa de precio es menor que el costo variable de alguna centrales dentro del parque generador.
2. La producción de energía eléctrica a base de geotermia, la cual se incorpora a partir del año 2017 se convierte en un recurso importante y económico dentro de la matriz energética, para este escenario del plan, siendo necesario el aumento en la instalación de hidroeléctricas a partir del año 2022. Para el presente escenario se puede indicar que la generación geotérmica sería dentro de la matriz energética un recurso que al desarrollarse retrasa la instalación del recurso hidroeléctrico en el tiempo.
3. En el año 2022 y 2025, se puede observar que es necesario el ingreso de plantas de generación hidroeléctrica considerando que ya no existe más recurso geotérmico por optimizar dentro de este escenario del Plan.

Para el despacho Hidro-Térmico del resto de escenarios se puede observar de forma general lo siguiente:

1. Se desplaza la generación a base de búnker a partir del año 2014 y en los escenarios con mayor demanda a partir del año 2015.
2. El recurso geotérmico es despachado en los escenarios en donde fue optimizado, derivado de la disponibilidad de un recurso renovable de bajo costo durante todo el año.
3. La importación de energía eléctrica desde la interconexión México-Guatemala se da en los períodos de época seca, conforme las expectativas de precio proyectadas.
4. Adicional a la generación de Jaguar (carbón), el recurso no renovable que complementa la generación para la época seca es el gas natural.
5. El despacho del escenario que considera la ampliación de exportación de energía, muestra una mayor generación con recurso hídrico, ya que se optimizó bajo la premisa de mantener el costo marginal para la demanda en el resultado del escenario denominado "Todos los Recursos".

La evolución de la matriz energética de forma porcentual, en función de la penetración de cada recurso energético durante el período de estudio, se puede observar en el siguiente gráfico:

Gráfico 43. Evolución Porcentual de la Matriz Energética 2012-2026 del Escenario de Expansión 4<sup>38</sup>



Durante los primeros 5 años de análisis la matriz energética utiliza en promedio entre 35% y 40% de recursos no renovables para la generación de energía eléctrica (incluyendo la importación de energía eléctrica).

A partir del año 2017, con la incorporación de los bloques de generación Geotérmicos, se estima que la generación con recursos no renovables se reduzca al 22%, con una tendencia a la baja para el final del período de estudio. El porcentaje de generación con recurso hídrico se incrementa a partir del año 2022.

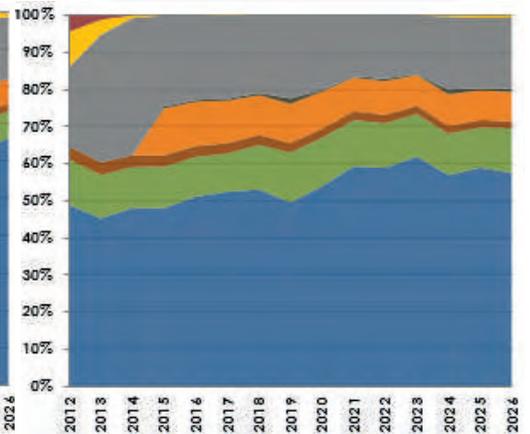
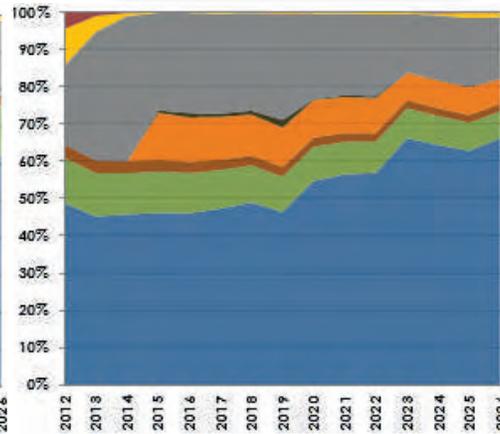
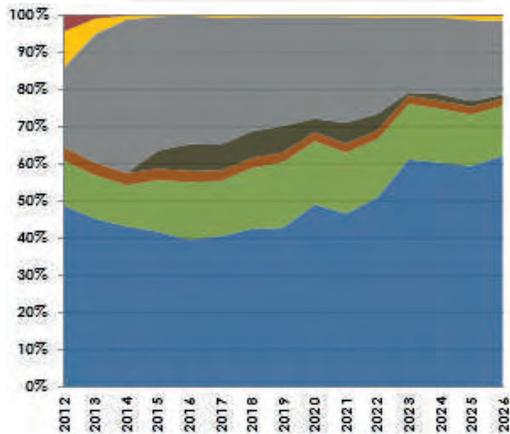
Para el resto de escenarios la evolución de la matriz energética de forma porcentual se presenta en los siguientes gráficos, en donde se puede observar que independiente del escenario de expansión que el recurso hidráulico es predominante a lo largo del período de análisis.

Gráfico 44. Evolución de Matriz Energética Porcentual para el resto de escenarios.

**1** Biomasa / Carbón

**2** Gas Natural

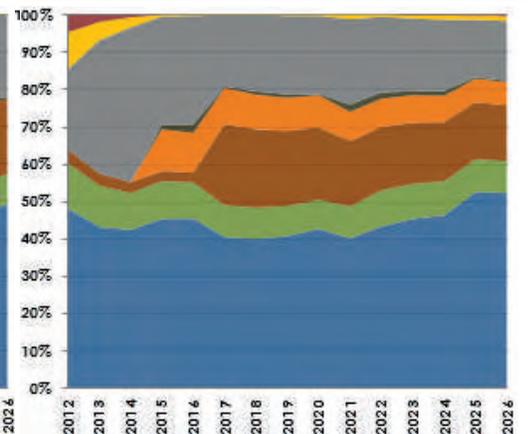
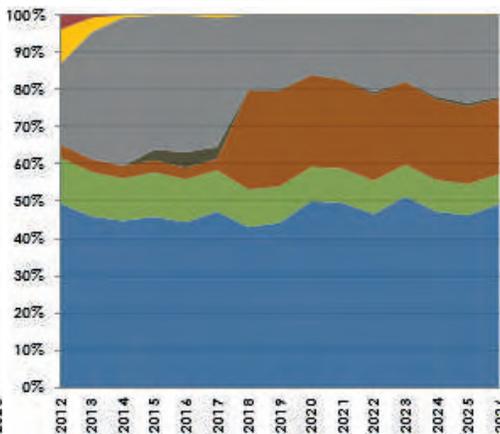
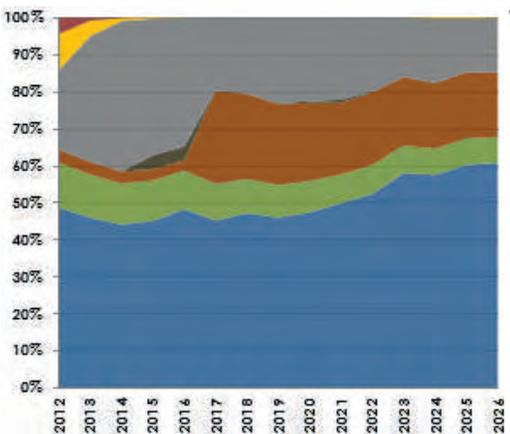
**3** Sin Geotérmicas



**5** Exportaciones

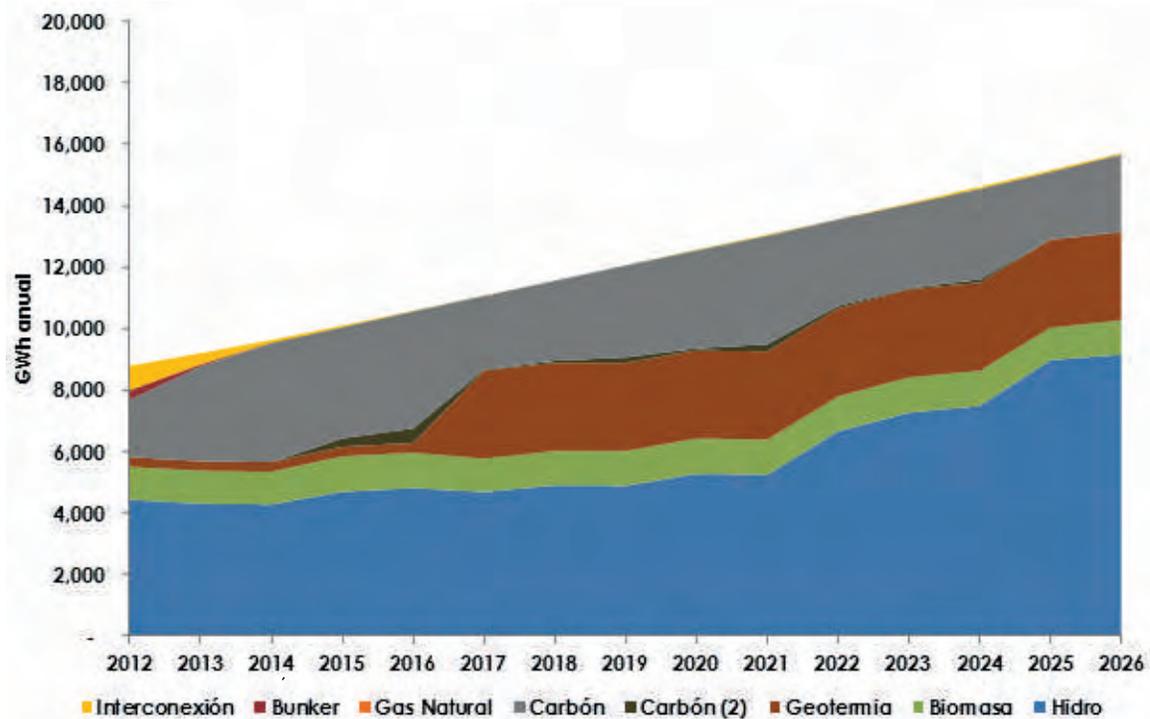
**6** Eficiencia Energética

**7** Tendencias y Demanda Alta



La evolución de la matriz energética descrita en los párrafos anteriores representa la ponderación de los recursos para la cobertura del consumo de energía eléctrica a través del tiempo, adicionalmente en el siguiente gráfico se puede observar la evolución de dicha matriz con valores nominales de energía:

Gráfico 45. Evolución de la Matriz Energética 2012-2026 del Escenario de Expansión 4

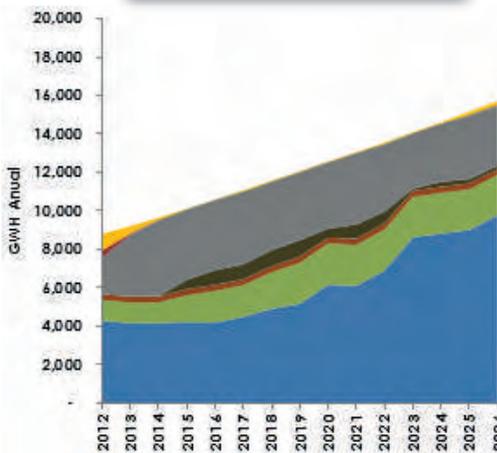


La evolución de la matriz energética del escenario 4, estima que la incorporación del recurso geotérmico para generación de energía eléctrica reducirá la generación con carbón y desplaza la necesidad de instalar plantas hidroeléctricas por un período de 4 años.

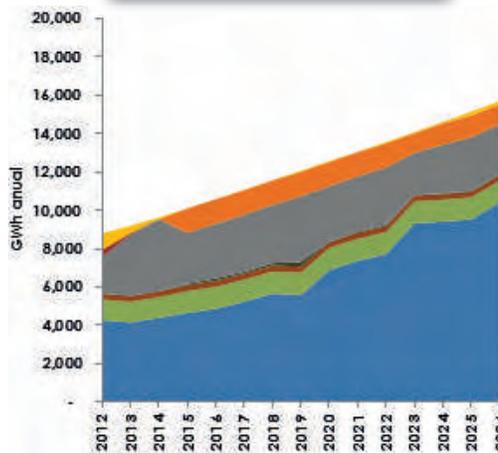
De forma similar para el resto de escenarios se muestra en el siguiente gráfico la penetración de cada recurso a la matriz energética, dependiendo de las características de cada escenario:

Gráfico 46. Evolución de Matriz Energética para el resto de escenarios.

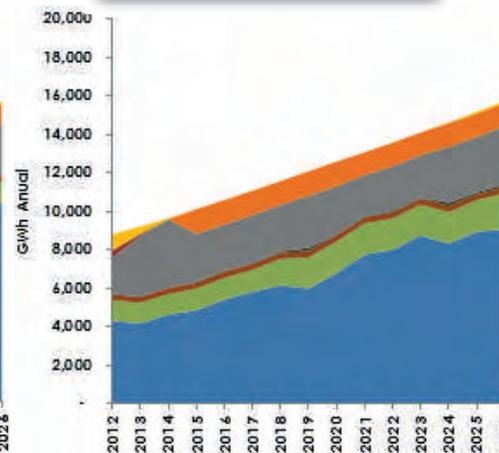
**1** Biomasa / Carbón



**2** Gas Natural

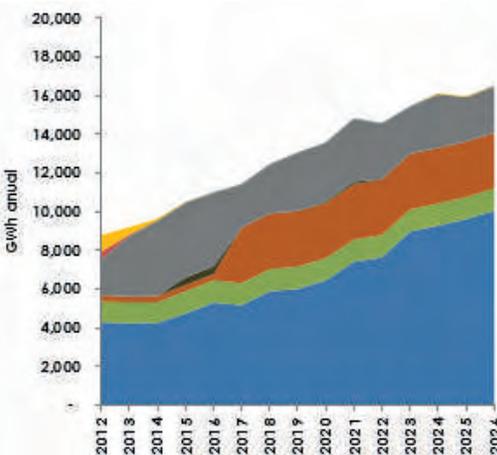


**3** Sin Geotérmicas

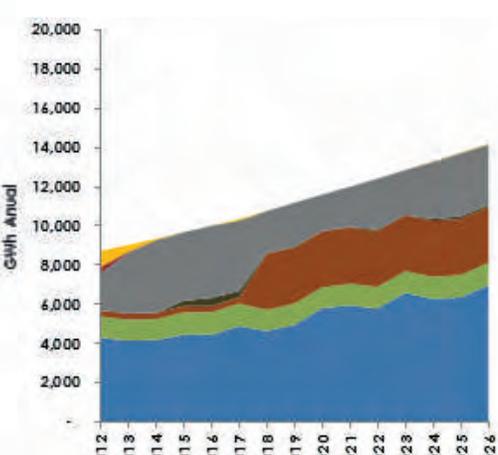


■ Interconexión   
 ■ Hidro   
 ■ Gas Natural   
 ■ Búnker   
 ■ Biomasa   
 ■ Carbón   
 ■ Carbón 2   
 ■ Geotermia

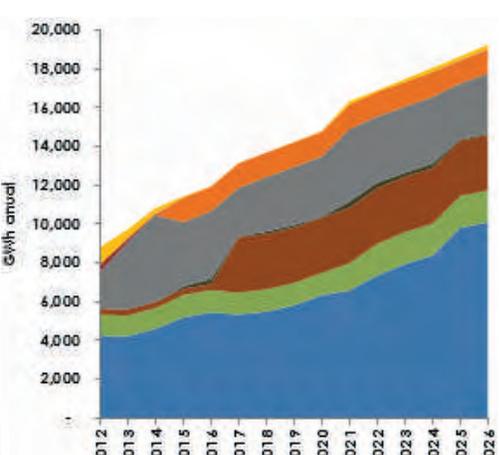
**5** Exportaciones



**6** Eficiencia Energética

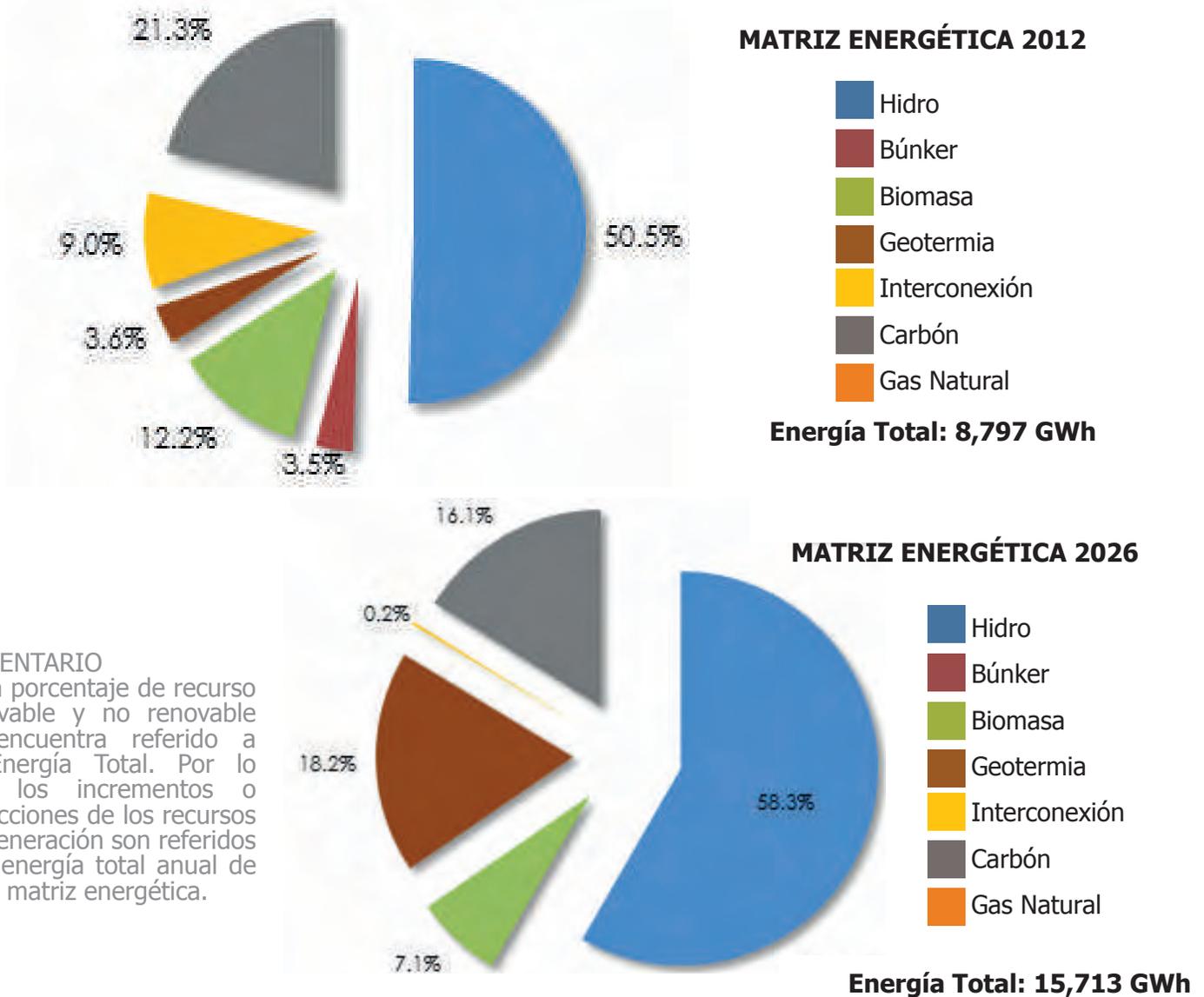


**7** Tendencias y Demanda Alta



Como consecuencia de lo descrito anteriormente, la comparación por año entre la matriz del año 2012 y la del año 2026 se visualiza en los siguientes gráficos:

Gráfico 47. Comparación de Matriz energética año 2012 y 2026 del Escenario de Expansión 4



**COMENTARIO**  
 Cada porcentaje de recurso renovable y no renovable se encuentra referido a la Energía Total. Por lo que los incrementos o reducciones de los recursos de generación son referidos a la energía total anual de cada matriz energética.

La comparación entre la matriz energética del año 2012 y 2026 permite realizar las siguientes observaciones:

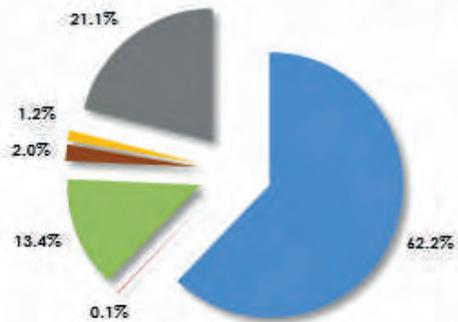
- i. Se desplaza completamente la generación con búnker y parcialmente el carbón.
- ii. Se reducen las importaciones de energía eléctrica, a través de la interconexión México-Guatemala, para la expectativa de precio planteada.
- iii. El recurso geotérmico sustituye durante la optimización económica el ingreso de Carbón, Gas Natural, Biomasa-Carbón, visto desde la época seca, y retrasa el ingreso del recurso hidroeléctrico, visto desde la época de invierno.
- iv. Incremento de la generación con recursos renovables; en el caso de la explotación del recurso geotérmico, se incrementa de 3.6% a 18.2% la generación con dicho recurso y la utilización del recurso hídrico se incrementa de 50.5% (incluyendo la generación de Palo Viejo) a un 58.3% para el año 2026. Por otra parte, se observa que la biomasa, participa únicamente con 7.1% en la matriz energética del 2026, reduciéndose en un 5%, en comparación con el año 2012.
- v. El total de generación con recursos renovables para el año 2026 es del 83.6%.



Gráfico 48. Matriz Energética Proyectada 2026 para el resto de escenarios.

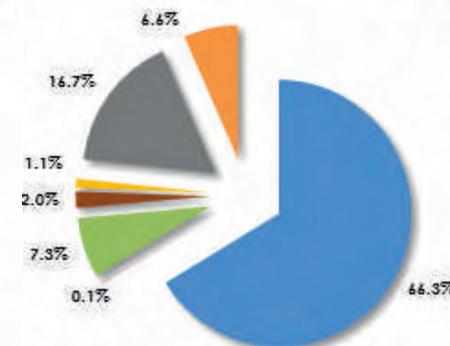
**1** Biomasa / Carbón

15,713 GWh



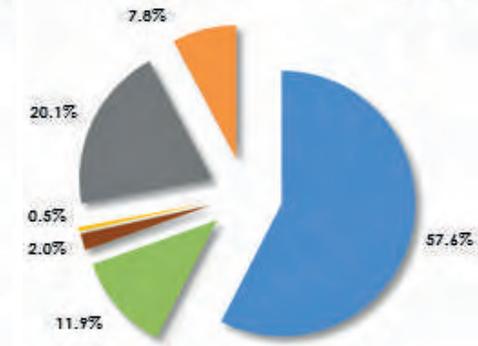
**2** Gas Natural

15,713 GWh



**3** Sin Geotérmicas

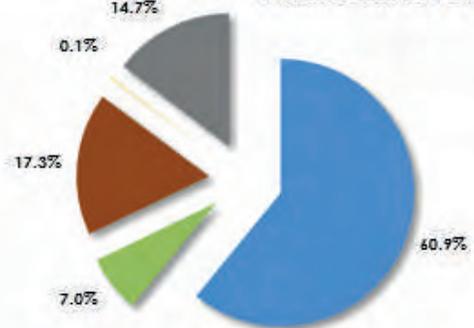
15,713 GWh



Interconexión Hidro Gas Natural Búnker Biomasa Carbón Carbón 2 Geotermia

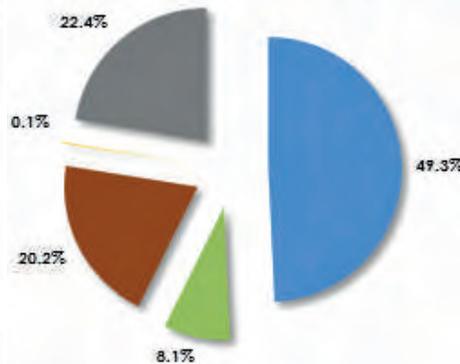
**5** Exportaciones

Consumo Local: 15,713 GWh  
Exportación: 804 GWh



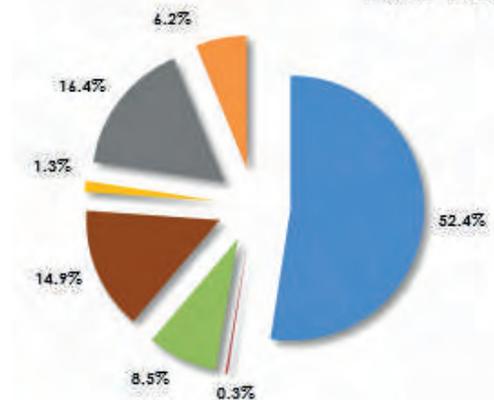
**6** Eficiencia Energética

14,191 GWh



**7** Tendencias y Demanda Alta

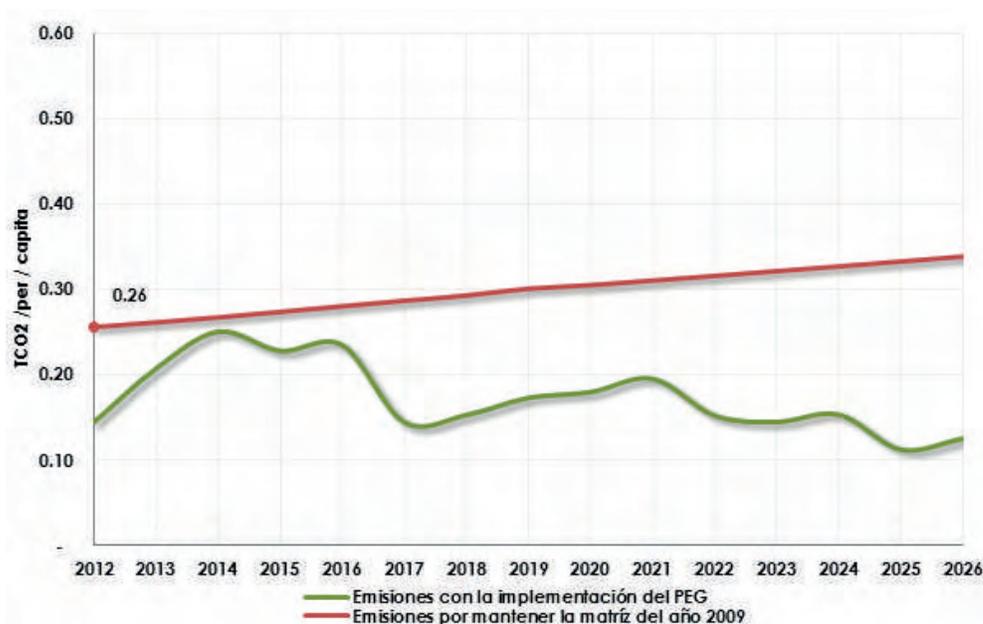
19,255 GWh



### 7.3 Resultados Ambientales

El despacho de energía, derivado del cronograma de plantas resultante de la optimización, proyecta una reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por la generación de energía eléctrica en Guatemala.

Gráfico 49. Proyección de las Emisiones de CO<sub>2</sub> para el período 2012-2026 del Escenario de Expansión 4



La tendencia de las emisiones de CO<sub>2</sub>, es hacia la baja, derivado de la incorporación a la matriz energética de las plantas resultantes de la optimización en el escenario 4, alcanzando un máximo aproximado de 0.25 tCO<sub>2</sub> per capita, estabilizándose las emisiones de CO<sub>2</sub> a largo plazo entre 0.20 y 0.10 tCO<sub>2</sub>/per cápita.

La disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> se proyecta de forma más agresiva en aquellos escenarios en donde se incorpora a la matriz energética los bloques que utilizan la geotermia como recurso de generación (en proporción a los niveles de consumo de cada escenario), a diferencia de aquellos casos en donde no se considera la generación con geotermia, atenuando la disminución de emisiones, aunque todas tienen siempre una tendencia a la baja.

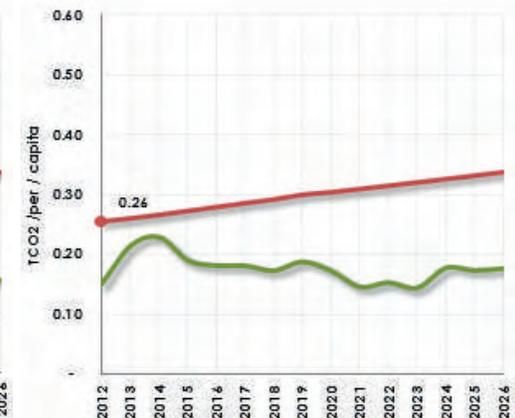
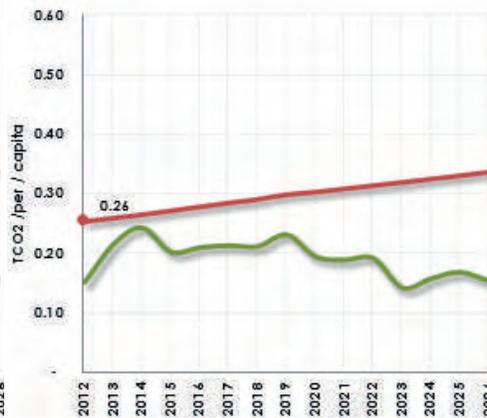
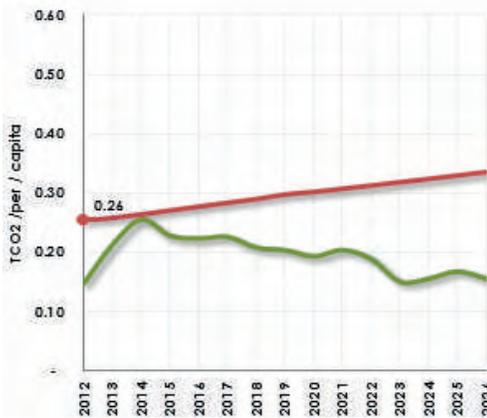
Como se puede observar en el siguiente gráfico, el escenario de eficiencia energética presenta los valores de emisiones de CO<sub>2</sub> más bajos a lo largo del período de análisis, como consecuencia del uso más eficiente de la energía eléctrica, que se refleja en un bajo crecimiento de la demanda local, y la integración de tecnologías de generación con recursos renovables como la geotermia y el recurso hídrico.

Gráfico 50. Proyección de las Emisiones de CO2 para el resto de escenarios.

**1** Biomasa / Carbón

**2** Gas Natural

**3** Sin Geotérmicas

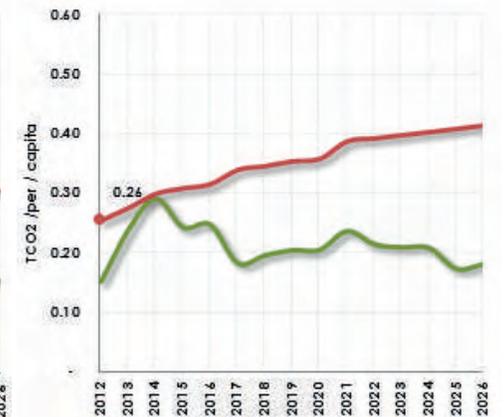
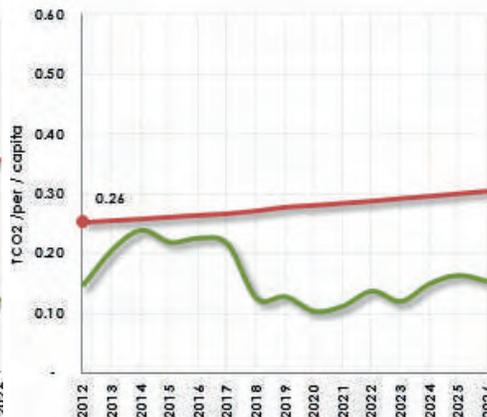
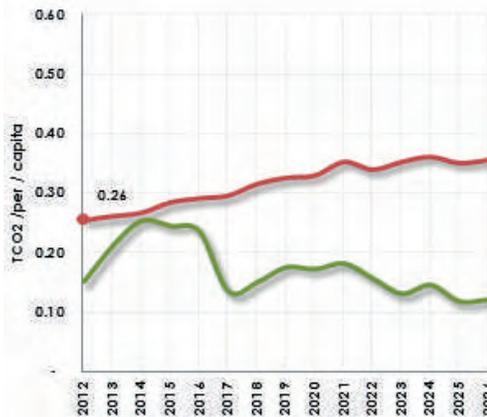


■ Emisiones con la implementación PEG ■ Emisiones por mantener la matriz del año 2009

**5** Exportaciones

**6** Eficiencia Energética

**7** Tendencias y Demanda Alta



### 7.4 Resultados Económicos

A continuación se describen los resultados económicos del análisis del escenario “Todos los Recursos”, que incluyen el costo de inversión y de operación de las plantas nuevas seleccionadas en el proceso de optimización. Adicionalmente se incorporan los gráficos de los resultados del resto de escenarios analizados.

Los dos siguientes gráficos muestran el costo de inversión anual de las nuevas plantas seleccionadas en el proceso de optimización del escenario 4, y posteriormente se muestra la comparación de los restantes escenarios:

Gráfico 51. Costo total anual de inversión 2012 – 2026 del Escenario de Expansión 4

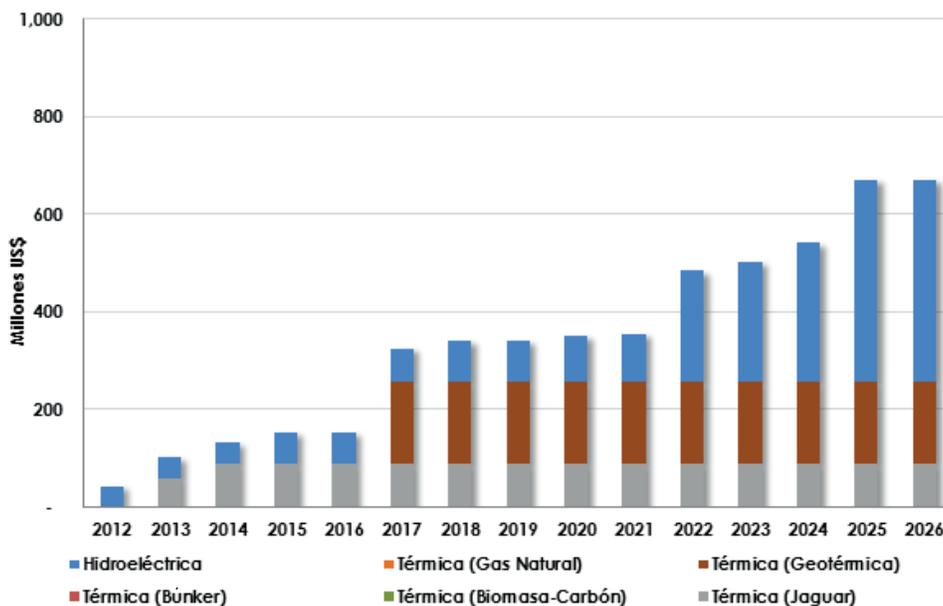
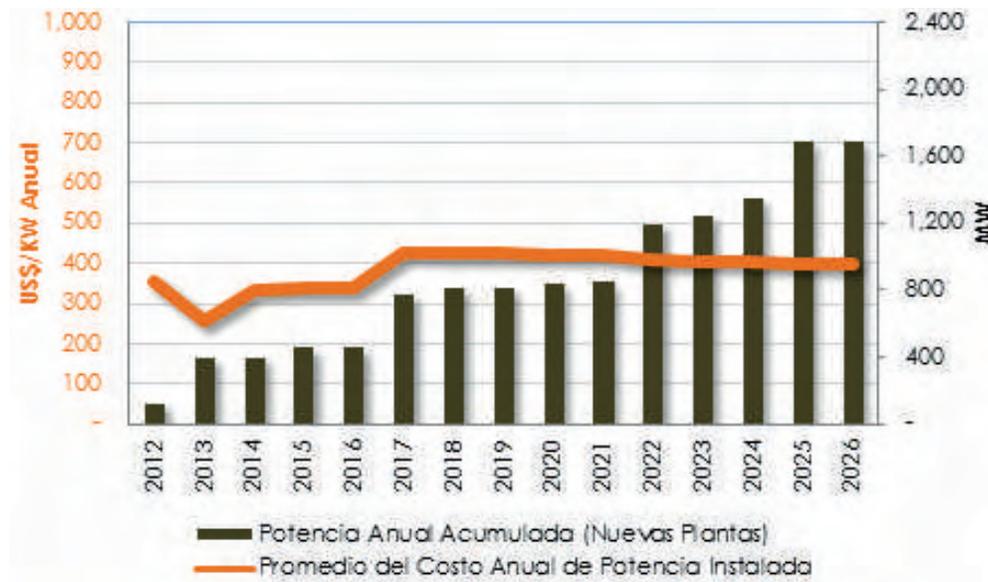


Gráfico 52. Potencia Instalada contra Costo por KW Anual 2012-2026 del Escenario de Expansión 4

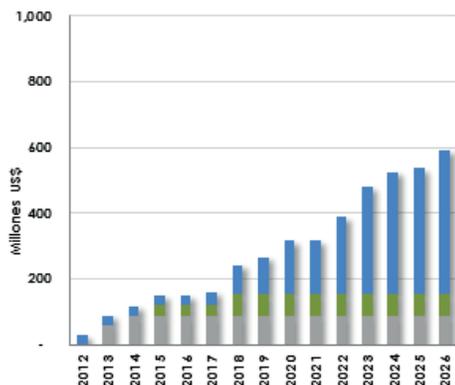


COMENTARIO

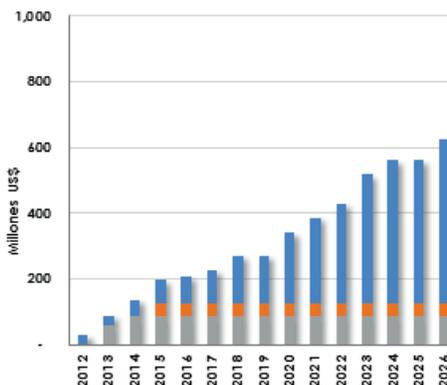
El costo promedio de la nueva potencia instalada anual oscila entre 260 y 425 US\$/KW-año, a lo largo del período de análisis, lo cual depende de la tecnología y potencia de las plantas incorporadas a la matriz energética.

Gráfico 53. Inversión acumulada anual por tecnología para el resto de escenarios.

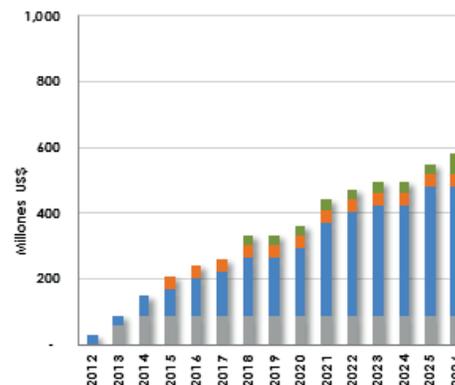
**1** Biomasa / Carbón



**2** Gas Natural

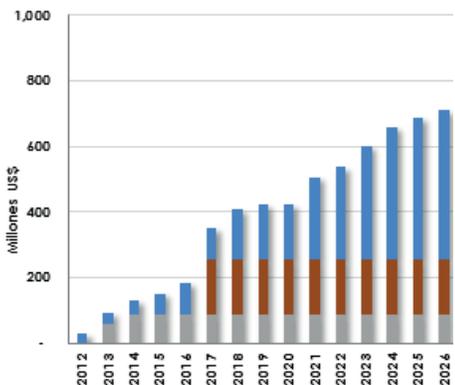


**3** Sin Geotérmicas

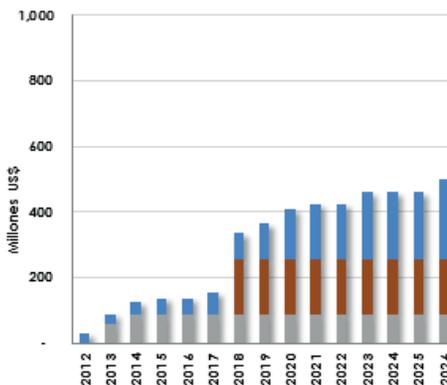


■ Hidro 
 ■ Gas Natural 
 ■ Búnker 
 ■ Biomasa 
 ■ Jaguar 
 ■ Geotermia

**5** Exportaciones



**6** Eficiencia Energética



**7** Tendencias y Demanda Alta

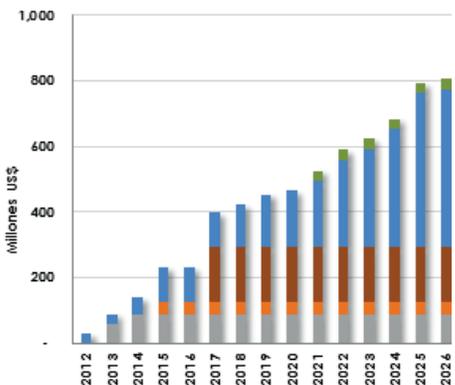
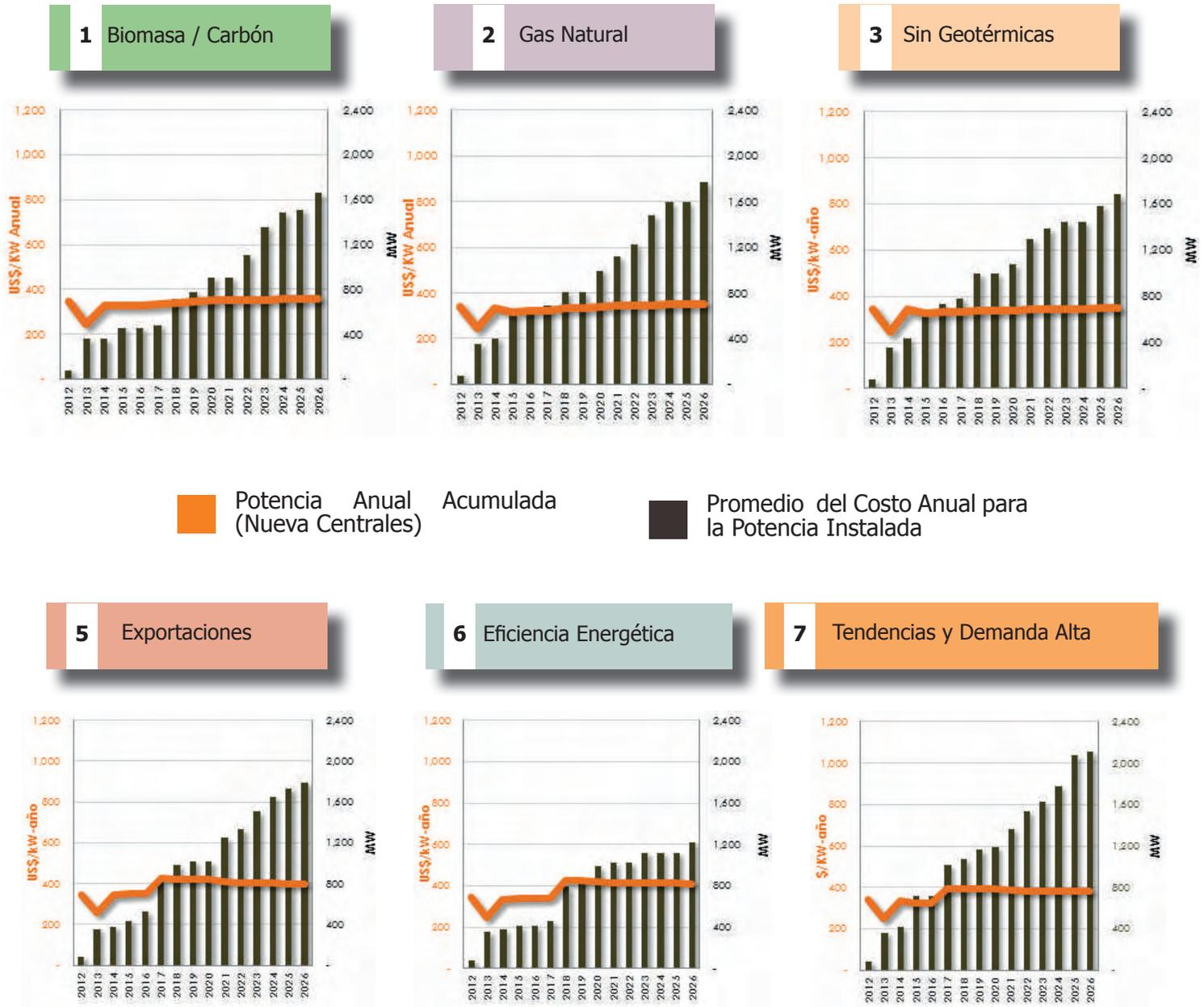


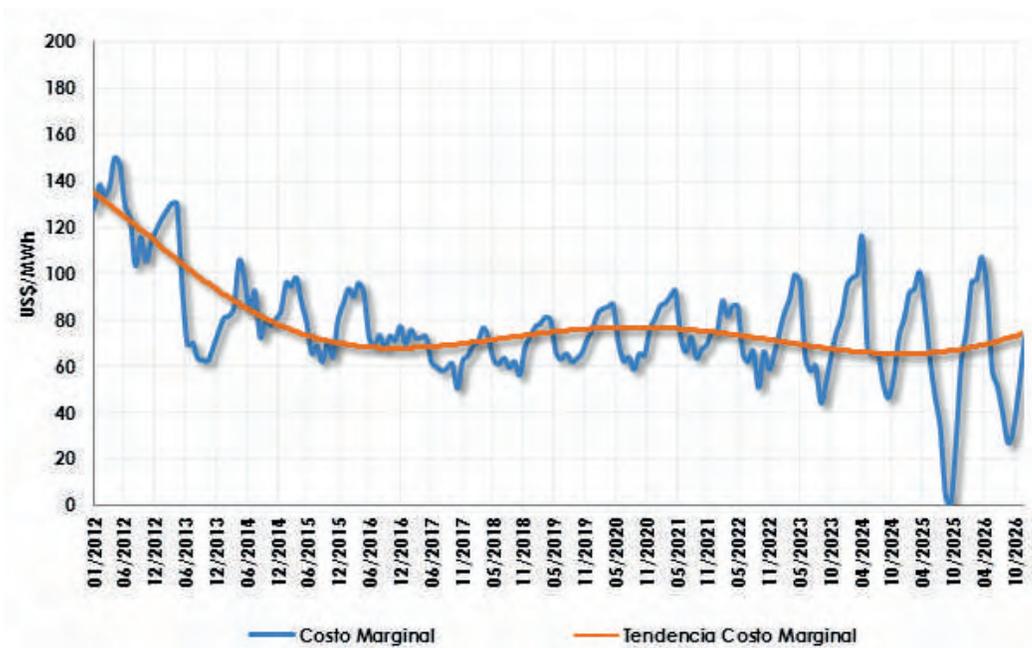
Gráfico 54. Potencia anual acumulada contra el costo de inversión para cada escenario.



