

PLANES DE EXPANSIÓN

Sistema Eléctrico

Guatemalteco

UNA VISIÓN A LARGO PLAZO



**PLAN DE
EXPANSIÓN
INDICATIVO
DEL SISTEMA
DE GENERACIÓN
2008-2022**

Ministerio de Energía y Minas

Ministro Ingeniero Carlos Iván Meany Valerio
Viceministro del Área Energética Ingeniero Romeo Rodríguez Menéndez
Viceministro de Desarrollo Sostenible Licenciado Federico Franco Cordón
Viceministro de Energía y Minas Ingeniero Alfredo Pokus Yaquián

Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Presidente Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford
Director Ingeniero Enrique Moller Hernández
Director Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
Gerente General Ingeniero Sergio Oswaldo Velásquez Moreno
Gerente Jurídico Licenciado Amilcar Vinicio Brabatti Mejía

División de Proyectos Estratégicos

Jefe División de Proyectos Estratégicos (Coordinador) Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso
Jefe Departamento de Planificación de Proyectos Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira
Equipo de Trabajo Ingeniero Edwin Roberto Castro Hurtarte
Ingeniero Gustavo Adolfo Ruano Martínez
Ingeniero Juan Carlos Morataya Ramos
Asesor Ingeniero Rodolfo Francisco Santizo Ruiz

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	3
INFORMACIÓN BÁSICA	4
Situación económica	4
Mercado eléctrico nacional	7
Plantas existentes	9
El sistema de transporte actual	11
Actividades desarrolladas	13
Demanda	14
Centrales de generación candidatas	15
Combustibles	19
Hidrología	19
Consideraciones ambientales	19
Proyectos binacionales	20
PLANES DE EXPANSIÓN INDICATIVOS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	21
Cronogramas de ingreso de plantas	22
Capacidad a instalar	24
Composición de la matriz de capacidad instalada (MW) por escenario de crecimiento de la demanda	26
SIMULACIÓN DE LOS PLANES INDICATIVOS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN	30
Despacho de energía	30
Matrices energéticas resultantes del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación	33
Costo marginal de la demanda contra déficit probable de los planes indicativos según cada escenario	36
Emisiones de CO ₂	39
RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES	44
Demanda	44
Cronograma de ingreso de plantas	44
Comparación de costos	44
Capacidad a instalar durante el Plan de Generación	44
Despacho de energía	45
Emisiones de CO ₂	46
ANEXO A. Referencias	47
ANEXO B. Lista de Acrónimos, Unidades de Medida y Múltiplos	48

RESUMEN EJECUTIVO



El objetivo primordial del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022 es cumplir con los lineamientos, acciones y estrategias establecidas en la Política Energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas, priorizando la garantía del suministro de la energía eléctrica en Guatemala mediante la utilización óptima de los recursos renovables, tomando en cuenta el medio ambiente. Se desarrolla como punto de partida para la elaboración del primer Plan de Expansión del Sistema Transporte, el cual según lo establecido en la legislación vigente, debe ser elaborado y ejecutado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación estima cual es la expansión óptima del sistema considerando restricciones o condiciones tales como costos de inversión, costos de operación, combustibles, entrada mínima y máxima en operación de las distintas centrales eléctricas. Las herramientas computacionales utilizadas para la realización del Plan fueron el modelo SUPER-OLADE y el SDDP, para la optimización de la planificación y la simulación del comportamiento de un sistema interconectado respectivamente.

La información de entrada para la realización del Plan fue la demanda proyectada de energía eléctrica para

el período 2008-2022 (cuatro escenarios; vegetativo, bajo, medio y alto), la hidrología de las diferentes cuencas de los proyectos hidroeléctricos existentes y futuros, la proyección de los costos de los combustibles y todos los datos tanto técnicos como financieros de los probables proyectos futuros: hidroeléctricas, térmicos y geotérmicos. También se considera la interconexión Guatemala-México y dos proyectos hidroeléctricos binacionales, Río Usumacinta y Río Paz.

Como punto importante del análisis, el impacto al medio ambiente al implementar el Plan, en cuanto a la producción y emisiones a la atmósfera se refiere de las plantas térmicas en conjunto con las hidroeléctricas. De implementarse el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación se reducirían las emisiones de CO₂ en el largo plazo, debido a la entrada en operación de varios proyectos hidroeléctricos y el desplazamiento de la producción de energía eléctrica a través de plantas que consumen bunker.

En la siguiente tabla se muestra el promedio, de los tres escenarios de demanda (bajo, medio y alto), de la capacidad a instalar en el período 2008-2022 y el costo promedio de inversión en valores presentes referidos al año 2008.

TIPO	MW	%	Costo Promedio de Inversión (millones)
RENOVABLES	1608	59%	US\$ 3,365
NO RENOVABLES	850	31%	
INT-GUA-MEX	200	7%	
TOTAL	2658	98%	

En generación de energía eléctrica los valores por recursos renovables llegan en el año 2022 a un valor promedio, de los tres escenarios de demanda, a 63.95% del total de generación.

El costo marginal de la demanda promedio de los tres escenarios de demanda tiende a reducirse y a estabilizarse en el largo plazo, únicamente existe una variación de la época seca y lluviosa como se muestra en la siguiente tabla.

Costo Marginal de la Demanda US\$/MWh	
SECA	LLUVIOSA
95	85

Con la implementación del primer Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación se dejarían de importar aproximadamente 114 millones de barriles de bunker, con lo cual se reduciría sustancialmente el costo de la producción de energía eléctrica, debido a los precios internacionales del petróleo y sus variaciones en los mercados internacionales.

En el año 2022 las toneladas de CO₂ emitidas por la producción de energía eléctrica, en función del número de habitantes, serían aproximadamente de 0.25 tCO₂/habitante, pero de no modificar la matriz actual, dichas emisiones ascenderían a 0.32 tCO₂/habitante.

Los resultados obtenidos del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación cumplen con todos los objetivos plasmados en el mismo, con lo cual se estaría contribuyendo al desarrollo sostenible y responsable de Guatemala.

1 INTRODUCCIÓN



La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, (CNEE) presenta el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación, dentro del cual se evalúa la factibilidad económica para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica a través de tecnologías de generación eficientes.

El Plan fue desarrollado de modo que sirva de base para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema Transporte, el cual debe ser elaborado y ejecutado por la CNEE, de acuerdo a lo que establece el Artículo 26 de las Disposiciones Transitorias, contenidas en el Título IX del Reglamento de la Ley General de Electricidad: Plan de Expansión del Sistema de Transporte. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 68–2007).

El Plan se elaboró con el objetivo de cumplir con la Política Energética vigente, la cual contempla la diversificación de la matriz energética en el largo plazo que trata de incentivar la eficiencia en la producción de energía eléctrica, a partir del ingreso de plantas generadoras e interconexiones internacionales que disminuyan y estabilicen los costos de producción de la energía, obteniendo en Guatemala precios de energía eléctrica competitivos.

Las actividades desarrolladas para la elaboración del plan incluyeron las siguientes actividades:

- i. La realización del pronóstico de crecimiento de la demanda de energía eléctrica.
- ii. La adquisición del modelo “SUPER-OLADE” el cual sirvió para obtener el plan óptimo.
- iii. Levantamiento del listado de las plantas y unidades generadoras para ser tomadas en cuenta en el proceso de optimización del Plan.
- iv. Determinación del Plan óptimo de expansión de la generación, utilizando el modelo SUPER.
- v. La simulación de la operación con el modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) del despacho de largo plazo, para las unidades y plantas generadoras que resultaron del cronograma de ingreso que fue producto de la optimización con el modelo “SUPER-OLADE”.

Adicionalmente, se realizó una comparación de las emisiones de dióxido de carbono “CO₂” resultantes de la composición de la generación actual con la matriz energética futura considerando el crecimiento de la demanda esperada. Lo que resultó en más emisiones de CO₂ debido a una mayor utilización de derivados del petróleo en comparación con las emisiones que resultan de la aplicación del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación.

2 OBJETIVOS



- 2.1** Cumplir con los lineamientos, acciones y estrategias establecidas en la Política Energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas.
- 2.2** 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.
- 2.3** Promover las inversiones en generación eléctrica eficiente, mediante la implementación del Plan Indicativo.
- 2.4** Promover el ingreso de plantas de generación de energía eléctrica eficientes para el abastecimiento de la demanda.
- 2.5** Reducir los costos del suministro de energía eléctrica mediante el ingreso de centrales generadoras de mayor eficiencia que las actuales.
- 2.6** Minimizar el impacto en el medio ambiente de las emisiones de CO₂ cambiando la composición de la matriz energética.
- 2.7** Impulsar la integración energética regional, considerando en la evaluación económica y optimización del Plan, la generación proveniente de las interconexiones internacionales.
- 2.8** Aportar los datos necesarios para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, para cumplir por parte de la Comisión con lo establecido en el Artículo 26 de las Disposiciones Transitorias del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
- 2.9** Atraer inversiones que puedan proveer los servicios necesarios para la construcción, implementación, operación, mantenimiento y logística del suministro de combustibles para las distintas centrales eléctricas.

3 INFORMACIÓN BÁSICA

3.1. Situación económica.

La actividad económica nacional medida por el Producto Interno Bruto (PIB), se espera que crezca en un 5.3 % para el año 2008 y un 5.4% para el año 2009.

El Índice de Precios al Consumidor (IPC) es una de las herramientas estadísticas que se utiliza para medir la inflación en la economía del país, tomando como base los precios observados en el mes de referencia.

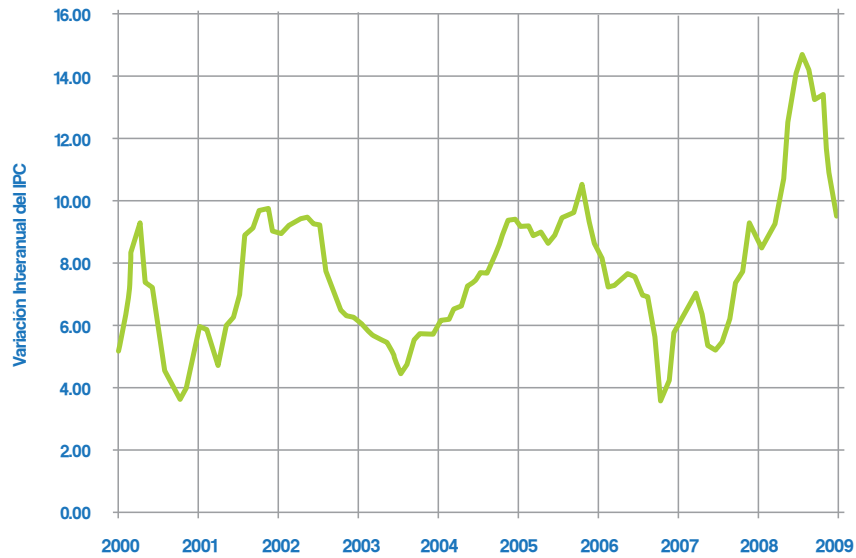
El crecimiento esperado se basa en la estabilidad macroeconómica, sustentada en políticas monetarias y fiscales disciplinadas, en las expectativas favorables de los agentes económicos y en la fortaleza de la inversión pública y privada. En la siguiente tabla se presentan las tasas de crecimiento del PIB proyectado por ramas de actividad.

 **Tabla 1. Actividades Económicas que contribuyen al PIB de Guatemala.**

Actividades Económicas	Tasas de Crecimiento %		
	2007 Estimado	2008 Proyectado	2009 Proyectado
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	3.4	2.6	3.1
Explotación de minas y canteras	9.0	3.3	3.0
Industrias manufactureras	3.3	3.1	3.0
Suministro de electricidad y captación de agua	5.2	4.0	3.9
Construcción	12.1	5.0	5.4
Comercio al por mayor y al por menor	4.1	4.0	4.0
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	18.8	18.5	16.8
Intermediación financiera, seguros y actividades auxiliares	16.0	15.6	14.5
Alquiler de vivienda	3.9	3.8	3.6
Servicios privados	5.4	5.2	5.3
Administración pública y defensa	4.3	4.2	4.6
PRODUCTO INTERNO BRUTO		5.3	5.4

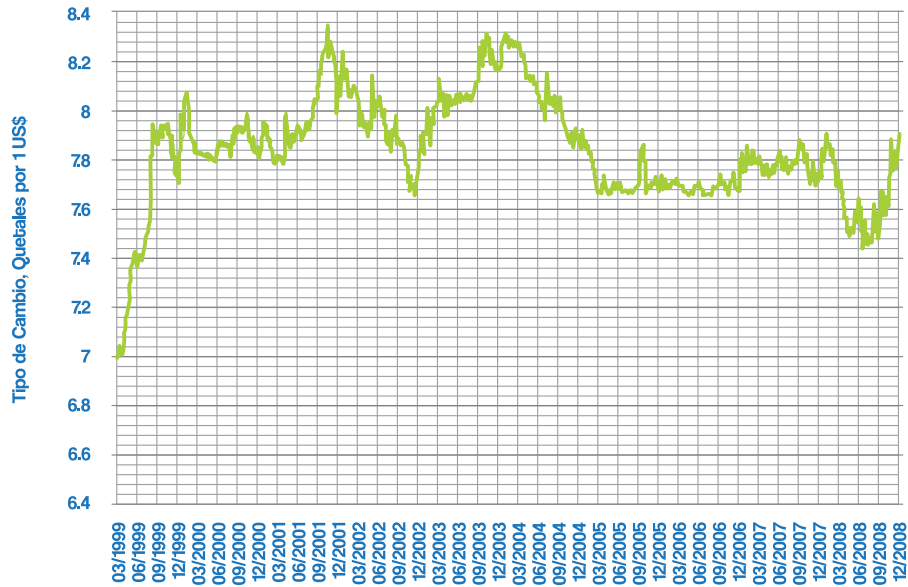
FUENTE: Banco de Guatemala.

Gráfica 1. Variación del Índice de Precios al Consumidor período 2000-2008.



El tipo de cambio en Guatemala desde el año 2006 se ha mantenido en niveles de 7.75 a 7.45 Quetzales por un dólar de los Estados Unidos de América.

Gráfica 2. Tipo de cambio en Guatemala para el período 2000-2008.



FUENTE: BANGUAT.

Tabla 2. Principales productos exportados de Guatemala en toneladas métricas, a Marzo de cada año.

Producto	2007	2008
Azúcar	481,339.1	214,479.7
Banano	277,900.6	314,324.8
Café	53,879.3	70,974.1
Cardamomo	10,337.6	9,351.5
Petróleo*	1,556.4	1,059.6

*En miles de barriles.

FUENTE: BANGUAT.

Tabla 3. Valor CIF de las importaciones, a marzo de cada año, en %.