En cuanto al comportamiento del costo marginal para el escenario 4, la tendencia de dicho costo varía en promedio entre 65 y 80 US\$/MWh a partir del año 2015, debido al ingreso de 300 MW de recurso geotérmico que es generación que se ubica en la base del sistema.

Se presenta una mayor volatilidad en el promedio del costo marginal a partir del año 2022, derivado del incremento en la incorporación de centrales hidroeléctricas a la matriz energética del país y de la disponibilidad de energía geotérmica en la base.

Gráfico 55. Costo Marginal de la Demanda 2012 – 2026 del Escenario de Expansión 4

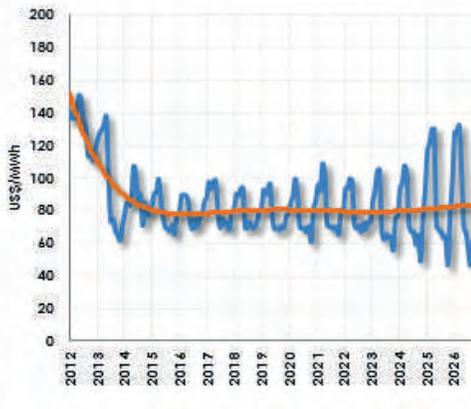


En el momento que la generación de energía eléctrica con búnker es desplazada, el costo marginal disminuye, como se observa a partir del año 2014, convirtiéndose el carbón de las plantas existentes, en ese momento, como el recurso de mayor influencia en el costo marginal en la época de verano hasta el año 2023, no obstante la expectativa de los precios de importación de energía pueden incidir también en el costo marginal.

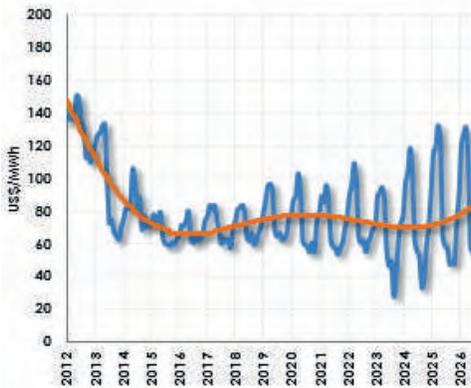
Se puede observar en el siguiente gráfico, que contiene las tendencias del costo marginal del resto de escenarios analizados, que para una tendencia alta de los precios de combustibles el costo marginal podría alcanzar valores de hasta 180 US\$/MWh, conjugado con una mayor volatilidad de dicho costo por la estacionalidad de los recursos y los precios de los combustibles en la época de verano e invierno.

Gráfico 56. Tendencias del costo marginal para el resto de escenarios.

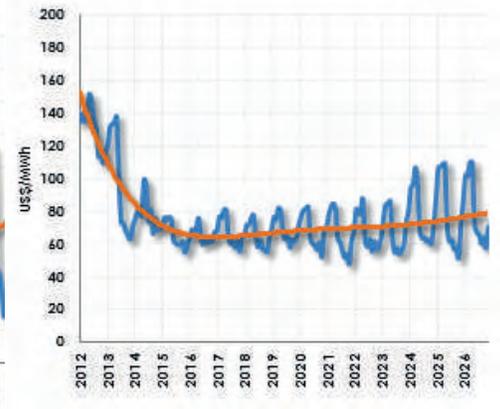
**1** Biomasa / Carbón



**2** Gas Natural

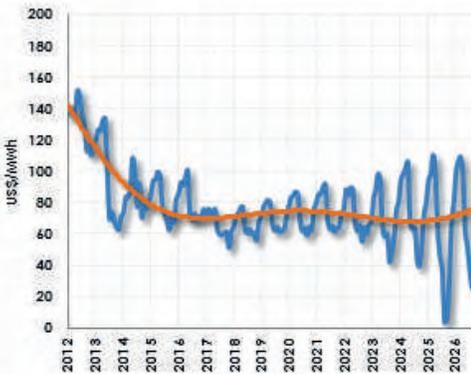


**3** Sin Geotérmicas

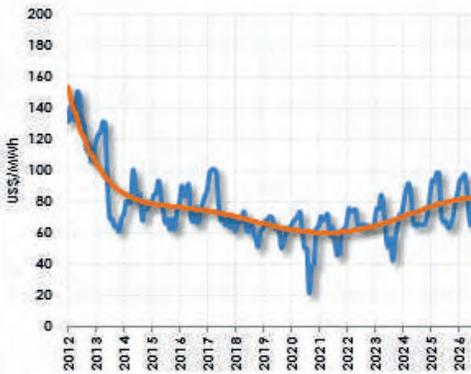


■ Costo Marginal      ■ Tendencia Costo Marginal

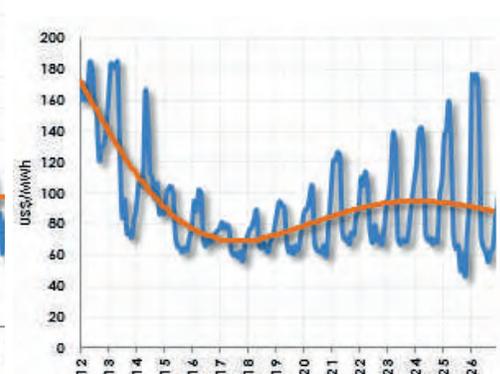
**5** Exportaciones



**6** Eficiencia Energética

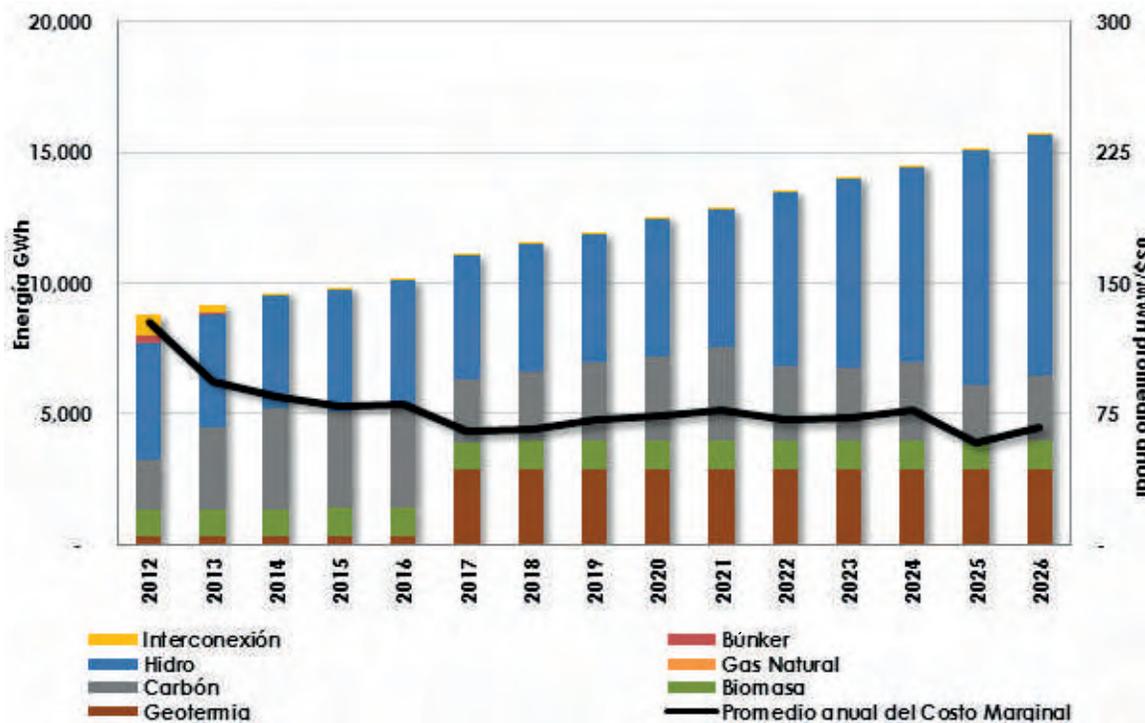


**7** Tendencias y Demanda Alta



El análisis del costo marginal muestra en el siguiente gráfico, que la variación de la tendencia de dicho costo se ve modificado directamente por la composición de la matriz energética.

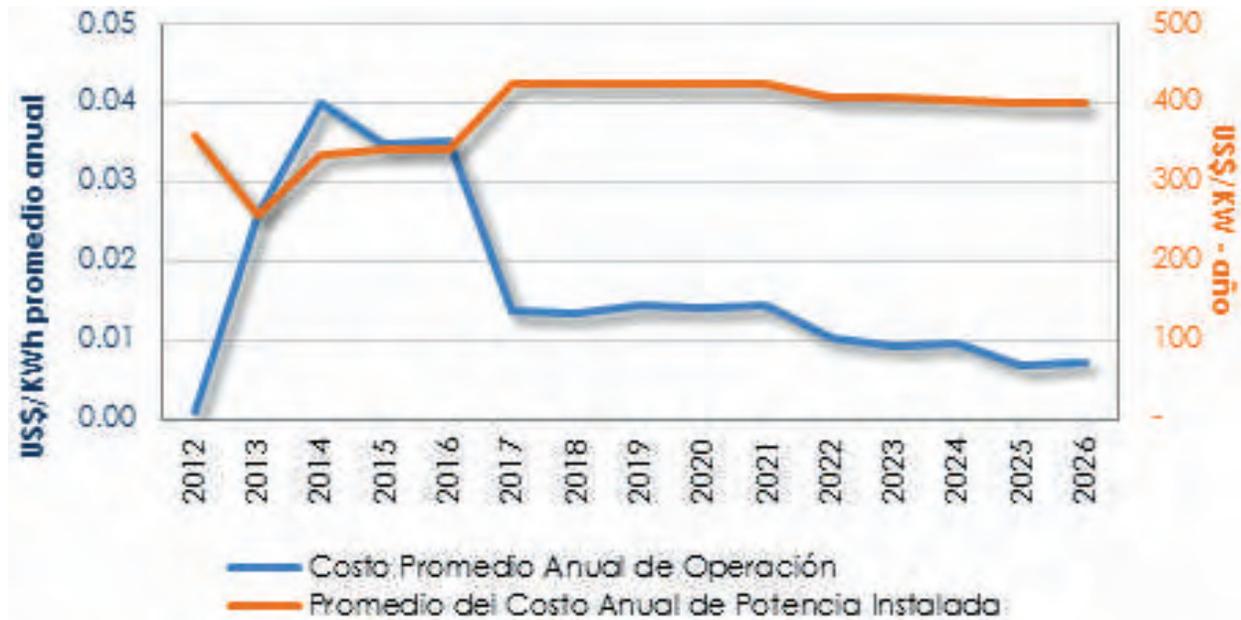
Gráfico 57. Costo Marginal Promedio contra Energía Anual 2012 – 2026 del Escenario de Expansión 4



La comparación entre el costo marginal y el recurso utilizado para la generación de energía eléctrica, muestra que para el presente escenario, la diversificación de la matriz energética permite tener un costo marginal promedio anual inferior a US\$ 80.00 por MWh, a partir del año 2015.

El siguiente gráfico muestra el promedio del costo de operación e inversión anualizado para el grupo de generación nuevo. Se puede observar también, que al aumentar los costos de inversión en nuevas centrales, disminuye el costo marginal para la demanda.

Gráfico 58. Costo de Inversión y Operación Promedio anual 2012 – 2026 del Escenario de Expansión 4

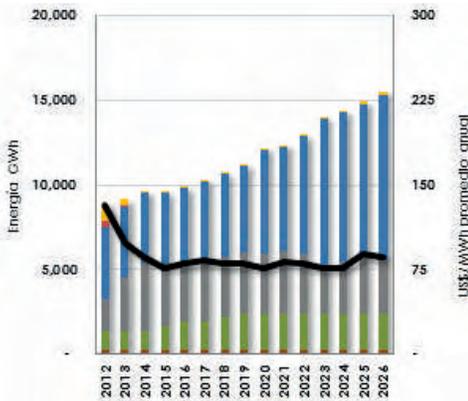


COMENTARIO

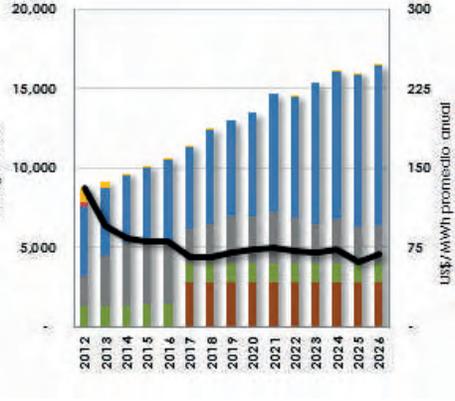
El costo de operación e inversión promedio anual, muestra la evolución de los componentes anualizados de operación e inversión.

Gráfico 59. Evolución de Matriz Energética contra promedio anual del costo marginal para el resto de escenarios.

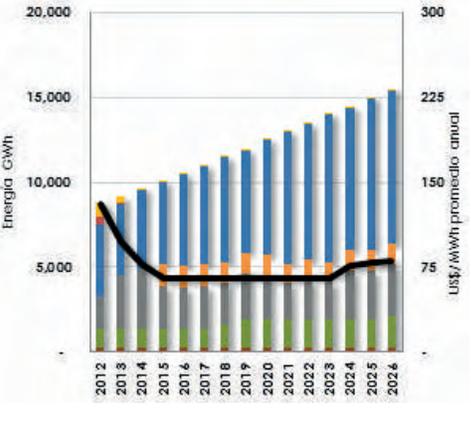
**1** Biomasa / Carbón



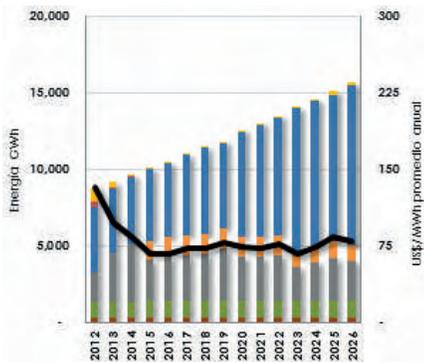
**2** Gas Natural



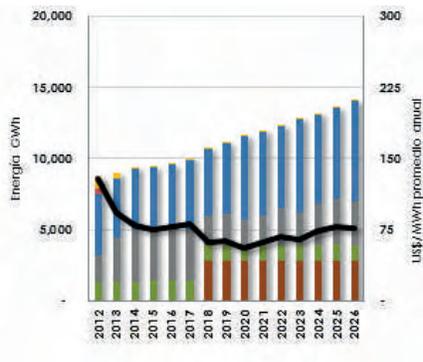
**3** Sin Geotérmicas



**5** Exportaciones



**6** Eficiencia Energética



**7** Tendencias y Demanda Alta

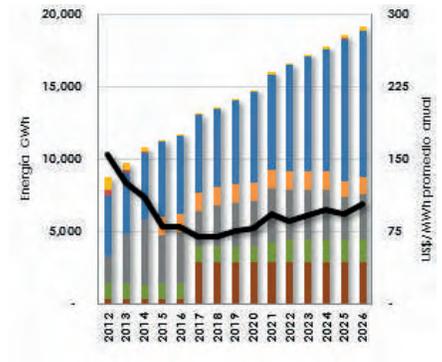
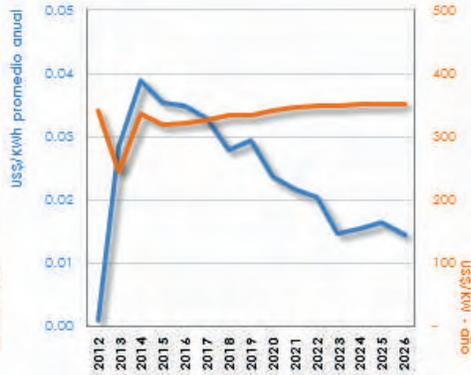


Gráfico 60. Costo de Inversión y Operación Promedio para el resto de escenarios.

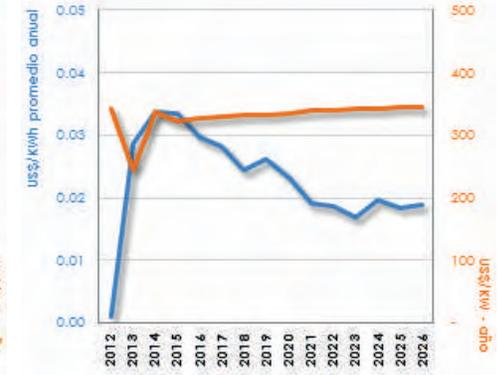
**1** Biomasa / Carbón



**2** Gas Natural



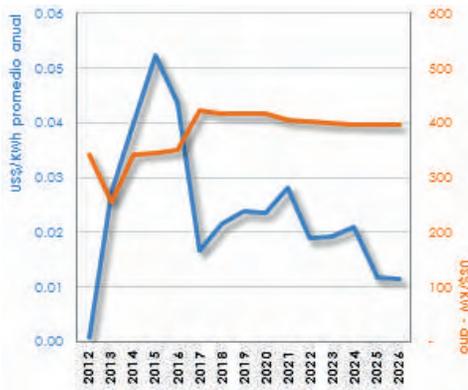
**3** Sin Geotérmicas



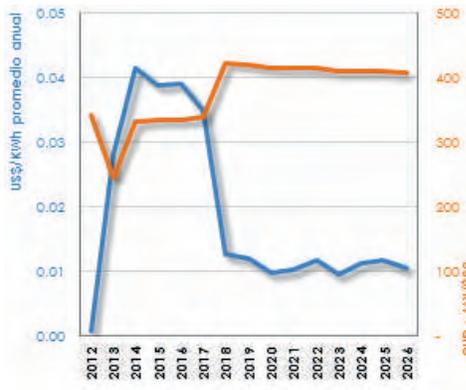
Costo Promedio Anual de Operación

Promedio Costo Anual por Potencia

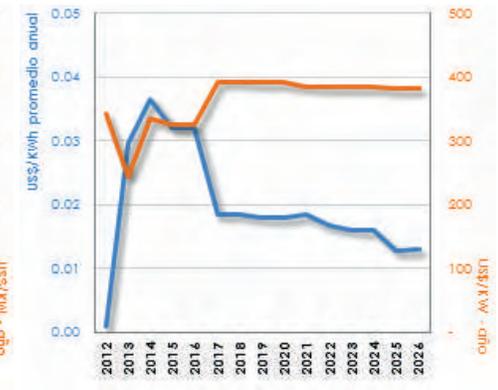
**5** Exportaciones



**6** Eficiencia Energética

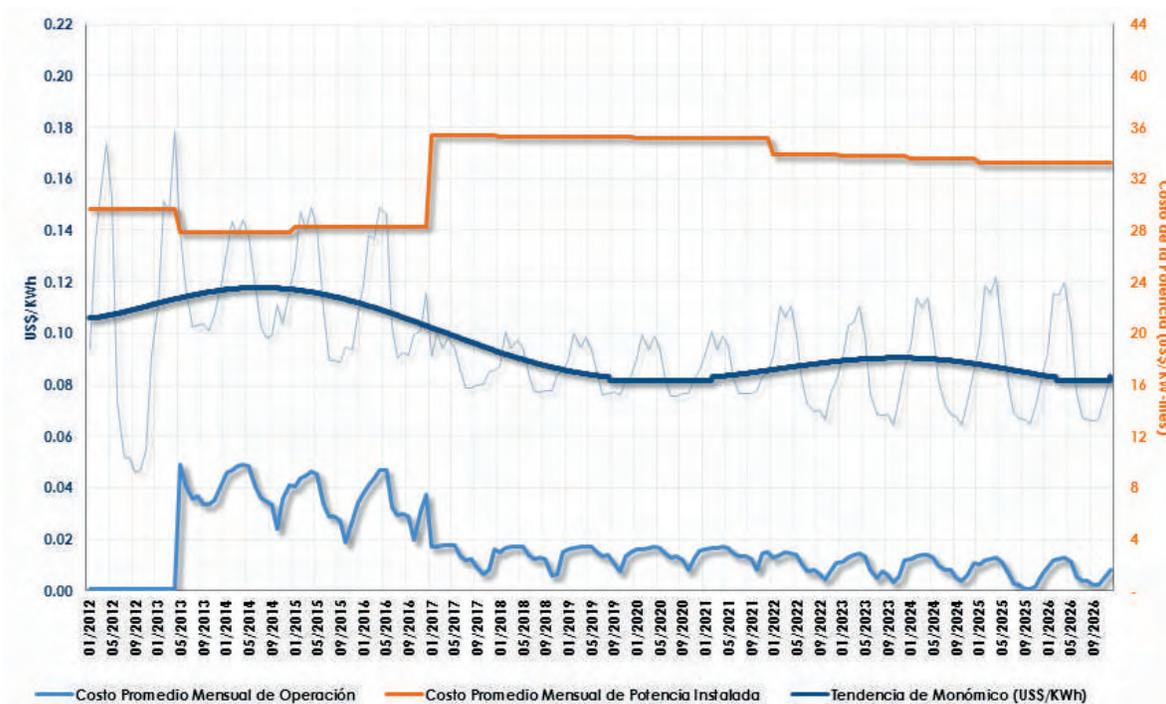


**7** Tendencias y Demanda Alta



A continuación se muestra a detalle la estimación (valores mensuales promedio presentes, referidos al año 2012), del comportamiento del costo monómico de la energía eléctrica, para las nuevas plantas que se incorporan a la matriz energética actual del país.

Gráfico 61. Monómico del Costo de Energía 2012 – 2026 de nuevas plantas del Escenario de Expansión 4



En el gráfico anterior se puede observar que la tendencia del monómico de energía eléctrica de las plantas optimizadas, oscila entre los 10 y 12 centavos de US\$ por KWh antes de la entrada en operación de las plantas geotérmicas, las cuales modifican dicho costo monómico, proyectándolo en alrededor de 8 centavos de US\$ por KWh, para el resto del período de análisis.

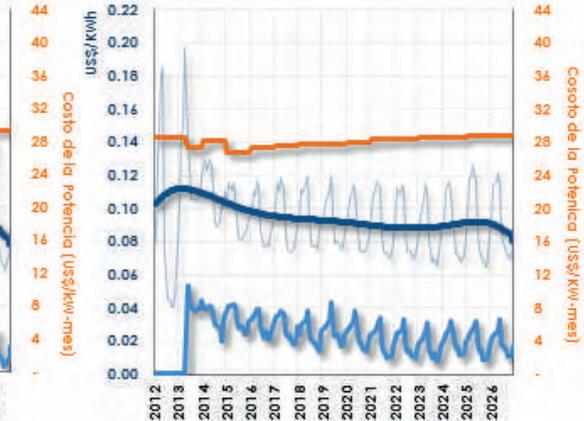
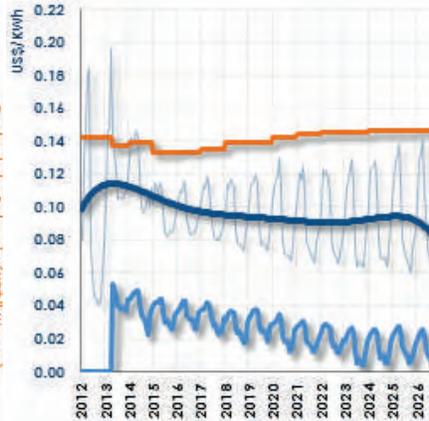
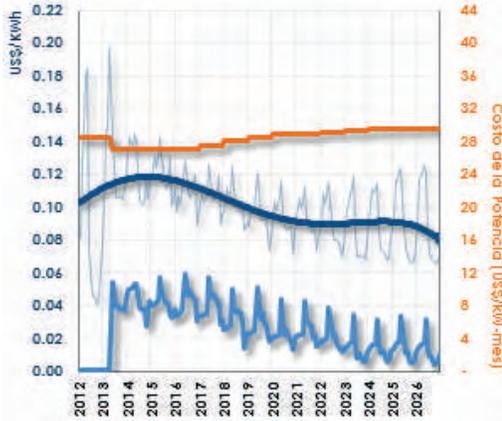
Para el resto de escenarios de expansión analizados, se presenta en el siguiente gráfico el comportamiento del costo monómico de la energía.

Gráfico 62. Costo de Inversión y Operación Promedio para el resto de escenarios.

**1** Biomasa / Carbón

**2** Gas Natural

**3** Sin Geotérmicas



Costo Promedio Mensual de Potencia Instalada

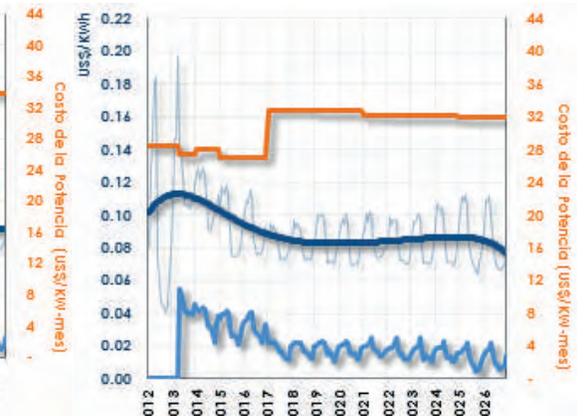
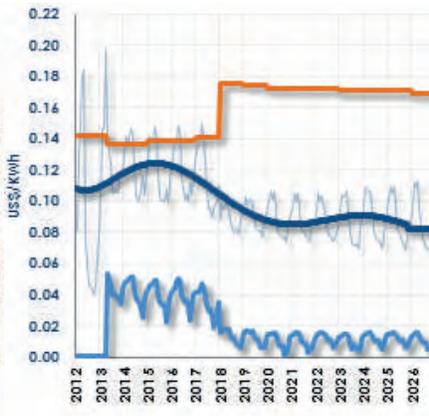
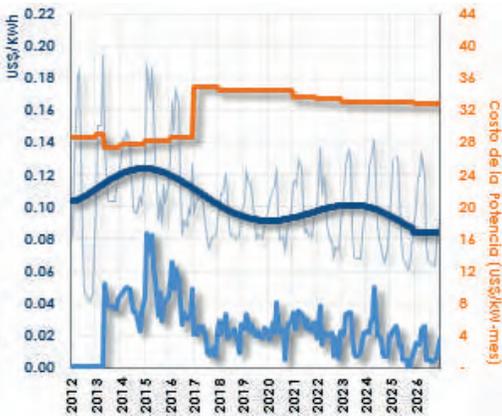
Costo Promedio Mensual de Operación

Tendencia de Monómico (US\$/KWh)

**5** Exportaciones

**6** Eficiencia Energética

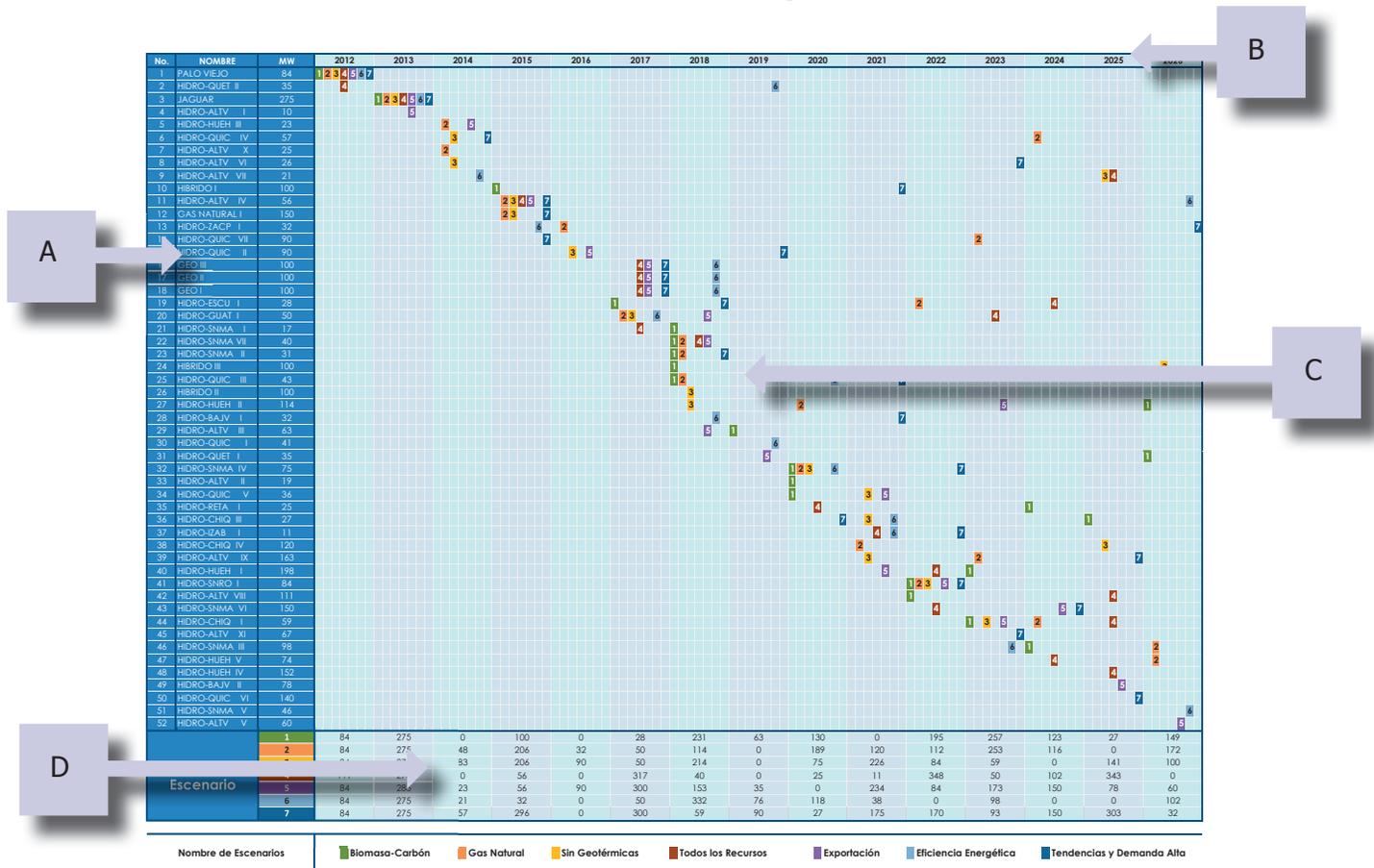
**7** Tendencias y Demanda Alta



# 8 CRONOGRAMA DE PLANTAS DEL PLAN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACION

De los resultados del proceso de optimización se obtiene un cronograma de ingreso de plantas, estructurado de la siguiente forma:

Gráfico 63. Estructura del Cronograma de Plantas



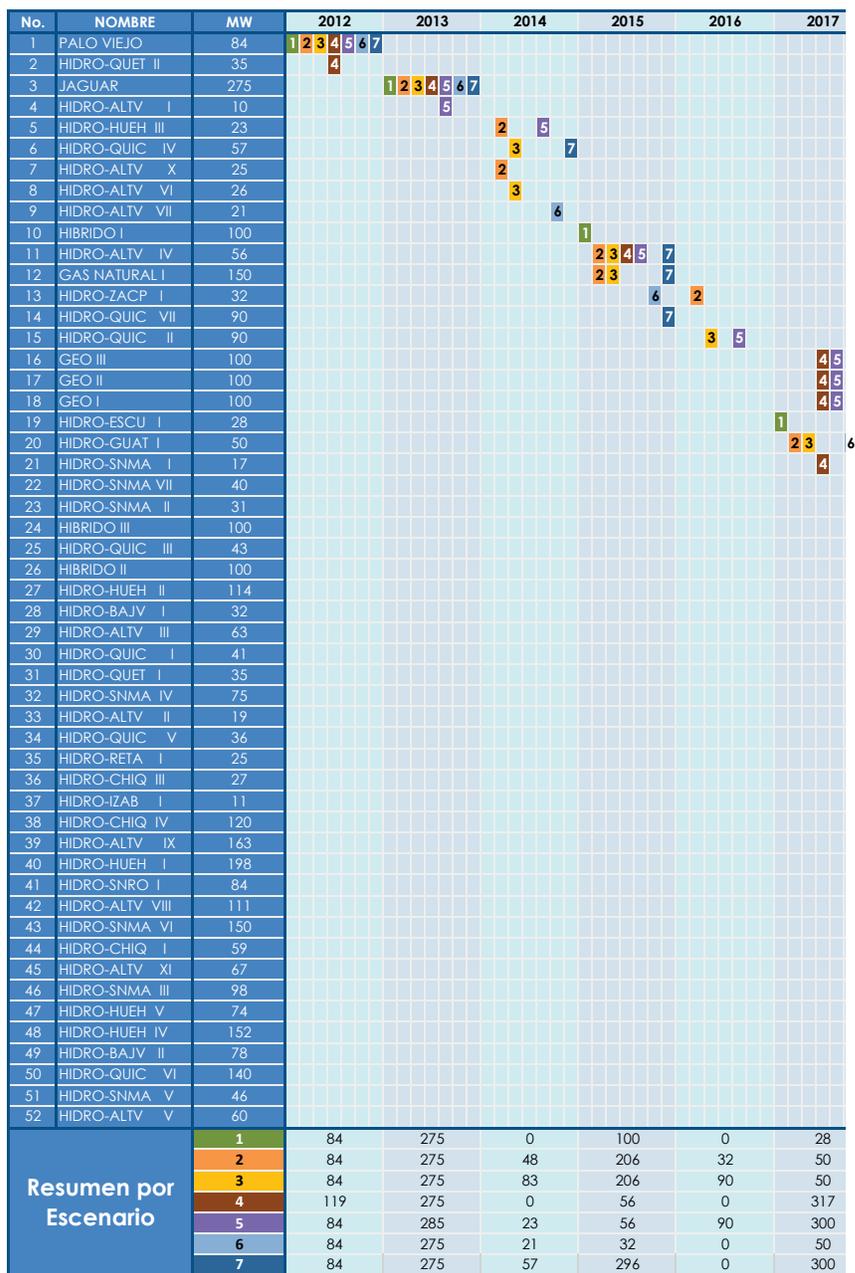
- a. Nombre de los proyectos candidatos y potencia en MW.
- b. Línea del tiempo.
- c. Fecha de inicio de operación de las plantas seleccionadas.
- d. Suma acumulada anual por escenario.

El cronograma de plantas presenta tres años que muestran como común denominador valores bajos de potencia incorporada, en comparación al resto del período, tal es el caso de los años 2014, 2016 y 2019.

A continuación se muestra el cronograma de entrada en operación de cada uno de los escenarios del Plan Indicativo del Sistema de Generación 2012-2026, indicando las plantas resultantes de la optimización.

Como se puede observar también en el cronograma de plantas resultante, que durante los primeros diez años de estudio la expansión para todos los escenarios analizados es casi el mismo, por lo que se puede indicar que es un buen indicativo para la toma de decisiones en el corto plazo, caso contrario, para los cinco años restantes se puede apreciar una mayor dispersión en las decisiones de expansión como consecuencia de la variabilidad en la disponibilidad de ciertas plantas y de las premisas de cada uno de escenario.

Gráfico 64. Cronograma de Incorporación de Plantas o Bloque de Generación del Plan Indicativo del Sistema de Generación 2012-2026

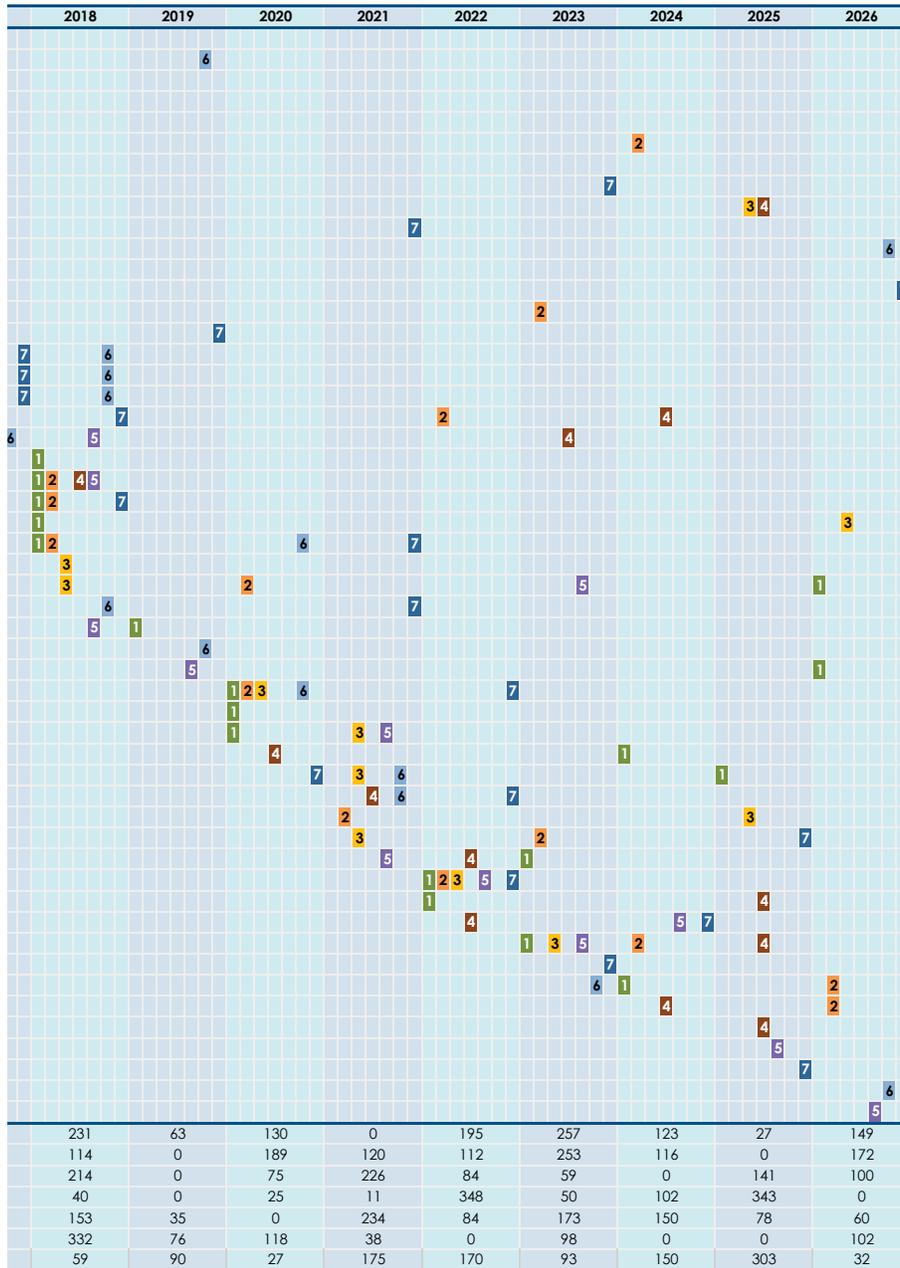


Nombre de Escenarios

■ Biomasa-Carbón

■ Gas Natural

■ Sin Geotérmicas



■ Todos los Recursos    
 ■ Exportación    
 ■ Eficiencia Energética    
 ■ Tendencias y Demanda Alta

## 9 ANÁLISIS COMPARATIVO DE ESCENARIOS

El análisis comparativo entre los escenarios de expansión planteados en el plan indicativo del sistema de generación se divide en dos partes:

- **Análisis Técnico:** en donde se compara la potencia óptima nueva a ser incorporada a la matriz energética actual, la evolución de la matriz energética y las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- **Análisis Económico:** las variables de comparación son los costos promedio de inversión y operación resultados de la optimización, el promedio del costo marginal y finalmente la comparativa entre el promedio del costo monómico de energía de las plantas seleccionadas.

### 9.1 Análisis Técnico

De forma conjunta se muestra en la siguiente tabla la cantidad de potencia que cada uno de los escenarios proyecta para su incorporación al sistema actual de generación, tras la optimización de sus variables:

Tabla 27. Resumen de Potencia Óptima Nueva a Instalar

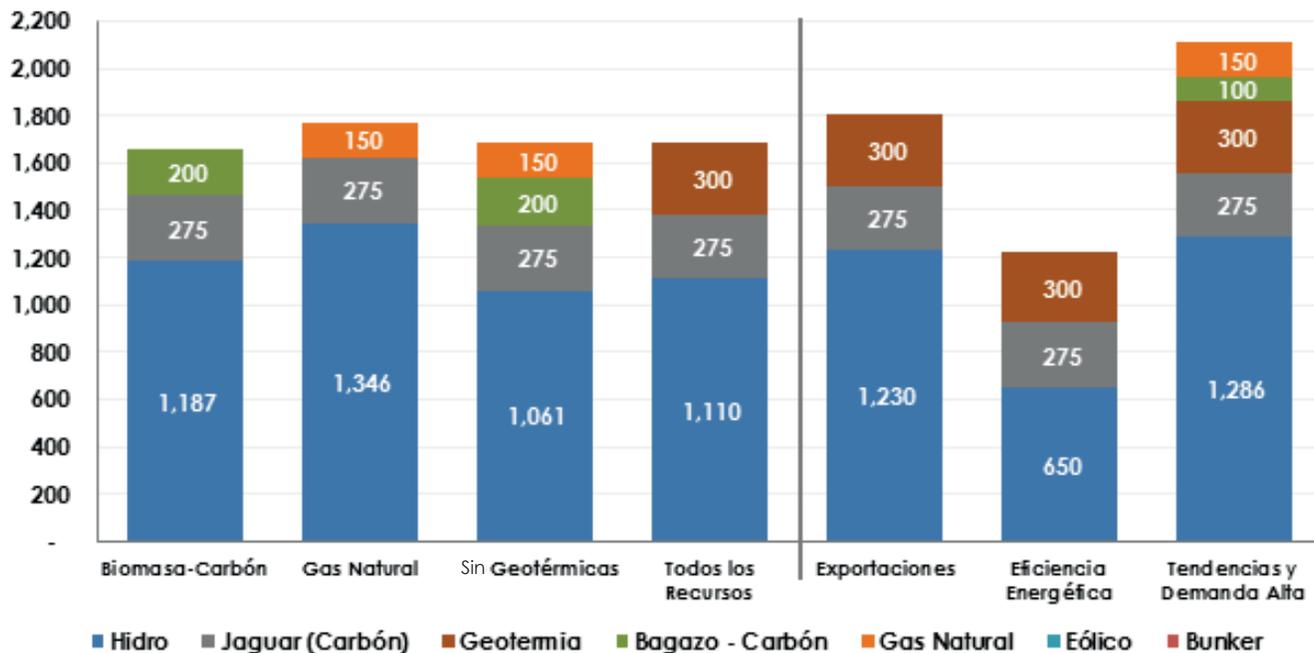
No.	Nombre	Cantidad de Plantas	Potencia (MW)	% Potencia con recursos Renovables	% Potencia con recursos No Renovable
1	Biomasa-Carbón	22	1,662	83	17
2	Gas Natural	22	1,771	76	24
3	Sin Geotérmicas	19	1,686	75	25
4	Todos los Recursos	20	1,685	84	16
5	Exportaciones	21	1,805	85	15
6	Eficiencia Energética	18	1,225	78	22
7	Tendencias y Demanda Alta	25	2,111	80	20

Cada uno de los escenarios propone un valor de potencia nueva diferente para ser instalado, atendiendo a las particularidades de cada uno de los escenarios, en cuanto a la demanda, el tipo de recurso disponible, los precios de combustibles, etc. De forma porcentual se puede observar un rango entre 75% y 85% de la potencia de centrales o bloques de generación seleccionados que utilizan recursos renovables, independiente de las diferencias entre cada uno de los escenarios propuestos.

Para los escenarios Biomasa-Carbón, Gas Natural, Sin Geotérmicas y Todos los Recursos, los cuales poseen la misma proyección de demanda, en promedio se estima que la potencia nueva necesaria para la cobertura del consumo de energía eléctrica es de alrededor de 1,700 MW.

A continuación se presenta un gráfico comparativo de la potencia nueva a instalar, clasificada por el recurso de generación, en donde se ha dividido los escenarios con una potencia constante y los escenarios con una potencia variable (Exportaciones, Eficiencia Energética y Tendencias y Demanda Alta).

Gráfico 65. Comparación de Potencia nueva proyectada a instalar



La incorporación de la combinación Gas Natural y Biomasa-Carbón (escenario Sin Geotérmicas) desplaza la inclusión de hidroeléctricas a la matriz energética actual, comparado con los casos en los que únicamente existe la disponibilidad del Gas Natural o Biomasa-Carbón de forma individual.

Para el caso del incremento en las exportaciones, se puede decir que la demanda nacional quedaría cubierta con recursos renovables, utilizando las centrales de carbón planificadas como el recurso disponible para cubrir la demanda en época seca y la exportación de energía, sumado que se tiene la disponibilidad de la interconexión de Guatemala-México y el Mercado Eléctrico Regional.

Con la implementación de medidas de eficiencia energética en el Sistema Nacional Interconectado se minimiza el costo de las inversiones desde el lado de la oferta (nuevas Centrales de generación de energía eléctrica) por la mejor utilización que se hace de la energía eléctrica producto de dichas medidas.

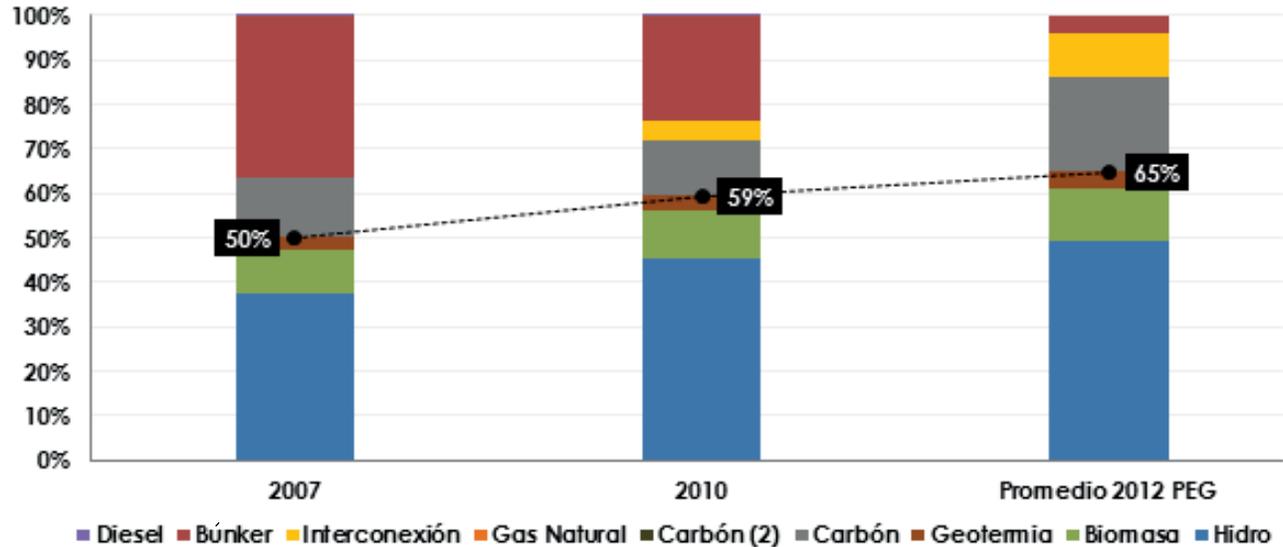
Al analizar el comportamiento de las expansiones de los diferentes escenarios se puede afirmar que para el sector de electricidad se tendría el menor costo de inversión y operación al desarrollar el recurso geotérmico, desde el punto de vista de la oferta, y aplicar medidas de eficiencia energética, desde el punto de vista de la demanda.

Para un escenario en el cual se desarrollen proyectos industriales que sean intensos consumidores de electricidad, que tenga un requerimiento adicional la demanda por el aumento de la cobertura de electricidad y que tenga previsto un alto crecimiento de los precios de combustibles, requerirá el desarrollo de recursos como el gas natural, la combinación biomasa-carbón, el recurso hidroeléctrica y el recurso geotérmico en forma simultánea, a lo cual se le puede sumar la disponibilidad de energía eléctrica a precios competitivos desde las interconexiones internacionales.

A continuación se muestra la comparación entre la matrices energéticas del 2007, 2010 y la matriz energética promedio del 2012, esta última se considera como un promedio de todos los escenarios, ya que durante el primer año de análisis los resultados de optimización son similares entre si:



Gráfico 66. Comparación de la matriz Energética 2007, 2010 y Promedio 2012 (Plan Indicativo Generación)

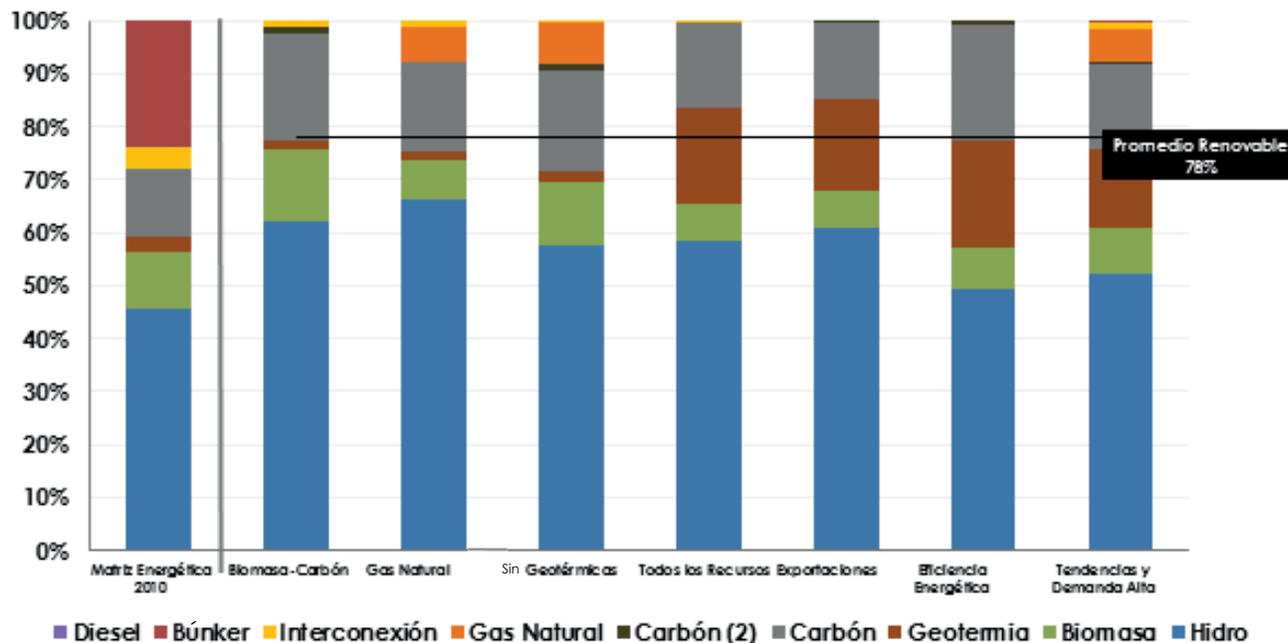


El promedio proyectado de energía generada con recursos renovables es de 65% para el primer año de análisis (2012), incrementándose alrededor de un 6% en comparación con la matriz energética de 2010. Sin embargo, si el punto de referencia es el año 2007, se puede observar que la perspectiva para el año 2012, es un incremento del 15% en la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovable.

Considerando como punto de referencia las matrices energéticas del año 2026, el cual corresponde al final del período de análisis, se realiza una comparación con la matriz energética del año 2010, en donde la generación con bunker supera el 20% del total de energía generada durante ese año.



Gráfico 67. Comparación de la matriz Energética 2010 y Plan Indicativo del Sistema de Generación año 2026

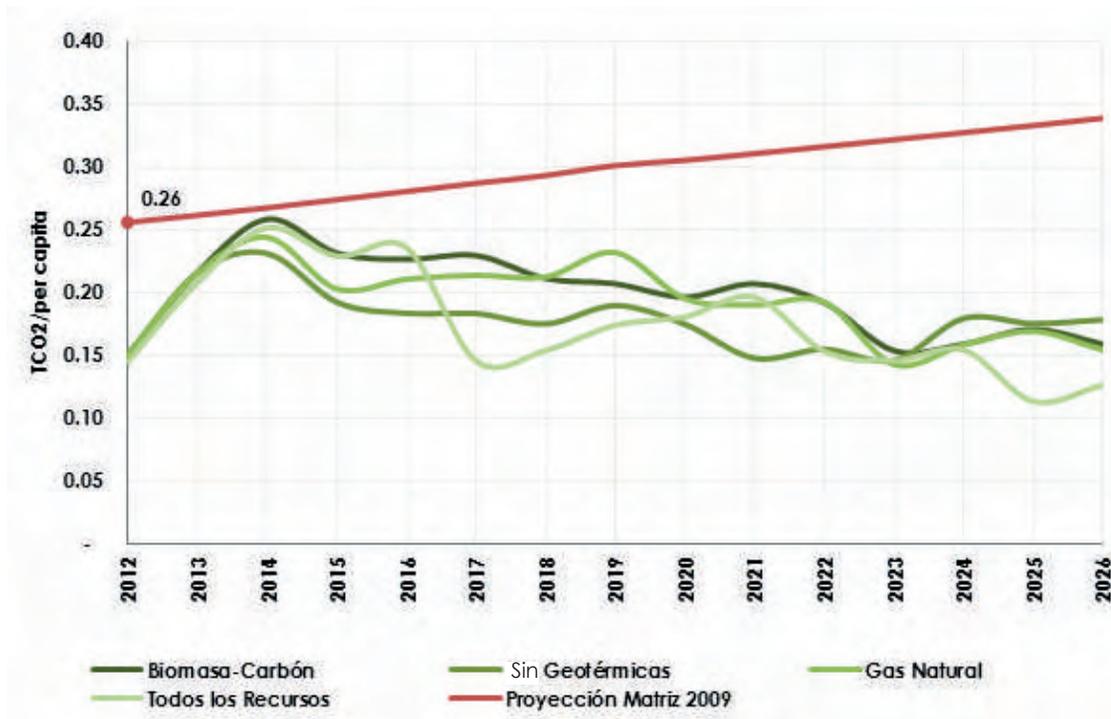


En el gráfico anterior, en promedio para los siete escenarios, se estima una generación del 78% de la energía eléctrica a partir de recursos renovables en el año 2026. El incremento de la generación con recursos renovables para el año 2026, en comparación con la matriz energética de 2010 es de aproximadamente 19%.

La evolución de la matriz energética repercute directamente en la cantidad de Toneladas de CO<sub>2</sub> que se producen a través de la generación de energía eléctrica. Para todos los escenarios analizados se estima que la tendencia de emisiones de CO<sub>2</sub> es hacia la baja, cumpliendo con unos de los objetivos que se han establecido para la elaboración de este Plan.

En el gráfico siguiente se muestra la tendencia de las emisiones de CO<sub>2</sub> para los escenarios Biomasa-Carbón, Gas Natural, Sin Geotérmicas y Todos los recursos, ya que dichos escenarios poseen la misma demanda durante todo el período de análisis:

Gráfico 68. Comparación de la tendencia de emisiones de CO<sub>2</sub> para cuatro escenarios del Plan Indicativo del Sistema de Generación 2012-2026



## 9.2 Análisis Económico

Para el análisis económico de los resultados de cada uno de los escenarios de expansión, se integran los costos de inversión, los promedios del costo de operación, costo marginal y costo monómico, para el período de análisis, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 28. Resumen de Resultados Económicos<sup>39</sup>

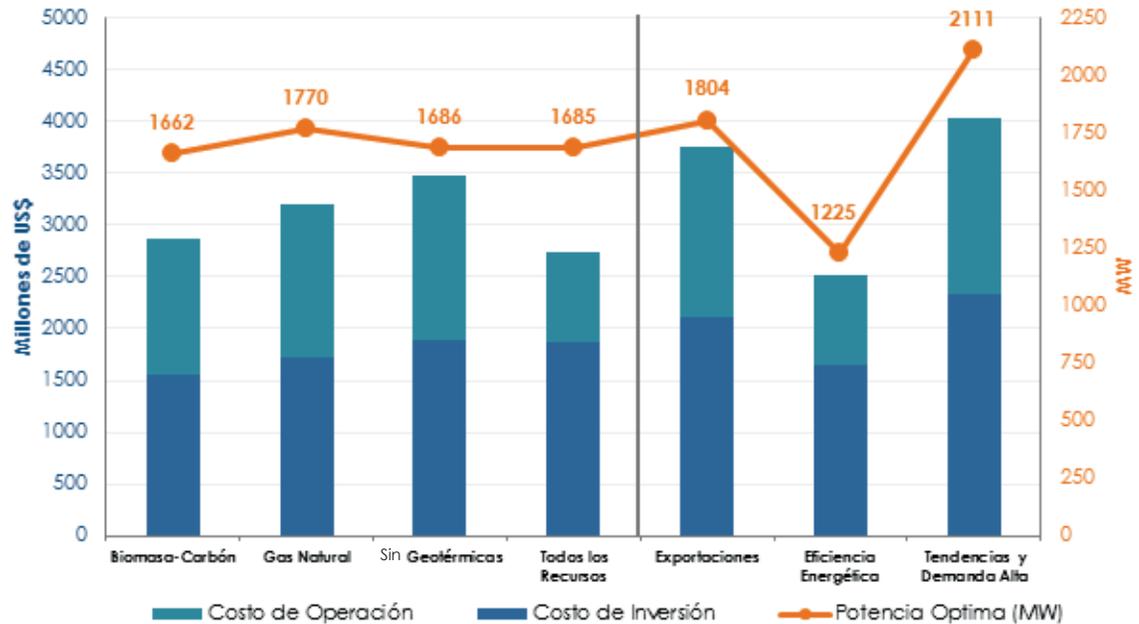
No.	Escenario	Costo de Inversión <sup>40</sup> (Millones US\$)	Costo de Operación Promedio (Millones US\$)	Costo Total (Millones US\$)
1	Biomasa-Carbón	1,554.80	1,307.64	2,862.44
2	Gas Natural	1,722.66	1,471.17	3,193.83
3	Sin Geotérmicas	1,881.39	1,591.11	3,472.50
4	Todos los Recursos	1,868.56	872.56	2,741.13
5	Exportaciones	2,109.71	1,644.46	3,754.17
6	Eficiencia Energética	1,655.77	859.49	2,515.26
7	Tendencias y Demanda Alta	2,329.63	1,707.10	4,036.73

No.	Escenario	Promedio Costo Marginal US\$/MWh	Promedio Monómico US\$/KWh	Promedio Costo de Potencia Nueva US\$/kW-mes
1	Biomasa-Carbón	85.48	0.1005	28.6
2	Gas Natural	79.55	0.0975	28.3
3	Sin Geotérmicas	76.55	0.0952	28.1
4	Todos los Recursos	77.59	0.0953	32.5
5	Exportaciones	78.17	0.1023	31.9
6	Eficiencia Energética	76.55	0.0993	31.9
7	Tendencias y Demanda Alta	93.94	0.0907	30.8

De forma similar al análisis técnico, el gráfico de la inversión contra la potencia instalada se divide en dos, con el objetivo de tener la misma referencia para los primeros cuatro escenarios.

Gráfico 69. Comparación entre Potencia nueva óptima seleccionada e Inversión 2012-2026



Para los primeros cuatro escenarios, los cuales poseen la misma demanda, se puede observar que a través del proceso de optimización y de las características propias de los escenarios planteados, se ha logrado obtener el mínimo costo total para cubrir la demanda proyectada. El mínimo costo total se obtiene a través de la optimización del escenario "Todos los Recursos", en donde se encuentra disponible la explotación del recurso geotérmico.

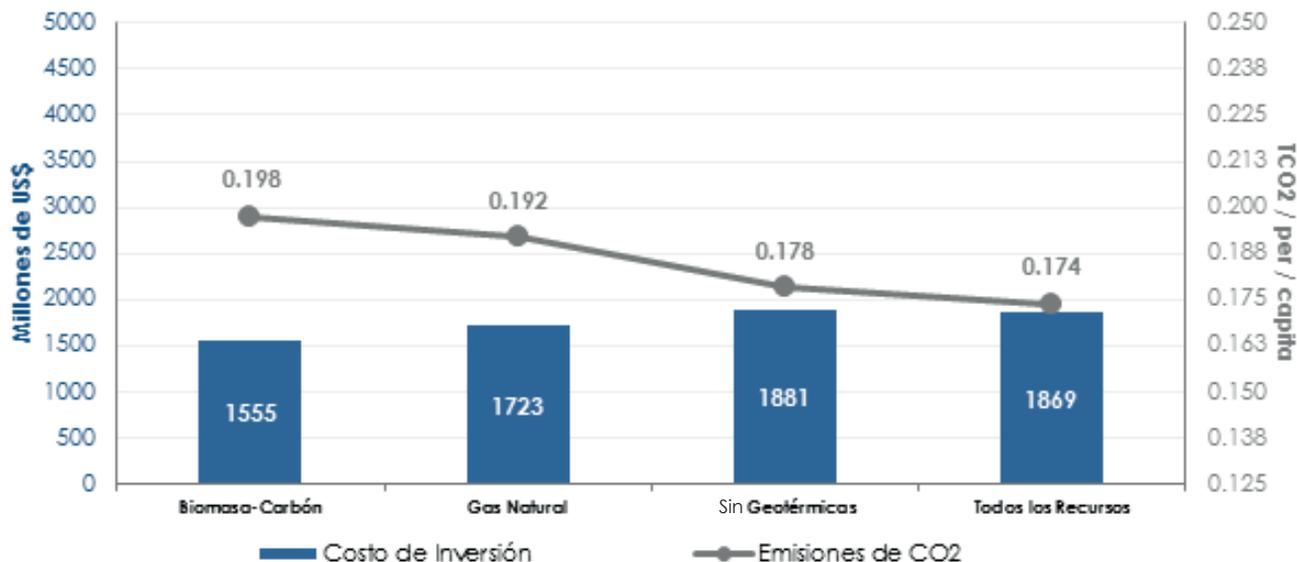
Los escenarios de Tendencias y Demanda Alta, Eficiencia Energética y Exportaciones, permiten proyectar un límite inferior y superior de la inversión necesaria, para el desarrollo de la generación en el país. Derivado de lo anterior se estima un rango aproximado entre 1,600 y 2,300 millones de dólares de inversión en centrales de generación de energía eléctrica, para un período de estudio de 15 años, lo que nos lleva a concluir que entre mayor inversión se realice para aumentar la reserva del sistema menor será el costo marginal para la demanda.

39 El costo de inversión, operación, total y monómico corresponden únicamente a las plantas nuevas, mientras que el costo marginal se ve afectado por el parque de generación actual.

40 Valor actual año 2012.

Luego de analizar la potencia nueva proyectada y su costo de inversión, se analiza la estimación de emisiones de CO<sub>2</sub> de dicha potencia instalada, observando que al aumentar los montos de inversión en recursos renovables disminuyen las emisiones de CO<sub>2</sub> por generación de energía eléctrica, como se puede apreciar en el siguiente gráfico:

Gráfico 70. Comparación entre Emisiones de CO<sub>2</sub> e Inversión 2012-2026



Para concluir el análisis de la inversión de los escenarios, que presentan la misma proyección de la demanda, se realiza análisis desde dos puntos de vista:

- i. Promedio del Monómico: En el cual se observa el costo monómico promedio de la energía correspondiente a las nuevas centrales, es decir la integración del costo de la potencia instalada y el costo de la energía generada.
- ii. Promedio del Costo Marginal: El cual indica la influencia de las centrales nuevas en el costo de la energía generada por el parque de generación actual.

Gráfico 71. Comparación entre Inversión y Costo monómico promedio 2012-2026

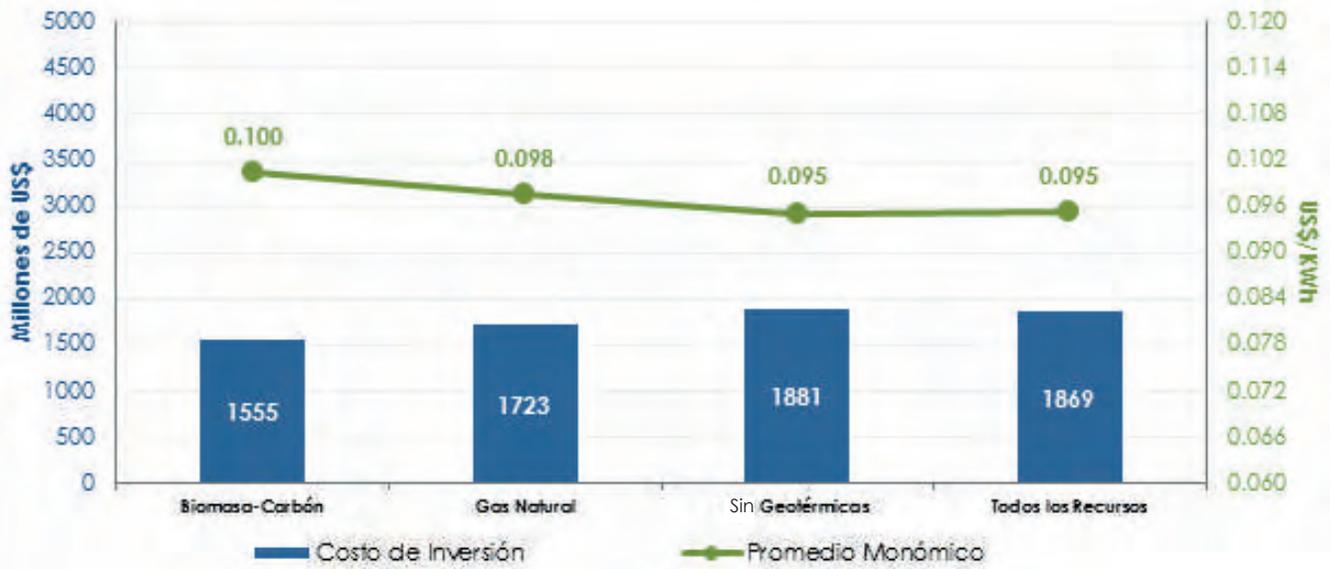
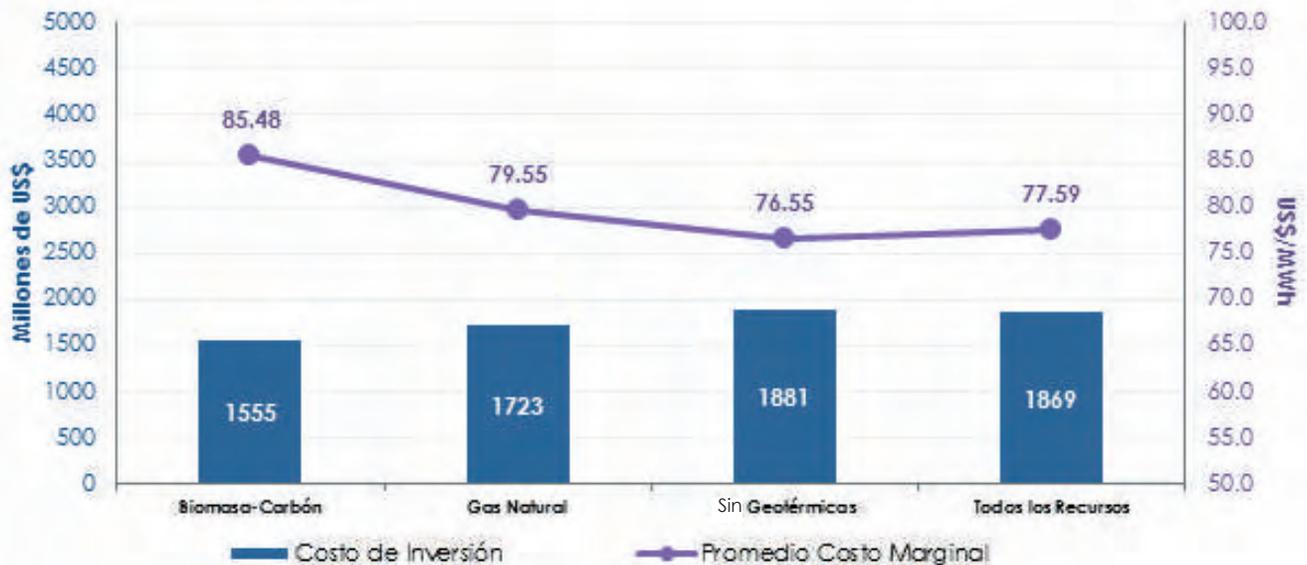


Gráfico 72. Comparación entre Inversión y Costo marginal promedio 2012-2026



Los dos gráficos anteriores nos permiten visualizar que al aumentar los montos de inversión, disminuye el costo promedio monómico de las nuevas plantas y a la vez disminuye el promedio del costo marginal de la demanda.

La integración del monómico incluye el costo de potencia, en este caso el costo de inversión, pero también incluye el costo de operación, sin embargo no se analizará costos de operación de las plantas nuevas, ya que la solución del problema del mínimo costo total optimiza los costos de operación de las plantas nuevas y de las existentes, por lo que a continuación se encuentra la comparativa entre el promedio del costo marginal y el costo monómico de la energía contra la cantidad de energía generada por las nuevas plantas durante el período 2012-2026:

Gráfico 73. Comparación entre Energía generada nueva y Costo monómico promedio 2012-2026

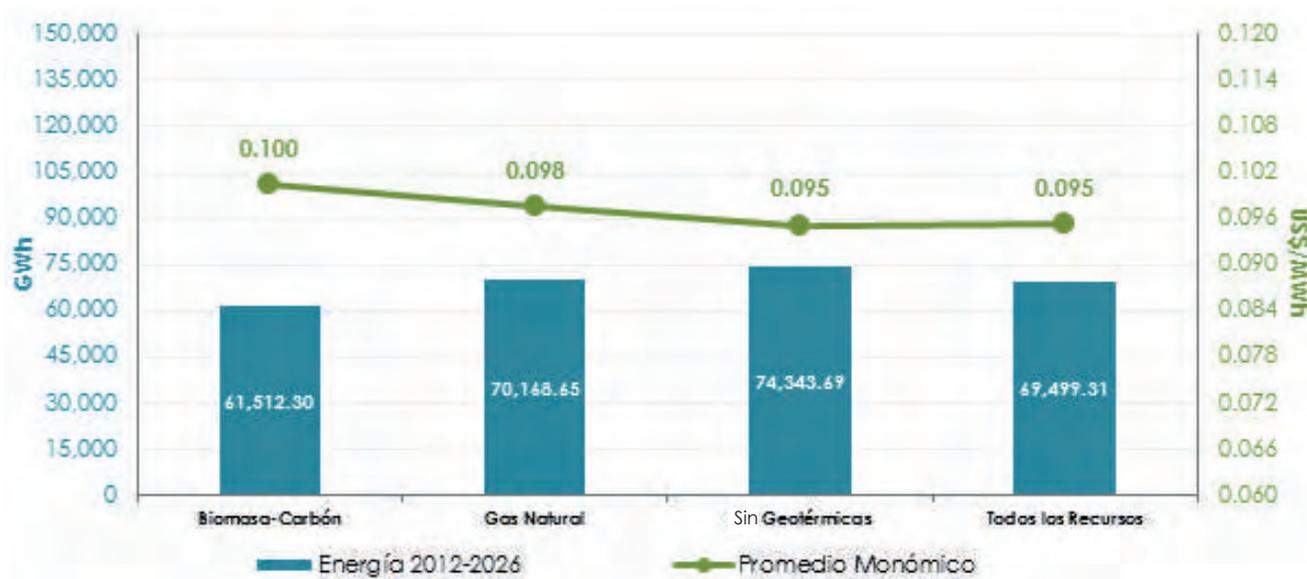
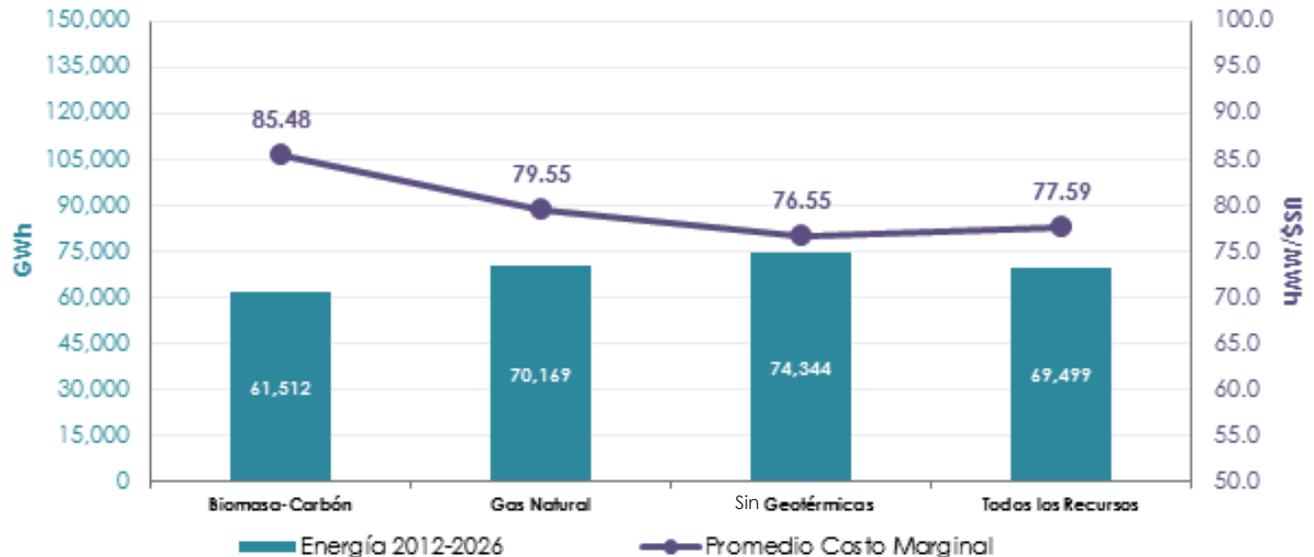


Gráfico 74. Comparación entre Energía generada nueva y Costo marginal promedio 2012-2026



Ambos gráficos presentados anteriormente muestran un comportamiento similar a la comparativa de los montos de inversión, pudiendo decir que al aumentar la energía generada con las nuevas plantas de generación, el promedio del costo marginal y el costo monómico disminuyen.

El comportamiento del promedio del costo marginal y monómico de la energía, ante la variación de los montos de inversión y cantidad de energía generada, corresponden al objetivo del proceso de optimización, que busca cubrir la demanda con el mínimo costo total, incluyendo las centrales de generación que actualmente se encuentran en territorio nacional así como la infraestructura eléctrica que permite la importación de energía.

A continuación se muestra el comportamiento de los valores y tendencias del costo marginal para todos los escenarios:

Gráfico 75. Costo Marginal promedio de todos los escenarios

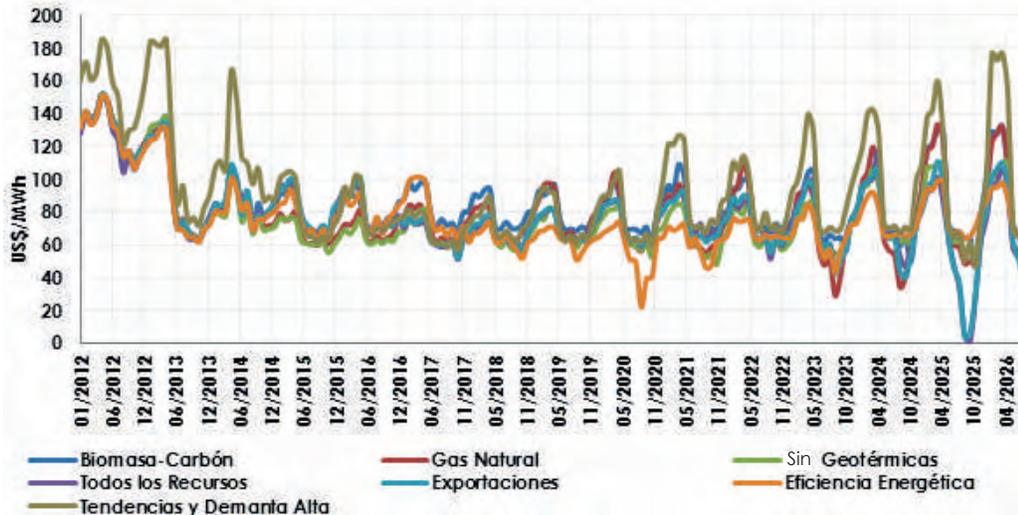
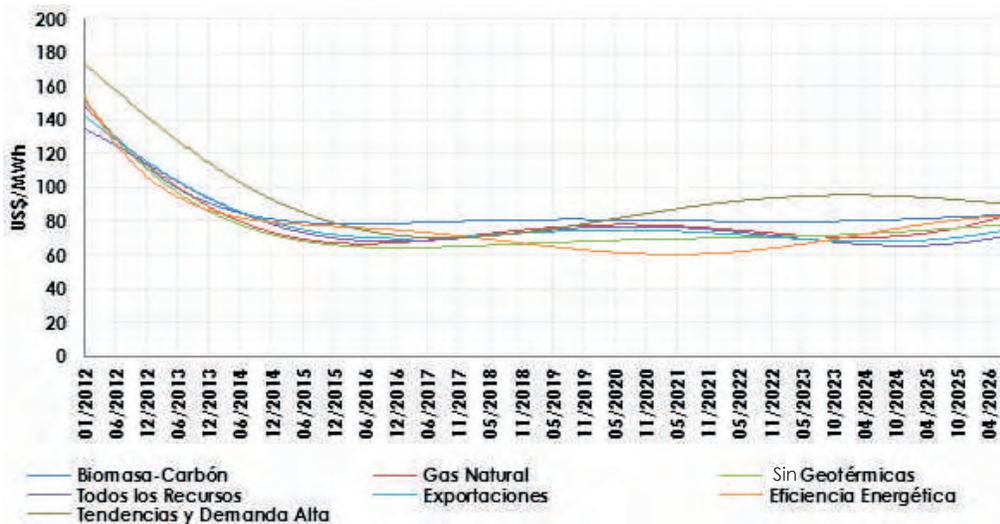


Gráfico 76. Tendencias del Costo Marginal Promedio de todos los escenarios



Las tendencias del promedio del costo marginal oscilan entre los 60 US\$/MWh y 80 US\$/MWh a partir del año 2015, exceptuando el escenario de Tendencias y Demanda Alta que presenta una tendencia del costo marginal máximo muy cercano a los 100 US\$/MWh después del año 2015.

El promedio de los valores y tendencias del costo monómico de la energía para cada uno de los escenarios se muestra en los dos gráficos siguientes:

Gráfico 77. Costo monómico promedio de todos los escenarios

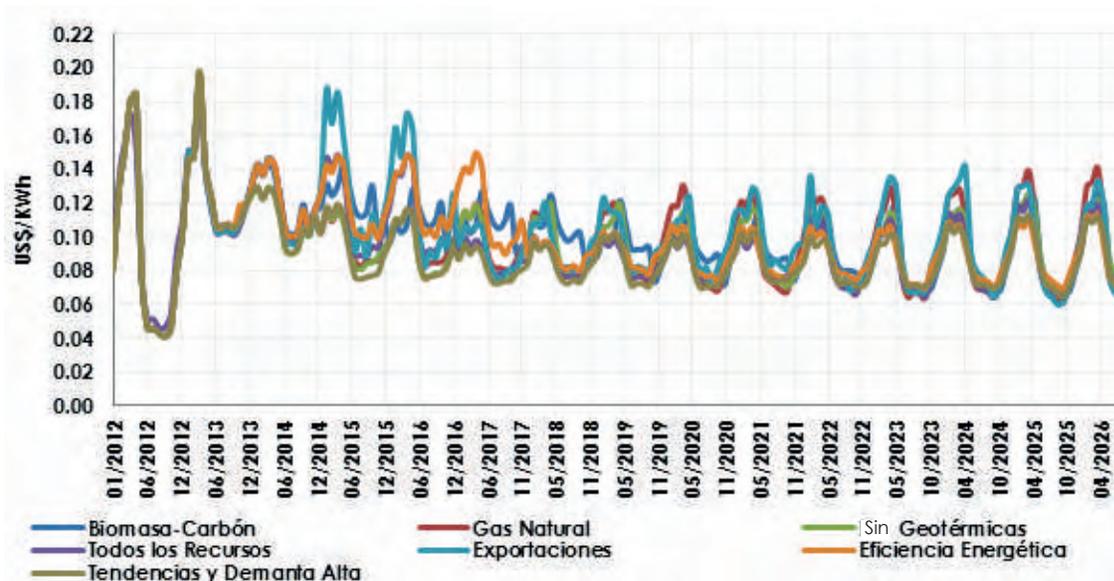
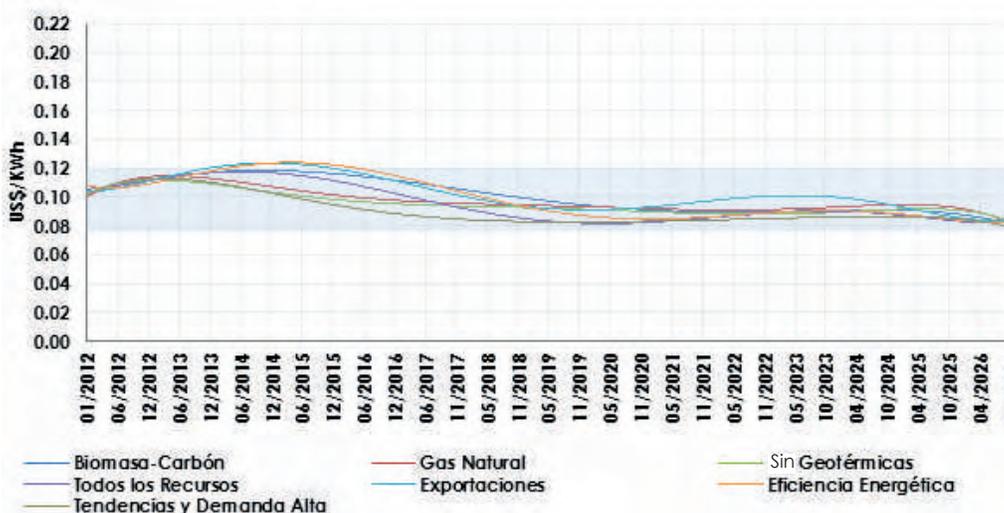


Gráfico 78. Tendencia del Costo monómico promedio de todos los escenarios



Las tendencias del costo monómico de la energía, mostradas en el gráfico anterior estiman que la tendencia del costo monómico para cualquier de los escenarios oscila entre los 8 y 12 centavos de US\$ por KWh a lo largo del período 2012-2026.

### 9.3 Análisis del Escenario de Eficiencia Energética

Una estimación de los costos de la implementación de las 4 medidas de eficiencia energética, indicadas en el numeral 5.7, para obtener la proyección de demanda utilizada en el escenario 6, fueron estudiadas y determinadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica utilizando costos minoristas de los equipos o dispositivos. Los costos, antes de impuestos, de implementación de las medidas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 29. Costos de las 4 medidas de eficiencia energética.

Medida de Eficiencia	Millones US\$
Iluminación Residencial Eficiente	14.0
Alumbrado Público	41.9
Refrigeración Residencia Eficiente	342.3
Calentamiento de Agua Eficiente para uso residencial	402.6
<b>Total</b>	<b>800.8</b>

El costo total estimado de implementar las 4 medidas de eficiencia energética es de alrededor de US\$ 800 millones de dólares.

Los beneficios de implementar las medidas de eficiencia energética se pueden describir de la siguiente forma:

- i. La inversión que se debe realizar en instalar centrales para suministrar la demanda es menor para tener el mismo servicio de iluminación, calentamiento de agua o refrigeración.
- ii. El costo total de operación del SNI y las emisiones de CO<sub>2</sub> por la sustitución de recursos de mayor costo por recursos de menores costos disminuye al tener un menor crecimiento de la demanda, prestando el mismo servicio de iluminación, calentamiento de agua o refrigeración.

Tomando en cuenta la descripción anterior, en la tabla siguiente se indican los beneficios de implementar las medidas de eficiencia energética:

Tabla 30. Beneficios de las medidas de eficiencia energética

Beneficios	Millones US\$
Ahorro en la Inversión de nuevas centrales	212.8
Ahorro en el costo total de Operación del SNI	223.7
Costo de tCO <sub>2</sub> no emitidas	366.1
<b>Total</b>	<b>802.6</b>

El ahorro de la Inversión de Nuevas Centrales es la diferencia entre el costo de inversión del escenario 4 contra el costo de inversión del escenario 6 que da como resultado 212.8 millones de dólares. El ahorro en el costo total de operación es la diferencia entre el costo total de operación del escenario 4 y el costo total de operación del escenario 6. Así mismo, el costo de las tCO<sub>2</sub> no emitidas por la implementación de las medidas de eficiencia energética, se calculan como sigue: 1) se determinan la tCO<sub>2</sub> no emitidas, que son la diferencia entre las emitidas por mantener la matriz energética del año 2009 y las emitidas por las implementaciones del escenario 6, y 2) se multiplica por un valor estimado de 10 US\$/tCO<sub>2</sub>.<sup>41</sup>

El costo de implementación de las medidas de eficiencia energética puede ser menor al estimado en el siguiente informe, dado que dicho costo no tiene internalizada las economías de escala, que tal como se puede ver en las cifras implementar las medidas es más económico que realizar inversiones en generación nueva, a lo cual se debe adicionar los beneficios de que la implementación de las medidas puede ser con mayor rapidez y que el efecto de dichas medidas resulta en una mejora en el factor de carga en la demanda, con el consiguiente mejoramiento en la utilización de la potencia de las inversiones que si se deben realizar.

<sup>41</sup> Fuente: Banco Mundial.  
[http://siteresources.worldbank.org/INTCARBONFINANCE/Resources/StateAndTrend\\_LowRes.pdf](http://siteresources.worldbank.org/INTCARBONFINANCE/Resources/StateAndTrend_LowRes.pdf)

# 10 CONCLUSIONES

Sobre la base de los análisis y proyecciones del Plan Indicativo del Sistema de Generación en el periodo 2012 al 2026, se hacen las siguientes conclusiones:

Se puede considerar a los recursos Hídrico y Geotérmico como los más económicos, al evaluar las características de la explotación actual, el costo de instalación y operación, el ciclo del recurso de generación y la eficiencia de la tecnología para el aprovechamiento de los recursos renovables, considerando las proporciones indicadas en el Plan Indicativo, para mantener el balance óptimo que permita obtener el menor costo marginal de operación del Sistema.

La Disponibilidad del recurso geotérmico en todo el año, es un importante incentivo para promover la incorporación de la Generación Geotérmica en la Matriz Energética actual del País, a diferencia del recurso hídrico que depende de la estacionalidad climática. Aunque los costos de inversión y exploración son mayores a los de una hidroeléctrica, sus costos y períodos de operación compensan los niveles de inversión. Por otra parte se debe tomar en cuenta que el potencial hídrico es mucho mayor al potencial geotérmico, según diversas fuentes de información, por lo que se incrementa la cantidad de MW candidatos de hidroeléctricas para la planificación.