TIPO DE PRODUCTO	2007	2008
BIENES DE CONSUMO	26.32	24.86
No duraderos	13.17	13.60
Semiduraderos	6.48	5.87
Duraderos	6.57	5.38
MATERIAS PRIMAS Y PRODUCTOS INTERMEDIOS	36.77	37.13
Para la agricultura	2.10	2.92
Para la industria	34.68	34.21
COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	16.50	18.22
MATERIALES DE CONSTRUCCION	2.78	3.13
BIENES DE CAPITAL	17.62	16.67
Para la agricultura	0.52	0.60
Para la industria		
Telecomunicaciones y		
Construcción	14.18	13.28
Para el Transporte	2.93	2.78
DIVERSOS	0.00	0.00

FUENTE: Declaraciones de mercancías y formularios aduaneros únicos centroamericanos de importación.

3.2. Mercado eléctrico nacional.

El subsector eléctrico nacional está estructurado de la siguiente manera:

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. Es el Regulador que crea condiciones propicias y apegadas a la ley para que las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica sean susceptibles de ser desarrolladas por toda persona individual o jurídica que desee hacerlo, fortaleciendo este proceso con la emisión de normas técnicas, precios justos, medidas disciplinarias y todo el marco de acción que permita, a los empresarios y usuarios, condiciones de seguridad y reglas de acción claras para participar con toda propiedad en este nuevo modelo, factor fundamental en la modernización existente en torno al Subsector Eléctrico y, consecuentemente, en el desarrollo económico y social del país.

ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA -AMM- : El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, que asegura la competencia en un mercado libre, con reglas claras que promuevan

la inversión en el sistema eléctrico, y que vela por el mantenimiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Guatemala.

Los participantes del Mercado Mayorista son los Generadores, Transportistas, Distribuidores, Comercializadores, Grandes Usuarios y adicionalmente se cuenta con el conjunto de empresas que sin tener las condiciones para ser participantes, realizan transacciones económicas en el Mercado Mayorista.

El marco regulatorio del sector eléctrico Guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual se ha privilegiado el libre acceso y la existencia de un sistema de precios que refleja equilibrios libres de oferta y demanda, debido a que en estos segmentos pueden darse condiciones efectivas de competencia.

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.

Se distinguen así tres segmentos en la actividad del sector: Generación, Transmisión y Distribución. La generación se desarrolla en un ambiente libre y competitivo constituido por un mercado de oportunidad basado en un despacho a costo marginal de corto plazo, y por un mercado de contratos en donde los Agentes y Grandes Usuarios pactan libremente las condiciones de sus contratos en cuanto a plazo, cantidades y precio. La transmisión y la distribución son actividades reguladas.

El marco legal con el cual se rige el subsector eléctrico se basa en lo siguiente:

- I. Constitución Política de la República.
- II. Ley General de Electricidad, Decreto No 93-96.
- III. Reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo No 256-97 y sus reformas.
- IV. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 y sus reformas.
- V. Normas Técnicas de la CNEE y las Normas de Coordinación del AMM.

La Ley General de Electricidad, es la ley fundamental en materia de electricidad y se sustenta a través de los principios que a continuación se detallan:

- 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 5 MW.
- 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.

 **Gráfica 3. Estructura del subsector eléctrico.**

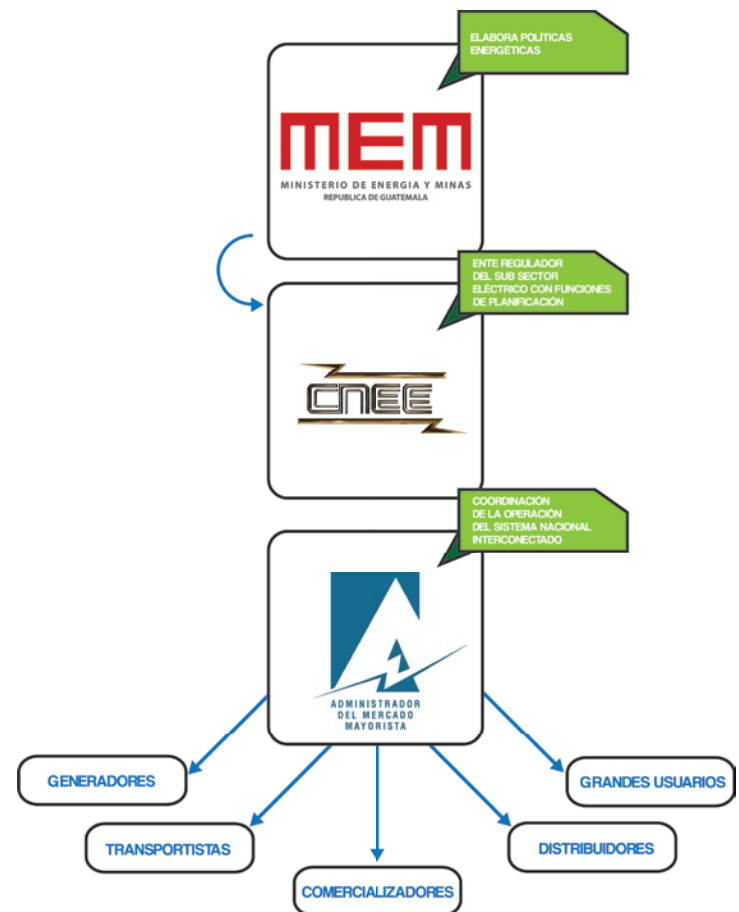


Tabla 4. Indicadores importantes del SNI durante el año 2007.

Indicadores del SNI del año 2007	
Generación Local	7928.62 GWh
Consumo Interno	7510.45 GWh
Exportaciones	131.88 GWh
Importaciones	8.12 GWh
Precio Promedio	89.8 US\$/MWh
SPOT	1443.43 MW
Demanda Máxima	61.73 %
Factor de Carga	

FUENTE: AMM, Informe Estadístico 2007.

3.3. Plantas existentes.

A continuación se elaboró un cuadro que representa las plantas existentes, de acuerdo al Informe de Oferta firme 2007-2008 proporcionado por el AMM.

Tabla 5. Plantas existentes, recursos no renovables.

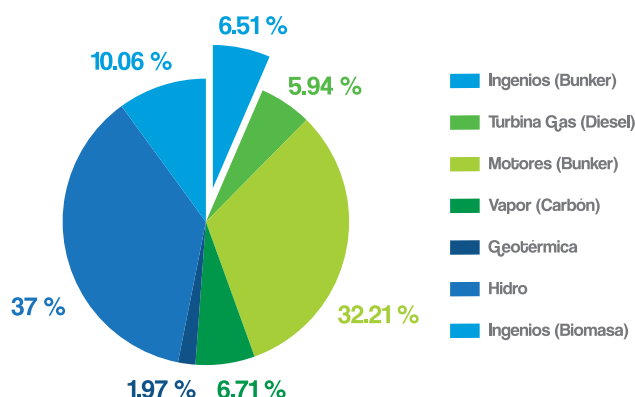
No.	Planta	Potencia MW	Tecnología	Combustible	Observación
1	San José	132.40	Turbina Vapor	Carbón	-
2	Tampa	78.10	Turbina Gas	Diesel	-
3	S&S	23.70	Turbina Gas	Diesel	-
4	Esc Gas 5	14.90	Turbina Gas	Diesel	-
5	Arizona	155.70	Motor CI	Bunker	-
6	Poliwatt	125.50	Motor CI	Bunker	-
7	PQP	114.60	Motor CI	Bunker	-
8	Las Palmas	66.40	Motor CI	Bunker	-
9	Genor	41.40	Motor CI	Bunker	-
10	Sidegua	38.00	Motor CI	Bunker	-
11	Textiles	15.00	Motor CI	Bunker	-
12	Progreso	51.00	Motor CI	Bunker	-
13	Amatex	18.20	Motor CI	Bunker	-
14	Electrogeneración	15.50	Motor CI	Bunker	-
15	GECSA	15.00	Motor CI	Bunker	-
16	Madre Tierra	15.90	Turbina Vapor	Bunker	Época de no Zafra
17	Santa Ana	21.80	Turbina Vapor	Bunker	Época de no Zafra
18	Concepción	21.30	Turbina Vapor	Bunker	Época de no Zafra
19	La Unión	22.90	Turbina Vapor	Bunker	Época de no Zafra
20	Magdalena	21.50	Turbina Vapor	Bunker	Época de no Zafra
21	Pantaleón	24.60	Turbina Vapor	Bunker	Época de no Zafra
	TOTAL	1033.40			

Motor CI = Motor de Combustión Interna.

 **Tabla 6. Plantas existentes, recursos renovables.**

No.	Planta	Potencia MW	Tecnología	Combustible	Observación
1	Madre Tierra	19.27	Turbina Vapor	Bagazo	Época de Zafra
2	Santa Ana	27.83	Turbina Vapor	Bagazo	Época de Zafra
3	Concepción	24.20	Turbina Vapor	Bagazo	Época de Zafra
4	La Unión	29.80	Turbina Vapor	Bagazo	Época de Zafra
5	Magdalena	36.60	Turbina Vapor	Bagazo	Época de Zafra
6	Pantaleón	42.90	Turbina Vapor	Bagazo	Época de Zafra
7	Tululá	9.95	Turbina Vapor	Bagazo	Época de Zafra
8	Trinidad	7.20	Turbina Vapor	Bagazo	Época de Zafra
9	Calderas	2.70	Turbina Vapor	Geotermia	-
10	Zunil	18.00	Turbina Vapor	Geotermia	-
11	Ortitlán	18.00	Turbina Vapor	Geotermia	-
12	Chixoy	272.00	Hidroeléctrica	Agua	-
13	Aguacapa	80.10	Hidroeléctrica	Agua	-
14	Jurún Marinalá	60.00	Hidroeléctrica	Agua	-
15	Los Esclavos	14.00	Hidroeléctrica	Agua	-
16	Renace	60.00	Hidroeléctrica	Agua	-
17	Canadá	47.40	Hidroeléctrica	Agua	-
18	Las Vacas	39.00	Hidroeléctrica	Agua	-
19	Pasabien	12.00	Hidroeléctrica	Agua	-
20	Matanzas	11.70	Hidroeléctrica	Agua	-
21	Montecristo	13.60	Hidroeléctrica	Agua	-
22	El Recreo	26.00	Hidroeléctrica	Agua	-
23	Río Bobos	10.00	Hidroeléctrica	Agua	-
24	Secacao	16.30	Hidroeléctrica	Agua	-
25	Poza Verde	9.60	Hidroeléctrica	Agua	-
26	El Salto	2.00	Hidroeléctrica	Agua	-
27	San Isidro	4.00	Hidroeléctrica	Agua	-
28	Palín II	5.00	Hidroeléctrica	Agua	-
29	Candelaria	5.00	Hidroeléctrica	Agua	-
	TOTAL	924.15			

Gráfica 4. Potencia instalada en el año 2007.



3.4. El sistema de transporte actual.

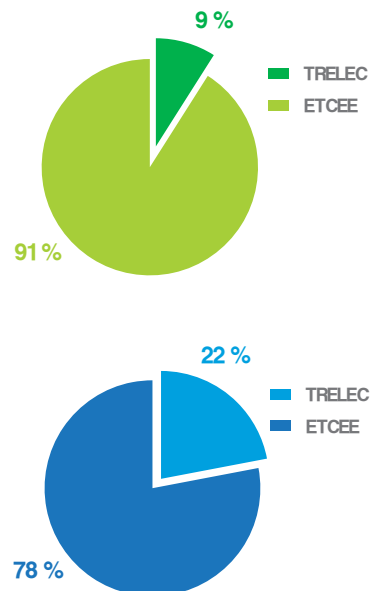
El Sistema de Transmisión guatemalteco cuenta con una infraestructura troncal que permite el abastecimiento de la energía eléctrica desde los principales centros de generación a los centros de consumo, mediante una red de aproximadamente 1009 km de longitud en tensiones de 138 kV y 230 kV y una capacidad de transformación en 230 kV de 1445 MVA y 319 MVA en 138 kV.

Para un nivel de voltaje de 69kV son cerca de 2513.2 km de líneas de transmisión que permiten abastecer a los sistemas de Distribución y a los Grandes Usuarios, la capacidad de transformación en 69 kV asciende a 760 MVA.

En Guatemala, son cuatro las empresas las que prestan el servicio de transporte de energía eléctrica (STEE), siendo las que tienen mayor número de kilómetros de líneas de transmisión en propiedad, ETCEE y TRELEC. No obstante, el sistema de transmisión también cuenta con líneas de transmisión que son propiedad de Agentes del Mercado Mayorista que tienen como objeto conectarlos al Sistema Nacional Interconectado.

La gráfica siguiente muestra en porcentajes la propiedad de las líneas de transporte de ETCEE y TRELEC para los niveles de tensión 230 kV y 69 kV; en el caso de las líneas de 138 kV, el 100% pertenecen a los activos de ETCEE.

Gráfica 5. Propiedad de las líneas de transmisión 230kV y 69kV respectivamente.



De acuerdo al Artículo 26. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 68-2007) del Reglamento de la Ley General de Electricidad. “En tanto se crea el Órgano Técnico especializado por el Ministerio de Energía y Minas, el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, será elaborado y ejecutado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.”

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte deberá elaborarse cada dos (2) años y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez (10) años; debiendo considerar los proyectos de generación en construcción y aquellos que presenten evidencias

que entrarán en operación dentro del horizonte de estudio indicado. La gráfica siguiente muestra las condiciones actuales del Sistema de Transmisión, obras proyectadas y la ubicación de las principales subestaciones. La CNEE elaborará el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, conjuntamente con las empresas transportistas y la participación

de otros agentes interesados. Entre los objetivos principales de dicho Plan esta ampliar la capacidad del Sistema de Transmisión para abastecer la demanda de los principales centros de consumo de energía eléctrica, desde los principales centros de generación.

Gráfica 6. Condición actual del Sistema Nacional Interconectado.



3.5. Actividades desarrolladas.

Para elaborar el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación del Sistema Nacional Interconectado para el período 2008-2022, la División de Proyectos Estratégicos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realizó diversas actividades que se describen a continuación:

- a) La proyección del crecimiento la demanda para el periodo de estudio, con base en modelos econométricos tomando en cuenta factores como Producto Interno Bruto (PIB), crecimiento de usuarios y datos de demanda histórica, determinando de esta manera cuatro escenarios representativos del crecimiento.
- b) Adquirió el programa computacional SUPER-OLADE en su versión 5.1. Dicho programa computacional permite evaluar diferentes escenarios de demanda, analizar beneficios de planes para conservación de energía y administración de carga, modelar la expansión de la generación e interconexiones de sistemas hidro-térmicos, establecer estrategias de mínimo riesgo en condiciones de incertidumbre, y definir planes indicativos mediante algoritmos de optimización de obras de generación, entre otras funcionalidades.
- c) Contrató a un consultor para el desarrollo de un curso de capacitación para personal de la Comisión, sobre el modelo SUPER, contando también con la participación del personal del Administrador del Mercado Mayorista, del Ministerio de Energía y Minas y del Instituto Nacional de Electrificación.
- d) Se realizó un inventario de los proyectos de generación candidatos para ser incluidos dentro del procedimiento de optimización y determinación del cronograma, de los cuales se contaba con datos de caudales históricos

de las cuencas de los ríos, capacidad, fecha programada de operación comercial, características técnico-económicas de los proyectos y ubicación geográfica.

- e) Generó el levantamiento de la base de datos del modelo computacional “SUPER”, entre los cuales se encuentra: la demanda, los parámetros técnico-económicos, las proyecciones del precio de los combustibles, el historial hidrológico y los parámetros preliminares de diseño para los proyectos candidatos; incorporando también los criterios de evaluación de la política energética emitida por el Ministerio de Energía y Minas. Asimismo, se definieron las condiciones, riesgos y restricciones a ser consideradas en la elaboración del Plan.
- f) Realizó simulaciones del despacho de energía de las centrales generadoras consideradas por la optimización, con el modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP), con el cual se obtuvo indicadores de déficit probable, costo marginal de la demanda y potencia efectiva disponible, como resultado de la implementación del Plan en sus diferentes escenarios.
- g) Se calcularon las emisiones de CO₂ que se producirían al implementarse el plan y se comparó con la que resultaría de no modificar la matriz energética actual.

3.6. Demanda.

Para obtener las proyecciones de demanda se utilizaron modelos econométricos de regresión múltiple. El modelo econométrico seleccionado para proyectar la energía, considera como variables independientes el PIB y el número de usuarios del servicio de energía eléctrica. Dicho modelo asume una relación logística entre la generación bruta y el PIB, así como una relación lineal-exponencial entre la generación bruta y el número de usuarios.

Debido a los cambios que pueden darse en las principales actividades que inciden en la actividad económica del país, como por ejemplo el comportamiento de la economía de los principales socios comerciales de Guatemala, elevados precios internacionales del petróleo y sus derivados, inversión pública y privada, se elaboraron cuatro escenarios de demanda de energía: vegetativo, bajo, medio y alto.

El consumo de energía eléctrica está altamente relacionado al desarrollo económico del país y por consiguiente se consideró para cada uno de los escenarios mencionados el Producto Interno Bruto (PIB) como variable independiente para proyectar la demanda de energía eléctrica del país. Dentro de cada uno de los escenarios mencionados, se incluyeron los requerimientos adicionales de demanda de proyectos industriales específicos a realizarse en el corto plazo a nivel nacional. Se consideró la demanda de una industria cementera de 50 MW para el año 2010, y de una minera con un crecimiento por etapas a partir del año 2011 hasta llegar iniciando en el año 2014, hasta llegar a su plena capacidad desde 117 MW en el año 2014. Fue importante asimismo elaborar un escenario de demanda bajo sin incluir los requerimientos adicionales de demanda de los proyectos industriales arriba mencionados, con el objeto de evaluar un escenario con un crecimiento vegetativo.

 **Tabla 7. Tasas de crecimiento del PIB (%) según escenario de demanda.**

Año	Bajo	Medio	Alto
p/2005	3.3	3.3	3.3
e/2006	5.3	5.3	5.3
2007	5.7	5.7	5.7
2008	4.3	5.3	6.3
2009	4.4	5.4	6.4
2010	4.0	5.0	6.0
2011	4.0	5.0	6.0
2012	3.8	4.8	5.8
2013	3.6	4.6	5.6
2014	3.4	4.4	5.4
2015	3.2	4.2	5.2
2016	3.0	4.0	5.0
2017	3.0	4.0	5.0
2018	3.0	4.0	5.0
2019	3.0	4.0	5.0
2020	3.0	4.0	5.0
2021	3.0	4.0	5.0
2022	3.0	4.0	5.0

Tabla 8. Escenarios de demanda.

Año	Demanda de Potencia MW				Demanda de Energía GWh			
	Vegetativo	Bajo	Medio	Alto	Vegetativo	Bajo	Medio	Alto
2008	1,505	1,505	1,505	1,505	8,172	8,172	8,172	8,172
2009	1,575	1,575	1,591	1,606	8,568	8,568	8,653	8,735
2010	1,649	1,699	1,732	1,763	8,984	9,422	9,601	9,774
2011	1,726	1,846	1,898	1,949	9,419	10,107	10,390	10,667
2012	1,807	1,958	2,031	2,103	9,876	11,147	11,545	11,937
2013	1,891	2,054	2,150	2,245	10,355	11,777	12,302	12,823
2014	1,969	2,137	2,251	2,363	10,800	12,267	12,891	13,509
2015	2,047	2,215	2,347	2,478	11,244	12,712	13,438	14,157
2016	2,125	2,292	2,444	2,593	11,689	13,157	13,989	14,813
2017	2,206	2,374	2,540	2,709	12,151	13,618	14,560	15,493
2018	2,287	2,454	2,644	2,833	12,630	14,097	15,154	16,199
2019	2,371	2,539	2,751	2,961	13,127	14,594	15,770	16,932
2020	2,461	2,628	2,862	3,094	13,644	15,111	16,411	17,694
2021	2,553	2,721	2,978	3,232	14,182	15,649	17,077	18,488
2022	2,650	2,818	3,099	3,376	14,741	16,209	17,772	19,315

3.7. Centrales de generación candidatas.

Se tomaron en cuenta los proyectos de generación que contarán con suficiente información técnica y comercial disponible para poder modelarlas y considerarlas dentro del proceso de optimización del Plan. Esto no limita la existencia, ni se debe de interpretar como que no se puedan construirse otros proyectos que pudieran estar disponibles.

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

Para la evaluación, se clasifican dos grupos de proyectos, las plantas fijas y las plantas genéricas. Las plantas fijas son proyectos que se encuentran 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, siendo uno de los objetivos del modelo SUPER -OLADE determinar de manera óptima la fecha en que la planta debe de estar disponible para generar.

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. La principal fuente de

información es la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA por sus siglas en inglés).

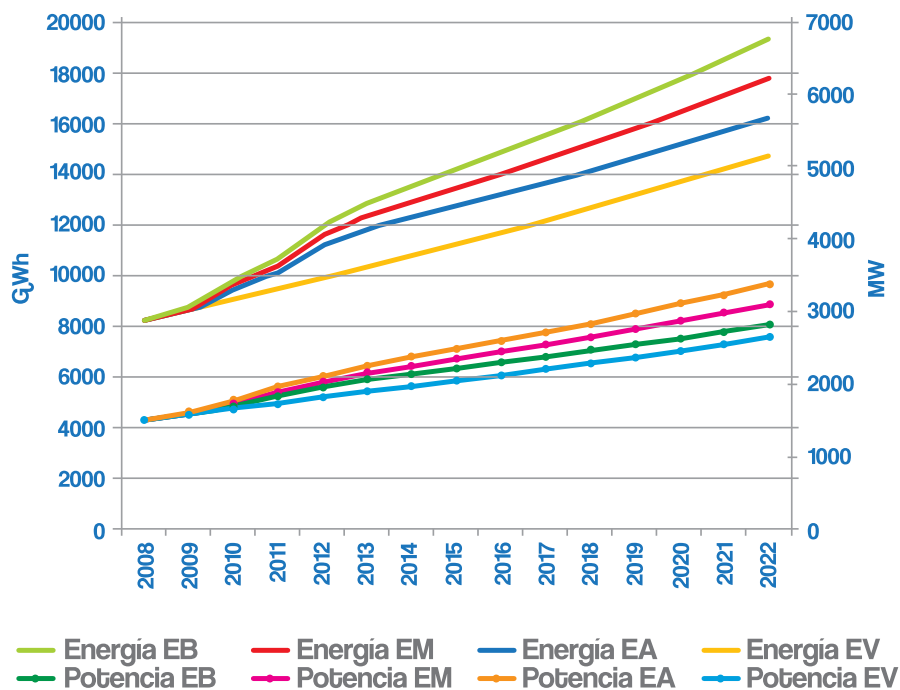
La información para modelar las plantas hidráulicas es la contenida en los estudios de acceso a la capacidad de transporte enviada por el interesado en el desarrollo del proyecto, así como también del catálogo del Plan Maestro del Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Para este tipo de tecnología y tomando en cuenta la promoción con la que cuentan los proyectos de Generación Distribuida Renovable, se tomaron 4 bloques de 30 MW cada uno a fin de simular la entrada en operación de este tipo de proyectos.

Considerando la incertidumbre que presenta el tiempo de construcción y entrada en operación de

los proyectos hidroeléctricos debido a problemas sociales y ambientales, se tomó en cuenta en el modelo SUPER-OLADE una probabilidad de retraso en la entrada en operación.

Para cumplir con la política energética vigente, en donde se establece como prioridad poner en operación la interconexión Guatemala-México (400kV), la cual se tomó en consideración dentro del modelo SUPER-OLADE como un generador adicional al sistema, con una capacidad de 200MW, disponible para el año 2009, considerando que el costo variable para su despacho es menor que el asociado a los motores de combustión interna a base de bunker pero mayor que el asociado a plantas generadoras de combustible base.

Gráfica 7. Escenarios de demanda.



 **Tabla 9. Plantas térmicas candidatas.**

No.	Térmicas	Potencia MW	Entrada en Operación	Costo de Inversión Aprox. en Millones de US\$	Tecnología	Situación Actual
1	Motor Amatitlán	25	2008-2009	20	Motor C.I	En Construcción
2	Comb. Base VillaNueva	22	2008-2009	26	Turbina de Vapor	En Construcción
3	Motor Chimaltenango	35	2008-2009	28	Motor C.I	En Construcción
4	Ingenio Costa Sur	50	2008-2009	60	Turbina de Vapor	En Construcción
5	Ciclo Combinado Bunker	4.5	2008-2009	15	Turbina de Vapor	En Operación
6	Comb. Base Santa Rosa	75	2010-2011	120	Turbina de Vapor	En Construcción
7	Com. Base CNEE-126-2007	275	2012-2013	600	Turbina de Vapor	Candidata
8	Motor I	120	2010-2022	100	Motor C.I	Candidata
9	Comb. Base I	200	2014-2022	300	Turbina de Vapor	Candidata
10	Comb. Base II	200	2015-2022	300	Turbina de Vapor	Candidata
11	Comb. Base III	200	2016-2022	300	Turbina de Vapor	Candidata
12	Motor II	100	2012-2022	100	Motor C.I	Candidata
13	Motor III	100	2013-2022	100	Motor C.I	Candidata
14	Gas I	50	2011-2022	40	Turbina Gas	Candidata
15	Gas II	50	2014-2022	40	Turbina Gas	Candidata
16	Motores Zacapa	40	2013-2022	32	Motro C.I	Candidata
17	Comb. Base-Sur	80	2010-2022	100	Turbina de Vapor	Candidata
18	Comb. Combinado I	200	2016-2022	360	Turbina de Vapor	Candidata
19	Comb. Combinado II	200	2019-2022	360	Turbina de Vapor	Candidata
	TOTAL	2026.5				

COMBUSTIBLE BASE puede ser carbón, gas natural o coque de petróleo.

Tabla 10. Plantas candidatas con recursos renovables.

No.	Hidráulicas	Potencia MW	Entrada en Operación	Costo de Inversión Aprox. en Millones de US\$	Tecnología	Situación Actual
1	Hidro - AV VI	16	2016-2022	40	Hidroeléctrica	Candidata
2	Hidro Zacapa	32	2011-2022	80	Hidroeléctrica	En Construcción
3	Hidro Quiché I	94	2011-2022	235	Hidroeléctrica	En Construcción
4	Hidro San Marcos I	50	2013-2022	150	Hidroeléctrica	Candidata
5	Hidro AV I	181	2015-2022	312	Hidroeléctrica	Candidata
6	Hidro Quiché II	80	2020-2022	200	Hidroeléctrica	Candidata
7	Hidro Reu	25	2014-2022	62	Hidroeléctrica	Candidata
8	Hidro BV I	19	2019-2022	47	Hidroeléctrica	Candidata
9	Hidro Izabal	10	2012-2022	25	Hidroeléctrica	Candidata
10	Hidro AV II	20.6	2012-2022	55	Hidroeléctrica	Candidata
11	Hidro Xela	35	2014-2022	87	Hidroeléctrica	Candidata
12	Hidro AV III	163	2011-2022	400	Hidroeléctrica	Candidata
13	Hidro San Marcos II	16.5	2015-2022	41	Hidroeléctrica	Candidata
14	Hidro AV IV	340	2018-2022	800	Hidroeléctrica	Candidata
15	Hidro Quiché III	140	2018-2022	500	Hidroeléctrica	Candidata
16	Distribuida I	30	2012-2022	74	Hidroeléctrica	Candidata
17	Distribuida II	30	2016-2022	74	Hidroeléctrica	Candidata
18	Distribuida III	30	2020-2022	74	Hidroeléctrica	Candidata
19	Distribuida IV	30	2022-2022	74	Hidroeléctrica	Candidata
20	Hidro San Marcos III	15.7	2018-2022	39	Hidroeléctrica	Candidata
21	Hidro San Marcos IV	11	2018-2022	27	Hidroeléctrica	Candidata
22	Hidro Huehue I	198	2012-2022	355	Hidroeléctrica	Candidata
23	Hidro Huehue II	114	2013-2022	204	Hidroeléctrica	Candidata
24	Hidro AV V	19	2009-2022	34	Hidroeléctrica	Candidata
25	Usumacinta I	200	2016-2022	625	Hidroeléctrica	Candidata
26	Usumacinta II	200	2018-2022	625	Hidroeléctrica	Candidata
27	Usumacinta III	200	2020-2022	625	Hidroeléctrica	Candidata
28	Usumacinta IV	200	2022	625	Hidroeléctrica	Candidata
29	Hidro Paz	70	2018-2022	175	Hidroeléctrica	Candidata
30	Geo I	44	2010-2022	75	Geotermia	Candidata
31	Ingenio Costa Sur	50	2008-2009	60	Turbina Vapor (Biomasa)	En Construcción
TOTAL		2663.8				

3.8. Combustibles.

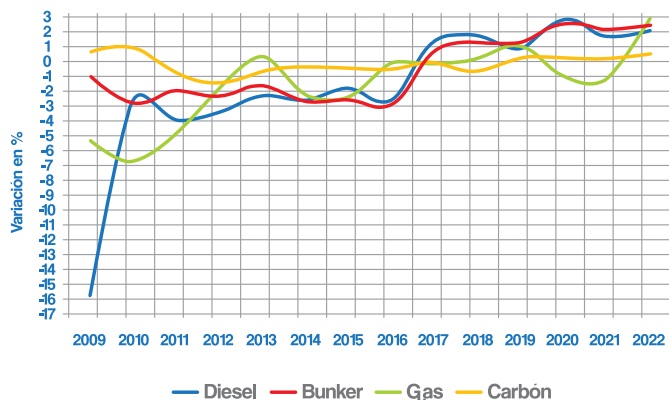
Los costos de los combustibles se basaron en valores actuales y se tomaron los valores iniciales según la tabla 11. La proyección de los costos se hizo a partir de los valores iniciales, aplicando la tendencia de variación del precio de cada combustible estimado por la *Energy Information Administration* (EIA), según el estudio AEO2008 *National Energy Modeling System* para el carbón, bunker, diesel y gas natural. El combustible base de las plantas térmicas puede ser el carbón, el coque de petróleo o el gas natural.