La combinación de biomasa conjuntamente con el recurso hídrico, como recursos renovables, presentan una complementariedad debido a que se encuentran disponibles en la época seca y en la época lluviosa alternativamente, por lo que su desarrollo se convierte en una opción importante para ser incorporado en la matriz energética, con la ventaja adicional que los costos de Inversión de plantas con combustible biomasa son menores.

Para el proceso de planificación es necesario contar con información técnica y económica confiable de proyectos que pueda ser utilizada para modelar sus características y así realizar los procesos de optimización para la selección de los recursos. Es importante mencionar que entre los





retos a superar para el desarrollo de la planificación del sector de electricidad en Guatemala, con el fin obtener un máximo aprovechamiento de los recursos renovables, es el de centralizar y tener disponibilidad de información técnica de estudios de factibilidad de sitios de proyectos, en cuanto hidrología, mediciones de viento, temperatura, intensidad solar, geología, entre otra información, debido a que actualmente la información se encuentra dispersa entre las diferentes instituciones de gobierno, y en muchos de los casos desactualizada.

Un recurso no renovable que por sus características económicas de inversión y operación se convierte en una opción para diversificar la matriz energética es el Gas Natural, el cual es más económico que el bunker y se pueden obtener precios de energía muy competitivos con respecto al carbón, con la ventaja que las emisiones de CO<sub>2</sub> del gas natural son menores a las producidas por el proceso de generación de energía eléctrica con carbón.

El margen de reserva que resulta de la optimización en todos los escenarios es producto de la forma en que la energía eléctrica se consume según las proyecciones, considerando que el modelo ubica las centrales para cubrir la totalidad de la demanda proyectada.

La diferencia que existe entre la Potencia Disponible y la Demanda proyectada, para todos los escenarios, influye en la tendencia del costo marginal, reflejando una disminución de la proyección del costo marginal cuando existe un aumento en la diferencia entre la potencia disponible y la demanda proyectada y de forma inversa al disminuir la diferencia entre la potencia disponible y la demanda proyectada resulta un aumento en la tendencia del costo marginal.

Las medidas de eficiencia energética orientadas a modificar la forma de consumir la energía eléctrica contribuyen en gran medida a la disminución de la necesidad de incorporar nuevas plantas de generación y beneficios adicionales como el mejoramiento del factor de carga del SNI, entre otros.

# 11 RECOMENDACIONES

De las Conclusiones anteriormente mencionadas se desprenden las siguientes recomendaciones, la cuales las hemos clasificados en varias líneas de acción que pueden utilizarse como premisas o temas estratégicos para las Políticas Energéticas de Guatemala:

**I. GEOTERMIA:** Desarrollar e implementar una política y un plan de acción para el desarrollo de los recursos geotérmicos en Guatemala que tenga los siguientes objetivos

## OBJETIVO GENERAL

Promover el desarrollo de la Energía Geotérmica en Guatemala por medio de mecanismos de contratación de los requerimientos de potencia y energía de largo plazo de las empresas de distribución a través de la realización de Licitaciones Abiertas.

## OBJETIVOS ESPECÍFICOS

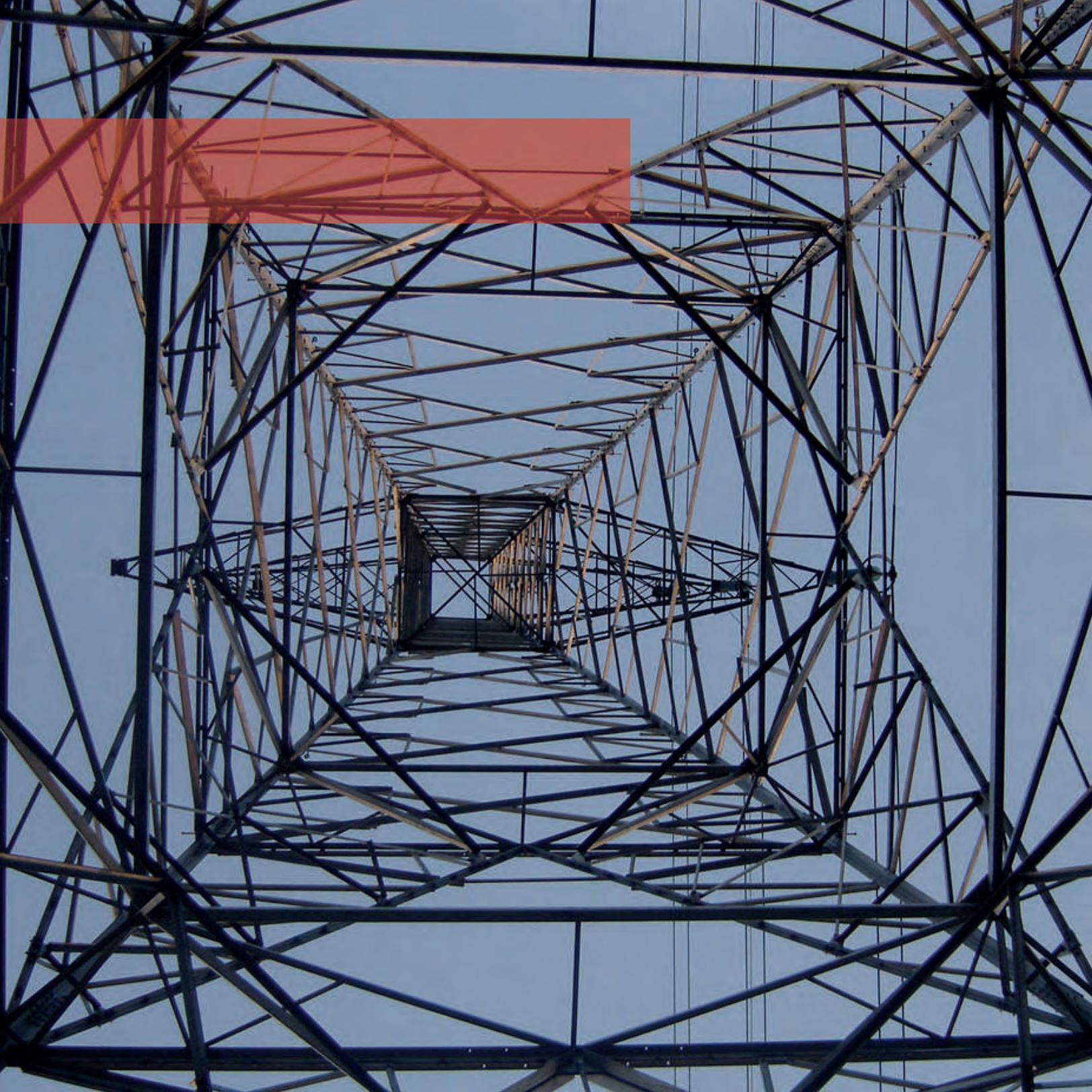
- Actualización del Plan Indicativo de Expansión de la Generación considerando la energía geotérmica por medio del estudio de escenarios de expansión bajo incertidumbre.
- Analizar un sistema de cuotas de contratación de energía geotérmica para el cubrimiento de los requerimientos de potencia y energía de largo plazo de las distribuidoras.
- Analizar un mecanismo de licitaciones para el desarrollo de proyectos de generación geotérmica en el marco de lo establecido en la Ley General de Electricidad, sus reglamentos así como lo establecido en la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable y la Ley de Alianzas Público Privadas.

El Plan de Acción se propone que puede incluir sin ser limitativo:

- a. Análisis de la situación actual del desarrollo geotérmico
- b. Vinculación del desarrollo geotérmico con la política energética
- c. Análisis e implementación de mecanismos regulatorios y de mercado
- d. Actores en la Reactivación de la Industria Geotérmica Nacional

**II. EFICIENCIA ENERGÉTICA:** Impulsar la propuesta de Ley de Eficiencia Energética y el Plan Integral de Eficiencia Energética desarrollado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

**III. COMBUSTIBLES:** Desarrollar e implementar mecanismos regulatorios y normativos para asegurar el suministro y almacenamiento de combustibles para la generación de energía eléctrica ante la ocurrencia de fenómenos naturales y la posibilidad de un cambio climático.



# SECCION 3

PERSPECTIVAS DEL PLAN DE  
EXPANSIÓN DEL SISTEMA  
DE TRANSPORTE 2012-2021



1	RESUMEN EJECUTIVO
2	OBJETIVOS
3	BASE LEGAL
4	PREMISAS DEL ESTUDIO
4.1	Metodología
4.2	Situación actual de la Electrificación
4.3	Demanda de capacidad y energía no satisfecha y no suministrada
4.3.1	Energía no satisfecha
4.3.2	Energía no suministrada
4.4	Índices de calidad del suministro de energía eléctrica.
4.5	Encuesta de Calidad.
4.6	Descripción de las premisas del Plan
4.7	Áreas geográficas de influencia
4.8	Análisis de mediano y largo plazo
5	Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión
5.1	Área Zona Reina
5.2	Área Noroccidente
5.2.1	Alternativa 1: Proyectos candidatos del área noroccidente en 69kV
5.2.2	Alternativa 2: Proyectos candidatos del área noroccidente en 138kV
5.2.3	Alternativa 3: Refuerzo Nueva Subestación en San Marcos 230/69kV
5.2.4	Análisis de las alternativas de expansión del área noroccidente
5.3	Área Suroccidente
5.3.1	Alternativa 1: Proyectos candidatos del área suroccidente en 69kV
5.3.2	Alternativa 2: Proyectos candidatos del área suroccidente en 138kV
5.3.3	Alternativa 3: Refuerzo Subestación Santa María 230/69kV
5.3.4	Alternativa 4: Proyecto Corredor Centro – Occidente
5.3.5	Análisis de las alternativas de expansión del área suroccidente
5.4	Área Sur
5.4.1	Alternativa 1
5.4.2	Alternativa 2
5.4.3	Alternativa 3
5.4.4	Alternativa 4
5.4.5	Alternativa 5
5.4.6	Análisis de las alternativas de expansión del área sur
5.5	Área Suroriente
5.5.1	Alternativa 1: Líneas de transmisión candidatas del área suroriente en 69kV
5.5.2	Alternativa 2: Proyectos candidatos del área suroriente en 138kV
5.5.3	Alternativa 3: Refuerzo Subestación La Vega II 230/69kV
5.5.4	Alternativa 4: Refuerzo Subestación Chiquimula 230/69kV
5.5.5	Análisis de las alternativas de expansión del área suroriente
5.6	Área Nororiente
5.6.1	Alternativa 1: Proyectos candidatos del área nororiente en 69kV
5.6.2	Alternativa 2: Subestación Puerto Barrios 230/69kV
5.6.3	Análisis de las alternativas de expansión del área nororiente
5.7	Área Petén
5.8	Área Metropolitana
5.9	Proyectos de Compensación Reactiva
5.10	Proyectos adicionales o de refuerzo en el sistema de transmisión
5.11	Expansión de las redes de distribución
5.12	Expansión de los sistemas aislados.
6	Anexos: Mapas Obras de Transmisión del PET 2012–2021
6.1	Obras de Transmisión del Área noroccidente
6.2	Obras de Transmisión del Área suroccidente
6.3	Obras de Transmisión del Área oriente (nororiente y suroriente)
6.4	Obras del Transmisión del Área Petén
7	Lista de Siglas y Acrónimos
8	Unidades de Medida



# 1 RESUMEN EJECUTIVO

Guatemala ha dado un gran paso para la consolidación del sector de electricidad con la implementación del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, a través del inicio de la construcción de los anillos eléctricos de 230 kV, los cuales brindarán más alternativas para transportar la energía eléctrica desde los centros de producción a los centros de consumo con continuidad, calidad y seguridad del suministro.

El siguiente paso para el subsector de eléctrico lo constituye el aumento de la cobertura de electricidad, lo cual se encuentra reflejado dentro de los objetivos conforme los cuales el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2012-2021 fue elaborado, definiéndose para el mismo, las obras de transmisión que es necesaria su construcción para cumplir las metas de electrificación planteadas de aumentar: del 82.7% en el año 2010 al 90.0% en el año 2015 y aumentar del 90.0% al 95% en el año 2021.

Un resumen de las obras de transmisión por área de influencia se muestra a continuación:

OBRAS DE REFUERZO				
Área de Influencia	Kilómetros de las líneas por área	SUBESTACIONES		Costo aproximado de Inversión en millones de dólares
		Nuevas	Ampliaciones	
Área Zona Reina	54	2	1	\$8.70
Área Suroccidente	45	8	4	\$45.70
Área Suroriente	140	9	8	\$44.10
Área Noroccidente	225	6	5	\$37.10
Área Sur	89	4	3	\$25.60
Área Nororiente	135	5	5	\$32.40
Área Petén	95	2	2	\$11.80
Área Metropolitana	32	0	2	\$13.50
Totales	~ 815	36	30	\$218.90

La tabla siguiente muestra un resumen de las áreas de influencia de las obras de transmisión, las metas de usuarios a electrificar y los costos de la inversión en las obras de transmisión.

## OBRAS PARA EL AUMENTO DE LA COBERTURA DE ELECTRICIDAD

Área de Influencia	Demanda estimada a conectar en las nuevas subestaciones en MW (Usuarios que han solicitado energía eléctrica)	Meta de usuarios para alcanzar el 90% de electrificación	Costo aproximado de inversión en millones de dólares
Área Zona Reina	9.40	25,701	US\$ 8.7
Área Suroccidente	49.76	22,339	US\$ 32.6
Área Suroriente	31.61	16,217	US\$ 36.0
Área Noroccidente	32.86	11,220	US\$ 21.5
Área Nororiente	19.11	132,313	US\$ 17.4
Área Petén	7.82	41,736	US\$ 11.8
Totales	~ 151	~ 250,000	US\$ 128.0

De los 151 MW que se estima conectar en las nuevas subestaciones para el año 2015, 89MW corresponden a la conexión de alrededor de 250 mil nuevos usuarios, que aumentaría el índice de electrificación a 90%, lo cual significaría una inversión social de aproximadamente 128 millones de dólares. Los 62MW restantes corresponden al traslado de carga desde otras subestaciones con el objetivo de mejorar la calidad y aumentar la confiabilidad de los usuarios que ya se encuentran conectados a la red de distribución.

Adicionalmente de las obras que aumentan la cobertura, se han definido dentro del Plan obras de refuerzo que tienen beneficios para los usuarios por el aumento de la confiabilidad y calidad, por la reducción de las restricciones para la conexión de nuevas centrales de generación y por la garantizar el libre acceso a la red. Dicho beneficio se cuantifica al determinar el costo de reducir la energía no suministrada por fallas en algún elemento dentro del área de influencia, el cual se compara con el costo de inversión de las obras de transmisión propuestas, determinándose que los beneficios justifican las inversiones. Es necesario adicionar que los valores anteriormente indicados son el resultado de la optimización realizada, tomando en cuenta las premisas definidas en el Plan.

## OBRAS DE REFUERZO

Área de Influencia	Costo del beneficio por reducción de la ENS en millones de dólares en el Año 2015	Costo del beneficio por reducción de la ENS en millones de dólares en el Año 2021	Costo aproximado de inversión en millones de dólares US\$ 8.7
Área Suroccidente	US\$ 4.1	US\$ 11.5	US\$ 13.1
Área Suroriente	US\$ 2.7	US\$ 31.7	US\$ 8.1
Área Noroccidente	US\$ 30.2	US\$ 28.8	US\$ 15.6
Área Sur	US\$ 67.1	US\$ 75.1	US\$ 25.6
Área Metropolitana	US\$ 6.6	US\$ 22.8	US\$ 13.5
Área Nororiente	US\$ 21.9	US\$ 8.5	US\$ 15.0
Totales	US\$ 132.6	US\$ 178.4	US\$ 90.9

El costo total de inversión del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2012-2021 se estima en US\$218.9 millones de dólares.

## 2 OBJETIVOS

Teniendo en cuenta las premisas establecidas en el numeral anterior, se plantean los siguientes objetivos:

- i. Aumento del índice de electrificación del SNI del 82.7% al 90.0% en el año 2015 y del 90.0% al 95% en el año 2021, por medio de la ampliación de la cobertura de las redes de transmisión del SNI.
- ii. Aumento del índice de electrificación entre 80% y 85% en el año 2015, de los departamentos que actualmente tienen la menor cobertura de electricidad, como lo son Alta Verapaz, Peten, Quiché, Baja Verapaz e Izabal.
- iii. Aumento de la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica por medio de refuerzos en las redes de transmisión existentes, que den como resultado una mejora de los índices de calidad en la red de distribución cumpliendo con los estándares definidos por la CNEE.
- iv. Incentivar la instalación de nueva demanda de energía eléctrica de proyectos industriales durante el período 2012–2021.



### 3 BASE LEGAL

La elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte se encuentra establecido en el artículo 54 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el cual fue modificado mediante el Acuerdo Gubernativo 68-2007, en el cual se indica que dicho Plan deberá elaborarse cada 2 años y cubrir un horizonte mínimo de 10 años, debiendo para el efecto considerar los proyectos de generación en construcción y aquellos que presenten evidencias que entrarán en operación dentro del horizonte de estudio indicado.

## 4 PREMISAS DEL ESTUDIO

Para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte se tomaron en cuenta los lineamientos establecidos en la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión –NTT<sup>43</sup>, de los cual se resaltan las siguientes premisas:

- i. Situación actual de la electrificación.
- ii. Demanda de potencia y energía no Satisfecha y no Suministrada.
- iii. Índices de Calidad del suministro de energía eléctrica.
- iv. Resultados de la Encuesta de Calidad.
- v. El Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018 se está ejecutando conforme lo establecido.
- vi. El cronograma de centrales de generación obtenido del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2012–2026.
- vii. Costos inversión eficientes de las obras de transmisión.

### 4.1 Metodología

Para la elaboración del PET 2012–2021, se utilizó una metodología de evaluación técnico–económica, considerando lo establecido para el efecto en la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión –NTT– , de las obras de transmisión candidatas identificadas, las cuales se clasifican en dos categorías:

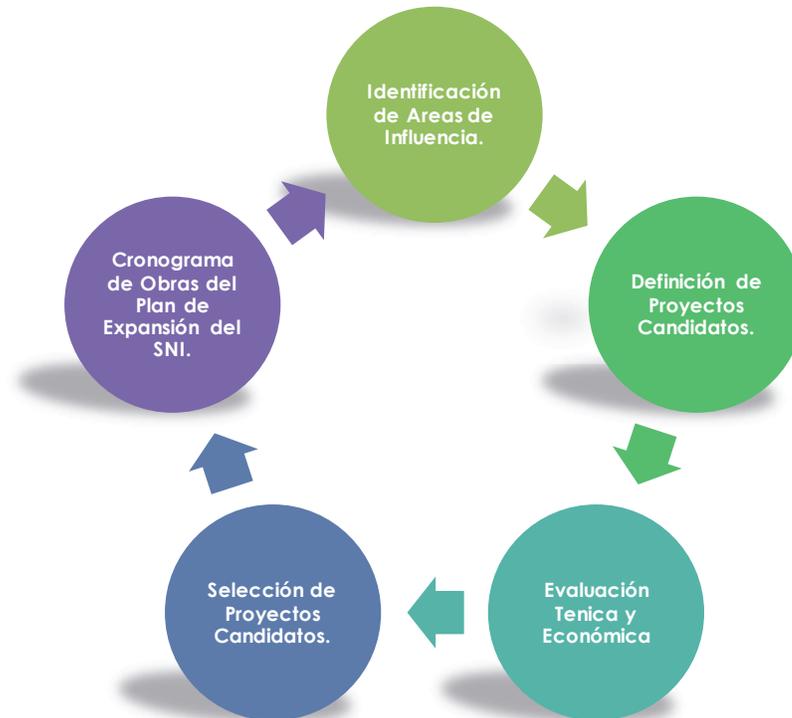
- a. Obras de transmisión que contribuyen al aumento de la cobertura y posibilitan el suministro de electricidad a los centros de demanda no satisfecha.
- b. Obras de transmisión de refuerzo que contribuyen al aumento de los índices de confiabilidad y aumento de la capacidad de transmisión del suministro de energía eléctrica del SNI.

La metodología descrita anteriormente considera los siguientes pasos:

- i. Identificación de las áreas de influencia de los proyectos de expansión de la cobertura de electrificación y refuerzos del SNI considerados en el Plan de Expansión.
- ii. Identificación de la capacidad y demanda de energía eléctrica no satisfecha en las áreas de influencia.
- iii. Análisis de las consideraciones de calidad del suministro de electricidad de las redes existentes, incluyendo las asociadas a nuevos proyectos de electrificación.
- iv. Identificación y definición de las obras de transmisión candidatas de cada área de influencia.
- v. Identificación y definición de posibles alternativas de expansión de redes de transmisión para cada área de influencia.

- vi. Evaluación técnica y económica de las alternativas de expansión de redes de transmisión de cada área de influencia.
- vii. Selección de los proyectos candidatos de las alternativas de expansión que optimizan el desempeño del SNI, estos proyectos candidatos se definen como proyectos integrales que forman parte del PET 2012–2021.

Gráfico 79. Metodología para la elaboración del PET-2012-2021.



## 4.2 Situación actual de la Electrificación

De acuerdo con el informe del Índice de Cobertura Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, en la actualidad Guatemala cuenta con un índice de electrificación del 82.7%, como se puede observar en la siguiente tabla, lo que significa que de los 3,062,218 hogares censados<sup>44</sup>, hacia diciembre del año 2010, solamente 2,532,118 contaron con acceso al servicio de energía eléctrica.

Tabla 31. Índice de Electrificación por Departamento en Guatemala.

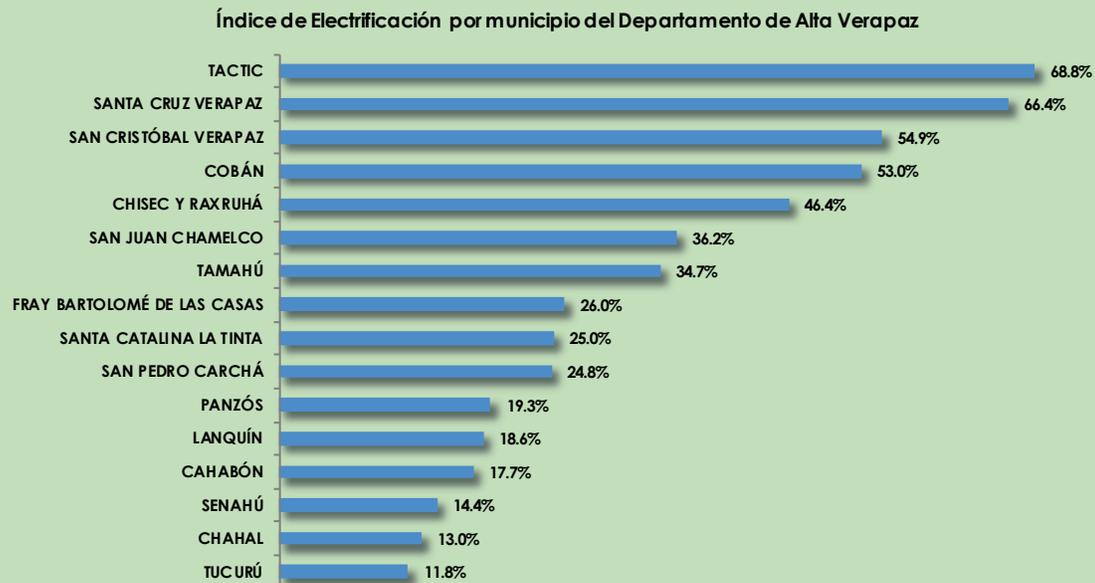
Departamento	Hogares	Usuarios	Índice
Alta Verapaz	185,791	63,867	34.40%
Petén	108,110	55,581	51.40%
Baja Verapaz	58,222	39,876	68.50%
Quiché	160,998	112,666	70.00%
Izabal	79,115	58,243	73.60%
Escuintla	171,039	132,522	77.50%
Chiquimula	79,327	61,549	77.60%
Suchitepéquez	104,337	82,650	79.20%
Chimaltenango	118,549	99,156	83.60%
Zacapa	59,118	49,706	84.10%
Jutiapa	103,726	87,552	84.40%
Retalhuleu	63,380	53,483	84.40%
Jalapa	57,804	49,235	85.20%
Huehuetenango	191,868	164,056	85.50%
San Marcos	186,118	160,431	86.20%
Santa Rosa	79,553	68,544	86.20%
Totonicapán	88,170	79,358	90.00%
El Progreso	39,501	35,790	90.60%
Sololá	74,470	67,978	91.30%
Quetzaltenango	181,126	168,716	93.10%
Sacatepéquez	72,125	69,092	95.80%
Guatemala	799,771	772,067	96.50%
Índice de Electrificación Nacional	3,062,219	2,532,118	82.70%

## ESTADO DE LA ELECTRIFICACIÓN EN LOS DEPARTAMENTOS CON MENOR CANTIDAD DE USUARIOS CONECTADOS A LA RED<sup>45</sup>

### i. Departamento de Alta Verapaz

El departamento de Alta Verapaz, cuenta con un índice de electrificación del 35%, siendo los municipios de Tukurú, Chahal, Senahú, Cahabón, Lanquín y Panzós los que cuentan con los menores índices de electrificación, inclusive menores al 25%.

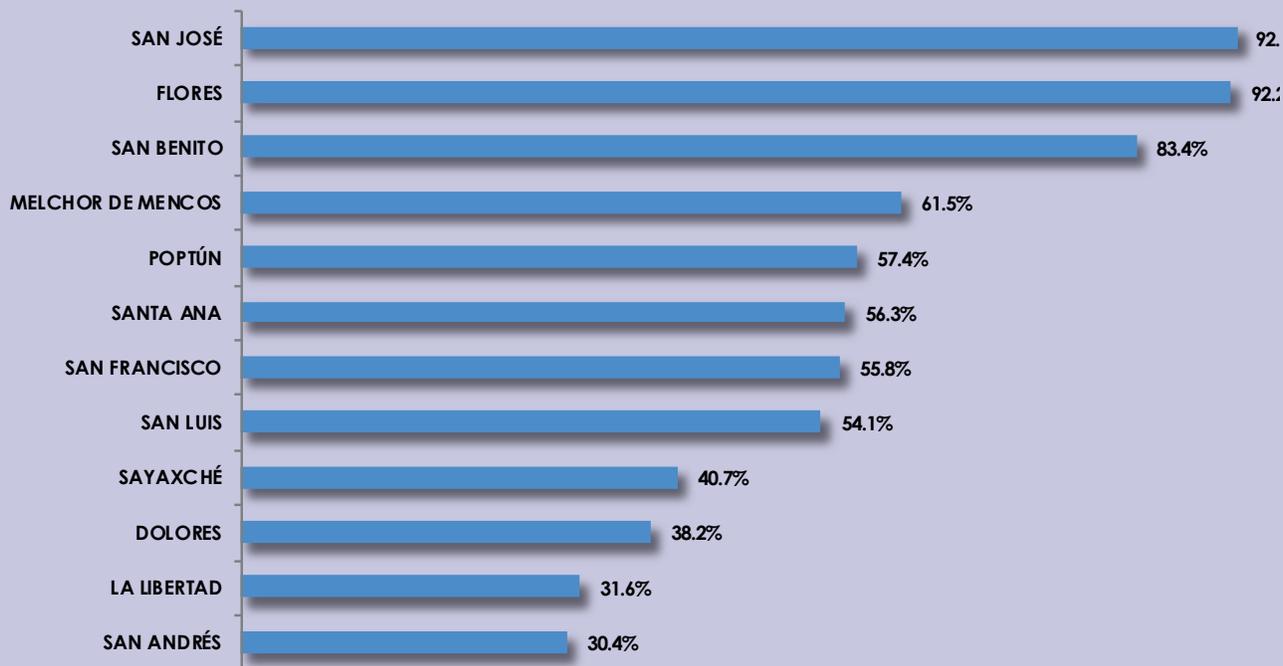
Por otro lado, se identifican como los municipios con mayores índices de electrificación, Tactic, Santa Cruz Verapaz, San Cristóbal Verapaz y Cobán, los cuales promedian un índice de electrificación del 61%.



ii. Departamento de Petén

De los doce municipios del departamento de Peten, San Benito, Flores y San José cuentan con índices de electrificación superiores al 80%, en tanto que los municipios de Sayaxché, Dolores, La Libertad y San Andrés son los cuatro municipios del departamento de Petén que tienen los índices de electrificación más bajos.

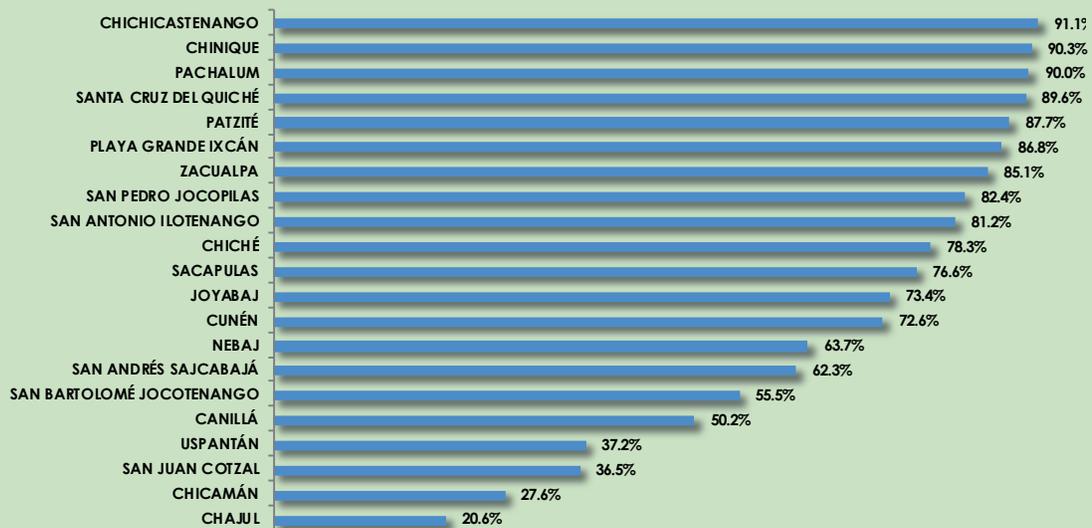
**Índice de Electrificación por municipio del Departamento de Petén**



### iii. Departamento de Quiché

En la actualidad, el departamento de Quiché tiene un índice de electrificación de aproximadamente 70%, de los cuales los municipios de Chajúl, Chicamán, San Juan Cotzal y Uspantán que pertenecen a la denominada Zona Reina, presentan los más bajos índices de electrificación.

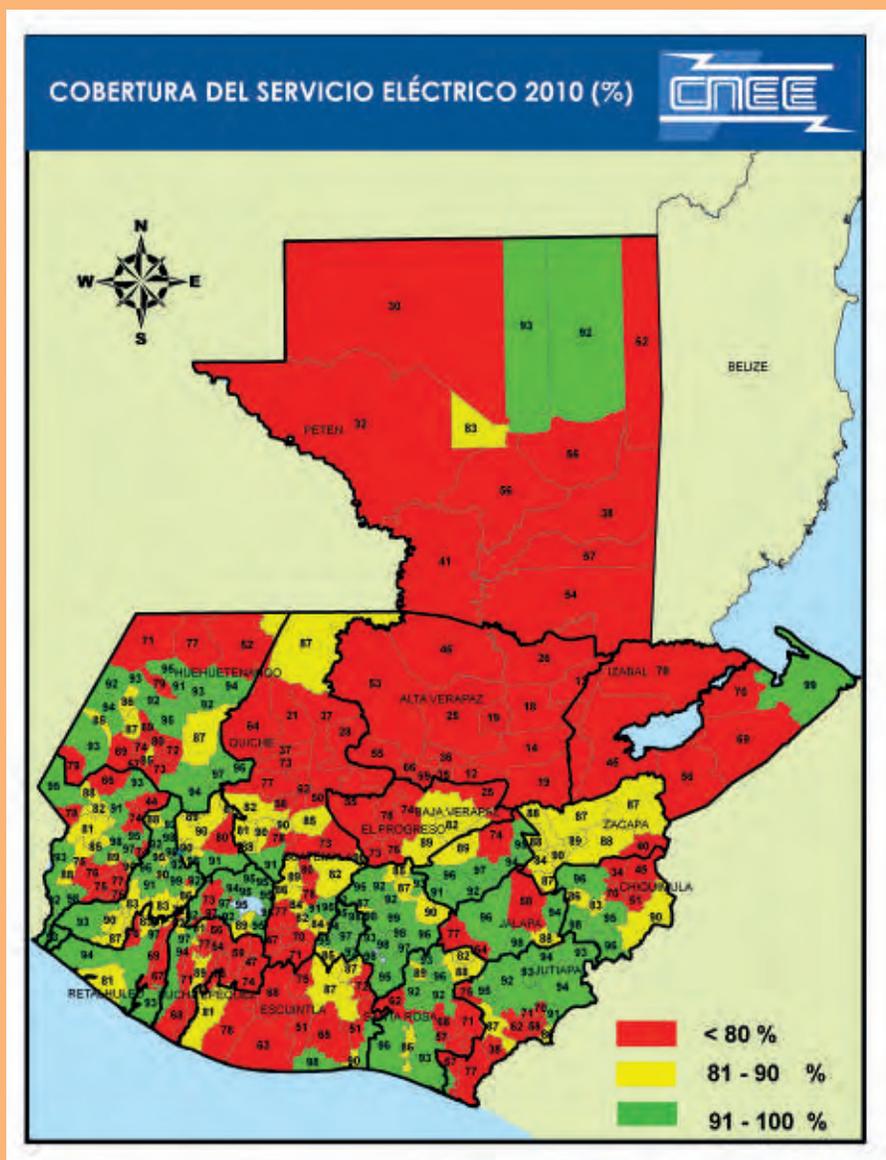
Índice de Electrificación por municipio del Departamento de Quiché



La siguiente gráfica muestra el mapa de cobertura del servicio de energía eléctrica en la República de Guatemala con información del índice de electrificación desagregada por municipio. Las zonas en color rojo representan los municipios cuyo índice de electrificación es inferior al 80%, de esta información es importante resaltar que los departamentos de Alta Verapaz, Petén, Izabal y Quiché en el respectivo orden, son los que presentan la mayor cantidad de municipios con índices de electrificación menores al 80%.

Los cinco departamentos con índices de electrificación más bajos (menores al 75%) son Alta Verapaz (34.40%), Peten (51.40%), Quiche (70%), Baja Verapaz (68.50%), e Izabal (73.60%). Por otro lado, los cinco departamentos con índices de electrificación superiores al 90% son El Progreso (90.60%), Sololá (91.30%), Quetzaltenango (93.10%), Sacatepéquez (95.80%) y Guatemala (96.50%).

Gráfico 80. Mapa de Cobertura por municipio<sup>46</sup>



### **4.3 Demanda de capacidad y energía no satisfecha y no suministrada**

Para la elaboración del PET 2012–2021 se consideró como premisa de planificación de red la demanda de capacidad y energía eléctrica no satisfecha y no suministrada.

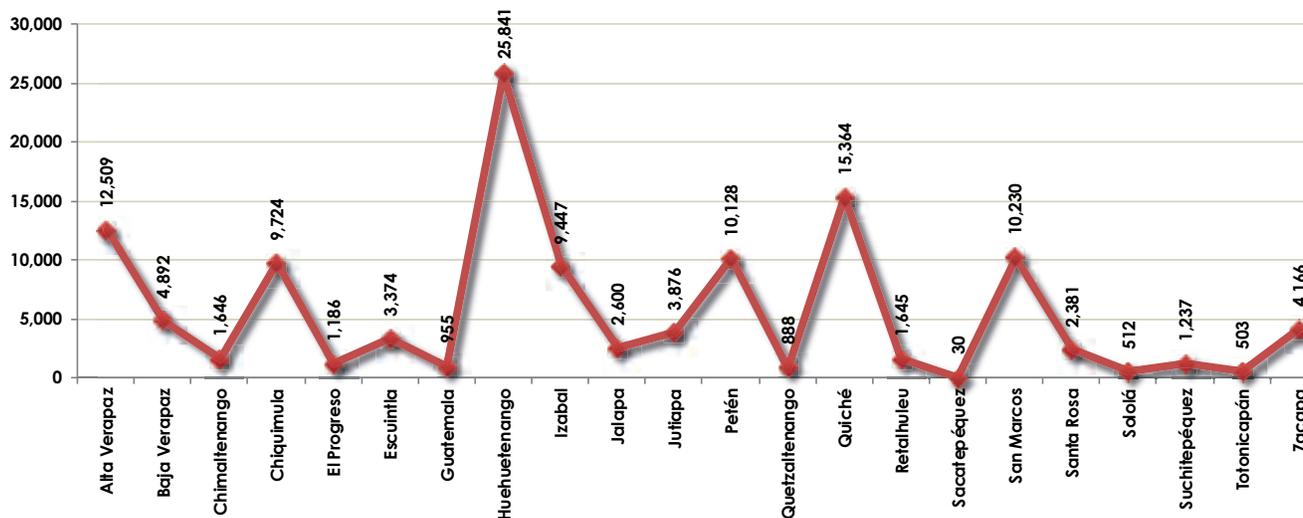
#### **4.3.1 Energía no satisfecha**

La energía no satisfecha está representada por la demanda de las más de 2,100 comunidades no electrificadas que se ubican en todos los municipios de Guatemala. En su mayoría, dichas comunidades se encuentran alejadas de las redes de transmisión y distribución existentes, dichas comunidades se ubican geográficamente en el mapa siguiente.

De los más de 124,000 usuarios que están incluidos en las comunidades no electrificadas y han solicitado acceso a programas de electrificación, según datos del año 2008 contenidos en el proyecto REGEZRA<sup>47</sup>. La demanda de energía eléctrica inicial de estas comunidades representa para el Sistema Eléctrico Nacional, una capacidad no satisfecha del orden de 36MW y más de 162 MWh–año de energía no satisfecha.

Tal como se indicó en el apartado anterior entre los departamentos que registran el mayor número de usuarios con demanda de energía no satisfecha, se encuentran los departamentos de Alta Verapaz, Peten, Baja Verapaz, Quiché e Izabal, de los cuales Alta Verapaz, Petén y Quiché son los departamentos que presentan los índices de electrificación más bajos y mayor oportunidad de llevar el suministro de electricidad.

Gráfico 81. Solicitudes de Electrificación a comunidades por Departamento <sup>48</sup>



La gráfica siguiente presenta en un mapa la ubicación de las comunidades no electrificadas que han solicitado acceso a los planes de electrificación, así como la topología de las redes de distribución de DEOCSA y DEORSA, pudiéndose observar que varias comunidades se encuentran alejadas de las redes de distribución.



### 4.3.2 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La energía no suministrada representa parte de la demanda de electricidad que una red no es capaz de abastecer:

- i. Por una condición anormal en su operación y desempeño.
- ii. Por un suministro de electricidad que tiene estándares de calidad, confiabilidad, seguridad y desempeño por debajo de los definidos por la CNEE en las NTCSTS y NTSD, en cuyo caso se trata de una demanda de energía restringida.

La energía no suministrada se ha considerado como premisa para elaboración del presente Plan, debido a que está directamente relacionada con los índices de confiabilidad de los sistemas y con los índices de calidad de suministro. Naturalmente, el sistema de distribución del SNI tiene mayor impacto en la energía no suministrada, debido a que generalmente su diseño inicial constituye redes radiales.

## 4.4 Índices de calidad del suministro de energía eléctrica.

Los índices de calidad del suministro de energía eléctrica<sup>50</sup> por municipio se presentan en la gráfica siguiente, la cual muestra los mapas con los índices de Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) para áreas urbanas y rurales.

Al relacionar la cantidad de interrupciones de suministro por municipio con los índices de electrificación mostrados anteriormente, en la mayoría de los casos, los municipios con bajos índices de calidad de suministro, coinciden con aquellos en los cuales se tiene un menor índice de cobertura de electrificación, no obstante también se demuestra que existen municipios con índices de electrificación mayores del 80%, que tiene redes de distribución muy extensas y que tienen índices de calidad desfavorables.

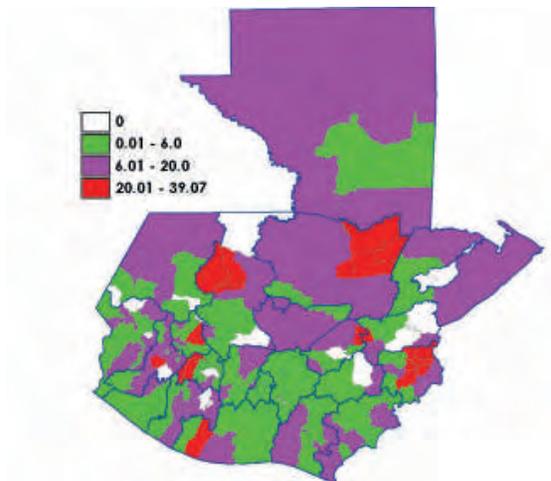
---

50 Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD– establecen los indicadores de calidad que la CNEE fiscaliza.

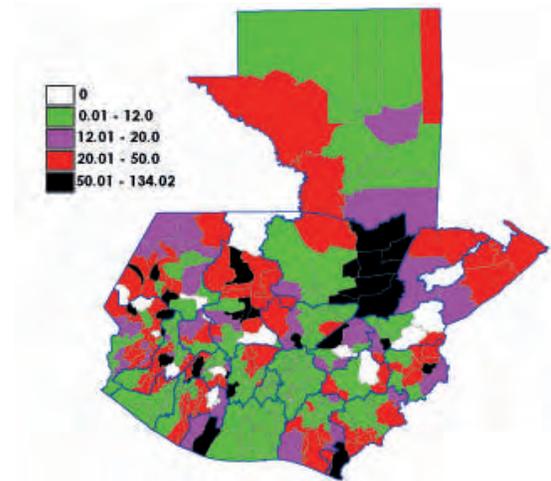
51 Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica

52 Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Gráfico 83. Indicadores de Calidad en Zonas Urbanas por municipio<sup>51</sup>

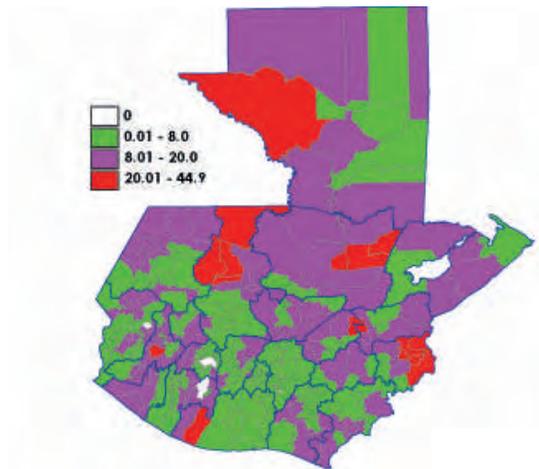


Frecuencia de Interrupción por Usuario –FIU–,  
Cantidad de Interrupciones promedio por Municipio

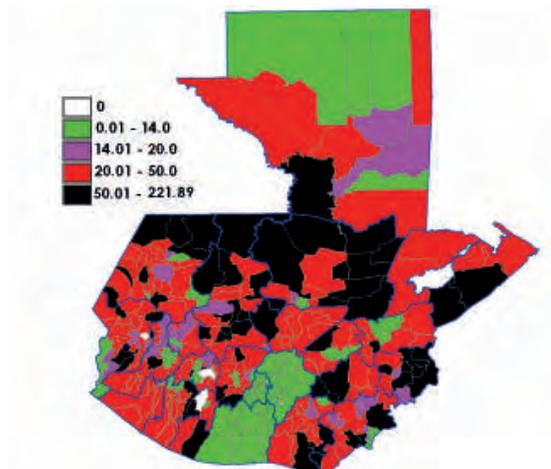


Tiempo de Interrupción por Usuario –TIU–  
Horas promedio por Municipio

Gráfico 84. Indicadores de Calidad en Zonas Rurales por municipio<sup>52</sup>



Frecuencia de Interrupción por Usuario –FIU–,  
Cantidad de Interrupciones promedio por Municipio



Tiempo de Interrupción por Usuario –TIU–  
Horas promedio por Municipio

También es importante resaltar que en algunos municipios, principalmente los ubicados en el occidente y el norte del país, que las necesidades de electrificación han sido en parte cubiertas por medio de la extensión de las redes de distribución, las cuales han crecido de tal manera que en la actualidad la infraestructura tiene dimensiones, en cuanto a su longitud, similares a las de las redes transmisión, situación que impacta directamente en los índices de calidad del suministro de energía eléctrica.