Tabla 11. Precio inicial de los combustibles.

Tipo de Combustible	Unidad	Precio US\$ por Unidad
Carbón	MBTU	4,42
Gas Natural	MBTU	10,50
Bunker	MBTU	13,03
Diesel	MBTU	24,34
Bagazo	Kg	0,01
Geotermia	m ³	0,00

FECHA: diciembre 2007.

Gráfica 8. Variación porcentual de los combustibles durante el período 2008-2022.



FUENTE: EIA, AEO2008, National Energy Modelling System

3.9. Hidrología.

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

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

- a) Hidro-AV I (181 MW)
- b) Hidro-AV IV (340 MW)
- c) Hidro-Quiché III (140 MW)

Las plantas restantes fueron modeladas como centrales de pasada o de regulación diaria.

3.10. Consideraciones ambientales.

Los proyectos de generación tienen costos ambientales de diferente tipo debido a la tecnología utilizada, normalmente no se incluyen sus costos por tratarse de factores externos.

Se realizó una evaluación de las emisiones de dióxido de carbono CO₂, debe tomarse en cuenta que existen otras emisiones, como el dióxido de azufre SO₂ y los óxidos de nitrógeno NO_x, los compuestos orgánicos y la emisión de partículas, que no fueron tomados en cuenta ante la dificultad de valorarlos debido a que existen varios mecanismos eficientes que mitigan casi al 100% dichos contaminantes. Sin embargo, las tecnologías propuestas deberán de cumplir con la legislación vigente en materia de impacto ambiental.

El valor de referencia del CO₂, adoptado para la evaluación, es de US\$3.00/tonelada métrica emitida, siendo un costo variable adicional al valor

de producción de cada planta. A continuación se muestran los factores de CO₂ utilizados por tecnología.

 **Tabla 12. Factores de emisión de CO₂**

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

FUENTE: Directrices IPCC 1996. (Intergovernmental Panel on Climate Change).

3.11. Proyectos binacionales.

Los proyectos binacionales son una de las prioridades establecidas dentro de la política energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas, los proyectos considerados son los siguientes:

1. Río Paz con 70 MW en conjunto con El Salvador, de los cuales corresponden 35 MW a Guatemala.
2. Río Usumacinta con 800 MW en conjunto con México, de los cuales corresponderían 400 MW a Guatemala.

Para el proyecto del Río Usumacinta, ubicado en el departamento de El Petén, se dividieron en cuatro fases, cada uno de 200 MW, como centrales hidroeléctricas de pasada o filo de agua en cascada. Los dos proyectos anteriores, según los resultados obtenidos, son necesarios especialmente la central del Río Usumacinta, por su gran potencial de producir energía eléctrica y por la ubicación geográfica. Se consideran estos dos proyectos con una entrada de operación comercial, a partir del año 2016.

4

PLANES DE EXPANSIÓN INDICATIVOS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

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 estos planes aporta una indicación de cual podría ser un desarrollo deseable, bajo las condiciones, riesgo y restricciones tomadas en cuenta. Algunas de estas condiciones, riesgos y restricciones son:

- a. Condición de entrada mínima y máxima de entrada en operación.
- b. Capital de inversión inicial.
- c. Incertidumbre en retraso de construcción de las plantas, en especial las hidráulicas.
- d. Tiempo de recuperación de la inversión, mayor en el caso de las hidroeléctricas.
- e. Plan de pagos de la inversión.
- f. Variación de los precios de los combustibles.
- g. Tasa de descuento.
- h. Pérdidas en transmisión y en distribución.

En el Plan Indicativo se tomaron en cuenta cuatro escenarios de demanda: crecimiento vegetativo, bajo, medio y alto. Adicionalmente se realizó un Plan Indicativo alternativo considerando los proyectos binacionales.

De ocurrir el escenario de demanda con crecimiento vegetativo se dejaría de incluir la central de “Comb. Base II” de 200 MW, y el comportamiento del cronograma obedecería al escenario bajo.

Para el Plan Indicativo se calculó el costo de inversión total actualizado al año 2008 de cada escenario de demanda.

El costo del déficit tiene una influencia muy importante en los márgenes de reserva, así como en los costos totales de los planes, utilizando para la evaluación 1,354US\$/MWh.

En los siguientes cronogramas se indican los años en los cuales las plantas deben de ingresar su operación comercial de acuerdo al escenario de demanda.

4.1 Cronograma de Ingreso de Plantas.

Tabla 13. Cronograma de ingreso de las plantas según escenario de demanda.

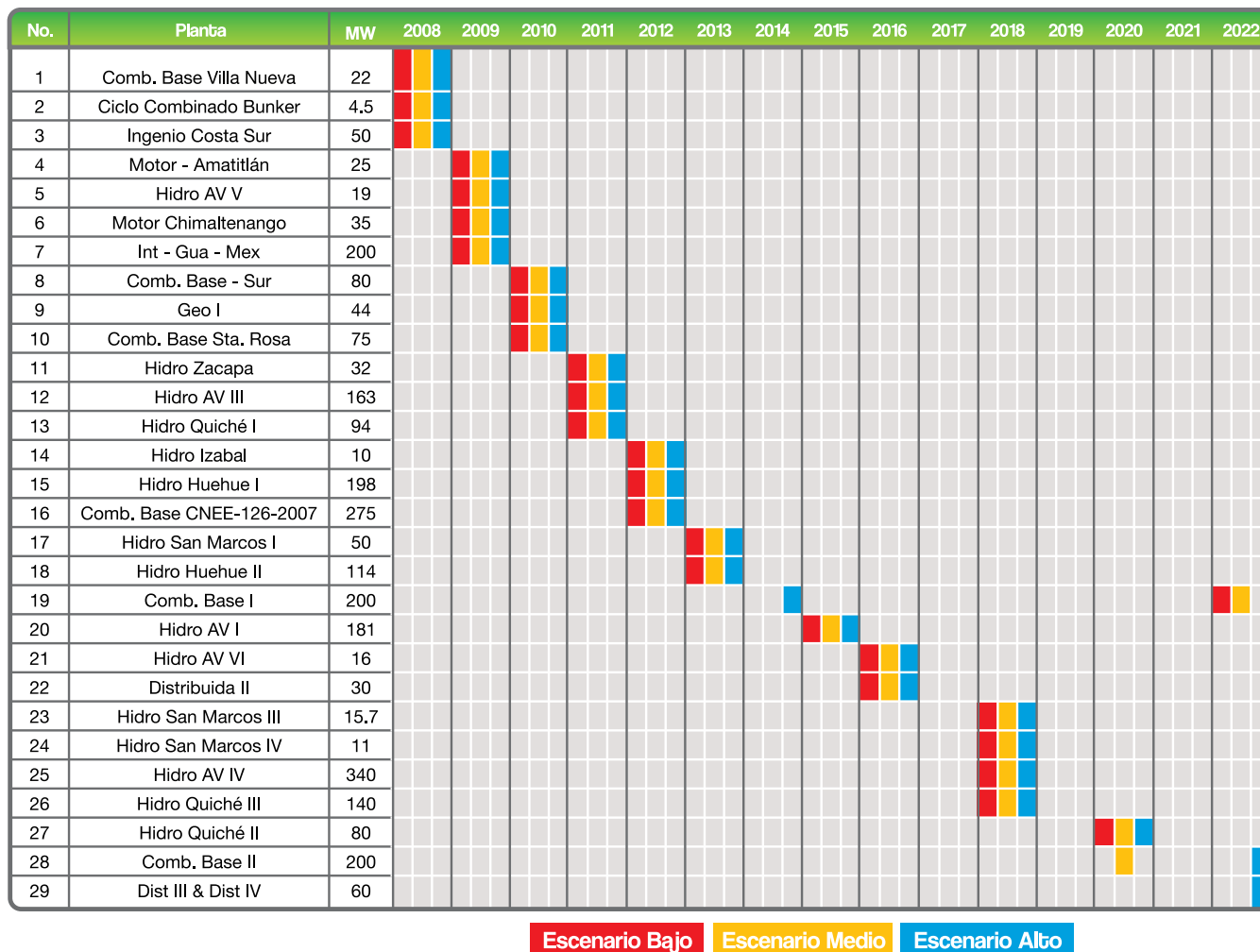




Tabla 14. Cronograma de ingreso de las plantas considerando proyectos binacionales, escenario alto de demanda.

No.	Planta	MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Comb. Base Villa Nueva	22	■														
2	Ciclo Combinado Bunker	4,5	■														
3	Ingenio Costa Sur	50	■														
4	Motor - Amatitlán	25		■													
5	Hidro AV V	19		■													
6	Motor - Chimaltenango	35		■													
7	Int - Gua - Mex	200		■													
8	Comb. Base - Sur	80			■												
9	Geo I	44			■												
10	Comb. Base Sta. Rosa	75			■												
11	Hidro - Zacapa	32				■											
12	Hidro - AV III	163				■											
13	Hidro - Quiché I	94				■											
14	Hidro - Izabal	10					■										
15	Hidro - Huehue I	198					■										
16	Comb. Base CNEE-126-2007	275					■										
17	Hidro San Marcos I	50						■									
18	Hidro - Huehue II	114						■									
19	Comb. Base I	200							■								
20	Hidro - AV I	181							■								
21	Hidro - AV VI	16								■							
22	Distribuida II	30									■						
23	Hidro - San Marcos III	15,7										■					
24	Hidro - San Marcos IV	11										■					
25	Hidro - AV IV	340										■					
26	Hidro - Quiché III	140										■					
27	Hidro - Paz	70											■				
28	Comb. Base II	200												■			
29	Hidro - Quiché II	80													■		
30	Usumacinta II	200														■	

COMBUSTIBLE BASE = Carbón, gas natural, coque de petróleo.

4.2. Capacidad a instalar.

La capacidad a instalar por escenario de crecimiento de demanda no varía drásticamente, las diferencias se pueden apreciar principalmente en el atraso de entrada de algunos proyectos.

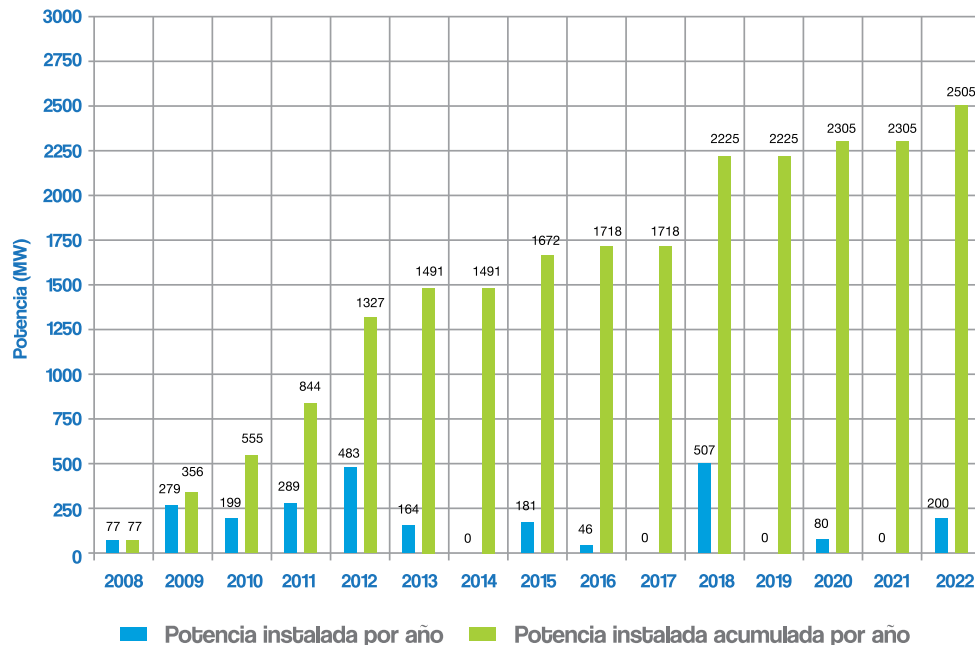
En las siguientes gráficas se calculó la capacidad a instalar acumulada durante el horizonte del estudio, existiendo algunos años en los cuales no se instala ninguna planta.

A la fecha existe una capacidad efectiva máxima instalada de 1,941 MW, la cual tiene una Oferta Firme asociada de 1,742 MW, de los cuales 77 MW corresponden a la Reserva Rápida, por lo que la Oferta

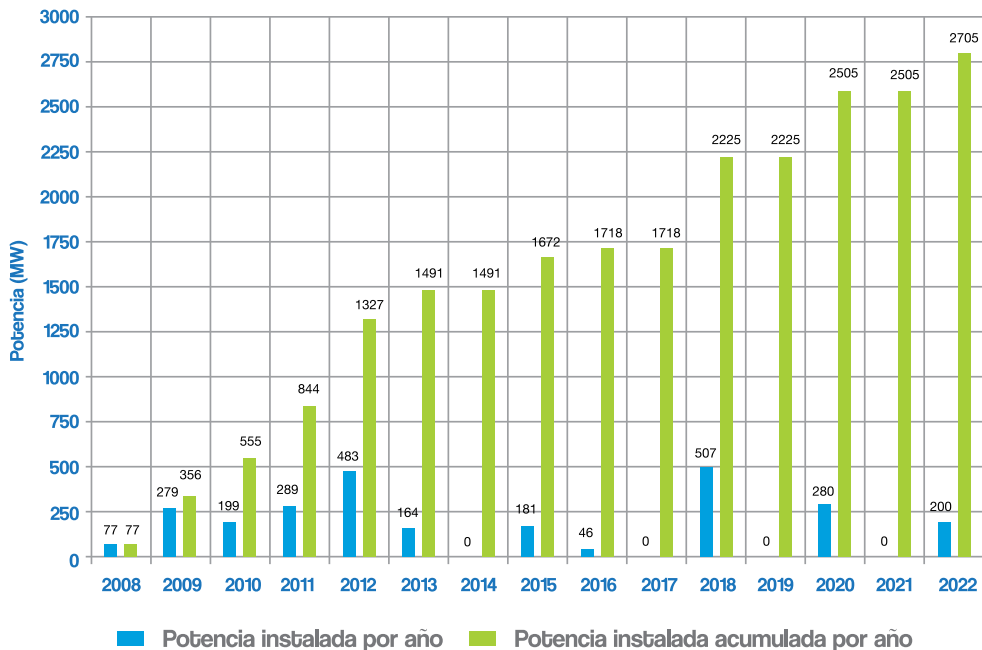
Firme disponible es de 1,665 MW. Para asegurar el suministro para el año 2022 es necesario instalar 2,705 MW bajo un escenario medio de crecimiento, la oferta firme asociada a esta capacidad se puede estimar en unos 2,000 MW lo que sumado a la oferta actual daría un total de aproximadamente 3,600 MW para atender una demanda mayor a los 3,100 MW.

El promedio de capacidad adicional que se debe instalar anual durante el periodo del 2008 al 2022 para un escenario medio de crecimiento es aproximadamente de 190 MW, siendo necesario que en los primeros cinco años del plan se instalen aproximadamente 1,500 MW.

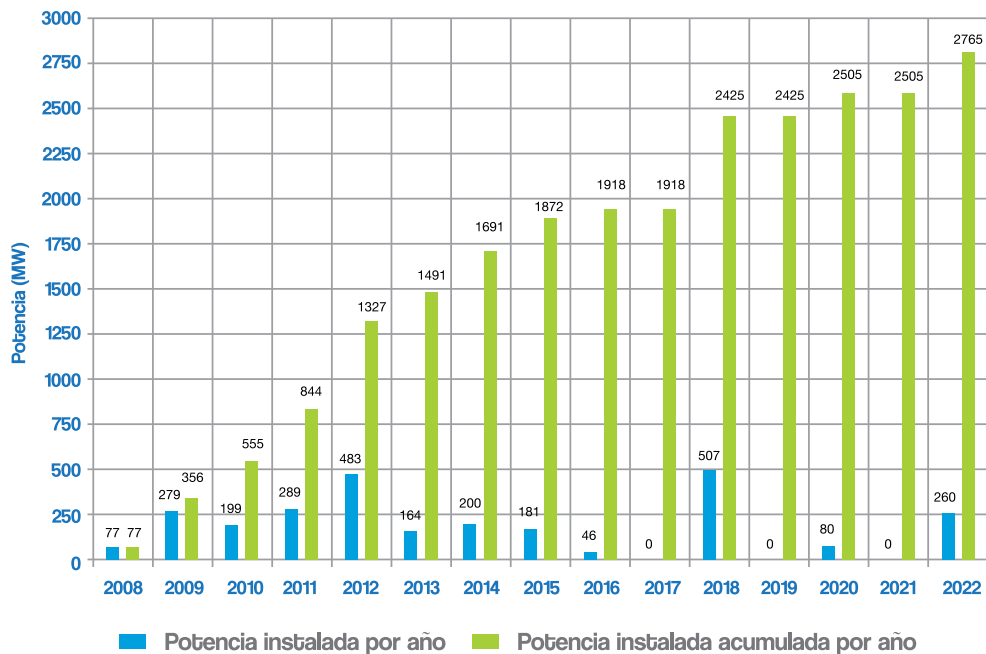
 **Gráfica 9. Capacidad a instalar anual y acumulada, escenario bajo.**



Gráfica 10. Capacidad a instalar anual y acumulada, escenario medio.

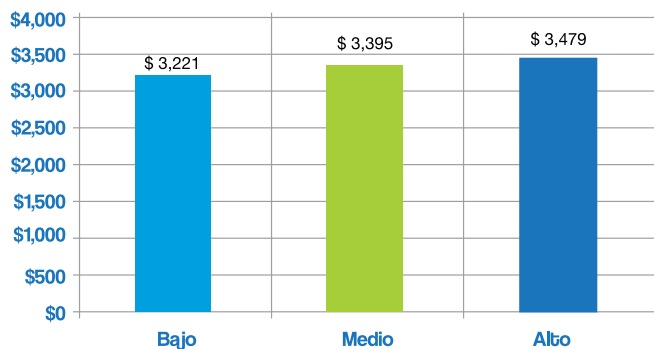


Gráfica 11. Capacidad a instalar anual y acumulada, escenario alto.



Los costos de los planes totales fueron calculados como valores presentes a dólares de Estados Unidos de América referidos al año 2008. Es de notar que los valores no reflejan diferencias significativas.

 **Gráfica 12. Costos aproximados (en millones de US\$ referido al año 2008) de inversión de planes indicativos bajo, medio y alto.**

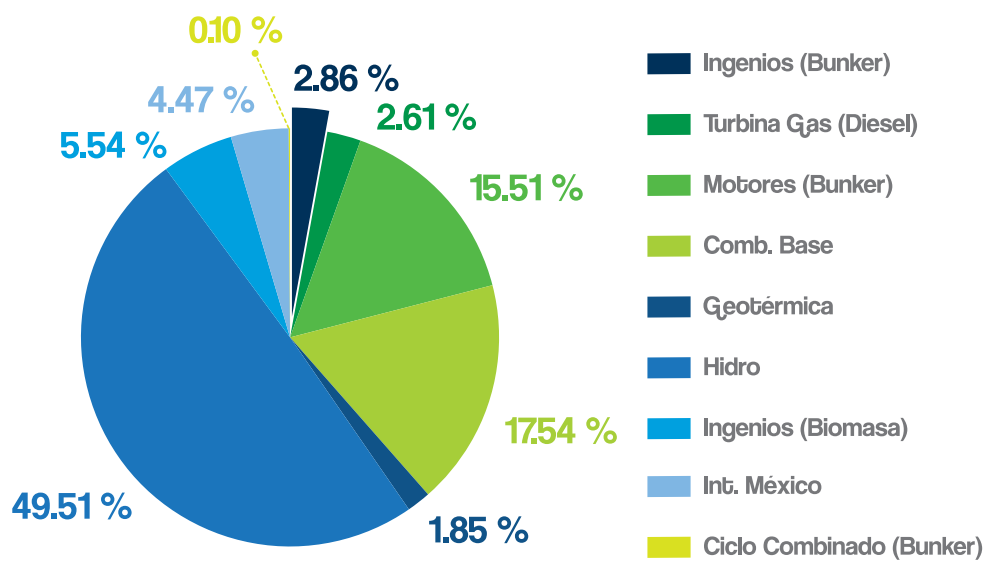


4.3. Composición de la matriz de Capacidad instalada (MW) por escenario de crecimiento de la demanda.

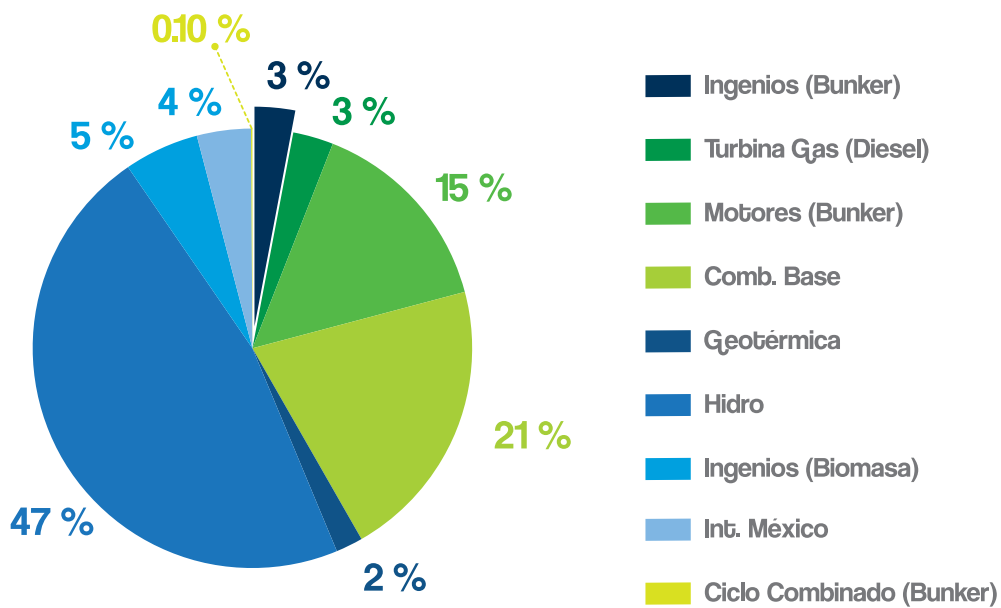
La composición de las matrices energéticas de capacidad instalada considera la capacidad actualmente instalada y la que se tendría al final del período de estudio del Plan. Es de resaltar que la capacidad con recursos renovables sobrepasa el 50% para los tres escenarios.

Es importante resaltar que en los tres escenarios la matriz energética asegura el suministro de energía, aún en épocas en las cuales se podrían dar sequías en el país, ya que existe suficiente capacidad instalada con otras tecnologías. Este es un aspecto fundamental para garantizar la seguridad energética de Guatemala.

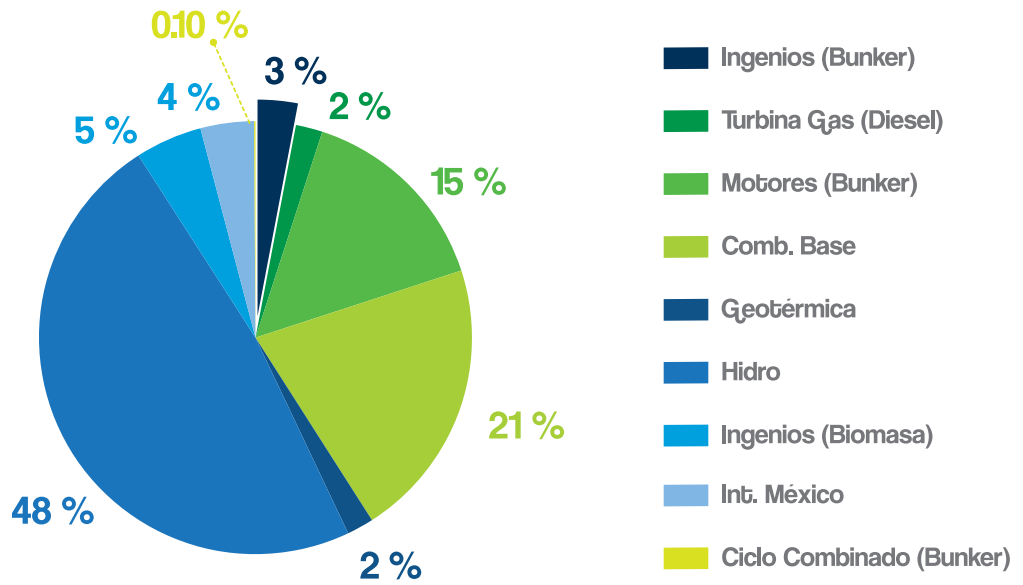
Gráfica 13. Escenario bajo, capacidad instalada al final del año 2022.



Gráfica 14. Escenario medio, capacidad instalada al final del año 2022.



Gráfica 15. Escenario alto, capacidad instalada al final del año 2022.





SIMULACIÓN DE LOS PLANES INDICATIVOS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

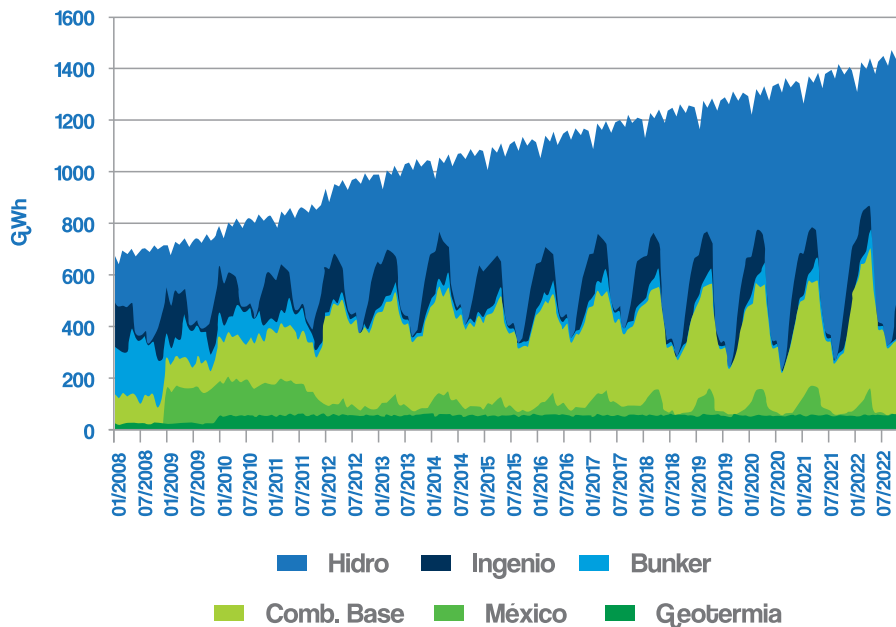
5.1. Despacho de energía.

El modelo SDDP determina el despacho óptimo de los sistemas de generación que minimiza el costo de operación (combustibles, costos variables de O&M).

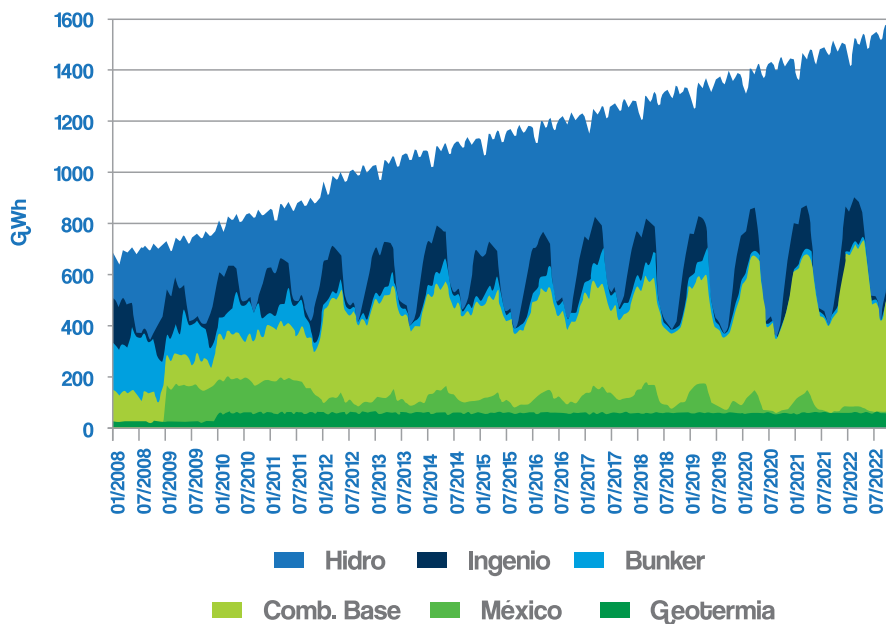
Se realizó el despacho de energía mensual durante el período del estudio con el programa SDDP a fin de ampliar los resultados del SUPER-OLADE y de los Planes Indicativos de Expansión del Sistema de Generación, para determinar a través de un despacho económico, la garantía del suministro que resultaría con la implementación del plan y el costo marginal para la demanda.

Para el despacho de energía se parte desde la situación actual, tomando en cuenta cada uno de los siguientes escenarios: bajo, medio y alto.