Un claro ejemplo de esta situación lo representa el departamento de Huehuetenango en el cual a pesar que el índice de electrificación es superior al 85%, más del 50% de los usuarios presentan índices de calidad de suministro de energía eléctrica inferiores a los estándares de calidad definidos en la NTSD.

### METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL FIU Y EL TIU

La metodología de cálculo del FIU y el TIU, está establecida en los artículos 55 y 56 de la Resolución CNEE 09–99 (NTSD) y sus metodologías, la cual indica que la Calidad del Servicio Técnico será evaluada, entre otros indicadores, mediante los índices globales FIU y TIU.

#### FIU:

De acuerdo a lo establecido en las NTSD, el índice FIU se calcula como la sumatoria del número de interrupciones por cada usuario, estableciéndose en la misma normativa que las tolerancias para las interrupciones presentadas en el siguiente cuadro:

Clasificación de Usuarios	Urbano	Rural
Baja tensión	6	8
Media tensión	4	6
Alta tensión	3	3

#### TIU:

De acuerdo a lo establecido en las NTSD, el índice TIU se calcula como la sumatoria del tiempo en horas de cada una de las interrupciones por usuario y de acuerdo a la misma normativa, tiene las tolerancias especificadas en el siguiente cuadro:

Clasificación de Usuarios	Urbano	Rural
Baja tensión	12	14
Media tensión	8	10
Alta tensión	6	6

#### 4.5 Encuesta de Calidad.

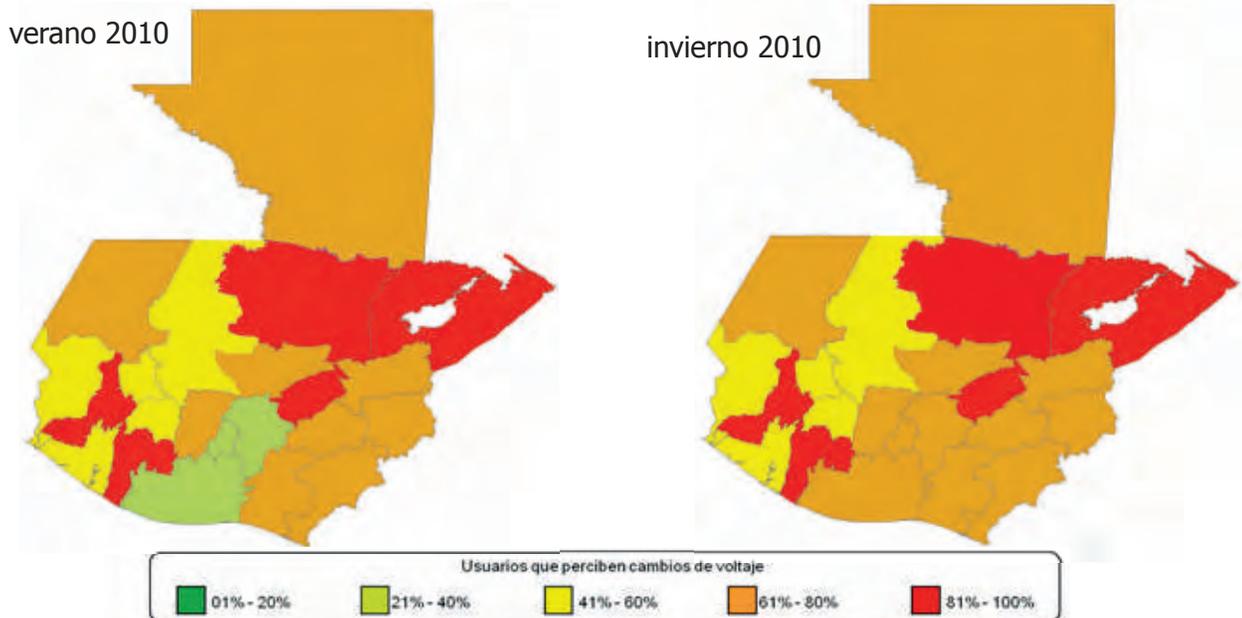
Otra premisa adoptada para la elaboración del PET 2012–2021, es tomar en cuenta los resultados de la Encuesta de Calidad<sup>53</sup>, que constituye un instrumento estadístico por medio del cual la CNEE obtiene de manera cualitativa y cuantitativa la manera en la que los usuarios perciben el servicio de energía eléctrica.

La encuesta de calidad realiza una medición de los siguientes:

- La percepción de los usuarios ante variaciones en el voltaje, y
- La percepción de los usuarios frente a interrupciones del servicio de energía eléctrica.

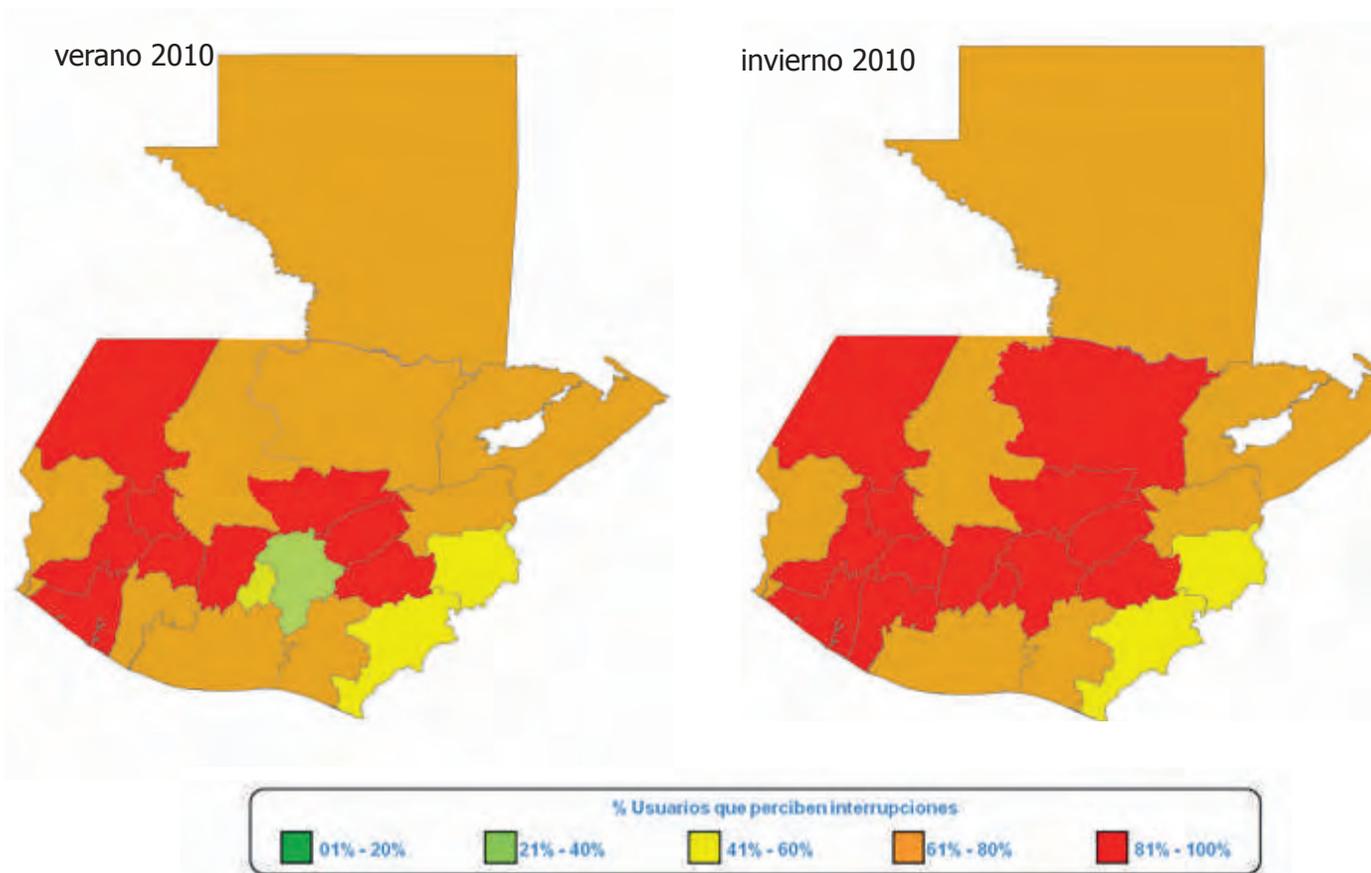
En las gráficas siguientes se muestran los resultados cuantitativos que miden el nivel de satisfacción de los usuarios en relación a los aspectos anteriormente mencionados. En ambos casos, se puede observar que hay una tendencia que evidencia que los usuarios ubicados en los departamentos con menores índices de calidad de suministro, presentan los mayores porcentajes percepción de variaciones de voltaje e interrupciones del suministro de energía eléctrica. También es importante observar que el cambio de estacionalidad no afecta significativamente la percepción de los usuarios ante variaciones de voltaje, aunque sí afecta la percepción de los usuarios ante interrupciones en el suministro de energía eléctrica, esto se debe primordialmente en unos casos a la vulnerabilidad de las redes de transmisión y en otros a la falta de las mismas.

Gráfico 85. Percepción de los usuarios por departamento sobre los cambios de voltaje<sup>54</sup>



53 La Encuesta de Calidad establecida en el Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.  
54 Fuente: Encuesta de Calidad año 2010, CNEE

Gráfico 86. Percepción de los Usuarios por departamento sobre las interrupciones del suministro<sup>55</sup>



Finalmente, al relacionarse los datos de la encuesta de calidad con los índices de electrificación, en la mayoría de los casos, los departamentos en los cuales los usuarios perciben variaciones de voltaje e interrupciones en el servicio de energía eléctrica, son aquellos en los cuales se tiene un menor índice de cobertura de electrificación.

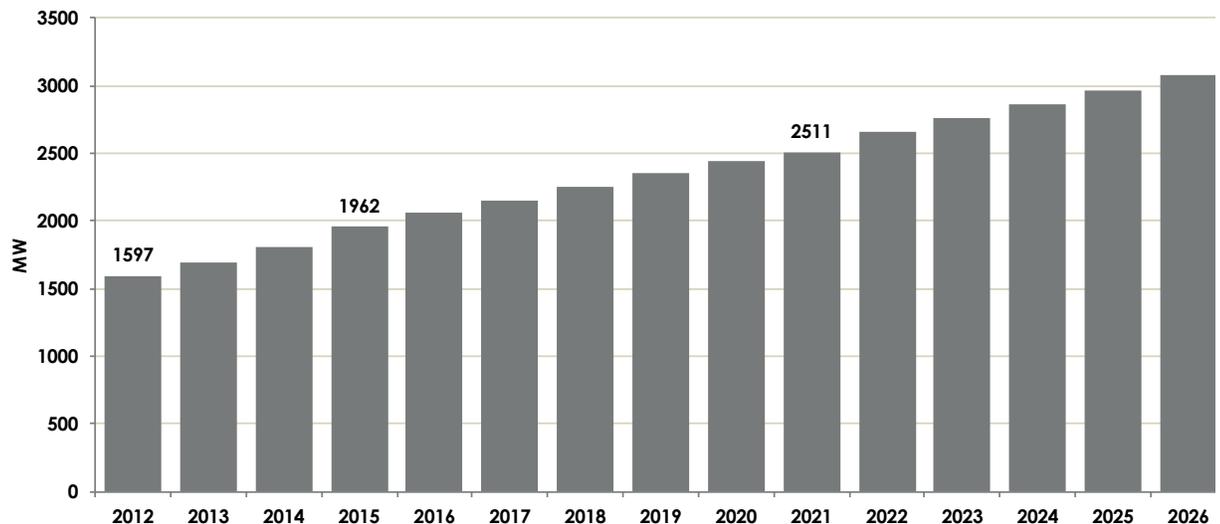
#### 4.6 Descripción de las premisas del Plan

Para la realización de los análisis relativos al PET 2012–2021, se consideró el escenario de crecimiento alto de las proyecciones de la demanda de potencia y energía del SNI, tomando como año base el año 2012, en el cual se estima una demanda máxima de 1596MW.

Los estudios eléctricos consideran el análisis dentro del período 2012–2021 en tres años representativos, teniendo al año 2012 como año base, el año 2015 como año intermedio y el año 2021 como año final. En el gráfico siguiente se muestra la proyección de crecimiento de la demanda de potencia considerado en los análisis.

Por otro lado, para el despacho en el SNI en cada uno de los escenarios de estudio comprendidos en los análisis, se consideró el cronograma de entrada de plantas de generación del escenario 7<sup>56</sup> del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2012–2026 –PEG-2012-2026–. De igual manera, se consideran para los análisis de red, la entrada de las obras de transmisión en construcción conforme lo establecido en el PET-2008-2018.

Gráfico 87. Proyección de la demanda de potencia del SNI en MW para el período 2012–2026

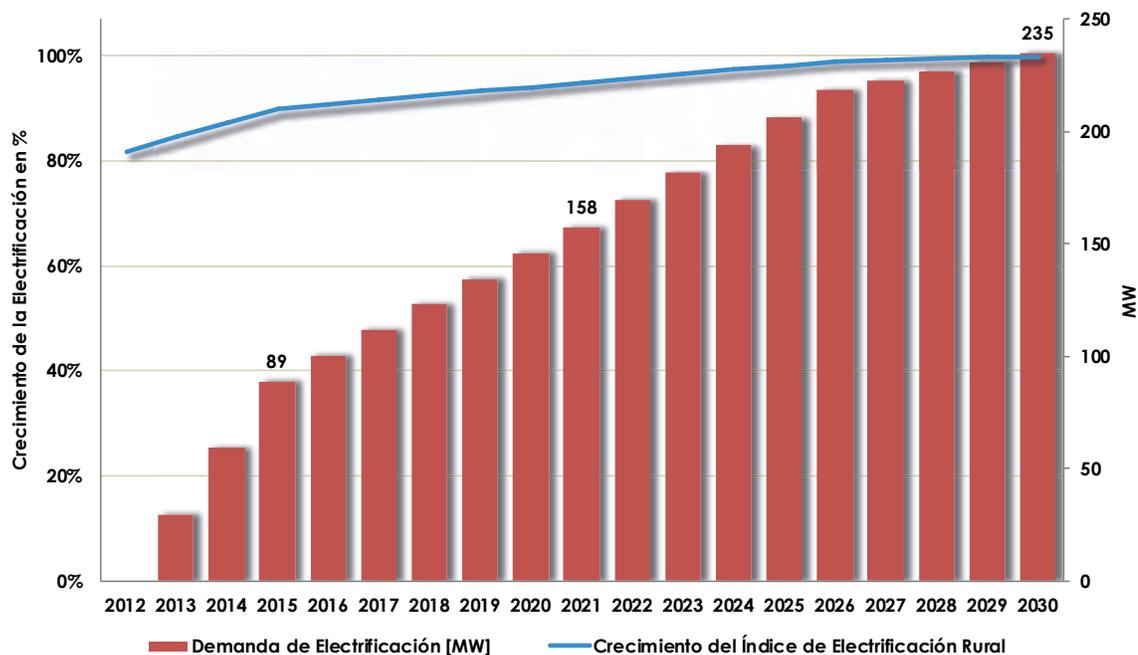


55 Fuente: Encuesta de Calidad año 2010, CNEE

56 Fuente: Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2012-2026

A continuación se muestra la relación entre el crecimiento que se proyecta como meta para del índice de electrificación y el aumento de la demanda que corresponde a dicho crecimiento. Se muestra la relación entre el crecimiento del índice de electrificación y la cantidad de nuevos usuarios a conectar.

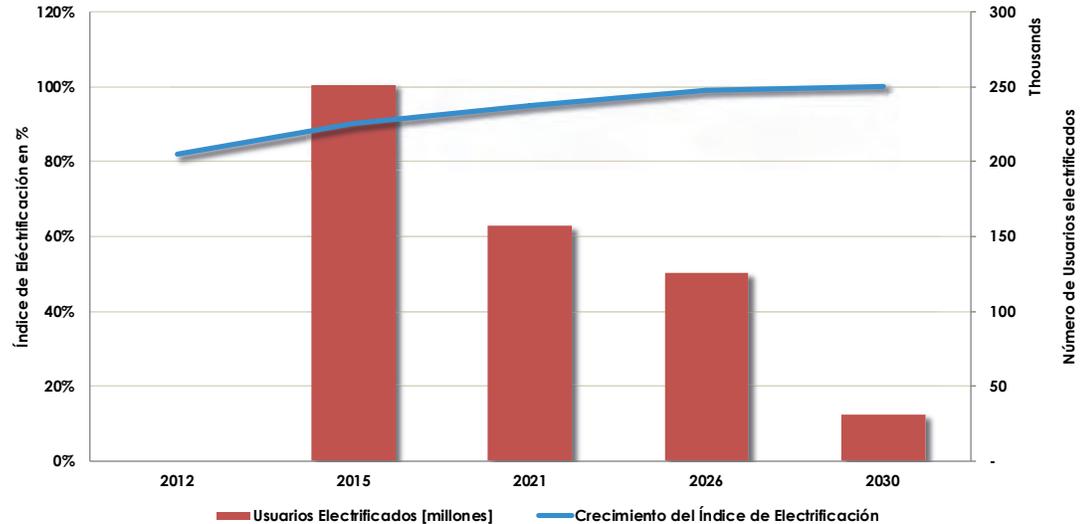
Gráfico 88. Crecimiento del índice de electrificación contra la Demanda por electrificación



De acuerdo con las metas de electrificación planteadas, hacia el año 2015 el índice de electrificación se pretende aumentar del 82.7% al 90%, para lo cual se requiere la conexión a la red del SNI de alrededor de 250mil nuevos usuarios, los cuales representarán para el Sistema Eléctrico Nacional<sup>57</sup> –SEN– una demanda de estimada 89MW, para lo cual se muestra la relación entre el crecimiento del índice de electrificación y la cantidad de nuevos usuarios conectados en la siguiente gráfica.



Gráfico 89. Evolución de la Electrificación por Usuarios

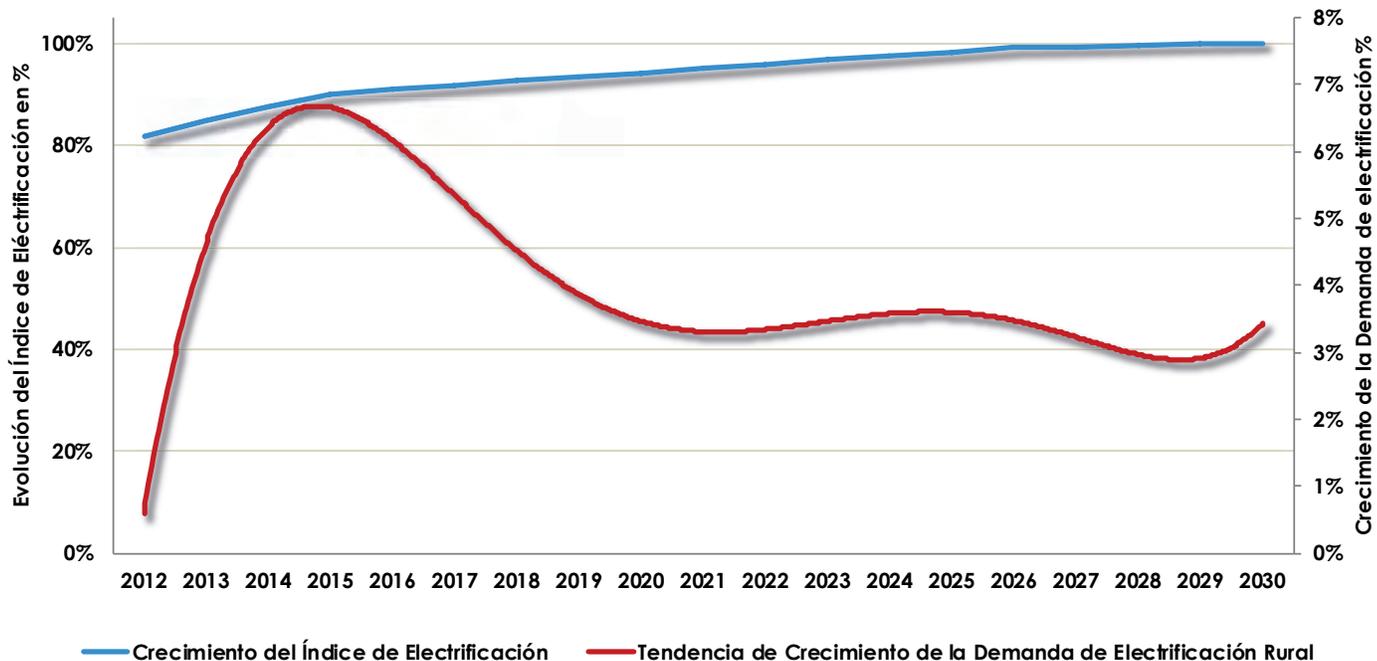


Hacia el año 2021, con la conexión de aproximadamente 160mil nuevos usuarios, el índice de electrificación aumentaría del 90% al 95%, lo que significará para el Sistema Eléctrico Nacional una demanda estimada de 69MW adicionales.

Se estima que para alcanzar un índice de electrificación muy cercano al 100%, se requerirá de la conexión de aproximadamente unos 160mil nuevos usuarios adicionales, lo que representará para el SNI una demanda de estimada de 77MW adicionales a la meta establecida para el año 2021.

Se muestra en el gráfico siguiente la relación entre el ritmo de crecimiento proyectado de la electrificación y el ritmo de crecimiento previsto para el Plan de la demanda de los nuevos usuarios electrificados a través del tiempo, se estima que entre el año 2012 y el año 2016, la demanda de estos nuevos usuarios crezca a un ritmo anual constante superior al 7% anual.

Gráfico 90. Ritmo de Crecimiento de la Electrificación y aumento de la Demanda

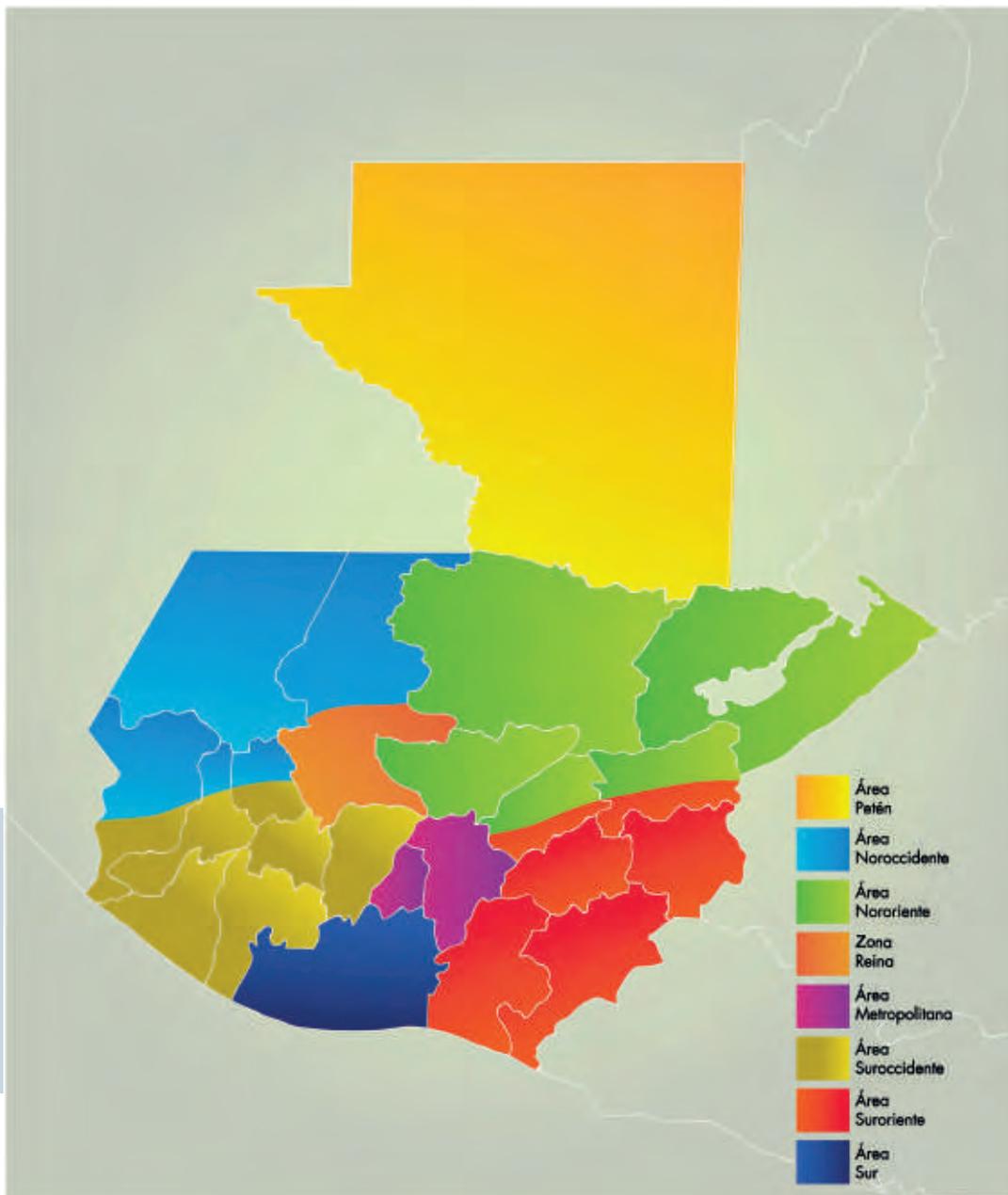


#### 4.7 Áreas geográficas de influencia

El PET 2012–2021 identifica ocho áreas geográficas que abarcan todo el territorio nacional, que se enumeran a continuación y están identificadas en el mapa siguiente:

- |                      |                       |
|----------------------|-----------------------|
| a) Área Zona Reina   | e) Área Metropolitana |
| b) Área Noroccidente | f) Área Suroriente    |
| c) Área Suroccidente | g) Área Nororiente    |
| d) Área Sur          | h) Área Petén         |

Gráfico 91. Áreas geográficas del PET 2012–2021



## 4.8 Análisis de mediano y largo plazo

El análisis de las obras del PET 2012–2021, considera la evaluación técnica y económica de las obras de transmisión candidatas que integran cada una de las alternativas de expansión en cada una de las áreas geográficas de influencia del SNI.

### ANÁLISIS DE EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS OBRAS DEL PET 2012–2021.

#### ANÁLISIS TÉCNICO

El análisis técnico de las obras de transmisión candidatas, se basa en estudios eléctricos de confiabilidad, y flujo de carga, cuales se utilizan para evaluar los criterios de seguridad operativa por medio de los cuales se evalúan las condiciones de operación y desempeño de cada una de las alternativas de expansión de red en cada área geográfica de influencia.

#### ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el análisis económico se utiliza una herramienta de planificación de redes denominado OPTNET que resuelve un problema de programación lineal entera mixta cuya función objetivo consiste en minimizar el costo de expansión de la red del sistema (líneas de transmisión y transformadores) para el mediano y largo plazos así como los costos de confiabilidad de suministro tomando en cuenta el criterio de seguridad operativa N–1. Adicionalmente al modelo se ingresan los costos de inversiones de las obras de transmisión, los cuales fueron calculados tomando como referencia los costos de las unidades de propiedad estándar que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica utiliza para el establecimiento del Costo Anual de Transporte.

El modelo OPTNET representa la red de transmisión a través de las ecuaciones linealizadas de flujo de carga y límites de los circuitos. La demanda se modela por bloques de la curva de carga, mientras que se pueden representar diferentes escenarios de despachos para los generadores considerando incertidumbre hidrológica.

El algoritmo del OPTNET elige entre la opción de construir las obras de transmisión candidatas o acumular ENS de acuerdo con los cargos de confiabilidad considerados en el problema.

# 5 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

## 5.1 Área Zona Reina

Para la definición de las obras de transmisión fue necesario relacionar, como premisa de decisión, los indicadores por municipio o área de influencia que se muestran a continuación en la Tabla:

Tabla 32. Indicadores para el Área Zona Reina

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSION SEGUN LAS NTSD EN HORAS
Chajúl	20.60%	50 - 134 50 - 221	12 14
Chicamán	20.67%	20 - 50 50 - 221	12 14
San Juan Cotzal	36.50%	20 - 50 20 - 50	12 14
Uspantán	37.20%	20 - 50 20 - 50	12 14
Municipios aledaños	82.81%	HASTA 134 HASTA 221	12 14

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
Chajúl	20.01-39.07 20.01-44.90	8 6	61%-80%	6,839
Chicamán	6.01-20.00 8.01-20.00	8 6	61%-80%	4,110
San Juan Cotzal	6.01-20.00 8.01-20.00	8 6	61%-80%	2,728
Uspantán	6.01-20.00 8.01-20.00	8 6	61%-80%	5,790
Municipios aledaños	HASTA 6.00 HASTA 44.90	8 6	61%-80%	6,234

En esta zona no existe la infraestructura eléctrica necesaria para abordar la conexión de nuevos usuarios, y también tal como se puede observar en los municipios mencionados, tienen un servicio con una calidad por debajo de los estándares fijados en las NTSD y entre el 61% y el 80% de dichos usuarios perciben interrupciones del mismo. Adicionalmente, se establece que se necesitaría conectar alrededor de 25,000 nuevos usuarios para llegar a un índice de 90% de electrificación en el área de influencia, la cual es la que tiene la mayor concentración de demanda no satisfecha. Para la definición de las obras de transmisión se busca que electrificar a los nuevos usuarios y proveer junto a los usuarios conectados actualmente, un servicio que posea la calidad dentro de los estándares fijados en las NTSD.

En vista de lo anterior y tomando en cuenta que los municipios Chajúl, Chicamán, San Juan Cotzal y Uspantán, que pertenecen a la denominada Zona Reina, presentan bajos índices de electrificación y una calidad del servicio por debajo de los estándares, se plantea ampliar la cobertura de la electrificación de las comunidades localizadas en el área de influencia estos municipios mediante la construcción de lo siguiente:

- a. Ampliar la Subestación de maniobras denominada Uspantán 230kV, en construcción conforme al PET 2008–2018, para instalar transformación 230/69kV de 150MVA.
- b. Construcción de una nueva línea de transmisión en 69kV entre la ampliación de la Subestación de maniobras denominada Uspantán 230kV y la nueva subestación en Chicamán 69kV.
- c. Construcción de una nueva línea de transmisión en 69kV entre la ampliación indicada en subestación Uspantán 230/69kV y la nueva subestación en Sacapulas 69kV.
- d. Construcción de las nuevas subestaciones en Chicamán y en Sacapulas para permitir el desarrollo de las redes de distribución desde estos puntos, con las siguientes cargas:

Tabla 33. Nuevas Subestación y su demanda en el área de la zona reina

NUEVAS SUBESTACIONES	DEMANDA [MW] PARA EL AÑO 2012
Nueva Subestación en Chicamán	2.23
Nueva Subestación en Sacapulas	5.58





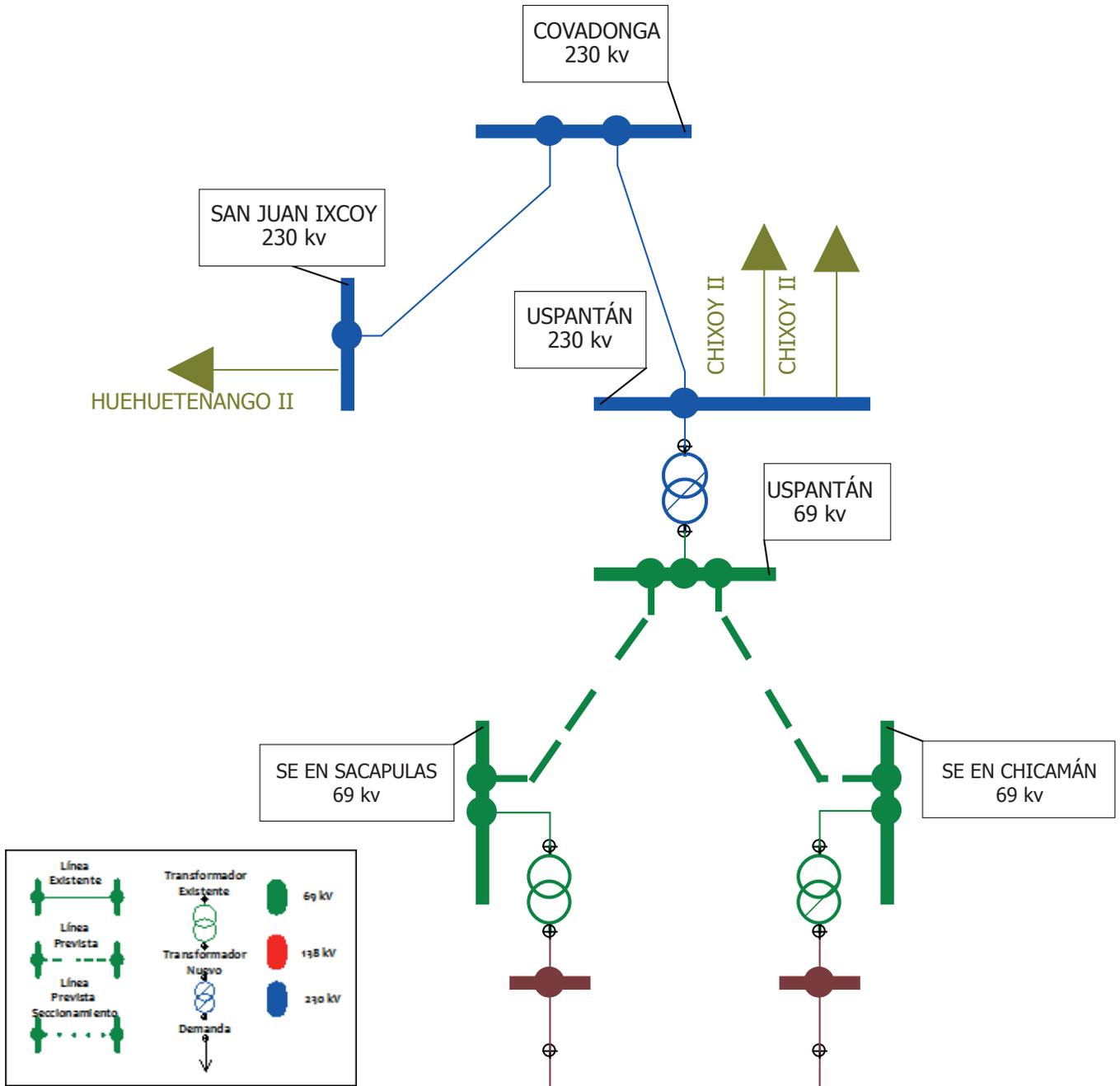
La implementación contribuirá con la electrificación de los municipios ubicados en la zona reina y municipios aledaños del departamento de El Quiché permitiendo en el mediano plazo la conexión al SNI de 7.81MW, de los cuales 5.58MW corresponden a la subestación Sacapulas 69/13.8kV y 2.23MW a la subestación Chicamán.

En el gráfico siguiente se muestra el diagrama unifilar de los proyectos pertenecientes a la Zona Reina del área noroccidente, en las siguientes tablas se muestran el detalle de las líneas de transmisión y subestaciones que conforman la expansión de la transmisión en la Zona Reina.

Tabla 34. Líneas de transmisión para la expansión sistema de la Zona Reina

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
DESDE	HASTA	VOLTAJE
Ampliación de la subestación Uspantán	Nueva subestación en Sacapulas	69
Ampliación de la subestación Uspantán	Nueva Subestación en Chicamán	69

Gráfico 92. Diagrama Unifilar de los proyectos de la Zona Reina



## 5.2 Área Noroccidente

Para la definición de las obras de transmisión fue necesario relacionar, como premisa de decisión, los indicadores que se muestran a continuación:

Tabla 35. Indicadores para municipios con un índice de electrificación menor a 90% del Departamento de Huehuetenango

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSION SEGUN LAS NTSD EN HORAS
Barillas	52.30%	20 - 50 50 - 221	12 14
Santiago Chimaltenango	68.60%	20 - 50 20 - 50	12 14
San Gaspar Ixchil	56.90%	HASTA 12 HASTA 14	12 14
San Idelfonso Ixtahuacán	68.60%	20 - 50 20 - 50	12 14
Resto de Municipios	89.47%	HASTA 50 HASTA 50	12 14

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
Barillas	6.01-20.00 8.01-20.00	8 6	81%-100%	5,767
Santiago Chimaltenango	6.01-20.00 HASTA 8.00	8 6	81%-100%	293
San Gaspar Ixchil	HASTA 6.00 HASTA 8.00	8 6	81%-100%	360
San Idelfonso Ixtahuacán	HASTA 6.00 HASTA 8.00	8 6	81%-100%	1,319
Resto de Municipios	HASTA -20.00 HASTA -20.00	8 6	81%-100%	893

Tabla 36. Indicadores para municipios con un índice de electrificación menor a 90% en el norte del Departamento de San Marcos

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSION SEGUN LAS NTSD EN HORAS
Ixchiguan	81.80%	20 - 50 20 - 50	12 14
San Pablo	84.90%	HASTA 12 20 - 50	12 14
Sibinal	78.40%	12 - 20 20 - 50	12 14
Sipacapa	44.40%	50 - 134 50 - 221	12 14
Resto de Municipios	89.64%	HASTA-134 HASTA-221	12 14

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
Ixchiguan	6.01-20.00 8.01-20.00	8 6	61%-80%	319
San Pablo	HASTA 6.00 HASTA 8.00	8 6	61%-80%	422
Sibinal	6.01-20.00 8.01-20.00	8 6	61%-80%	263
Sipacapa	6.01-20.00 HASTA 8.00	8 6	61%-80%	1,304
Resto de Municipios	HASTA -20.00 HASTA -20.00	8 6	61%-80%	280

Como se puede observar en los indicadores, los usuarios con servicio de electricidad, en algunos de los municipios dentro del área de influencia, tienen un servicio con una calidad por debajo de los estándares fijados en las NTSD y una gran cantidad de dichos usuarios perciben interrupciones del mismo. Adicionalmente, se establece que se necesitaría conectar casi 11,000 nuevos usuarios para llegar a un índice de 90% de electrificación en el área de influencia. Para la definición de las obras de transmisión se busca electrificar a los nuevos usuarios y proveerles junto a los usuarios conectados actualmente un servicio que posea la calidad dentro de los estándares fijados en las NTSD.

Como se indica anteriormente, la expansión del sistema en el área noroccidente considera tres alternativas, las cuales tienen por objeto principal ampliar la cobertura de la electrificación de las comunidades dentro del área de influencia del proyecto y el abastecimiento de la capacidad y energía no satisfecha, que requiere la construcción de nuevas subestaciones como nuevos puntos de demanda de acuerdo a lo mostrado en la Tabla siguiente:

Tabla 37. Nuevas Subestaciones y su demanda en el área noroccidente

Nuevas Subestaciones	Demanda [MW] para el año 2012
Nueva Subestación en Cuilco	3.19
Nueva Subestación en Cabricán	5.24
Nueva Subestación en Jacaltenango	6.19
Nueva Subestación en Camojá	5.57
Nueva Subestación en San Sebastián Coatán	4.10
Nueva Subestación en San Juan Ixcoy	3.00

Ampliación de la subestación de maniobras San Juan Ixcoy 230kV

A continuación se describen las alternativas de expansión en el área noroccidente y el respectivo análisis, que consideran la construcción de obras de transmisión desde puntos de alimentación en las subestaciones existentes siguientes:

- a) Subestación Barillas 69/13.8kV,
- b) Subestación San Juan Ixcoy 69/34.5kV,
- c) Subestación Ixtahuacán 69/13.8kV,
- d) Subestación Huehuetenango 138/69kV,
- e) Subestación Huehuetenango II 230/138kV
- f) Subestación Tejutla 69/13.8kV
- g) Subestación San Marcos 69/13.8kV

### 5.2.1 ALTERNATIVA 1: PROYECTOS CANDIDATOS DEL ÁREA NOROCCIDENTE EN 69KV

La alternativa 1 considera la expansión de la transmisión del área noroccidente del SNI en un nivel de tensión de 69kV. La cobertura para la electrificación del área noroccidente del SNI en 69kV, incluye las obras de transmisión contenidas en la siguiente Tabla:

Tabla 38. Líneas de trasmisión de 69kV para la expansión del área noroccidente

Desde	Hasta	Voltaje
Nueva subestación en San Marcos	San Marcos	69
Nueva subestación en San Marcos	Nueva Subestación en Cabricán	69
Nueva subestación en Cuilco	Tacaná	69
Nueva subestación en Cuilco	Ixtahuacán	69
Nueva subestación en Camojá	Ixtahuacán	69
Nueva subestación en Jacaltenango	Nueva subestación en Camojá	69
Nueva subestación en Jacaltenango	San Juan Ixcoy	69
Nueva subestación en Jacaltenango	Nueva subestación en San Sebastián Coatlán	69
Nueva subestación en San Sebastián Coatlán	Barillas	69
Playa Grande	Barillas	69
Ampliación de la subestación de maniobras San Juan Ixcoy 230kV		69



### 5.2.2 ALTERNATIVA 2: PROYECTOS CANDIDATOS DEL ÁREA NOROCCIDENTE EN 138KV

La alternativa 2 considera la expansión de la transmisión del área noroccidente del SNI a un nivel de tensión de 138kV. La cobertura para la electrificación del área noroccidente del SNI en 138kV, incluye las obras de transmisión contenidas en la siguiente Tabla.

Tabla 39. Líneas de transmisión de 138kV para la expansión del área noroccidente

Desde	Hasta	Voltaje
Nueva subestación en Cabricán	Pologuá	138
Nueva subestación en Cabricán	Tejutla	138
Huehuetenango	Tejutla	138
Nueva subestación en Cuilco	Tacaná	138
Nueva subestación en Cuilco	Ixtahuacán	138
Nueva subestación en Camojá	Ixtahuacán	138
Nueva Subestación en Jacaltenango	San Juan Ixcoy	138
Nueva subestación en Camojá	Nueva Subestación en Jacaltenango	138
Reconversión a 138kV la línea de transmisión Huehuetenango – San Ixcoy 69kV		138
Reconversión a 138kV de la línea de transmisión Tejutla - Tacaná		138
Ampliación a 138kV de la Subestación Tejutla 69kV		138
Ampliación a 138kV de la subestación San Juan Ixcoy 69kV		138

### 5.2.3 ALTERNATIVA 3: REFUERZO NUEVA SUBESTACIÓN EN SAN MARCOS 230/69KV

La subestación Huehuetenango II 230/138kV en construcción conforme al PET 2008–2018, constituye un punto de interconexión importante para el sistema, por cuanto contribuye con el aumento de la capacidad de transmisión entre las áreas occidente y sur del SNI. Esta alternativa plantea extender a partir de este punto la red de 230kV conforme lo siguiente:

- a) Construcción de una Subestación Nueva de 230/69kV 150MVA en San Marcos.
- b) Construcción de una línea de transmisión de 230kV entre las subestaciones Huehuetenango II 230/138kV y la nueva subestación en San Marcos 230/69kV.
- c) Construcción de la línea de transmisión entre la nueva subestación en San Marcos y la subestación existente San Marcos.

### 5.2.4 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DEL ÁREA NOROCCIDENTE

#### ALTERNATIVAS 1 Y 2

Por sus características técnicas, las alternativas 1 y 2 son excluyentes debido a que la primera es una opción de ampliación a nivel de voltaje en 69kV y la otra es una opción de ampliación a nivel de voltaje en 138kV, buscando ambas cumplir el objetivo de aumentar la cobertura de electrificación del área noroccidente. Aunque la alternativa 2 ofrece un mayor aumento de la capacidad de transmisión entre el área occidente y área sur del SNI respecto a la alternativa 1, además de mejorar los perfiles de tensión principalmente en la época seca, la implementación de la alternativa 1 presenta resultados en calidad, confiabilidad y seguridad del suministro similares pero con un menor costo de inversión, lo que se debe principalmente a que los niveles de carga con los cuales iniciarán operaciones las nuevas subestaciones en esta área, son relativamente bajos en comparación con los niveles de carga de las subestaciones existentes.