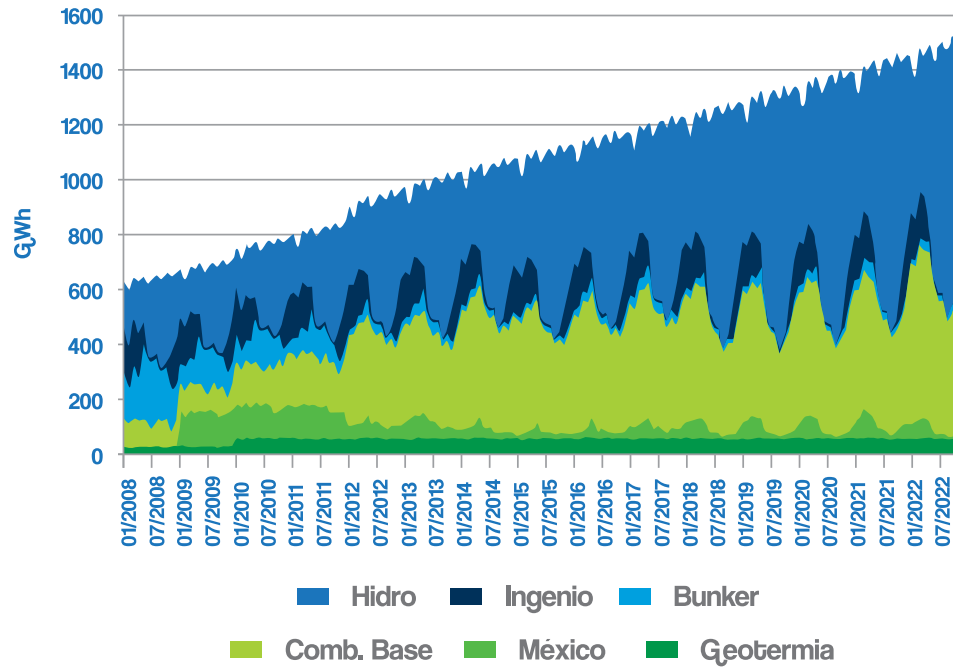
Gráfica 16. Despacho de energía escenario bajo.



Gráfica 17. Despacho de energía escenario medio.



Gráfica 18. Despacho de energía escenario alto.



5.2. Matrices energéticas resultantes del Plan de Expansión de la Generación.

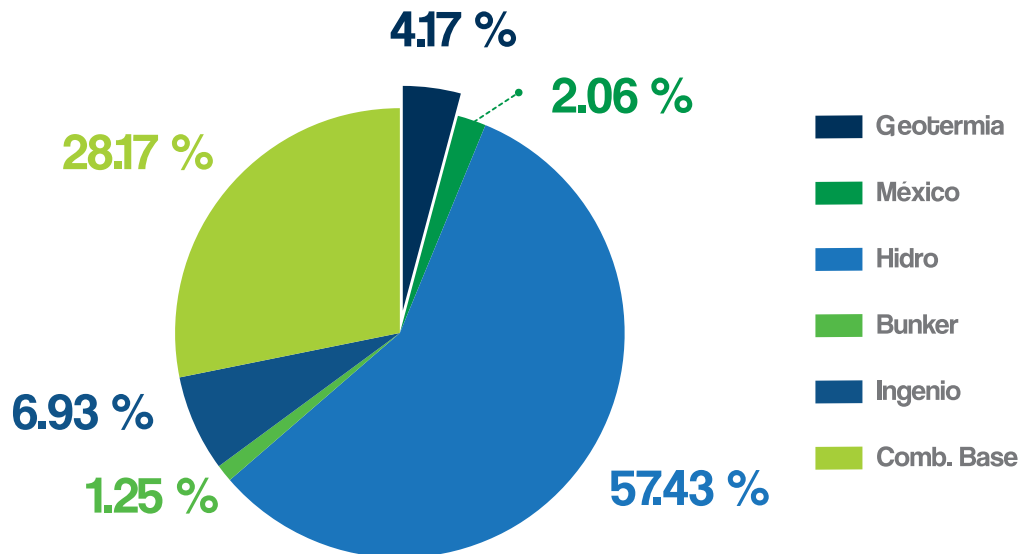
A partir de los despachos de energía obtenidos con el modelo SDDP, se conformó la composición de la matriz energética al final del período del Plan de Expansión.

En los tres escenarios se alcanzan despachos de energía superiores al 58% como mínimo, con recursos renovables, para el año 2022 se cumple el objetivo de utilizar la Interconexión Guatemala-México 400kV

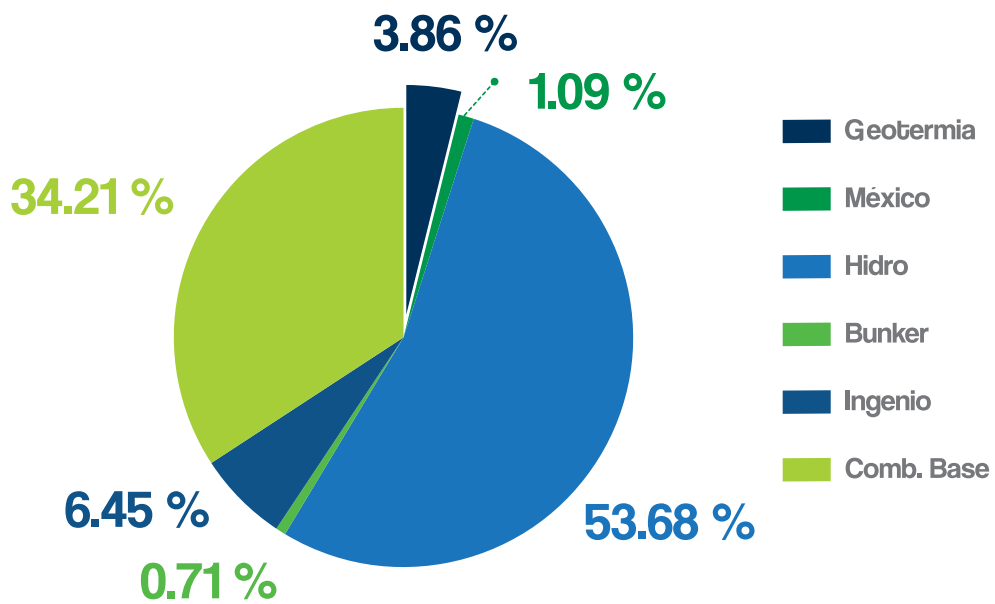
únicamente para ajustes de la demanda, asegurando así la independencia en cuanto al suministro de energía eléctrica en la República de Guatemala.

Además en los tres casos se reduce considerablemente la utilización de derivados del petróleo como combustible para la generación de energía, siendo el costo de abastecimiento de la energía eléctrica independiente, en una buena medida, a las variaciones del precio del petróleo en los mercados internacionales.

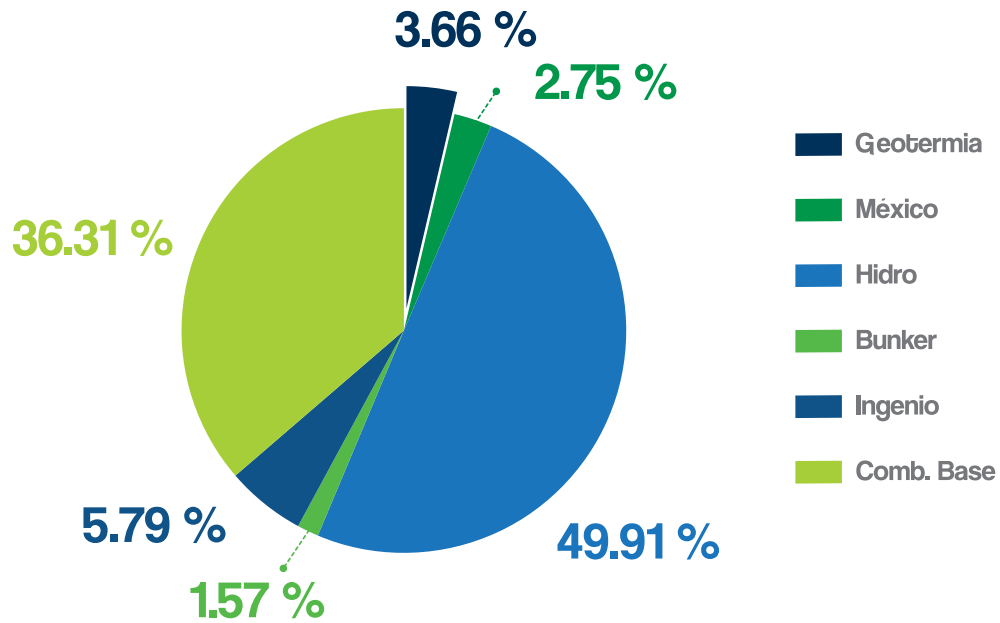
 **Gráfica 19. Matriz energética, energía año 2022 para escenario de demanda bajo.**



Gráfica 20. Matriz energética; energía año 2022 para el escenario de demanda medio.



Gráfica 21. Matriz energética; energía año 2022 para el escenario de demanda alto.



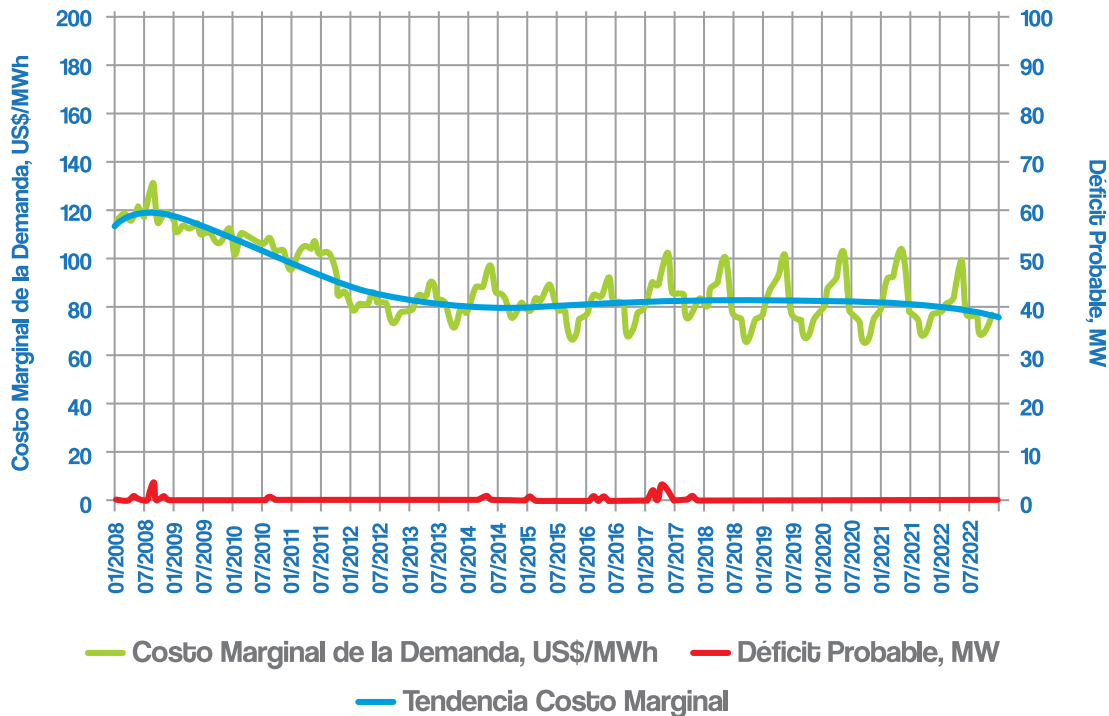
5.3. Costo marginal de la demanda contra déficit probable de los planes indicativos según cada escenario.

Como un análisis adicional, se obtuvo los resultados del costo marginal de la demanda en US\$/MWh, según escenario de demanda contra déficit probable. Con la excepción de algunas estaciones del año a lo largo del período de estudio en donde el déficit existe, y puede ser cubierto por la reserva del sistema, en la mayoría de los casos la probabilidad de déficit se reduce a cero por la implementación del plan.

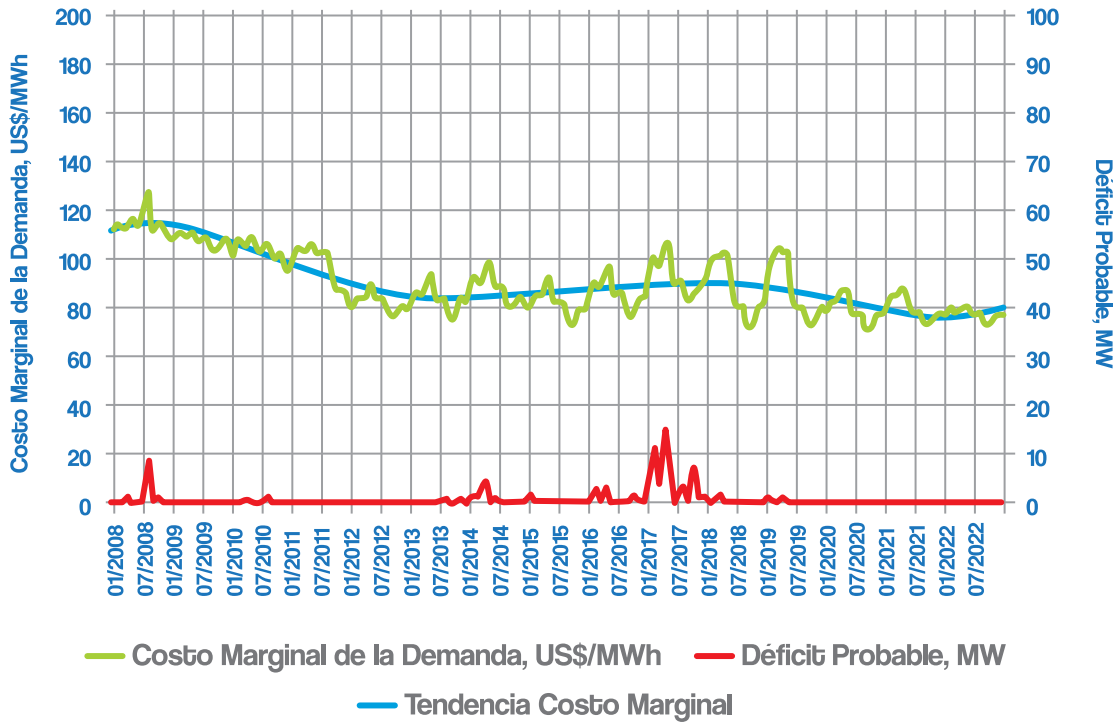
El costo marginal de la demanda, no tiene variaciones drásticas en el corto plazo, sin embargo, se observa una clara tendencia a que en el mediano y largo plazo, el precio tiende a disminuir y a estabilizarse. Asimismo se puede observar la diferencia en el precio entre la época seca y lluviosa.

En los tres escenarios, la tendencia del costo marginal de la demanda es a reducirse, debido a la mayor disponibilidad de energía hidráulica, y a las plantas de combustible base.

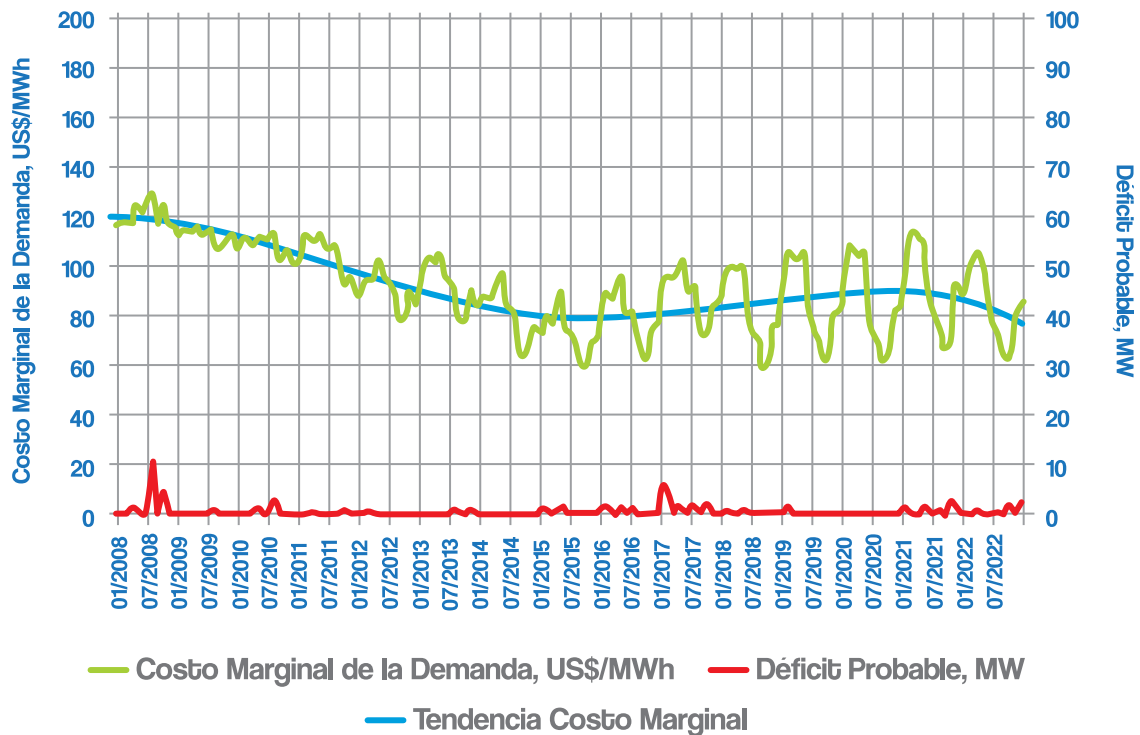
 **Gráfica 22. Costo marginal de la demanda contra déficit probable de escenario bajo.**



Gráfica 23. Costo marginal de la demanda contra déficit probable de escenario medio.



Gráfica 24. Costo marginal de la demanda contra déficit probable de escenario alto.



 **Tabla 15. Emisiones de CO₂ per cápita por cada escenario de demanda.**

Año	tCO ₂ per Cápita		
	Bajo	Medio	Alto
2008	0.21	0.21	0.22
2009	0.15	0.16	0.16
2010	0.19	0.20	0.21
2011	0.19	0.21	0.21
2012	0.28	0.29	0.31
2013	0.27	0.29	0.31
2014	0.28	0.30	0.36
2015	0.24	0.26	0.32
2016	0.25	0.28	0.34
2017	0.26	0.29	0.36
2018	0.23	0.26	0.32
2019	0.23	0.26	0.32
2020	0.22	0.29	0.32
2021	0.22	0.30	0.33
2022	0.26	0.34	0.38

5.4. Emisiones de CO₂.

Con la energía eléctrica generada por cada planta para cada escenario de demanda, se procedió a calcular las toneladas de CO₂ emitidas, tomando en cuenta los factores de emisión de la Tabla 12.

Según la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos de América, en su informe *International Energy Annual 2005*, publicó que la emisión de toneladas CO₂ per cápita por la utilización de combustibles fósiles en general (transporte, agricultura, industria, sector residencial, energía eléctrica, etc), fue de 0.90, para Guatemala.

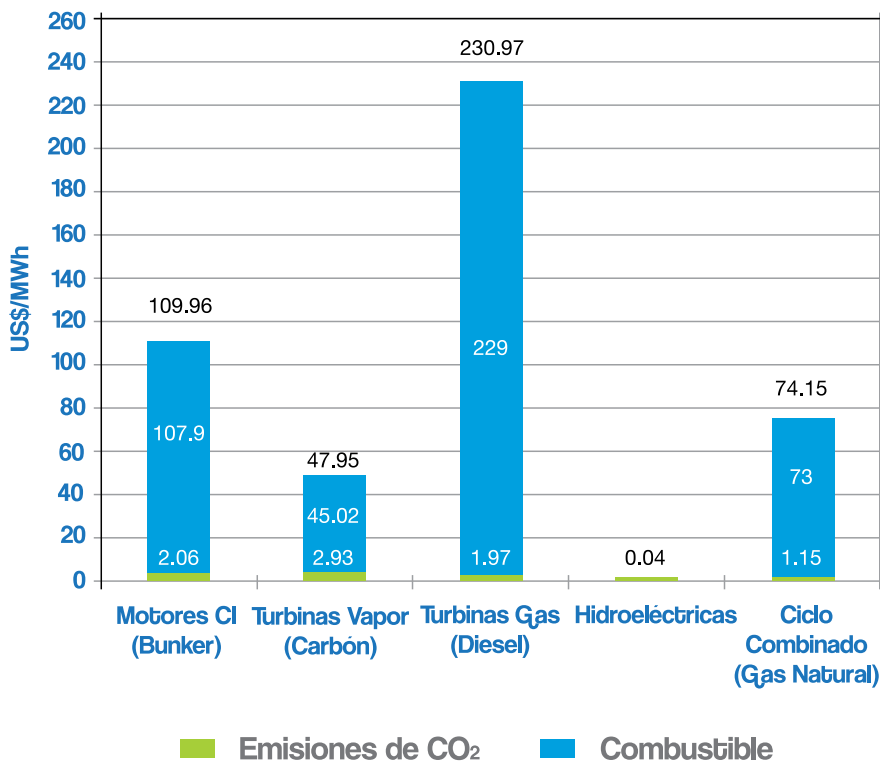
En la siguiente tabla se estimó, por cada escenario de demanda, la emisión per cápita de las toneladas de CO₂, debido únicamente a la generación de energía eléctrica por la utilización de combustibles fósiles en plantas térmicas. Además se consideró que el CO₂ emitido por las plantas hidráulicas el cual es mínimo. Los valores en las tablas no varían considerablemente a pesar de la instalación de plantas de combustible base, debiéndose a que el combustible base sustituye o desplaza a los derivados del petróleo.

La tabla anterior presenta una clara evidencia, que con la implementación del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación propuesto, se estaría contribuyendo significativamente al desarrollo de Guatemala, sin comprometer el cuidado del medio ambiente.

Para evaluar el impacto que tienen las emisiones en el costo variable de las distintas tecnologías, se calculó el costo de las emisiones, tomando en cuenta un valor de 3.00 US\$/tCO₂ emitida y el costo del combustible. El resultado es que la tecnología del carbón resulta ser la más económica de las tecnologías térmicas.

En la siguiente gráfica se observa que las hidroeléctricas son la opción más económica.

Gráfica 25. Costo adicional aproximado al costo variable debido a la emisión de CO₂.



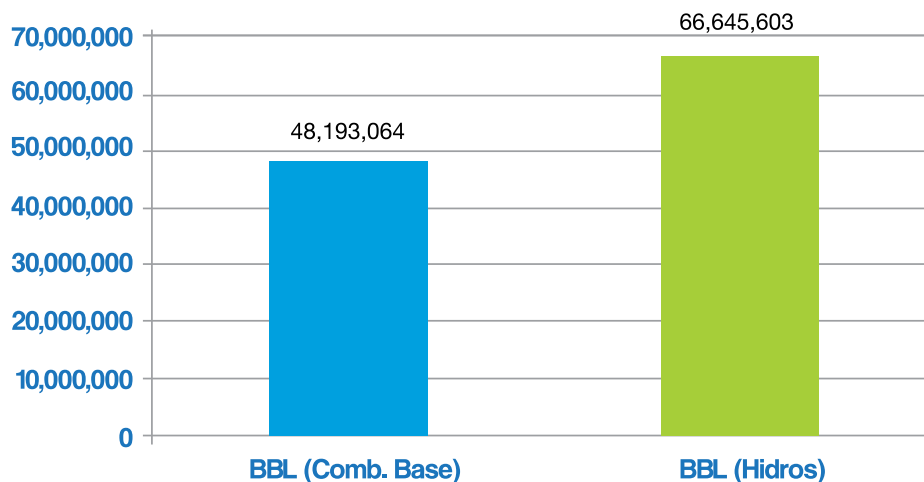
Se elaboró el cálculo de los barriles de bunker que se dejarían de importar como resultado de la implementación del Plan de Expansión. Existen dos razones por la disminución del consumo de bunker: la primera es la construcción de los proyectos hidroeléctricos y la segunda es la introducción de plantas de combustible base que sustituyen al bunker.

Se calcularon las toneladas de CO₂ evitadas por la sustitución del combustible bunker resultando una

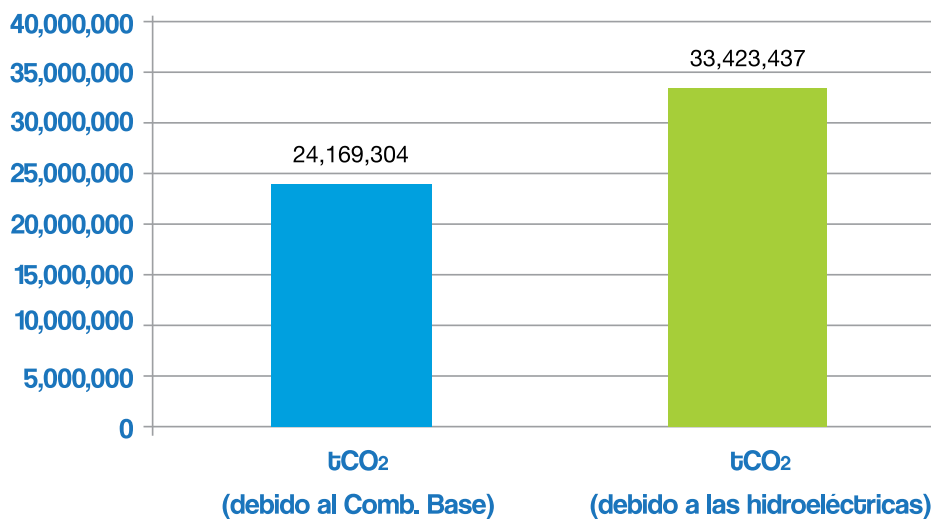
estabilización de las emisiones de CO₂ tal y como se muestra en la tabla 15.

Por último se procedió a evaluar las toneladas de CO₂ emitidas por las plantas de combustible base contra las toneladas evitadas por las hidroeléctricas. Las toneladas de CO₂ evitadas por las hidroeléctricas compensan la totalidad de las emisiones de las plantas de combustible base.

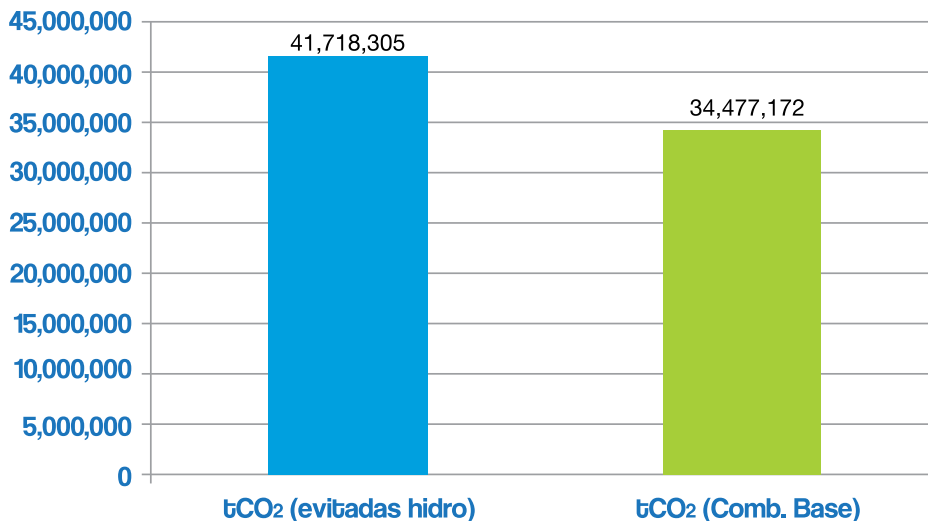
Gráfica 26. Barriles aproximados de bunker que se dejarán de importar debido a la construcción de hidroeléctricas y plantas de combustible base durante el Plan de Generación.



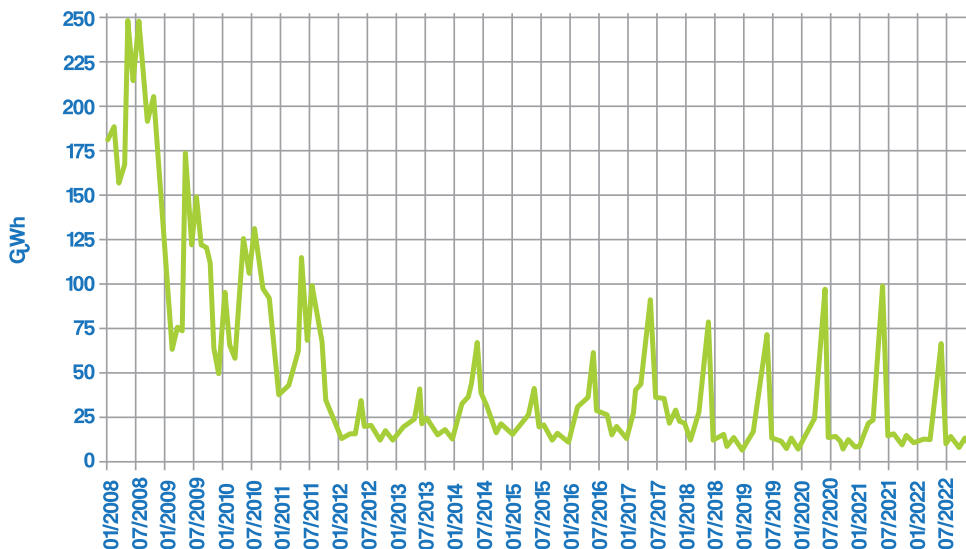
Gráfica 27. Toneladas de CO₂ evitadas debido al desplazamiento de las plantas de bunker por plantas de combustible base e introducción de nuevas hidroeléctricas durante el Plan.



Gráfica 28. Toneladas de CO₂ emitidas debido a las plantas de combustible base contra toneladas de CO₂ compensadas por la instalación de nuevas hidroeléctricas durante el Plan de Generación.