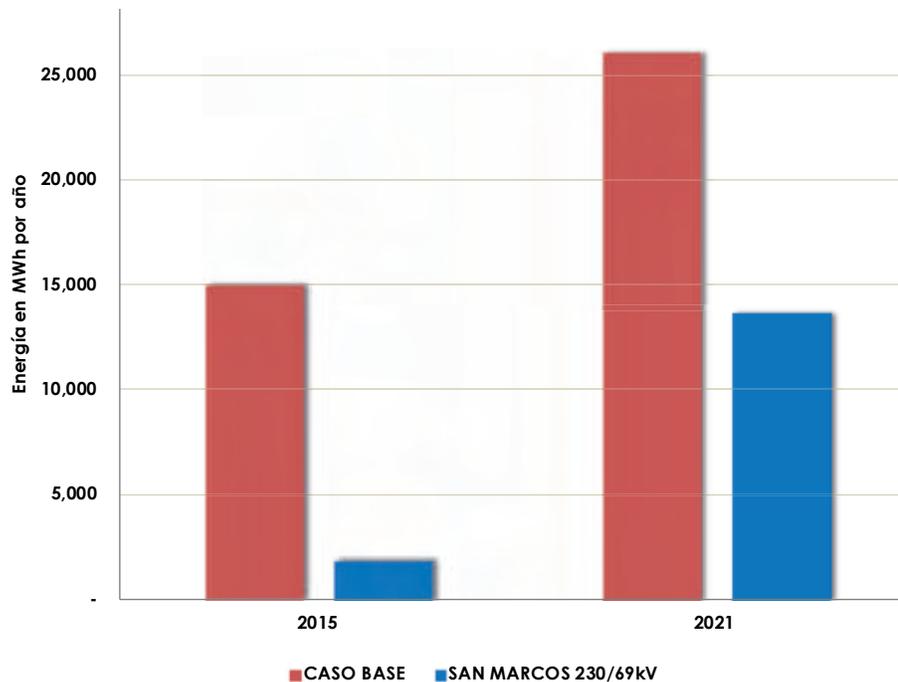
La alternativa 1 a su vez tiene una serie de variantes que consisten en la conformación de anillos de transmisión, los cuales podrían aumentar los niveles de confiabilidad de las redes, no obstante tal como se mencionó en el apartado anterior debido a que los niveles de carga del área son relativamente bajos en relación con los niveles de carga existentes, el costo de la confiabilidad de una red anillada en el área resulta ser superior a la variante de abastecimiento de la demanda usando redes radiales.

#### ALTERNATIVA 3

El análisis de confiabilidad realizado para la alternativa 3 muestra que a partir del año 2015, la entrada del proyecto de refuerzo con la nueva subestación en San Marcos 230/69kV, contribuye con la reducción de la ENS a medida que se incrementa la demanda de las áreas noroccidente y suroccidente del SNI.

Los resultados del análisis de confiabilidad mostrado en la siguiente gráfica, muestra que en el mejor de los casos, la implementación de la alternativa 3, resulta en un beneficio para las operaciones del SNI en su conjunto ya que reduce en promedio unos 12 GWh de ENS por año.

Gráfico 93. Comparación de la ENS por la implementación de la subestación San Marcos 230/69kV



## ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

La confiabilidad del suministro de energía eléctrica se refiere a la valoración del beneficio que resulta de las ampliaciones y mejoras en la red de transmisión cuando las mismas tienden a reducir y minimizar los cortes de energía eléctrica a los usuarios, o dicho de otra forma, darle valor a la interrupción del servicio de electricidad, mediante la ENS, a los usuarios por fallas en el sistema de transmisión.

Una red de transmisión puede operar en tantos estados como combinaciones de sus elementos susceptibles a fallar puedan existir. Cada estado de operación de la red tiene asociada una probabilidad de ocurrencia, así pues habrá estados operativos en un sistema que se registran más cantidad de veces en un año que otros, lo que significa que los mismos tienen entonces una probabilidad mayor de ocurrencia.

Para realizar los estudios de confiabilidad de este Plan, se modeló en detalle el SNI considerando las alternativas de expansión de red de cada área considerando la topología con la cual se opera el sistema de transmisión y las obras de transmisión contenidas en la PET 2008–2018.

Los estudios de confiabilidad consideran lo siguiente:

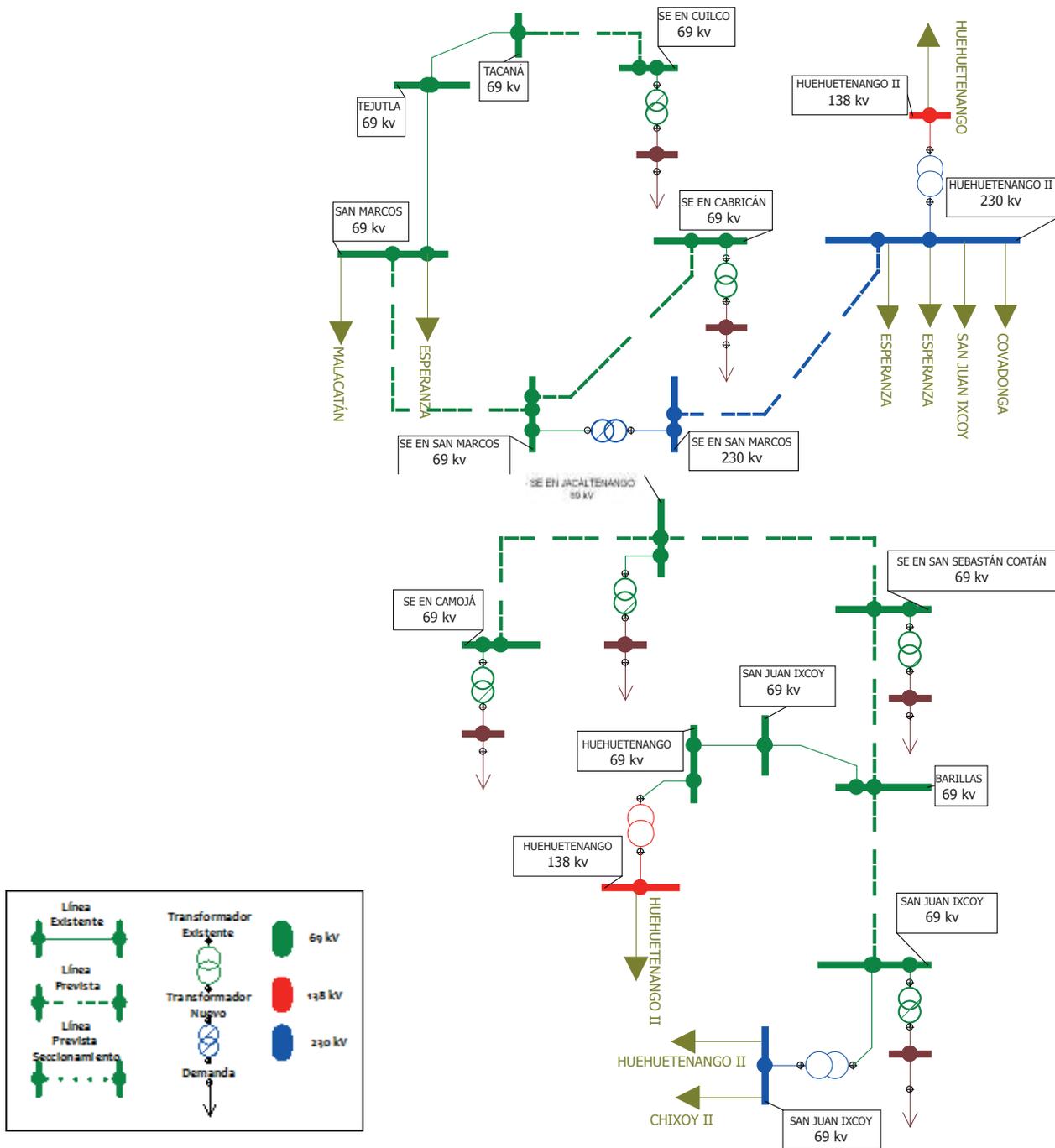
- a. Modelo eléctrico del sistema.
- b. Definición de la Topología incluyendo los elementos de protección de la red.
- c. Definición de los datos de confiabilidad de los elementos de red.

Premisas de los estudios de confiabilidad:

FLUJO DE CARGA		
1	Análisis estado del Sistema:	Flujo de Carga AC.
2	Duración del Suicheo Remoto (min):	10 min (Controlados Remotamente).
3	Método de Cálculo:	Newton Raphson Extendido.
4	Modelo de Falla a Considerar:	Falla Independientes simple, larga.
DESLASTRE DE CARGA		
1	Mínimo paso para deslastre de carga:	10%
2	Número Máx. Iteraciones Deslastre de Carga:	3
3	Deslastre de Carga Bajo Voltaje	Si
RED		
1	La confiabilidad se categorizo según los límites establecidos en las NTCSTS (según su nivel de tensión) según Las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) Resolución CNEE 50-1999 artículo 46 (Tolerancia de la Tasa de Indisponibilidad Forzada) y artículo 47 (Tolerancia de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada).	

En la gráfica siguiente se muestra un diagrama unifilar conteniendo las obras de transmisión que optimizan la expansión de las redes de transmisión en el largo plazo.

Gráfico 94. Diagrama Unifilar de los proyectos del área noroccidente



En las siguientes Tablas presentan un detalle de las líneas de transmisión y subestaciones relacionadas.

### Líneas de transmisión para la expansión del sistema Área Noroccidente

Desde	Hasta	Voltaje
Nueva subestación en San Marcos	Ampliación de la subestación Huehuetenango II	69
Nueva subestación en San Marcos	San Marcos	69
Nueva subestación en San Marcos	Nueva Subestación en Cabricán	69
Nueva subestación en Cuilco	Tacaná	69
Nueva subestación en Jacaltenango	Nueva subestación en Camojá	69
Nueva subestación en Jacaltenango	Nueva subestación en San Sebastián Coatán	69
Nueva subestación en San Sebastián Coatán	Barillas	69
Conexión de la subestación Barrillas a la ampliación de la subestación de maniobras San Juan Ixcoy (PET-2008-2018)		69

### 5.3 Área Suroccidente

Para la definición de las obras de transmisión fue necesario relacionar, como premisa de decisión, en resumen de indicadores que se muestran a continuación para los departamentos dentro del área de influencia:

Tabla 40. Indicadores para municipios con un índice de electrificación menor a 90% en el Departamento de Retalhuleu

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSION SEGUN LAS NTSD EN HORAS
San Andrés Villa Seca	66.70%	HASTA - 12.00 20.01 - 50.00	12 14
El Asintal	75.60%	20.01 - 50.00 20.01 - 50.00	12 14
Santa Cruz Muluá	69.10%	HASTA - 12.00 20.01 - 50.00	12 14
Resto de Municipios	89.89%	HASTA-50 HASTA-50	12 14

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
San Andrés Villa Seca	HASTA - 6 HASTA - 8	8 6	81%-100%	1,949
El Asintal	6 - 20 8 - 20	8 6	81%-100%	976
Santa Cruz Muluá	HASTA - 6 HASTA - 8	8 6	81%-100%	582
Resto de Municipios	HASTA - 20 HASTA - 20	8 6	81%-100%	52

Tabla 41. Indicadores para municipios con un índice de electrificación menor a 90% en el Departamento de Suchitepéquez

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSION SEGUN LAS NTSD EN HORAS
Chicacao	55.80%	20.01 - 50 50.01-221.9	12 14
Santo Domingo	71.30%	20.01 - 50 20.01 - 50	12 14
Santa Bárbara	59.20%	SIN DATOS SIN DATOS	12 14
Patulúl	73.90%	12.01 - 20 20.01 - 50	12 14
Resto de Municipios	85.25%	HASTA - 50 HASTA-221.8	

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
Chicacao	6 - 20 8 - 20	8 6	81%-100%	3,607
Santo Domingo	6 - 20 HASTA - 8	8 6	81%-100%	1,460
Santa Bárbara	SIN DATOS SIN DATOS	8 6	81%-100%	1,421
Patulúl	6 - 20 8 - 20	8 6	81%-100%	1,272
Resto de Municipios	HASTA - 20 HASTA - 20	8 6	81%-100%	3,489

Tabla 42. Indicadores para municipios con un índice de electrificación menor a 90% en el Departamento de Chimaltenango

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSION SEGUN LAS NTSD EN HORAS
Patzún	77.40%	HASTA -12.00 20.01 - 50.00	12 14
San Pedro Yepocapa	70.50%	HASTA-12.00 50.01-221.89	12 14
San Martin Jilotepeque	82.30%	20.01 - 50.00 20.01 - 50.00	12 14
Resto de Municipios	81.01%	HASTA-134.02 HASTA-221.89	12 14

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
Patzún	HASTA - 6 HASTA - 8	8 6	81%-100%	1,402
San Pedro Yepocapa	HASTA - 6 HASTA - 8	8 6	81%-100%	1,143
San Martin Jilotepeque	6 - 20 8 - 20	8 6	81%-100%	1,133
Resto de Municipios	HASTA - 20 HASTA - 20	8 6	81%-100%	3,853

Como se puede observar en los indicadores, los usuarios con servicio de electricidad, en algunos de los municipios dentro del área de influencia, tienen un servicio con una calidad por debajo de los estándares fijados en las NTSD en las áreas rurales y una gran cantidad de dichos usuarios perciben interrupciones del mismo. Adicionalmente, se establece que se necesitaría conectar casi 22,000 nuevos usuarios para llegar a un índice de 90% de electrificación en el área de influencia, al ser las áreas motivo del estudio densamente pobladas. Para la definición de las obras de transmisión se busca electrificar a los nuevos usuarios y proveer a los usuarios conectados y los nuevos usuarios a conectar un servicio que posea la calidad dentro de los estándares fijados en las NTSD.

Es necesario mencionar que los municipios en el departamento de Chimaltenango<sup>59</sup> se pueden subdividir en la zona de crecimiento industrial, agro-productivo o agro-ecoturístico, y en la zona denominada Boca-Costa el cual se cuenta menor infraestructura y servicios sumando a que también existen sectores en los cuales todavía existe demanda no satisfecha. La zona de crecimiento industrial necesita refuerzos y ampliaciones para atender el aumento de la demanda.

La expansión del sistema de transmisión en el área suroccidente del SNI considera cuatro alternativas, dos de las cuales contienen proyectos electrificación para abastecer la capacidad y energía no satisfecha en nuevas subestaciones como puntos de demanda indicados en la siguiente Tabla y las dos restantes constituyen proyectos de refuerzo de la red en el área.

Para el aumento de la cobertura de electricidad, se considera que es necesario construir las siguientes nuevas subestaciones como nuevos puntos de demanda en el área de influencia:

Tabla 43. Puntos de demanda del área suroccidente

NUEVAS SUBESTACIONES	DEMANDA [MW] PARA EL AÑO 2012
Nueva Subestación en Santa Fé	3.58
Nueva Subestación en Coatepeque	8.33
Nueva Subestación en San Rafael Pié de la Cuesta	3.84
Nueva Subestación en Santo Tomás la Unión	2.23
Nueva Subestación en Mazatenango	10.05
Nueva Subestación en Alaska	2.10
Nueva Subestación en Salcajá	3.60
Nueva Subestación en Los Encuentros	4.54
Nueva Subestación en Santa Lucia la Reforma	3.07

A continuación se presenta una descripción de las alternativas de expansión así como un análisis de las mismas.

### 5.3.1 ALTERNATIVA 1: PROYECTOS CANDIDATOS DEL ÁREA SUROCCIDENTE EN 69KV

La alternativa 1 está constituida por proyectos candidatos que tienen como objetivo la ampliación de la cobertura de electrificación del área suroccidente del SNI, para lo cual se plantean los proyectos candidatos siguientes:

Tabla 44. Líneas de transmisión de 69kV para la expansión del área suroccidente

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Desde	Hasta	Voltaje
Nueva subestación en San Rafael Pié de la Cuesta	Ampliación de la Subestación El Porvenir	69
Nueva subestación en Coatepeque	San Marcos	69
Nueva subestación en Coatepeque	Coatepeque	69
Nueva subestación en Coatepeque	Nueva subestación en Santo Tomás la Unión	69
Nueva subestación en Santa Fé	Coatepeque	69
Nueva subestación en Mazatenango	Mazatenango	69
Nueva subestación en Santo Tomás la Unión	Chicacao	69
Nueva subestación en Santo Tomás la Unión	Nueva subestación en Mazatenango	69
Nueva subestación en Santa Lucia la Reforma	Quiché	69
Champerico	La Máquina	69
La Máquina	La Noria	69

Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión existente San Marcos– Malacatán 69kV para conectar a la nueva subestación en San Rafael Pié de la Cuesta

Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión existente Brillantes – Champerico 69kV para conectar a la Subestación existente Retalhuleu

Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión existente Xela – Alaska 69kV para conectar a la nueva subestación en Salcajá

Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión Sololá – Quiché 69kV para conectar a la nueva subestación en Los Encuentros

### 5.3.2 ALTERNATIVA 2: PROYECTOS CANDIDATOS DEL ÁREA SUROCCIDENTE EN 138KV

La alternativa 2 está constituida por proyectos candidatos que tienen como objetivo la ampliación de las redes de transmisión para la cobertura de electrificación del área suroccidente del SNI en 138kV. La siguiente tabla presenta los proyectos candidatos pertenecientes al área suroccidente.

Tabla 45. Líneas de transmisión de 138kV para la expansión del área suroccidente

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN NUEVAS Y OBRAS DE TRANSMISIÓN ADICIONALES	
Reconversión a 138kV la línea de transmisión Los Brillantes – San Felipe 69kV	138
Reconversión a 138kV la línea de transmisión Santa María – San Felipe 69kV	138
Reconversión a 138kV la línea de transmisión Santa María – Zunil 69kV	138
Reconversión a 138kV la línea de transmisión La Esperanza – Zunil 69kV	138
Reconversión a 138kV la línea de transmisión La Esperanza - Xela 69kV	138
Reconversión a 138kV la línea de transmisión Alaska - Sololá 69kV	138
Reconversión a 138kV la línea de transmisión Sololá - Patzún 69kV	138
Reconversión a 138kV la línea de transmisión Patzún - Chimaltenango 69kV	138
Reconversión a 138kV la línea de transmisión Chimaltenango - San Juan Gascon 69kV	138
Reconversión a 138kV la línea de transmisión San Juan Gascon - Guatemala Sur 69kV	138

### 5.3.3 ALTERNATIVA 3: REFUERZO SUBESTACIÓN SANTA MARÍA 230/69KV

El proyecto de refuerzo y ampliación de la Subestación Santa María consiste en:

- a. Construcción de una subestación de 230/69kV 150MVA.
- b. Seccionamiento y adecuación de la línea de transmisión existente La Esperanza – Los Brillantes 230kV para conectar la nueva subestación en Santa María 230/69kV.

### 5.3.4 ALTERNATIVA 4: PROYECTO CORREDOR CENTRO – OCCIDENTE

Este proyecto considera el crecimiento que ha experimentado en los últimos años la demanda instalada en las cercanías del departamento de Chimaltenango, por lo que se plantea una alternativa de ampliación capacidad de transmisión entre las áreas occidente y centro del SNI, la cual considera las siguientes variantes:

- Variante 1: Corredor en 138kV  
Esta variante consiste en la reconversión de 69kV a 138kV de la línea de transmisión existente GuateSur–Chimaltenango–Patzún–Sololá–Alaska–Xela–La Esperanza 69kV. Dicha reconversión tiene implícito por un lado sustitución de los transformadores cuyo voltaje primario es de 69kV en Sololá, Chimaltenango y Patzún, la construcción de una nueva subestación Salcajá y la ampliación de la subestación Alaska en 138kV y la instalación de transformadores con un nivel de voltaje primario de 138kV con los cuales abastece la demanda prevista en dichos puntos.

- Variante 2: Refuerzo Subestación Chimaltenango 230/69kV  
Esta variante considera el refuerzo de la Subestación Chimaltenango conforme lo siguiente:

- Construcción de una subestación de 230/69kV 150MVA.
- Seccionamiento y adecuación de la de la línea de transmisión en construcción Las Cruces – Sololá 230kV para conectar la nueva subestación en Chimaltenango 230/69kV.

### 5.3.5 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DEL ÁREA SUROCCIDENTE

El análisis económico de la alternativa 1 y 2, demuestra que para lograr el abastecimiento de los puntos de demanda, minimizando el costo de inversión y de esa manera aumentar la cobertura de electricidad en el área de influencia, es necesaria la construcción de los siguientes proyectos:

Tabla 46. Líneas de transmisión de 69kV que optimizan la expansión del área suroccidente

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Desde	Hasta	Voltaje
Nueva subestación en Coatepeque	Coatepeque	69
Nueva subestación en Santa Fé	Coatepeque	69
Nueva subestación en Mazatenango	Mazatenango	69
Nueva subestación en Santo Tomás la Unión	Nueva subestación en Mazatenango	69
Nueva subestación en Santa Lucia la Reforma	Quiché	69

Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión existente San Marcos– Malacatán 69kV para conectar a la nueva subestación en San Rafael Pié de la Cuesta.

Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión existente Xela – Alaska 69kV para conectar a la nueva subestación en Salcajá

Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión Sololá – Quiché 69kV para conectar a la nueva subestación en Los Encuentros

Al realizar un análisis de confiabilidad de la alternativa 3 muestra a partir de la entrada del proyecto de refuerzo Santa María 230/69kV, contribuye con la reducción de la ENS además de lo anterior esta nueva subestación representa un nuevo refuerzo en las cercanías de las subestaciones Esperanza y Los Brillantes lo cual ayudara a la evacuación de la generación cercana a estas subestaciones.

Del mismo modo se considera necesario implementar una adecuación a la obra contenida en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008–2018 al seccionar la línea Las Cruces – Sololá que está construyendo actualmente, esta nueva modificación implementaría un punto fuerte en el área de Chimaltenango al conectar la red de 69 kV existente a la red de 230 kV que se diseñó en el dicho plan, además de lo anterior el proyecto contribuye con la reducción de la ENS tal como se puede observar en las graficas siguientes.

Gráfico 95. Comparación de la ENS por la implementación de la subestación Santa María 230/69kV

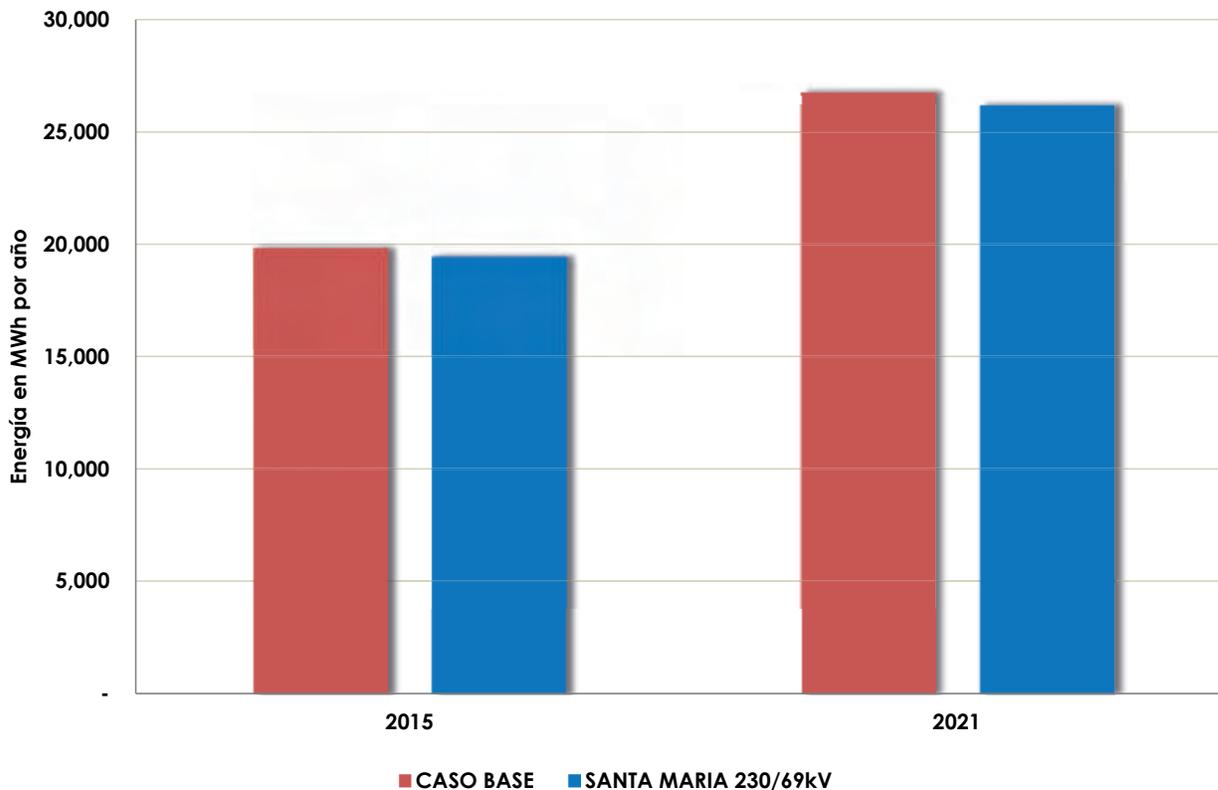
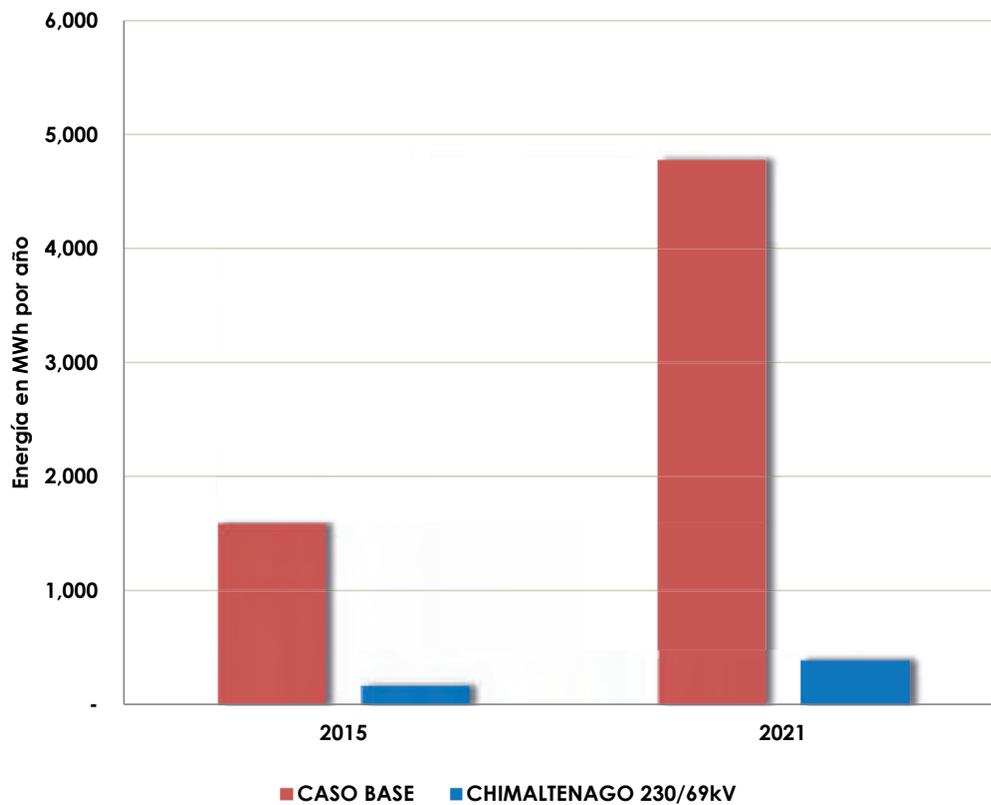
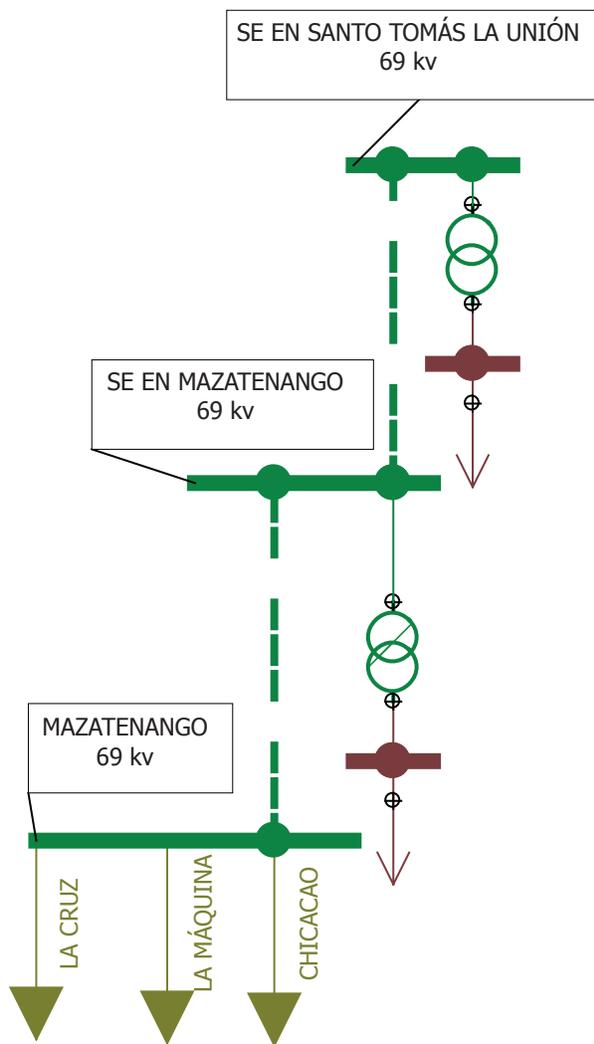


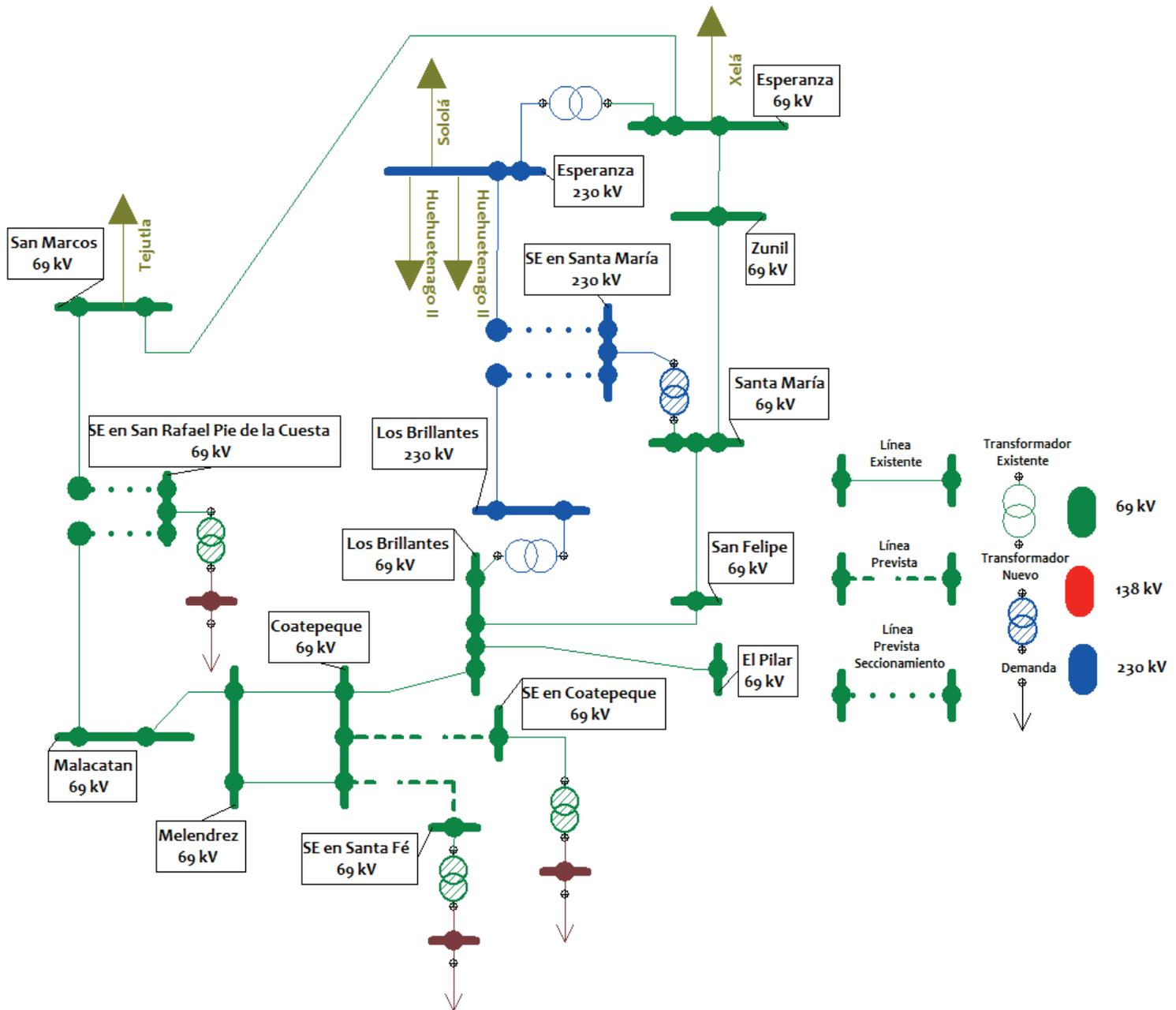
Gráfico 96. Comparación de la ENS por la implementación de la subestación Chimaltenango 230/69kV



Los siguientes gráficos muestran los diagramas unifilares de las obras de transmisión que constituyen las alternativas y variantes que optimizan la expansión de las redes de transmisión del área suroccidente del SNI.

Gráfico 97. Diagrama Unifilar de los proyectos del área suroccidente





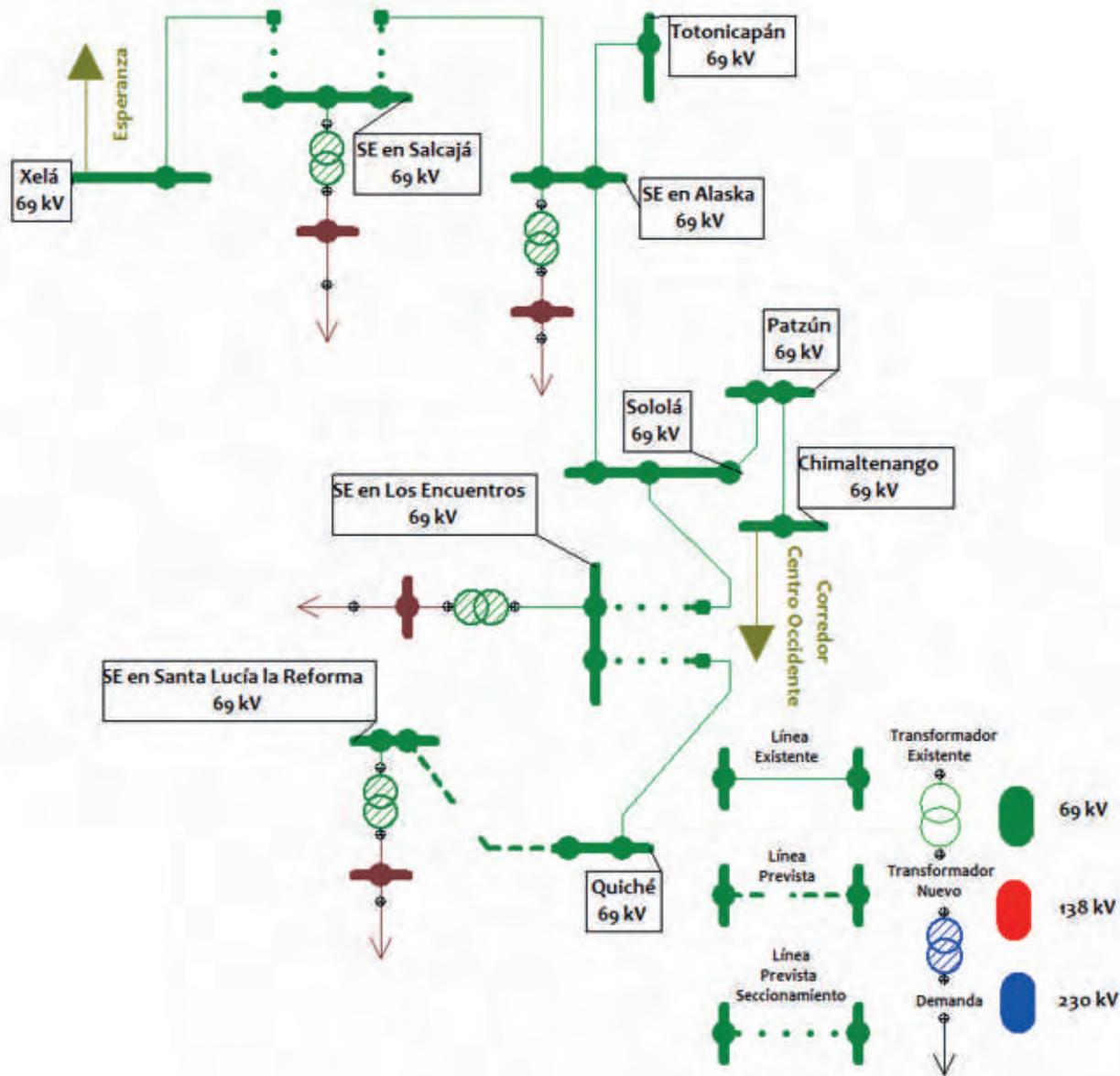
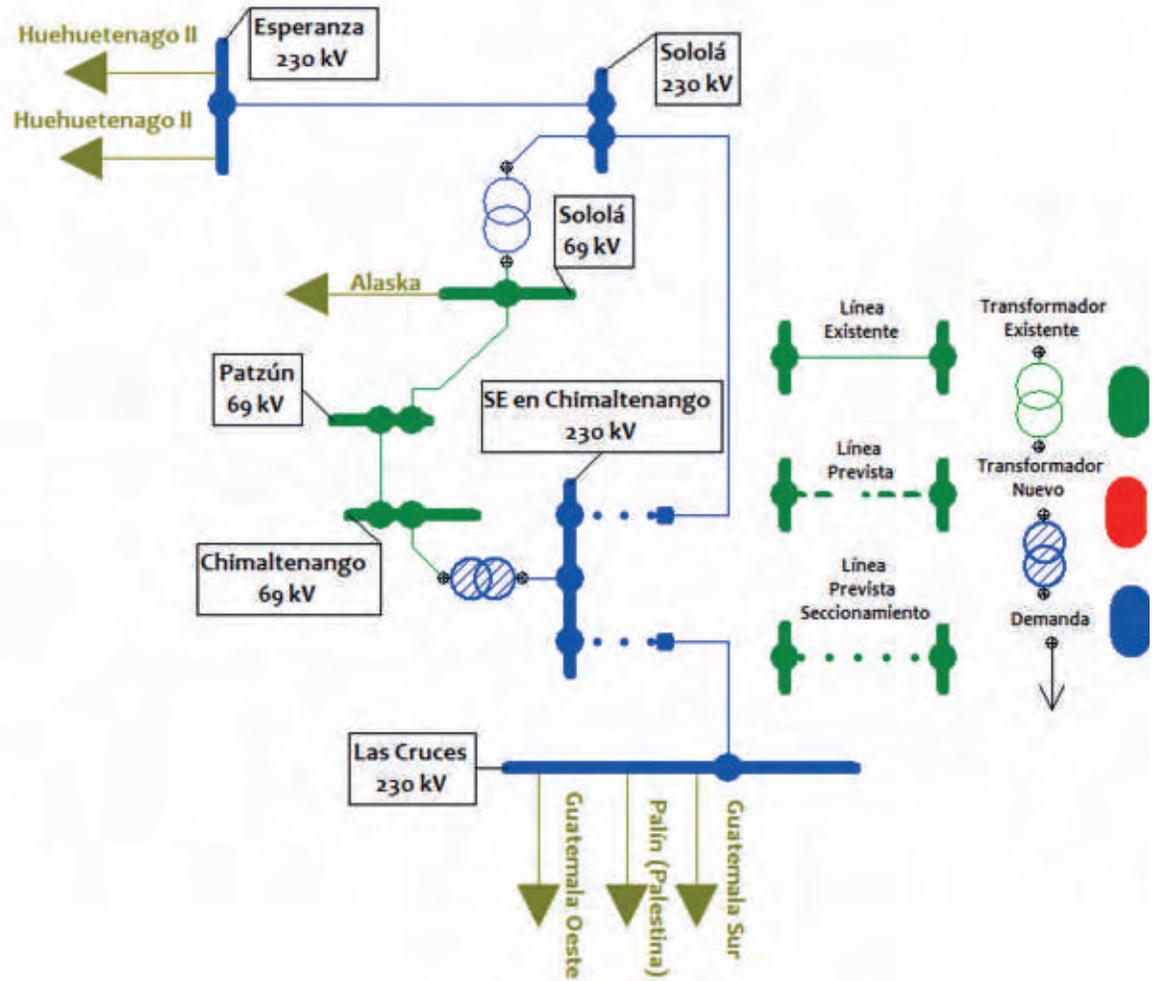


Gráfico 98. Diagrama Unifilar de los proyectos del Corredor Centro – Occidente



La siguiente Tabla muestra un resumen de las obras de transmisión:

Tabla 47. Líneas de Transmisión para la expansión sistema en el área suroccidente

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Desde	Hasta	Voltaje
Nueva subestación en Coatepeque	Coatepeque	69
Nueva subestación en Santa Fé	Coatepeque	69
Nueva subestación en Mazatenango	Mazatenango	69
Nueva subestación en Santo Tomás la Unión	Nueva subestación en Mazatenango	69
Nueva subestación en Santa Lucia la Reforma	Quiché	69
Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión existente San Marcos– Malacatán 69kV para conectar a la nueva subestación en San Rafael Pié de la Cuesta.		
Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión existente Xela – Alaska 69kV para conectar a la nueva subestación en Salcajá		
Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión Sololá – Quiché 69kV para conectar a la nueva subestación en Los Encuentros		
Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión La Cruces – Sololá 230kV para conectar a la subestación Chimaltenango 230/69kV		
Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión La Esperanza – Brillantes 230kV para conectar a la subestación Santa María 230/69kV		

## 5.4 Área Sur

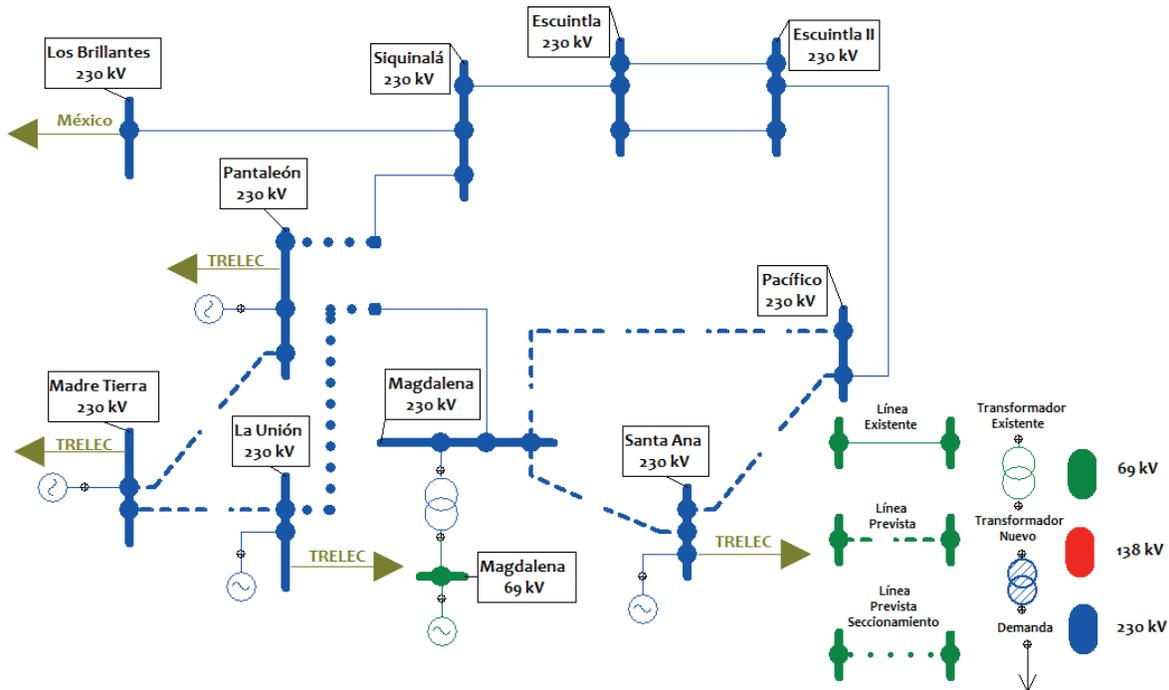
El área Sur se caracteriza por ser un área netamente exportadora de electricidad hacia el SNI. Su expansión permitirá aumentar la confiabilidad de suministro de energía eléctrica por medio del aumento de la capacidad de transmisión hacia las áreas Centro, Occidente y Oriente del SNI a través de los siguientes corredores de transmisión de 230 kV:

- Transferencia Sur – Centro: Pacífico – Palín – Las Cruces – Guatemala Oeste,
- Transferencia Sur – Occidente: Pacífico – Escuintla – Los Brillantes, Las Cruces – Sololá – La Esperanza y
- Transferencia Sur – Oriente: Escuintla – San Joaquín – La Vega II.

Para la expansión de la transmisión de esta área, se evaluaron cinco alternativas de las cuales existe una que optimiza la expansión de red en el área de influencia, sobre la cual se hace el resumen de los proyectos de transmisión candidatos siguientes:

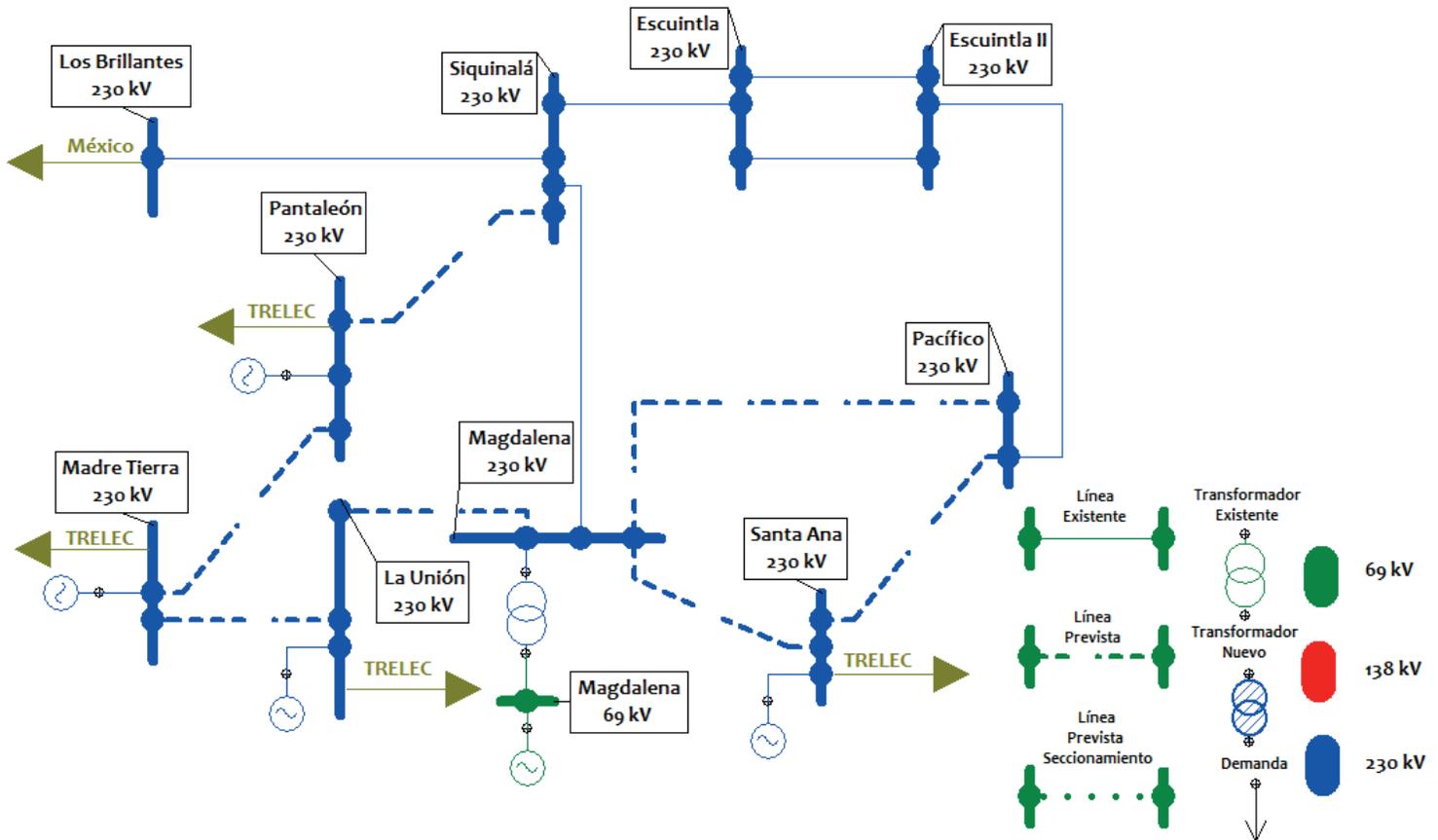
#### 5.4.1 ALTERNATIVA 1

Gráfico 99. Configuración de la expansión de la red de transmisión de la alternativa 1 área Sur



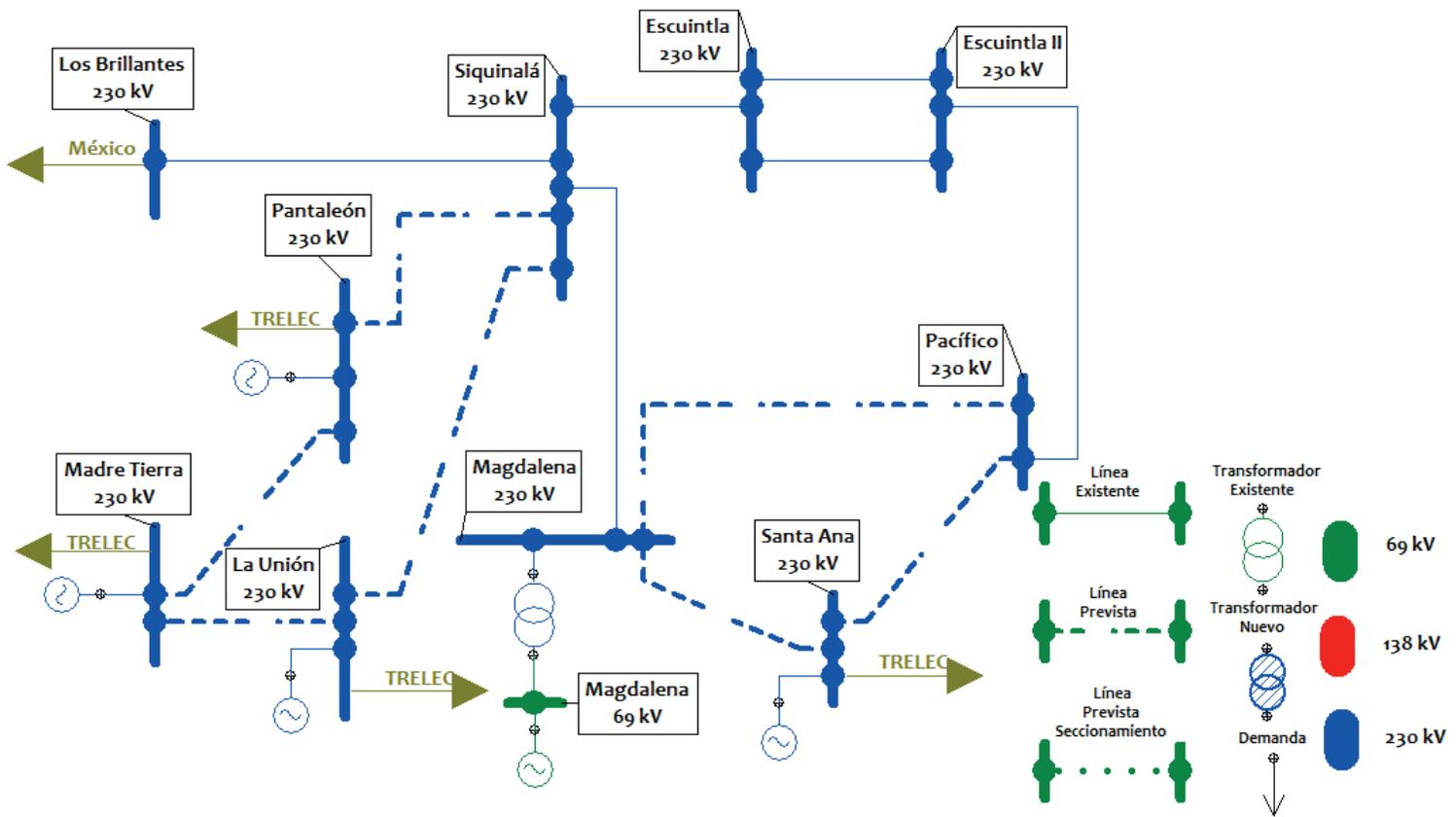
## 5.4.2 ALTERNATIVA 2

Gráfico 100. Configuración de la expansión de la red de transmisión de la alternativa 2 área Sur



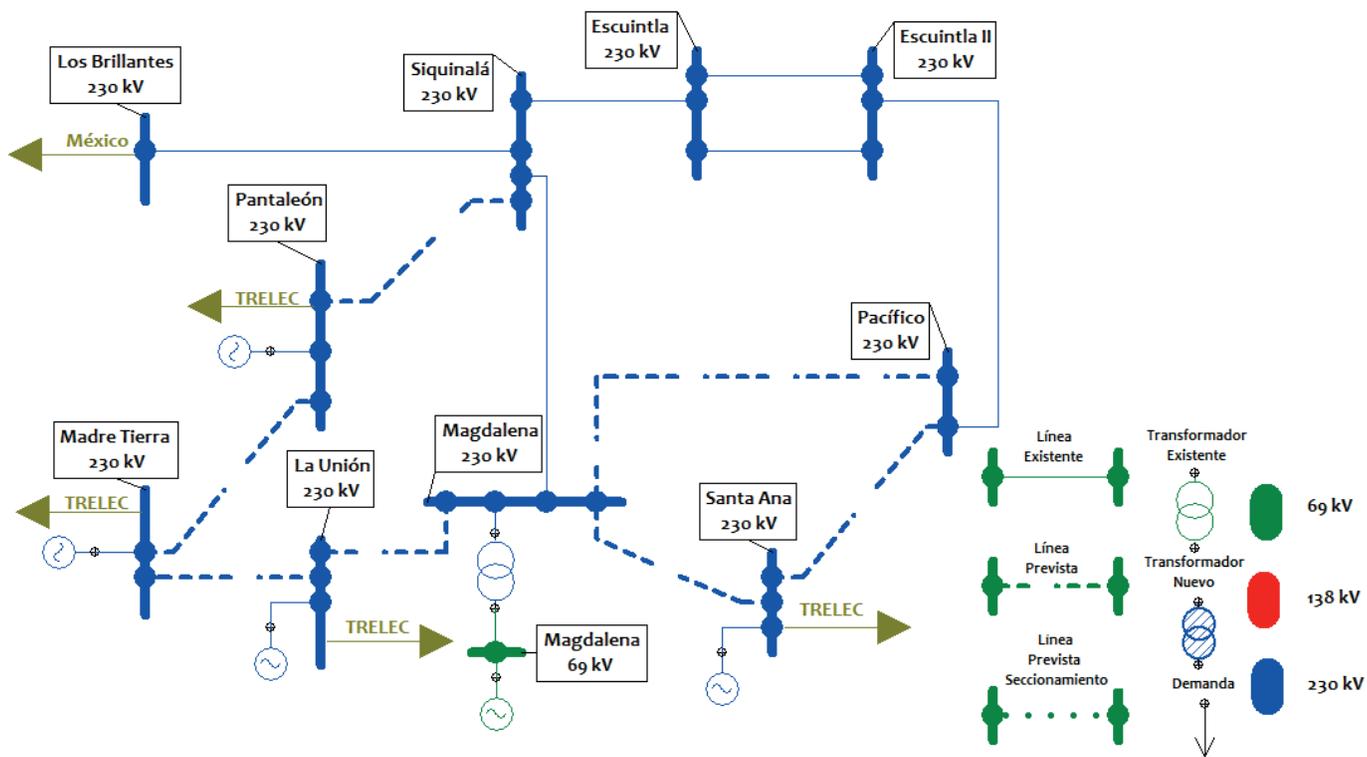
### 5.4.3 ALTERNATIVA 3

Gráfico 101. Configuración de la expansión de la red de transmisión de la alternativa 3 área Sur



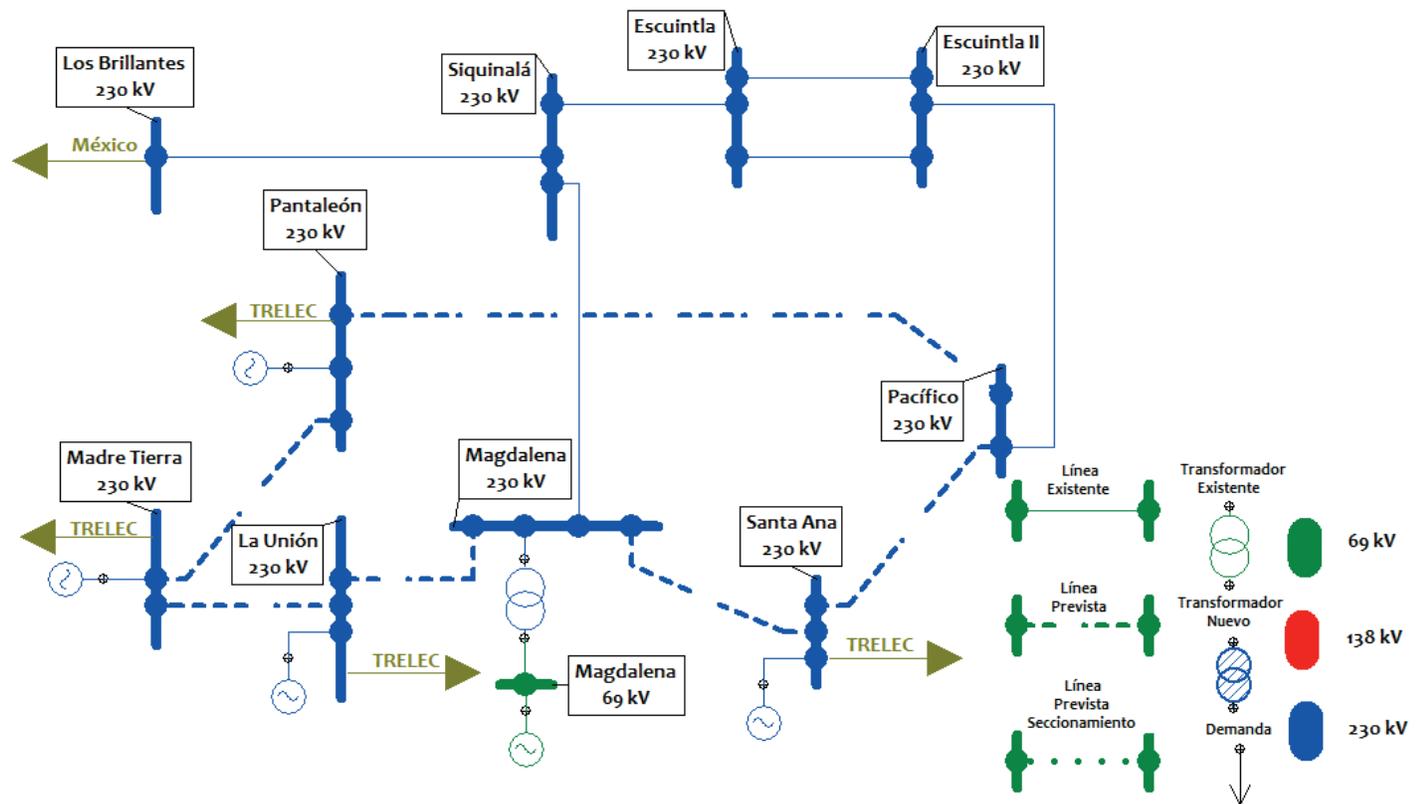
### 5.4.4 ALTERNATIVA 4

Gráfico 102. Configuración de la expansión de la red de transmisión de la alternativa 4 área Sur



### 5.4.5 ALTERNATIVA 5

Gráfico 103. Configuración de la expansión de la red de transmisión de la alternativa 5 área Sur



#### 5.4.6 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DEL ÁREA SUR

Para el análisis de la evaluación de las alternativas de expansión del área sur, se realizó un estudio de confiabilidad, teniendo en cuenta los costos de inversión relativos a su implementación, así como los resultados del análisis de confiabilidad.

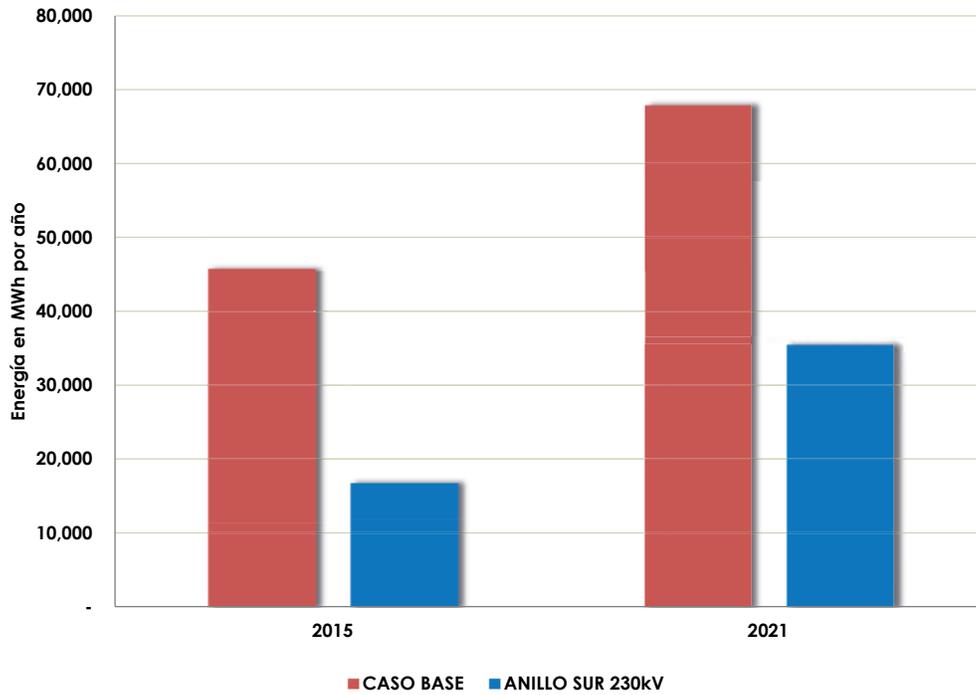
Aunque los costos de inversión de implementación de las alternativas 1 o 4 son similares, la ENS en la alternativa 4 es menor en comparación con la alternativa 1 como se muestra en la siguiente tabla que compara ENS con el costo de inversión. Por lo anterior y como se puede observar en los resultados mostrados en el gráfico siguiente, se determina que es la implementación de la alternativa 4 es la que optimiza las operaciones del SNI en su conjunto.

Tabla 48. Resultados del análisis de confiabilidad de las alternativas de expansión del área sur del SNI

Alternativa	ENS [MWh]			Costo Aproximado	
	2012	2015	2021		
1	5,733	8,035	16,030	US\$	13,866,436.75
2	5,627	7,087	7,611	US\$	20,403,509.72
3	5,738	7,186	16,245	US\$	15,121,104.92
4	5,627	7,087	7,611	US\$	13,935,258.94
5	5,844	7,112	16,245	US\$	17,785,557.08
Mínimo	5,627	7,087	7,611	US\$	13,866,436.75



Gráfico 104. Beneficios por disminución de la ENS por la implementación del Anillo Sur.



Como se explicó anteriormente, por sus características el área sur constituye para el SNI un área exportadora de energía eléctrica, por lo que los resultados del estudio de confiabilidad será sensibles al despacho de generación en dicha área, por ello es importante indicar que los máximos beneficios por reducción de la ENS debido a la implementación de la alternativa 4 se obtienen para los escenarios de la época seca años 2015 y 2021, momentos en los cuales se encuentra despachada la generación. De acuerdo al análisis y estudios eléctricos de confiabilidad y de seguridad operativa realizados y que se describieron anteriormente se determinó que la mejor opción de expansión entre las alternativas anteriormente analizadas es la alternativa 4.

En la Tabla siguiente se muestra el detalle de las líneas de transmisión que conforman la expansión del sistema de transmisión en la zona sur del SNI como sigue:

Tabla 49: Líneas de Transmisión para la expansión sistema en el área sur

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Desde	Hasta	Voltaje
Pantaleón	Siquinalá	230
Madre Tierra	Pantaleón	230
La Unión	Madre Tierra	230
Magdalena	La Unión	230
Magdalena	Pacífico	230
Magdalena	Santa Ana	230
Santa Ana	Pacífico	230

Para la construcción de las líneas de transmisión anteriormente indicadas consideran la ampliación de las subestaciones a donde llegan dichas líneas, la instalación de transformación 230/69kV y la conexión de la red 69kV de TRELEC y ETCEE, por lo que de manera coordinada la CNEE con los transportistas involucrados deben optimizar la expansión de la red esta área de manera integral.

## 5.5 Área Suroriente

Para la definición de las obras de transmisión fue necesario relacionar, como premisa de decisión, los indicadores que se muestran a continuación:

Tabla 50. Indicadores del Departamento de Chiquimula

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSIÓN SEGÚN LAS NTSD EN HORAS
Camotán	44.60%	20.01 - 50.00 50.01 - 221.9	12 14
Jocotán	34.00%	20.01 - 50.00 50.01 - 221.9	12 14
Resto de Municipios	89.55%	HASTA - 134.0 14.01 - 221.9	12 14

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
Camotán	20 - 39 20 - 44	8 6	41%-60%	3,943
Jocotán	20 - 39 20 - 44	8 6	41%-60%	5,628
Resto de Municipios	HASTA - 39 HASTA - 44	8 6	41%-60%	270

Tabla 51. Indicadores del Departamento de Santa Rosa

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSIÓN SEGÚN LAS NTSD EN HORAS
San Juan Tecuaco	57.00%	20.01 - 50.00 50.01 - 221.9	12 14
Resto de Municipios	86.87%	HASTA - 50.00 HASTA - 221.9	12 14

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
San Juan Tecuaco	6 - 20 8 - 20	8 6	41%-60%	3,943
Resto de Municipios	HASTA - 20.00 HASTA - 20.00	8 6	41%-60%	2,433

Como se puede observar en los indicadores, los usuarios con servicio de electricidad, en algunos de los municipios dentro del área de influencia, resaltando la Zona Chortí en Chiquimula y el Litoral Pacífico en Santa Rosa, tienen un servicio con una calidad por debajo de los estándares fijados en las NTSD y una gran cantidad de dichos usuarios perciben interrupciones del mismo. Adicionalmente, se establece como indicador que se necesitaría conectar un poco más de 9,000 nuevos usuarios en Chiquimula y casi 6,500 nuevos usuarios en Santa Rosa para llegar a un índice de 90% de electrificación cada una de las áreas de influencia.

La expansión de la transmisión en el área suroriente del SNI tiene como objetivos aumentar la cobertura de electricidad y construir refuerzos de transmisión para mejorar los índices de calidad de las redes existentes. Se divide en dos zonas: la del Litoral Pacífico<sup>60</sup> y la zona Chortí<sup>61</sup>.

La siguiente tabla muestra los nuevos puntos de demanda localizados en el área suroriente, los cuales constituyen las necesidades de expansión para las redes de transmisión, siendo necesario construir las siguientes subestaciones nuevas:

60 Fuente: Plan de desarrollo departamental 2011-2025, Santa Rosa. [www.segeplan.gob.gt](http://www.segeplan.gob.gt)

61 Fuente: Plan de desarrollo departamental 2011-2025, Chiquimula. [www.segeplan.gob.gt](http://www.segeplan.gob.gt)

Tabla 52. Puntos de demanda del área suroriente

NUEVAS SUBESTACIONES	DEMANDA [MW] PARA EL AÑO 2012
Nueva Subestación en Barberena	3.53
Nueva Subestación en Santa Rosa de Lima	3.08
Nueva Subestación en Cabañas	4.10
Nueva Subestación en Camotán	3.00
Nueva Subestación en Esquipulas	3.68
Nueva Subestación en Taxisco	1.12
Nueva Subestación en Asunción Mita	4.32
Nueva Subestación en Guanagazapa	1.73
Nueva Subestación en Pasaco	1.70

### 5.5.1 ALTERNATIVA 1: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CANDIDATAS DEL ÁREA SURORIENTE EN 69KV

La alternativa 1 está constituida por proyectos candidatos de 69kV que tienen como objetivo la ampliación de la cobertura de electrificación del área suroriente del SNI, para lo cual se plantean los proyectos candidatos siguientes:

Tabla 53. Líneas de transmisión de 69kV para la expansión del área suroriente

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Desde	Hasta	Voltaje
Nueva subestación en Taxisco	Iztapa	69
La Pastoría	Los Esclavos	69
Nueva subestación en Barberena	Nueva subestación en Santa Rosa de Lima	69
Nueva subestación en Santa Rosa de Lima	San Rafael Las Flores	69
Nueva subestación en Barberena	San Rafael Las Flores	69
Nueva subestación en Asunción Mita	Progreso	69
Nueva subestación en Asunción Mita	El Jicaro	69
Jalapa	Río Grande	69
Nueva subestación en Esquipulas	Quetzaltepeque	69
Nueva Subestación en Camotán	Río Grande	69
La Máquina	La Noria	69
Nueva subestación en Cabañas	Usumatlán	69

### 5.5.2 ALTERNATIVA 2: PROYECTOS CANDIDATOS DEL ÁREA SURORIENTE EN 138KV

La alternativa 2 está constituida por proyectos candidatos de 138kV que tienen como objetivo la ampliación de la cobertura de electrificación del área suroriente del SNI, para lo cual se plantean los proyectos candidatos siguientes:

Tabla 54. Líneas de transmisión de 138kV para la expansión del área suroriente

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	
Ampliación, adecuación y seccionamiento de la línea de transmisión existente Escuintla – Chiquimulilla 138kV para conectar a la nueva subestación en Guanagazapa	138
Ampliación, adecuación y Seccionamiento de la línea de transmisión existente Chiquimulilla – Moyuta 138kV para conectar a la nueva subestación en Pasaco	138

### 5.5.3 ALTERNATIVA 3: REFUERZO SUBESTACIÓN LA VEGA II 230/69KV

La alternativa 3, consiste en la ampliación de la subestación de maniobras La Vega II 230kV como un refuerzo para desarrollar la electrificación de las comunidades localizadas en el área suroriente del SNI. Este refuerzo consiste en lo siguiente:

- a) La ampliación de la subestación La Vega II 230kV mediante la instalación de transformación 230/69kV de 150MVA.
- b) Construcción de la infraestructura de 69kV.
- c) Construcción de la nueva línea de transmisión entre la ampliación de la Subestación La Vega II y la nueva subestación en Barberena.

### 5.5.4 ALTERNATIVA 4: REFUERZO SUBESTACIÓN CHIQUIMULA 230/69KV

La alternativa 4, considera como refuerzo para la red de transmisión en el área suroriente del SNI una nueva subestación Chiquimula 230/69kV para soportar por un lado el aumento de la demanda actual del sistema en esta área así como para la demanda nueva que pueda conectarse. Este refuerzo consiste en lo siguiente:

- a) Seccionamiento y adecuación de la línea de transmisión Panaluya – Río Lindo 230kV para conectar la nueva subestación en Chiquimula 230/69kV.
- b) Construcción de una nueva subestación de transformación de 230/69kV en Chiquimula.



### 5.5.5 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DEL ÁREA SURORIENTE

- Alternativa 1

El análisis económico de la alternativa 1 demuestra que para lograr el abastecimiento de los nuevos puntos de demanda mencionados al mínimo costo de inversión, son necesarias 10 de las 13 líneas de transmisión candidatas.

- Alternativa 2

El análisis económico de la alternativa 2 demuestra que el costo de las inversiones para la construcción de las nuevas subestaciones en Guanagazapa 138/13.8kV y en Pasaco 138/13.8kV es inferior a la ENS debida a la pérdida de la demanda conectada a dichas subestaciones.

La implementación de la alternativa 2 ofrece un beneficio directo a la operación del SNI en su conjunto, debido a que la construcción de las nuevas subestaciones Guanagazapa 138/13.8kV y en Pasaco 138/13.8kV permitirá que la reconfiguración de los circuitos de distribución extendidos por el área tiendan a disminuir las pérdidas y aumentar los niveles de confiabilidad, lo que impacta directamente en los índices de calidad y desempeño de dichas redes.

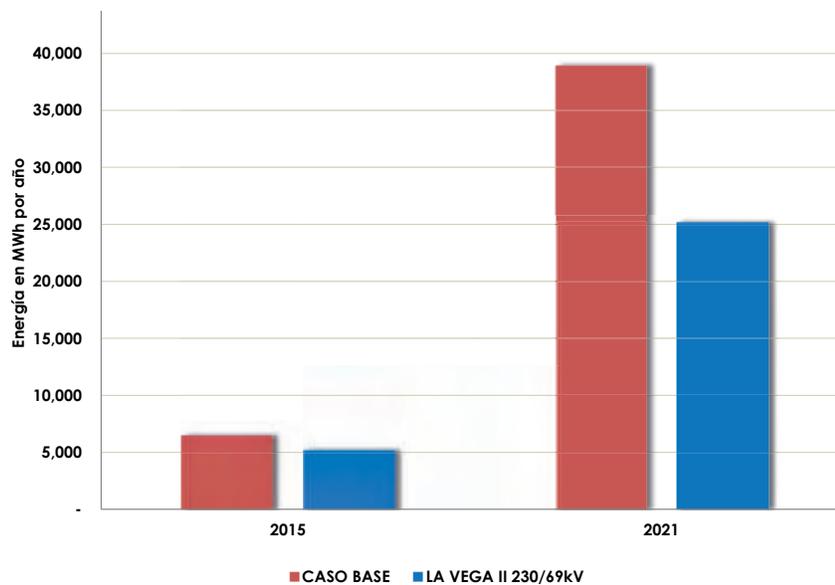
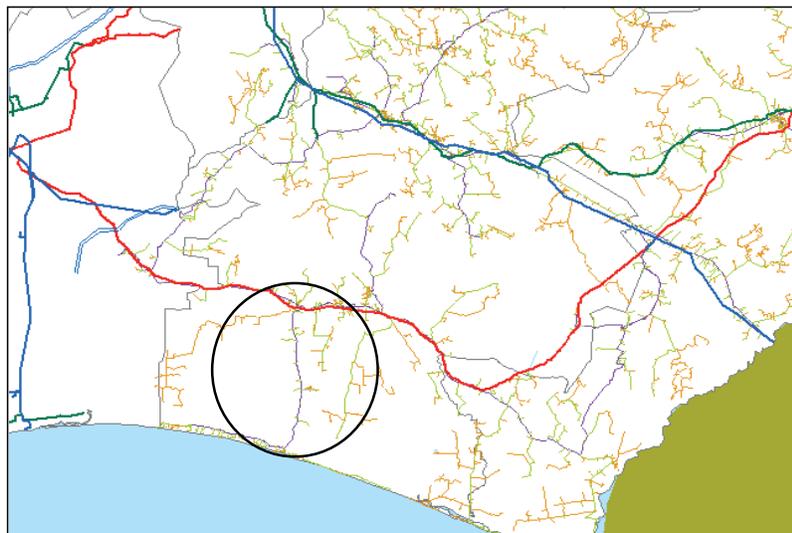
El gráfico 106 presenta el estado actual de la extensión de las redes de distribución en el área suroriente del SNI.

- Alternativa 3

La ampliación de la subestación de maniobra La Vega II 230kV, incluida en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008–2018, mediante la instalación de transformación 230/69kV tiene como objeto reforzar la red de 69 kV en las cercanías de las subestaciones existentes La Vega 69 kV, La Pastoría 69 kV, Los Esclavos 69 kV y las nuevas subestaciones en Barberena 69 kV y en Santa Rosa 69 kV, para aumentar la electrificación de las comunidades localizadas en el área suroriente del SNI.

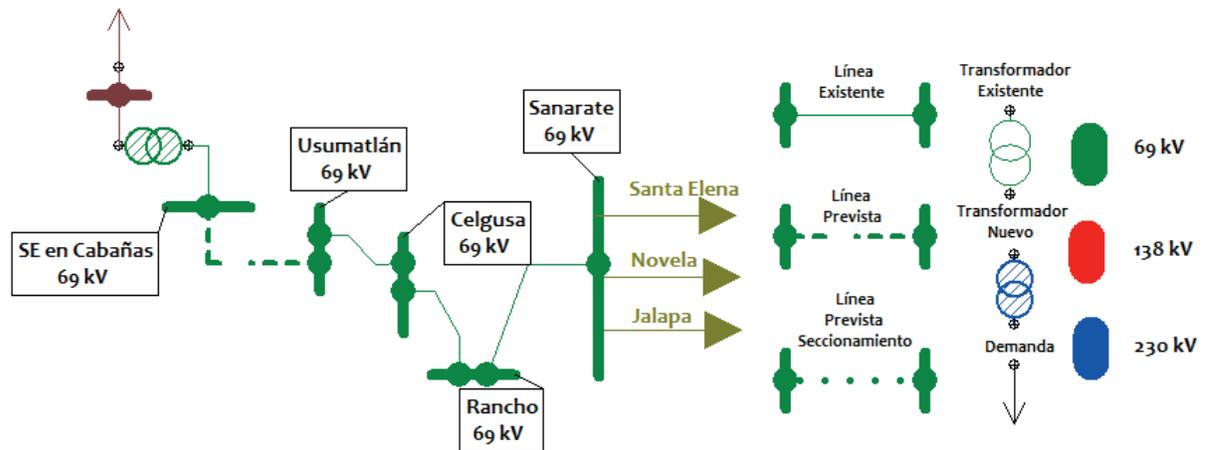
Los resultados del análisis de confiabilidad mostrado en la siguiente gráfica, muestra que en el mejor de los casos, la implementación la subestación La Vega II 230/69 kV, resulta en un beneficio para las operaciones del SNI en su conjunto ya que reduce en promedio unos 13 GWh de ENS por año.

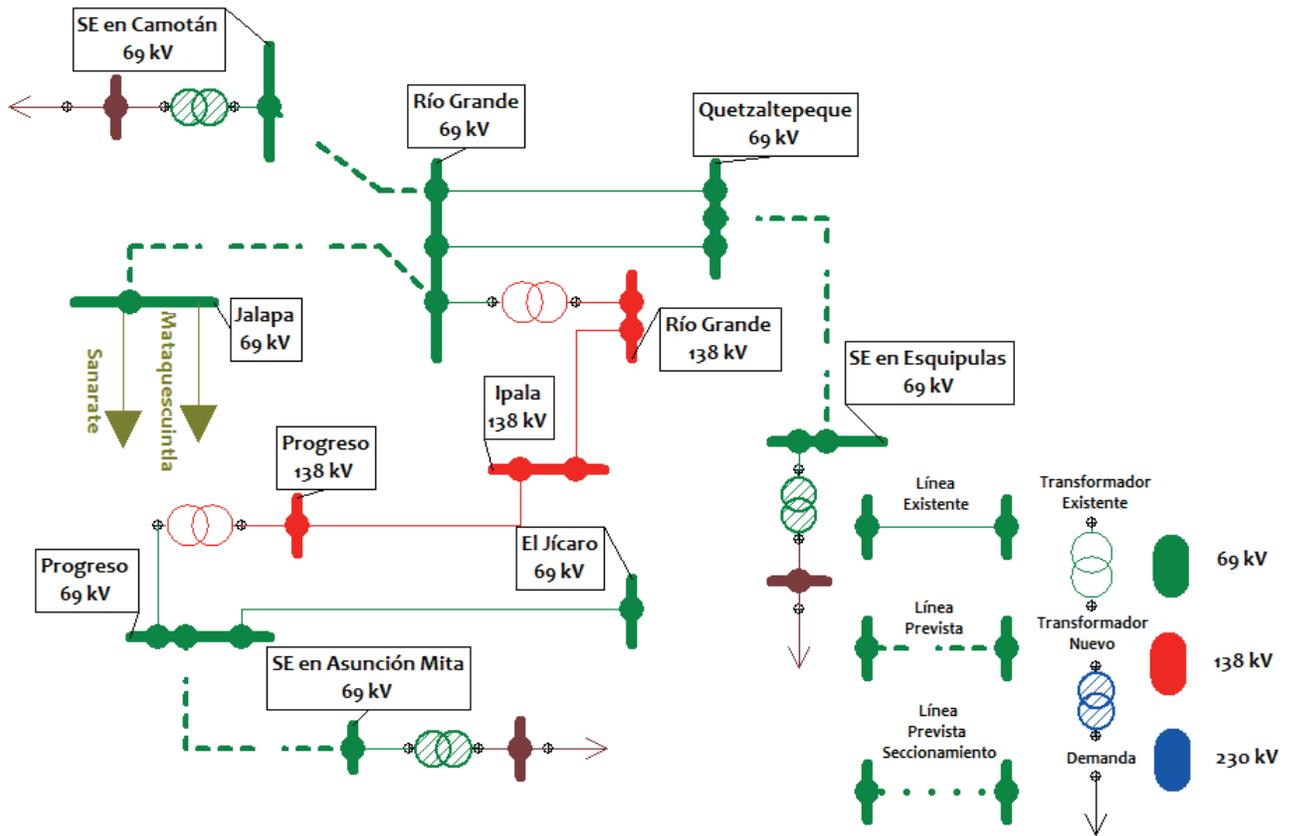
Gráfico 105. Comparación de la ENS por la implementación de la subestación La Vega II 230/69kV

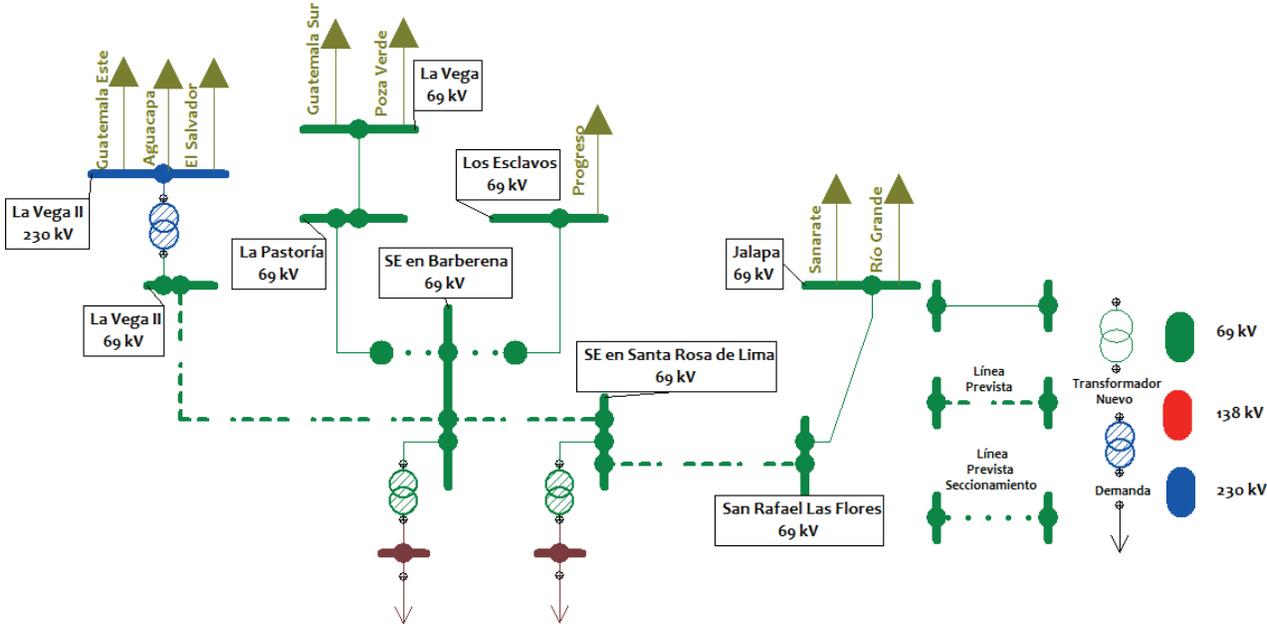
Gráfico 106. Detalle del sistema de distribución de la región suroriente del SNI<sup>62</sup>

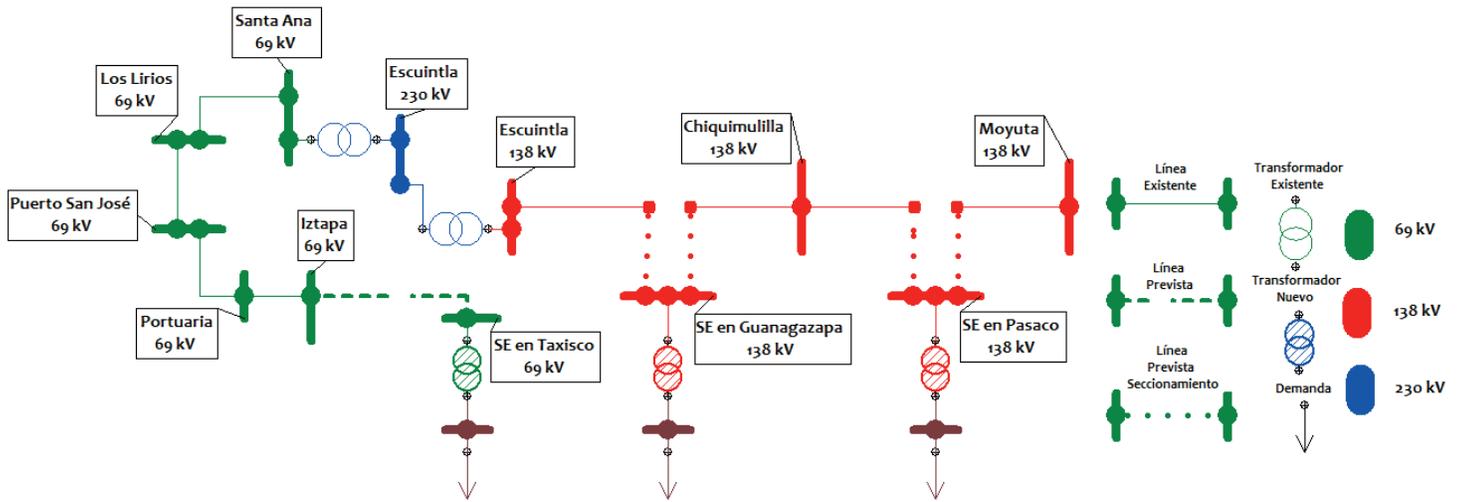
En el siguiente gráfico muestra el diagrama unifilar de los proyectos.

Gráfico 107. Diagrama Unifilar de los proyectos del área suroriente









A continuación el detalle de las líneas de transmisión y subestaciones que conforman la expansión de la transmisión en el área suroriente del SNI respectivamente.

Tabla 55. Líneas de Transmisión para la expansión sistema en el área suroriente

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Desde	Hasta	Voltaje
Nueva Subestación en Taxisco	Iztapa	69
Nueva subestación en Asunción Mita	El Progreso	69
Nueva subestación en Esquipulas	Quetzaltepeque	69
Nueva subestación en Santa Rosa de Lima	San Rafael Las Flores	69
Nueva subestación en Barberena	Nueva subestación en Santa Rosa de Lima	69
Nueva subestación en Cabañas	Usumatlán	69
Nueva subestación en Camotán	Río Grande	69
Nueva subestación en Barberena	La Vega II	69
Jalapa	Río Grande	69
Ampliación, adecuación y seccionamiento de la línea de transmisión existente Escuintla – Chiquimulilla 138kV para conectar a la nueva subestación en Guanagazapa		
Ampliación, adecuación y seccionamiento de la línea de transmisión existente Chiquimulilla – Moyuta 138kV para conectar a la nueva subestación en Pasaco		
Ampliación, adecuación y seccionamiento de la línea de transmisión existente La Vega – Los Esclavos 69kV para conectar a la nueva subestación en Barberena		

## 5.6 Área Nororiental

Para la definición de las obras de transmisión fue necesario relacionar, como premisa de decisión, los indicadores que se muestran a continuación:

Tabla 56. Indicadores del Departamento de Alta Verapaz

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSIÓN SEGÚN LAS NTSD EN HORAS
San Pedro Carcha	24.80%	HASTA - 12.00 20.01 - 50.00	12 14
Cobán	53.00%	HASTA - 12.00 50.01 - 221.89	12 14
Cahabón	17.70%	50.01 - 134.02 50.01 - 221.89	12 14
Resto de Municipios	33.24%	HASTA-134.02 HASTA-221.89	12 14

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
San Pedro Carcha	6 - 20 8 - 20	8 6	81%-100%	22,825
Cobán	6 - 20 8 - 20	8 6	81%-100%	13,622
Cahabón	20 - 39 20 - 44	8 6	81%-100%	10,279
Resto de Municipios	HASTA-39 HASTA-44	8 6	81%-100%	56,606

En general el Departamento de Alta Verapaz es el que tiene el mayor requerimiento para el aumento de la cobertura de electricidad y la mayor inversión para mejorar los índices de calidad de los usuarios conectados.

Tabla 57. Indicadores del Departamento de Baja Verapaz

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSION SEGUN LAS NTSD EN HORAS
Purulha	25.40%	HASTA - 12.00 20.01 - 50.00	12 14
Cubulco	54.70%	20.01 - 50.00 50.01 - 221.89	12 14
Resto de Municipios	81.01%	HASTA - 50.00 20.01 - 221.89	12 14

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
Purulha	HASTA - 6 HASTA - 8	8 6	81%-100%	4,942
Cubulco	6 - 20 8 - 20	8 6	81%-100%	4,087
Resto de Municipios	HASTA - 20.00 HASTA - 20.00	8 6	81%-100%	3,507

Tabla 58. Indicadores del Departamento de Izabal

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSION SEGUN LAS NTSD EN HORAS
El Estor	44.60%	12.01 - 20.00 20.01 - 50.00	12 14
Los Amates	56.20%	12.01 - 20.00 50.01 - 221.89	12 14
Resto de Municipios	81.81%	12.01 - 50.00 20.01 - 221.89	12 14

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
El Estor	HASTA - 6 HASTA - 8	8 6	61%-80%	3,698
Los Amates	6 - 20 8 - 20	8 6	61%-80%	4,542
Resto de Municipios	HASTA - 20 HASTA - 20	8 6	61%-80%	4,708

Tabla 59. Indicadores del Departamento de Zacapa

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSION SEGÚN LAS NTSD EN HORAS
La Unión	39.60%	20.01 - 50.00 20.01 - 50.00	12 14
Cabañas	83.90%	HASTA - 134.02 HASTA - 221.89	12 14
Resto de Municipios	84.08%	HASTA - 134.02 HASTA - 221.89	12 14

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
La Unión	6 - 20 8 - 20	8 6	61%-80%	2,226
Cabañas	HASTA - 20 HASTA - 20	8 6	61%-80%	161
Resto de Municipios	HASTA - 20 HASTA - 20	8 6	61%-80%	1,110

Como se puede observar en los indicadores, los usuarios con servicio de electricidad, principalmente en Alta Verapaz, tienen un servicio con una calidad por debajo de los estándares fijados en las NTSD y una gran cantidad de dichos usuarios, que en algunos municipios llega hasta el 100%, perciben interrupciones en el servicio de electricidad. Adicionalmente, se establece como indicador que se necesitaría conectar un poco más de 103,000 nuevos usuarios en Alta Verapaz, casi 13,000 nuevos usuarios en Baja Verapaz, un poco más de 12,000 en Izabal y casi 4,000 nuevos usuarios en Zacapa para llegar a un índice de 90% de electrificación cada una de las áreas de influencia.

La expansión del área nororiente considera por un lado la electrificación de las comunidades cercanas a las nuevas subestaciones a construir como nuevos puntos de demanda identificadas en la tabla siguiente:

Tabla 60. Puntos de demanda del área nororiente

NUEVAS SUBESTACIONES	DEMANDA [MW] PARA EL AÑO 2012
Nueva Subestación en Rabinal	4.59
Nueva Subestación en Fray Bartolomé de las Casas	4.10
Nueva Subestación en San Pedro Carchá	2.85
Nueva Subestación en Los Amates	2.54
Nueva Subestación en el Puerto Santo Tomás de Castilla	1.80



### 5.6.1 ALTERNATIVA 1: PROYECTOS CANDIDATOS DEL ÁREA NORORIENTE EN 69KV

La cobertura para la electrificación del área nororiente del SNI, considera las obras de transmisión contenidas en la siguiente Tabla.

Tabla 61. Obras de transmisión en 69kV que conforman la alternativa 1

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Desde	Hasta	Voltaje
Nueva Subestación en Rabinal	Salamá	69
Nueva subestación Fray Bartolomé de las Casas	Chisec	69
Nueva subestación en San Pedro Carchá	Cobán	69
La Ruidosa	Puerto Barrios	69
Nueva subestación en el Puerto Santo Tomás de Castilla	Puerto Barrios	69
Puerto Barrios	Río Bobos	69
Nueva subestación en San Pedro Carchá	San Julián	69
Nueva subestación en Chicamán	San Julián	69
Nueva subestación en Rabinal	Zacualpa	69

Ampliación, adecuación y seccionamiento de la línea de transmisión existente Mayuelas – La Ruidosa 69kV para conectar a la nueva subestación en Los Amates

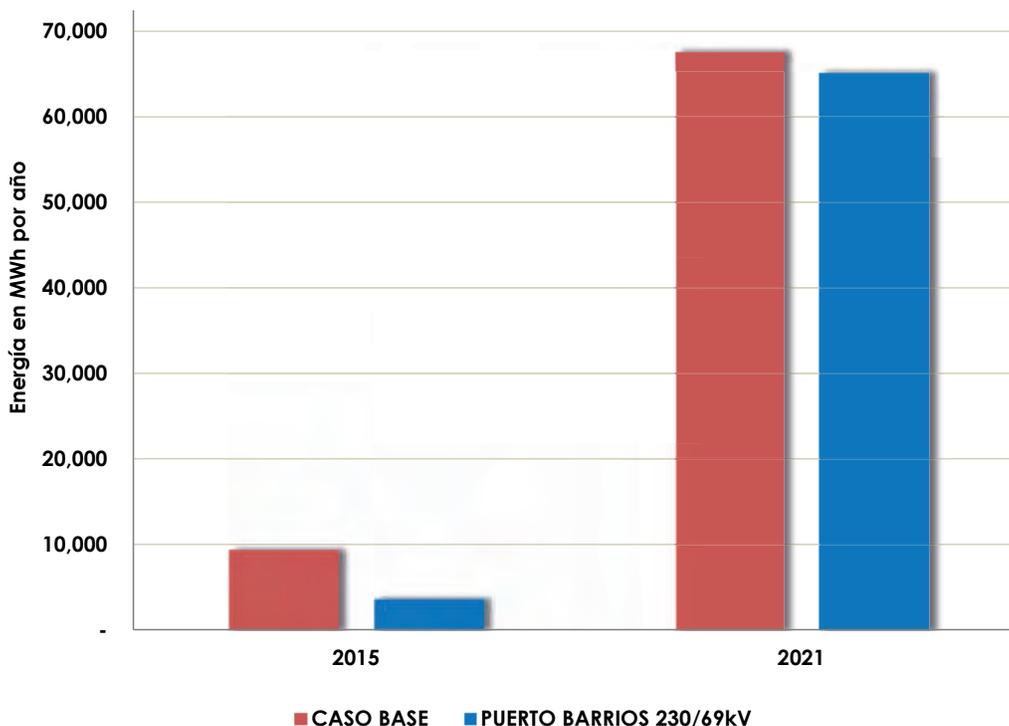


## 5.6.2 ALTERNATIVA 2: SUBESTACIÓN PUERTO BARRIOS 230/69KV

Se considera la construcción de la nueva subestación en Puerto Barrios 230/69kV, la cual se interconectará a través de una nueva línea de transmisión en la subestación de transformación, perteneciente al PET 2008–2018, La Ruidosa 230/69kV. La subestación Puerto Barrios 230/69kV permite junto a la línea candidata entre Puerto Barrios y la nueva subestación Santo Tomas de Castilla, la ampliación de la cobertura de electrificación en el departamento de Izabal, pero además también constituye un proyecto estratégico que busca el desarrollo de los puertos en el atlántico, como un importante polo de generación de energía eléctrica, la cual al evaluar la obra de transmisión en función del costo de energía dicho polo de generación se estima una ventaja competitiva en el suministro de combustible por la posible reducción de la distancia desde los puntos de suministro desde el Caribe y el costo del canal de Panamá.

Al realizar un análisis de confiabilidad de la alternativa 2 muestra a partir de la entrada del proyecto de refuerzo Puerto Barrios 230/69kV, contribuye con la reducción de la ENS, esta nueva subestación representa un nuevo refuerzo en las cercanías de las subestaciones Estor 230 kV, La Ruidosa 230 kV y la red adyacente de 69 kV, este proyecto ayudara a la evacuación de la generación existente o futura cercana a estas subestaciones, un ejemplo de los beneficios se pueden observar en la grafica siguiente:

Gráfico 108. Comparación de la ENS por la implementación de la subestación Puerto Barrios 230/69 kV



## EL ANILLO ATLÁNTICO <sup>63</sup> PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2008–2018



El anillo Atlántico contempla proyectos que se encuentran en construcción, en especial el proyecto SIEPAC. Debido a los planes de desarrollo tanto de proyectos industriales, hidroeléctricos y propios de los puertos en la región Atlántica, se hace importante poder abastecer dicha demanda como poder evacuar la generación tanto térmica como hidráulica que en el futuro podría entrar en operación.

Actualmente la capacidad de transmisión hacia la región atlántica se encuentra restringida debido a que la misma se realiza con una línea radial en 69kV y que cubre una distancia muy grande, lo que tiene como consecuencia que para garantizar la calidad y el suministro de energía en el área sea necesario convocar localmente generación forzada a base de derivados de petróleo; con la construcción de las obras de anillo Atlántico estas restricciones desaparecen debido al aumento de la capacidad de transmisión, resultando un ahorro en el costo operativo del sistema.

Con el aumento de la capacidad de transmisión hasta la costa Atlántica, se hace posible el desarrollo industrial y comercial de estos puertos, al existir una mayor disponibilidad de energía eléctrica.

Otra consecuencia importante de la falta de capacidad de transmisión es que se desaprovecha la ubicación de los puertos en la región atlántica, ya que el transporte marítimo de combustibles hacia estos puertos puede resultar más económico que en los puertos del Pacífico, debido principalmente a que no es necesario el tránsito por el canal de Panamá y existe una menor distancia desde los puntos de suministro.

El tener suministro de combustible a menor precio y el aumento de la capacidad de transmisión eléctrica hace posible que se instale generación más eficiente y que esta área se constituya como un posible punto de desarrollo de la generación térmica.

Con el aumento de la capacidad de transmisión hasta la costa Atlántica, se hace posible el desarrollo industrial y comercial de estos puertos, al existir una mayor disponibilidad de energía eléctrica.

La alternativa 2 considera la construcción de:

- a) Una nueva subestación de transformación 230/69kV en Puerto Barrios,
- b) Ampliación de la subestación de transformación La Ruidosa 230/69kV
- c) Una nueva línea de transmisión de 230kV entre la nueva subestación de transformación 230/69kV en Puerto Barrios y la ampliación de la subestación La Ruidosa 230/69kV.
- d) Conexión de la nueva subestación en Puerto Barrios con la subestación Puerto Barrios 69kV

### 5.6.3 Análisis de las alternativas de expansión del área nororiente

El análisis de las alternativas durante el proceso de optimización se determina que las obras de transmisión que tienen el mayor beneficio y el mínimo costo para la expansión de la red en el área de influencia incluyen la alternativa 2 y algunas obras de la alternativa 1, los cuales se enumeran a continuación:

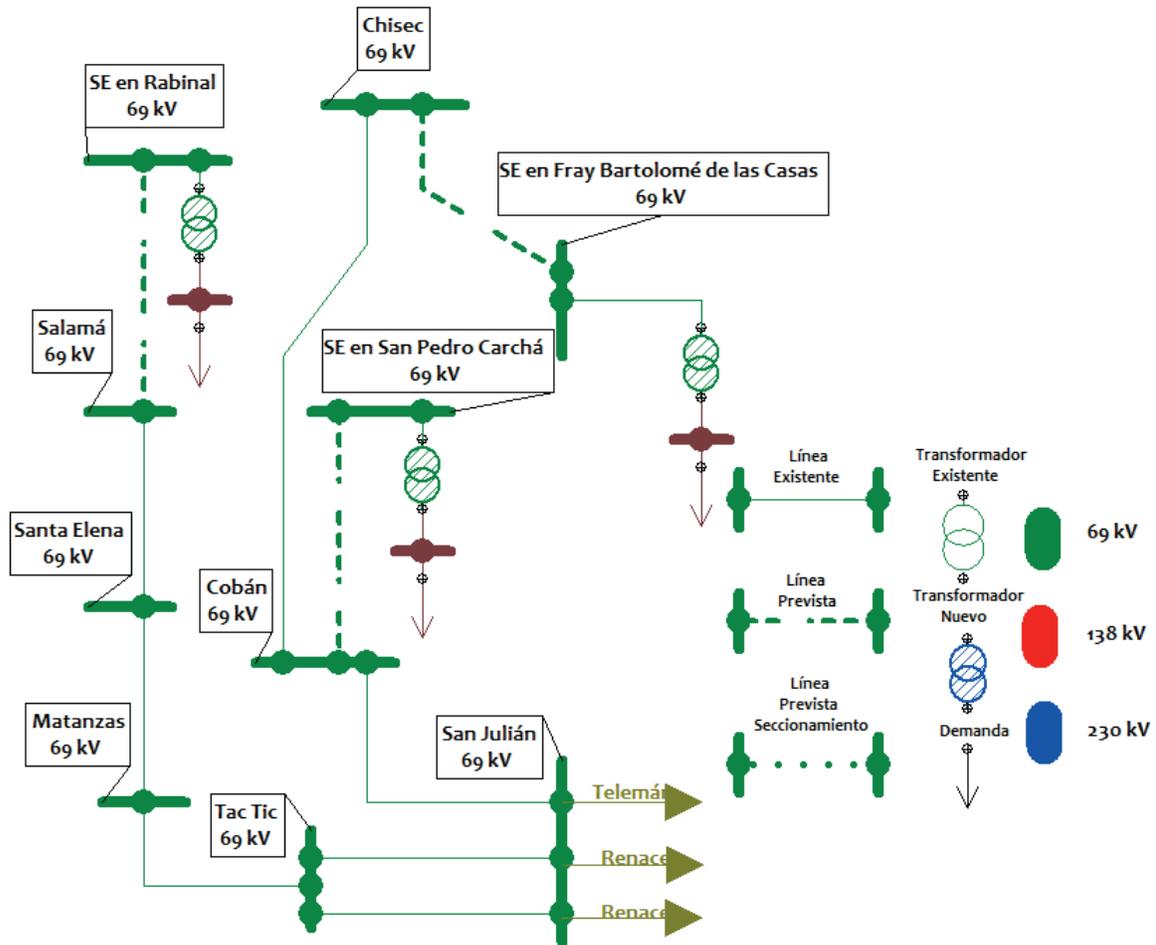
Tabla 62. Líneas de Transmisión para la expansión sistema en el área nororiente

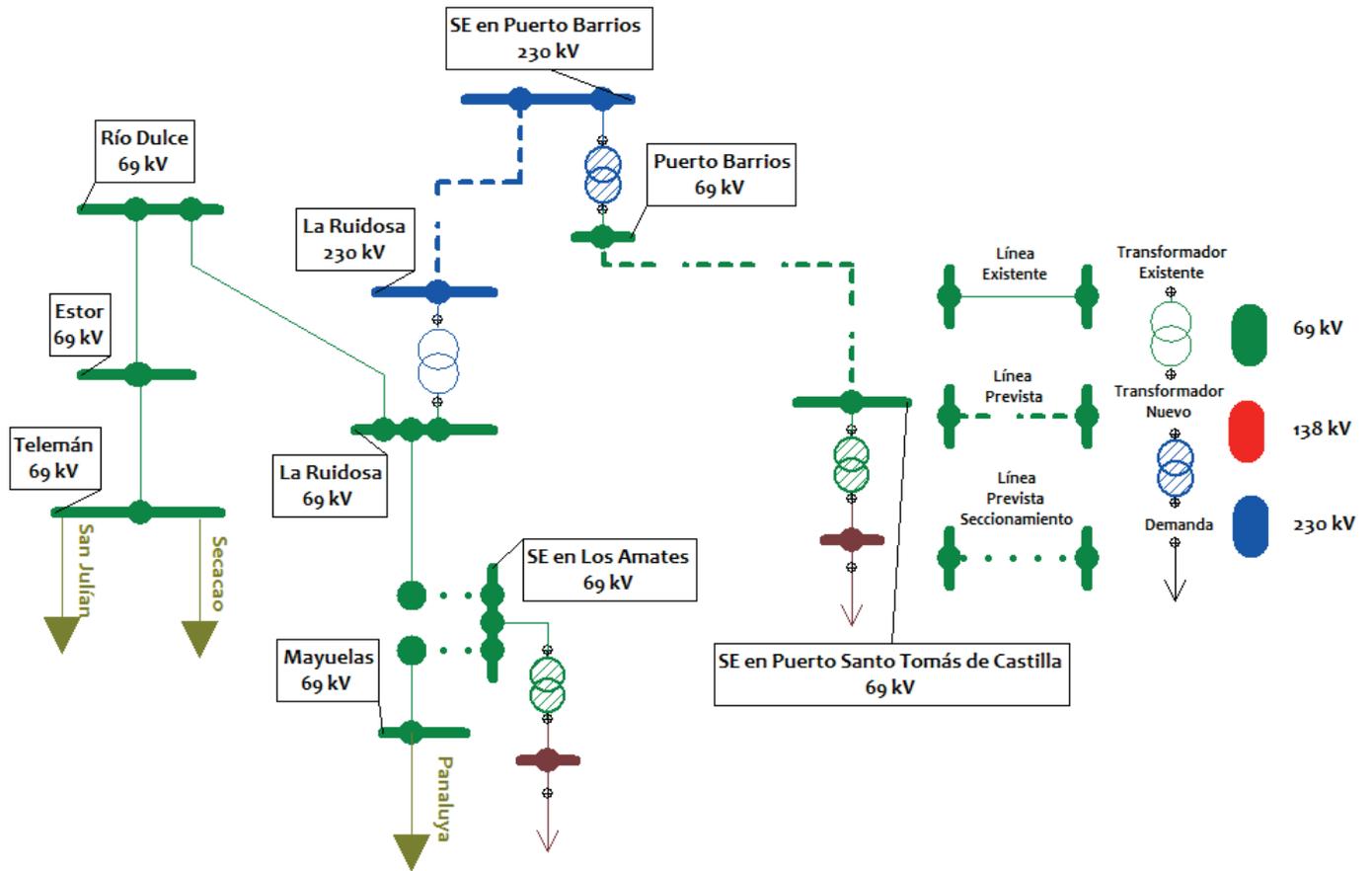
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Desde	Hasta	Voltaje
Nueva Subestación en Rabinal	Salamá	69
Nueva subestación Fray Bartolomé de las Casas	Chisec	69
Nueva subestación en San Pedro Carchá	Cobán	69
La Ruidosa	Puerto Barrios	230
Nueva subestación en el Puerto Santo Tomás de Castilla	Puerto Barrios	69

Ampliación, adecuación y seccionamiento de la línea de transmisión existente Mayuelas – La Ruidosa 69kV para conectar a la nueva subestación en Los Amates

En el siguiente gráfico muestra el diagrama unifilar de los proyectos.

Gráfico 109. Diagrama Unifilar de los proyectos del área nororiental





## 5.7 Área Petén

En el mes de abril del año 2009, entró en operación la segunda fase de la línea de transmisión de 180km de longitud Río Dulce – Poptún – Santa Elena Ixpanpajul 69kV, hecho que marcó un hito en la operación del sistema, por cuanto el que hasta esa fecha era conocido como Sistema Aislado de Petén (12MW), pasó a formar parte del SNI.

Actualmente se encuentra en construcción la línea de transmisión de que se estima que será 135km, la cual interconectara las subestaciones Santa Elena Ixpanpajul – Sayaxche – Chisec 69kV, con lo cual se creará lo que el anillo Petén.

Aunque el anillo Petén permitirá hacer más eficiente la operación del sistema en su conjunto, se esperan algunas restricciones al crecimiento de la demanda en el área, las cuales se deben por un lado a los problemas de regulación de voltaje e interrupciones que actualmente afrontan algunos municipios del departamento de Petén como por ejemplo La Libertad, los cuales han sido inducidos en parte por el extremo crecimiento de las redes de distribución en esta región; por otro lado, sin considerar la restricción que presenta la construcción de infraestructura eléctrica en esa área debido a las extensas áreas protegidas, la carencia de redes de transmisión adecuadas, ha impuesto restricciones al aumento de la electrificación de las comunidades del área, al punto que hoy día, el departamento de Petén ocupa el puesto número dos de los departamentos de Guatemala con menor índice de electrificación.

La expansión del sistema en el área Peten prevé la ampliación del sistema de transmisión en 69kV en un 30% en relación a los sistemas de transmisión que operan actualmente en dicha área, además permitirá el abastecimiento en el corto plazo de aproximadamente 6.50MW de los cuales 3.50MW corresponden a las comunidades aledañas al municipio Melchor de Mencos y 3MW a las comunidades localizadas en las cercanías del municipio La Libertad.

Para la definición de las obras de transmisión fue necesario relacionar también, como premisa de decisión, los indicadores que se muestran a continuación:



Tabla 63. Indicadores del Departamento de Petén

MUNICIPIO	ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN %	-TIU- RANGO EN HORAS [URBANO] [RURAL]	TOLERANCIA PARA EL TIU DE USUARIOS EN BAJA TENSION SEGUN LAS NTSD EN HORAS
La Libertad	31.60%	20.01 - 50.00 20.01 - 50.00	12 14
San Andrés	30.40%	HASTA - 12.00 HASTA - 14.00	12 14
Dolores	38.20%	HASTA - 12.00 14.01 - 20.00	12 14
Resto de Municipios	60.68%	HASTA - 50.00 HASTA - 221.9	12 14

MUNICIPIO	-FIU- RANGO EN INTERRUPCIONES [URBANO] [RURAL]	Tolerancia para el FIU de usuarios en baja tensión según las NTSD en Interrupciones	Rango de usuarios que perciben interrupciones según Encuesta de calidad en %	Estimación de los nuevos Usuarios a conectar para llegar a un índice de electrificación de 90%
La Libertad	6 - 20 20 - 44	8 6	61%-80%	11,493
San Andrés	6 - 20 8 - 20	8 6	61%-80%	3,698
Dolores	HASTA - 6 HASTA - 8	8 6	61%-80%	5,609
Resto de Municipios	HASTA - 20.00 HASTA - 20.00	8 6	61%-80%	20,936

El proyecto del área de Petén consiste en el aumento de la cobertura en los municipios al norte de Petén como lo son la Libertad, San Andrés, Flores y Melchor de Mencos, y tal como se puede observar en los indicadores, los usuarios con servicio de electricidad en algunos de estos municipios tienen un servicio con una calidad por debajo de los estándares fijados en las NTSD en las áreas rurales y una gran cantidad de dichos usuarios perciben interrupciones del mismo. También es necesario indicar que el departamento de Petén tiene un potencial turístico muy fuerte<sup>64</sup>, para lo cual se considera la componente de electricidad un factor importante para el desarrollo de este potencial. Adicionalmente, se establece que se necesitaría conectar casi 42,000 nuevos usuarios para llegar a un índice de 90% de electrificación, no obstante al ser el departamento de Petén el que tiene mayor extensión territorial dichos nuevos usuarios tienen una mayor dispersión.

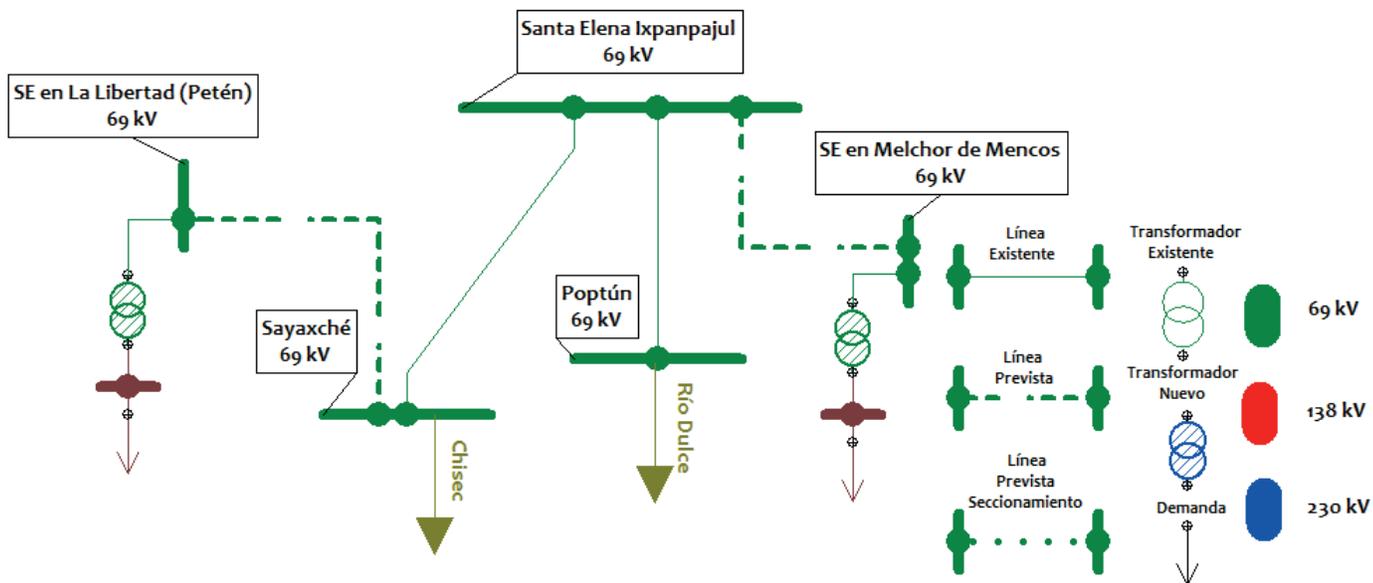
El proyecto de expansión del sistema del área Petén consiste en lo siguiente:

- a) Construcción de una nueva subestación de transformación 69/34.5kV en Melchor de Mencos
- b) Construcción de una nueva subestación de transformación 69/34.5kV en La Libertad.
- c) Construcción de una nueva línea de transmisión 69kV entre la subestación existente Santa Elena Ixpanpajul 69kV y la nueva subestación en Melchor de Mencos 69kV.
- d) Construcción de una nueva línea de transmisión 69kV entre la subestación en construcción Sayaxché 69kV y la nueva subestación en La Libertad 69kV.

En el siguiente gráfico se presenta el diagrama unifilar de las obras de transmisión del área Petén y el detalle de las líneas de transmisión y subestaciones que conforman la expansión del sistema en dicha área.



Gráfico 110. Diagrama Unifilar de los proyectos del área Petén



A continuación el detalle de las líneas de transmisión y subestaciones que conforman la expansión de la transmisión en el área nororiente del SNI respectivamente.

Tabla 64. Líneas de Transmisión para la expansión sistema en el área Petén

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Desde	Hasta	Voltaje
Nueva Subestación en La Libertad	Sayaxché	69
Nueva subestación en Melchor de Mencos	Santa Elena Ixpanpajul	69

## 5.8 Área Metropolitana

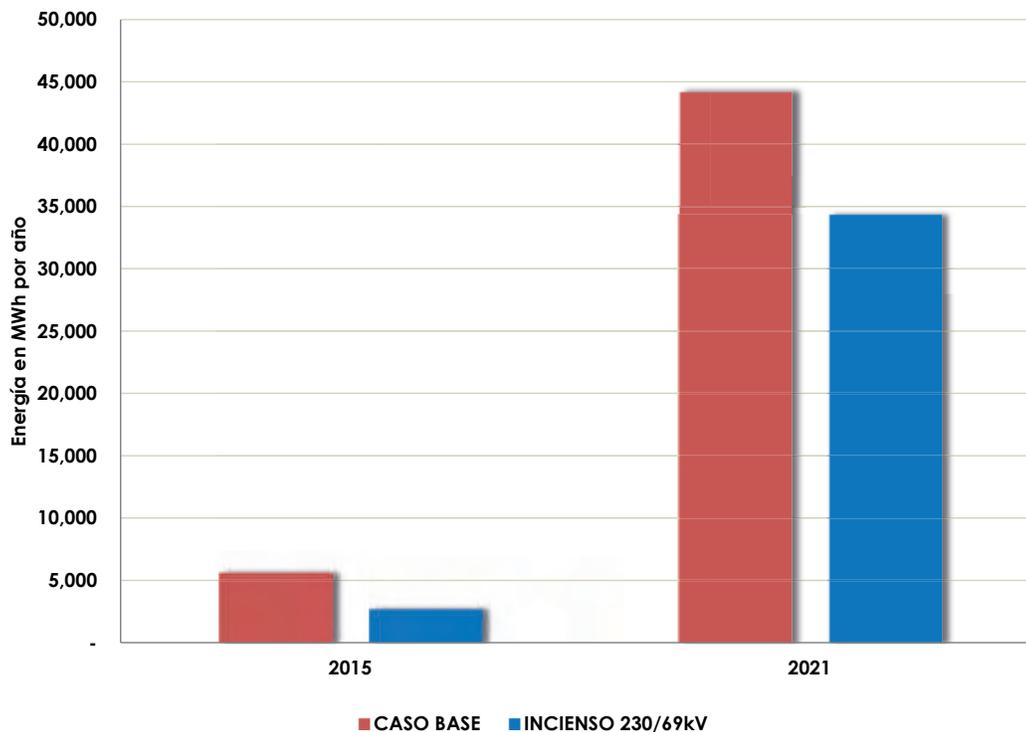
La expansión del sistema en el área metropolitana considera la construcción de una línea de 230 kV desde la subestación de transformación Guatemala Oeste 230/69kV, que forma parte del PET 2008-2018, hasta la ampliación de la subestación Incienso 230k/69kV. Debido a que la transformación que se instalará en la Subestación Incienso contribuye con la redistribución de los flujos de carga provenientes de la red troncal del SNI desde las subestaciones Guatemala Sur, Guatemala Norte y Guatemala Este, reduciendo las pérdidas de transmisión de la red de 69kV de la región central, se hace necesario asociarle al proyecto el aumento de la capacidad de transporte de los enlaces que parten desde la subestación Incienso 69kV.

El proyecto contribuirá con aumentar los índices de calidad y confiabilidad del área metropolitana del SNI, además de aumentar la capacidad de transmisión entre las regiones del área central. Un análisis de confiabilidad del proyecto muestra que a partir del año 2015, la entrada en operación comercial del proyecto, contribuye con la reducción de la ENS a medida que se incrementa la demanda del área central del SNI.

Los resultados del análisis de confiabilidad, que se muestran a continuación, demuestran que las obras de transmisión que optimizan la expansión de la transmisión dicha área son las siguientes:

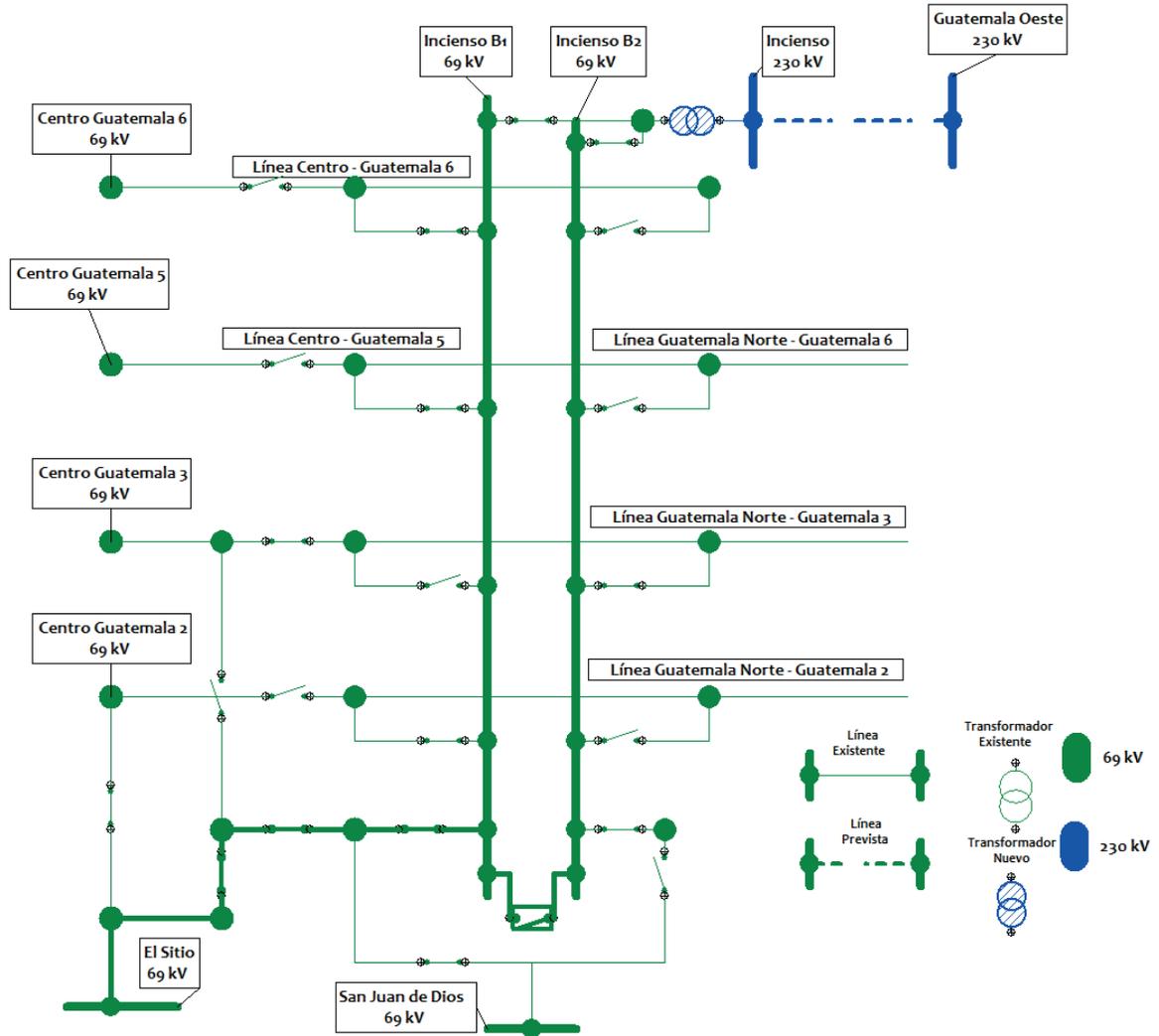
- Ampliación de la subestación de maniobras existente en Incienso, instalando transformación 230/69kV.
- Infraestructura de 69kV relacionada para la conexión de las líneas de transmisión de 69kV para reconfigurar la topología de la red existente.

Gráfico 111. Comparación de la ENS por la implementación de la subestación Inciense 230/69kV



En el siguiente gráfico se presenta el diagrama unifilar de las obras de transmisión del área Metropolitana y el detalle de las líneas de transmisión y subestaciones que conforman la expansión del sistema en dicha área.

Gráfico 112. Diagrama Unifilar del proyecto del área Metropolitana



## 5.9 Proyectos de Compensación Reactiva

El PET 2012-2021 identificó necesidades de compensación de potencia reactiva en todas las áreas del SNI para el período de estudio, las cuales deberán ser evaluadas anualmente por el AMM, con la Programación de Largo Plazo<sup>65</sup>, y los transportistas con la coordinación y aprobación de la CNEE, a fin de establecer la tecnología de la compensación, la ubicación y el dimensionamiento que optimizan la operación del sistema. Como producto de la evaluación que se realice de la compensación reactiva, la CNEE puede definir las obras de transmisión necesarias para ser implementadas por los transportistas o por medio de procesos de licitación.

La siguiente tabla muestra los niveles de compensación reactiva indicativos por cada área geográfica de influencia del PET 2012-2021.

Tabla 65. Niveles de compensación reactiva por área geográfica de influencia

ÁREA	CAPACIDAD [MVAR]
Nororiente	32.4
Suroriente	21.6
Noroccidente	21.6
Suroccidente	21.6
Metropolitana	54

### 5.10 PROYECTOS ADICIONALES O DE REFUERZO EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El PET 2012-2021 considera las necesidades y los proyectos que fueron informados por los transportistas, el AMM y las entidades interesadas en proyectos de transmisión, no obstante ante la posibilidad que existan necesidades adicionales que las previstas en este Plan, la CNEE podrá coordinar con las empresas transportistas o el AMM la evaluación de nuevos proyectos de transmisión, para definir las instalaciones que sean necesarias construir con el fin de optimizar la operación de las redes del Sistema de Transmisión del SNI, incluyendo la definición de proyectos integrales.

Para la evaluación y definición de los nuevos proyectos de transmisión se deberá considerar el crecimiento espacial y temporal de la demanda y las expectativas de desarrollo en cada zona particular, incluyendo la demanda industrial.

### 5.11 EXPANSIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

El Pla de Expansión del Sistema de Transporte 2012-2021 se ha elaborado para que el sistema de transmisión cumpla con el objetivo del aumento de la cobertura de la electrificación, sobre todo en áreas rurales y remotas, por lo que es necesario que las distribuidoras planifiquen la expansión de los sistema de distribución para conectar la demanda de los nuevos usuarios en las nuevas subestaciones planificadas y las subestaciones existentes.

En vista de lo anterior, es recomendable para el cumplimiento de los objetivos de este plan que el Instituto Nacional de Electrificación, a través de los programas de electrificación, y las distribuidoras, en cumplimiento de su mandato de ampliación de la red de distribución, elaboren de manera coordinada los planes de crecimiento de la red de distribución, teniendo como base las redes transmisión planificadas.

#### 5.12 EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS AISLADOS.

Tomando en cuenta que el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2012-2021 contempla prioritariamente que mediante un esquema de extensión de redes de transmisión y distribución, se alcancen las metas de electrificación del 90% de cobertura hacia el año 2015 y el 95% hacia el 2021, este plan indica que es imperativo, como una opción para alcanzar casi el 100% de electrificación, el desarrollo de sistemas autónomos en zonas aisladas del país que puedan cubrir las necesidades de electrificación de algunas comunidades de Guatemala, principalmente aquellas que actualmente se encuentran alejadas de las redes del SNI, utilizando los programas de electrificación que el Ministerio de Energía y Minas o el Instituto Nacional de Electrificación implementen de manera paralela y coordinada con este Plan y con las políticas de desarrollo social establecidas por los órganos competentes.

El desarrollo de estos sistemas aislados puede ser tal que su expansión haga posible su futura interconexión a las redes del SNI y con ello aumentar los estándares de calidad y la confiabilidad del suministro de energía eléctrica de los usuarios, así como la posibilidad de las entidades que operan la demanda local de participar en el Mercado Mayorista bajo esquemas de generación distribuida renovable<sup>66</sup>.

65 Según lo establecido en las Normas de Coordinación Comercial y Operativa del AMM.

66 La NTGDR emitida por la CNEE en el año 2008 contiene los aspectos técnicos y comerciales para la Generación Distribuida Renovable.

# 6 ANEXOS

## 6.1. Obras de Transmisión del Área noroccidente



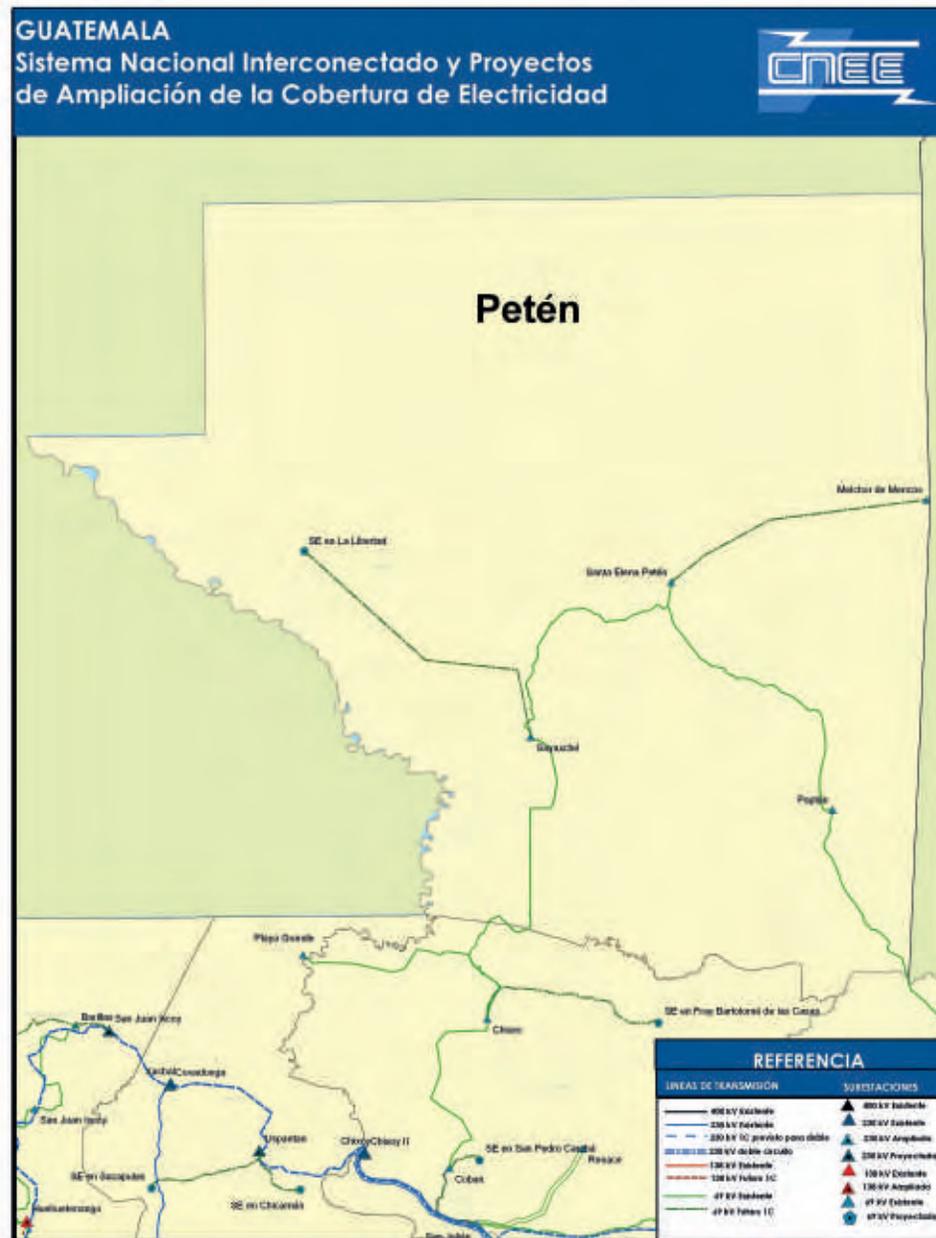
## 6.2 Obras de Transmisión del Área suroccidente



### 6.3 Obras de Transmisión del Área oriente (nororiente y suroriente)



### 6.4 Obras de Transmisión del Área Petén



## 7 LISTA DE SIGLAS Y ACRONIMOS

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
BTS	Baja Tensión Simple
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
DEOCSA	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima
DEORSA	Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima
ENS	Energía No Suministrada
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
FIU	Frecuencia de Interrupciones por Usuario
INE	Instituto Nacional de Estadística
MEM	Ministerio de Energía y Minas
NTCSTS	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
PEG	Plan de Expansión Indicativo de la Generación
PET	Plan de Expansión del Sistema de Transporte
REGEZRA	Regulación de la Electrificación de Zonas Rurales Aisladas
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SNI	Sistema Nacional Interconectado
TIU	Tiempo de Interrupciones por Usuario
TRECSA	Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima
TRELEC SA	Empresa Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima

## 8 UNIDADES DE MEDIDA

km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
MW	Megavatio
GWh	Gigavatio
kWh	Kilovatio hora
MVA	Megavoltamperios
MVA <sub>r</sub>	Megavoltamperios reactivo
MMBTU	Millones de BTU
USD	Dólares de Estados Unidos
MMUSD	Millones de dólares de Estados Unidos
USD/MWh	Dólares por Megavatio hora
USD/kWh	Dólares por kilovatio hora
BTU	Unidad Térmica Británica (British Thermal Unit)
ton	Toneladas
MMton	Millones de Toneladas