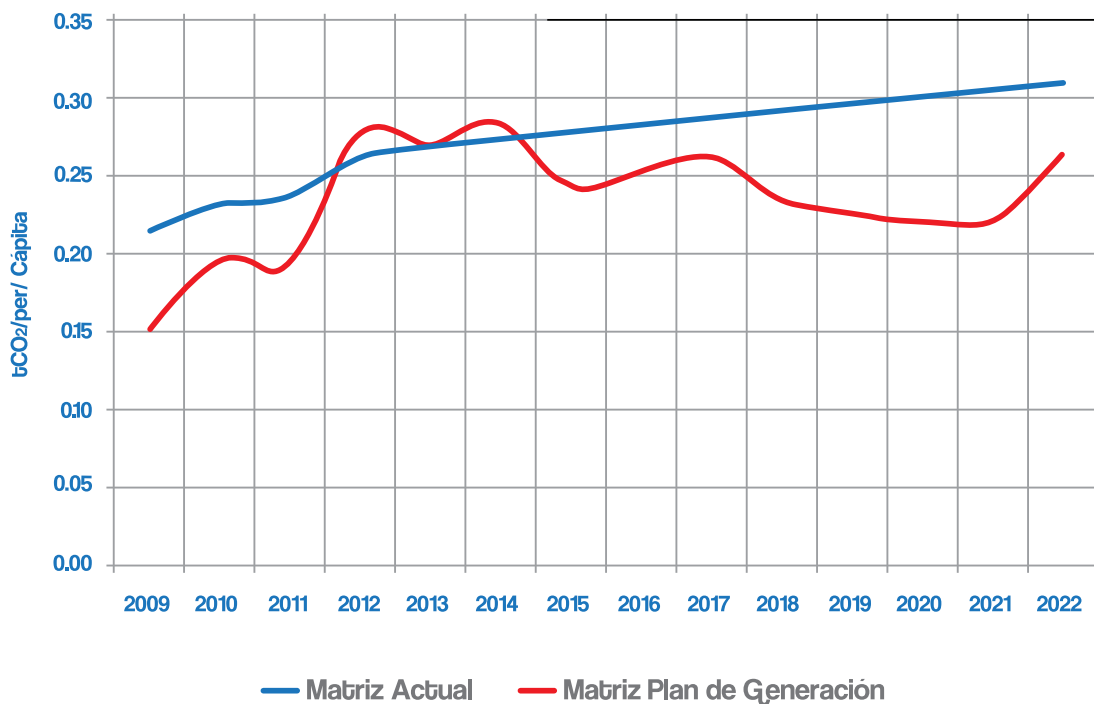
Gráfica 29. Disminución de la generación con combustible bunker durante el Plan de Expansión de la Generación.



De seguir con la matriz energética actual y considerando el crecimiento de la demanda esperado, se obtendría más emisiones de CO₂ debido a una mayor utilización de los derivados del petróleo. En la

siguiente gráfica se exponen los dos casos: seguir con la matriz energética actual o cambiarla de acuerdo al Plan Indicativo de Generación.

Gráfica 30. Emisiones de CO₂ per cápita en el caso de que la matriz energética siga igual versus las emisiones de CO₂ per cápita de acuerdo al Plan de Expansión de la Generación.



La gráfica anterior claramente muestra el beneficio que tendría para el medio ambiente la implementación del Plan de Expansión de la Generación propuesto.

6

RESULTADOS OBTENIDOS Y CONCLUSIONES

6.1. Demanda.

Es importante mencionar la gran similitud que existe entre el escenario bajo y el escenario de crecimiento vegetativo, y su impacto en el cronograma de ingreso de las plantas, el único cambio es la no inclusión de una planta de combustible base de 200 MW.

Los tres escenarios de demanda se comportan de la misma manera hasta el año 2013, lo cual hace importante tomar medidas urgentes para los siguientes 4 a 5 años.

6.2. Cronograma de ingreso de plantas.

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación en sus resultados muestra que la entrada de plantas de gran capacidad, respecto al tamaño del sistema, es la manera óptima de abastecer la demanda del Sistema Nacional Interconectado.

El cronograma de ingreso de plantas que incluye los proyectos binacionales, muestra que los proyectos toman una relevante importancia y son económicamente viables para el suministro de la demanda del sistema, resaltando el proyecto del Río Usumacinta el cual se convierte en estratégico para el crecimiento del país y la integración regional.

6.3. Comparación de costos.

En la siguiente tabla se expresan los montos totales de las inversiones, producto del plan de expansión, para cada uno de los escenarios.

 **Tabla 16. Costos de inversión, escenario bajo, medio y alto.**

Costos de Inversión en millones de US\$ (referidos al año 2008)		
Bajo	Medio	Alto
US\$ 3,221	US\$ 3,395	US\$ 3,479

6.4. Capacidad a instalar durante el Plan de Generación.

De las 31 plantas candidatas a base de recursos renovables, 18 plantas forman parte del Plan de Expansión y de las 18 centrales candidatas a base de recursos no renovables, 10 forman parte del Plan, demostrando lo siguiente:

i. Que se debe explotar el potencial hídrico de Guatemala como la opción más económica de suministro en el mediano y largo plazo, garantizando precios competitivos de la energía eléctrica.

ii. Disminuir la demanda de los derivados del petróleo para la producción de energía

eléctrica. En la siguiente tabla se especifica la potencia a instalar por tipo tecnología, donde se observa que para todos los escenarios la instalación de recursos renovables predomina.

 **Tabla 17. Capacidad a instalar, MW.**

Escenario Bajo			Escenario Medio			Escenario Alto		
	MW	%		MW	%		MW	%
Renovables	1588	63%	Renovables	1588	59%	Renovables	1648	60%
No Renovables	717	29%	No Renovables	917	34%	No Renovables	917	33%
Int-Gua-Mex	200	8%	Int-Gua-Mex	200	7%	Int-Gua-Mex	200	7%
TOTAL	2504	100%	TOTAL	2704	100%	TOTAL	2764	100%

6.5. Despacho de energía.

La producción de energía eléctrica por medio de los motores de combustión interna es sustituida en el largo plazo, mediante la adición de plantas térmicas de combustible base, debido a los altos costos variables que estos tienen, dado que depende directamente del precio de los derivados del petróleo.

La Interconexión Guatemala–México 400kV es un recurso importante que contribuye a evitar un probable déficit en el corto plazo, ya que son pocas las plantas que es certero su inicio de operación comercial en los próximos 4 años; y en largo plazo como una medida adicional para abastecer la demanda a precios competitivos. El déficit que aparece en las

gráficas se considera despreciable ya que fácilmente puede ser cubierto con la reserva del sistema, y se debe principalmente a la acumulación de fallas y mantenimientos de las plantas.

El costo marginal con la entrada de varios proyectos hidroeléctricos tiende a bajar y a tener menos variación durante el año. En la tabla 18 se muestran los costos marginales promedio por época seca y lluviosa, para cada escenario.

Tabla 18. Costo marginal de la demanda promedio durante el período 2008-2022.

Costo Marginal de la Demanda promedio por época US\$/MWh					
Escenario Bajo		Escenario Medio		Escenario Alto	
Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa
93	85	95	88	98	83

6.6. Emisiones de CO₂.

De los tres combustibles que producen emisiones de CO₂, el combustible base es el más económico, le sigue el bunker y el diesel, siendo los últimos dos muy dependientes de los precios internacionales del petróleo y en los últimos años han más que duplicado su costo.

El combustible base ha aumentado también su costo en los últimos años pero no tiene variaciones como los precios del petróleo ya que no existe una correlación directa entre el combustible base y el petróleo, y su comportamiento histórico ha sido más estable. Además, las reservas de combustible base más grandes del continente se encuentran en países como Estados Unidos, Canadá, México y Colombia, con lo cual su logística de importación es mucho más flexible que lo de los derivados de petróleo.

Con la introducción de plantas de combustible base en el Plan, se dejarían de importar aproximadamente 7.5 millones de barriles anuales de bunker, lo que representaría al país un ahorro de aproximadamente 650 millones de dólares anuales de su factura petrolera. De seguir con la misma matriz energética

en la cual el combustible bunker es predominante, se emitirían más toneladas de CO₂ que si se sigue el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación.

- 1) Administrador del Mercado Mayorista, Informe Estadístico 2007, www.amm.org.gt.
- 2) Banco de Guatemala, Estadísticas Económicas, www.banguat.gob.gt
- 3) *Energy Information Administration (EIA), **AEO2008 National Energy Modeling System**, 2008.*
- 4) Instituto Nacional de Estadística de Guatemala. Estadísticas, www.ine.gob.gt.
- 5) *International Atomic Energy Agency, **Expansion Planning for Electrical Generating Systems**, 1984.*
- 6) *International Atomic Energy Agency, **Nuclear Power and Sustainable Development**, abril 2006.*
- 7) *International Atomic Energy Agency, **Projected Costs of Generating Electricity**, 2005.*
- 8) *International Energy Agency, **Statistics**, 2005.*
- 9) *International Energy Agency, **World Energy Outlook 2007**.*
- 10) *Royal Academy of Engineering, **The Cost of Generating Electricity**, marzo 2004.*

ACRÓNIMOS

AMM	<i>Administrador del Mercado Mayorista.</i>
CNEE	<i>Comisión Nacional de Energía Eléctrica.</i>
EIA	<i>Energy Information Administration.</i>
ETCEE	<i>Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.</i>
IAEA	<i>International Atomic Energy Agency.</i>
INDE	<i>Instituto Nacional de Electrificación.</i>
IPC	<i>Índice de Precios al Consumidor.</i>
MEM	<i>Ministerio de Energía y Minas.</i>
OLADE	<i>Organización Latinoamericana de Energía.</i>
PIB	<i>Producto Interno Bruto.</i>
SDDP	<i>Stochastic Dual Dynamic Programming.</i>
SUPER	<i>Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional.</i>
TRELEC	<i>Transportista Eléctrica Centroamericana.</i>
CIF	<i>Cost Insurance and Freight.</i>

UNIDADES DE MEDIDA

BTU	<i>British Thermal Unit.</i>
CO₂	<i>Dióxido de Carbono.</i>
GWh	<i>Giga vatios hora.</i>
Kg	<i>Kilogramo.</i>
kV	<i>Kilo voltio.</i>
m³	<i>Metro cúbico.</i>
MBTU	<i>Millón de BTU.</i>
MVA	<i>Mega voltio-amperio.</i>
MW	<i>Mega vatio.</i>
MWh	<i>Mega vatio hora.</i>
tCO₂	<i>Tonelada métrica de CO₂.</i>
TJ	<i>Tera joule.</i>
US\$	<i>Dólares de Estados Unidos de América.</i>

MÚLTIPLOS

Prefijo	Símbolo	Factor
Kilo	k	1,000
Mega	M	1,000,000
Giga	G	1,000,000,000
Tera	T	1,000,000,000,000



**PLAN DE
EXPANSIÓN
SISTEMA DE
TRANSPORTE
2008-2018**

Ministerio de Energía y Minas

Ministro Ingeniero Carlos Iván Meany Valerio
Viceministro del Área Energética Ingeniero Romeo Rodríguez Menéndez
Viceministro de Desarrollo Sostenible Licenciado Federico Franco Cordón
Viceministro de Energía y Minas Ingeniero Alfredo Pokus Yaquián

Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Presidente Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford
Director Ingeniero Enrique Moller Hernández
Director Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
Gerente General Ingeniero Sergio Oswaldo Velásquez Moreno
Gerente Jurídico Licenciado Amilcar Vinicio Brabatti Mejía

División de Proyectos Estratégicos

Jefe División de Proyectos Estratégicos (Coordinador) Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso
Jefe Departamento de Planificación de Proyectos Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira
Equipo De Trabajo Ingeniero Edwin Roberto Castro Hurtarte
Ingeniero Gustavo Adolfo Ruano Martínez
Ingeniero Genner Geovani Bautista López
Ingeniero Juan Arnoldo Arroyo Choc
Ingeniero Juan Carlos Morataya Ramos
Ingeniero Oscar Enrique Arriaga López
Asesor Ingeniero Rodolfo Francisco Santizo Ruiz

AGOSTO DE 2008

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	1
INTRODUCCIÓN	3
OBJETIVOS	4
INFORMACIÓN BÁSICA	5
Base Legal	5
Situación del mercado eléctrico nacional	5
Proyectos de expansión de la generación 2008–2022	9
Interconexiones internacionales	10
Interconexiones existentes	10
Interconexión con México	10
Proyecto SIEPAC	10
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2008–2018	11
Análisis de Resultados	11
Caso base	13
Estado actual de la red de transporte y obras en construcción	14
Anillo Metropacífico	17
Obras que componen el anillo Metropacífico	17
Sustitución de Transformadores	19
Mapa geográfico del anillo Metropacífico	20
Reducción de pérdidas de transmisión	21
Máxima capacidad de transmisión de potencia de la zona Pacífico a la zona Metropolitana	21
Reducción de la generación térmica a base de derivados del petróleo	21
Anillo Hidráulico	23
Obras que componen el anillo Hidráulico	23
Mapa geográfico del anillo Hidráulico	24
Reducción de pérdidas de transmisión	25
Máxima transferencia de potencia	25
Anillo Atlántico	26
Obras que componen el anillo Atlántico	26
Mapa geográfico del anillo Atlántico	27
Anillo Oriental	28
Obras que componen el anillo Oriental	28
Mapa geográfico del anillo Oriental	29
Anillo Occidental	30
Obras que componen el anillo Occidental	30
Reducción de pérdidas de transmisión	31
Mapa geográfico del anillo Occidental	32

Obras importantes como una política de desarrollo	33
Línea Chixoy II – El Rancho 230kV	33
Análisis completo del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008–2018	33
Ahorro del costo de operación térmica	36
Ahorro de pérdidas de transmisión de energía	36
Costo marginal de la demanda del SNI	37
Factores de Pérdidas Nodales	38
Déficit probable, Caso Base contra Plan de Expansión del Sistema de Transporte completo	38
Costo total del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008–2018	38
Compensación de potencia reactiva	39
Refuerzos en la red de 69kV	39
CONCLUSIONES	42
ANEXO A. REFERENCIAS	44
ANEXO B. SIGLAS Y ACRÓNIMOS	45
UNIDADES DE MEDIDA	46
MÚLTIPLOS	46

1 RESUMEN EJECUTIVO

En el Plan de Expansión del Sistema de Transporte se han identificado los problemas en la red de transporte, debidos al crecimiento de la demanda y la falta de inversiones en años anteriores, los cambios recientes en el Reglamento de la Ley General de Electricidad han facultado a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para realizar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008–2018.

Para la realización del Plan de Expansión del Sistema de Transporte se llevaron a cabo las siguientes tareas: revisión de la base de datos que se utiliza en planificación eléctrica, estudios de demanda que permiten hacer proyecciones de corto, mediano y largo plazo, el Plan Indicativo de Expansión del Sistema de Generación y la elaboración de un esquema básico de transmisión, construido a partir de la identificación de los problemas actuales de la red eléctrica y las expectativas del futuro inmediato. Además se complementó con los estudios eléctricos que han permitido identificar los puntos críticos en el sistema de transmisión de Guatemala en los años 2008, 2012 y 2015, así como recomendar los refuerzos de líneas de transmisión y equipos de subestaciones necesarios para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño del RMER y los propuestos por la CNEE, NTAUCT y NEAST. El sistema de transmisión de Guatemala actualmente no cumple con los criterios de seguridad, calidad y desempeño, debido a que no se han construido nuevas líneas y subestaciones. Para atenuar los efectos de fallas severas, se proponen refuerzos de baja inversión

que se pueden poner en práctica rápidamente y que tienen un corto tiempo de ejecución.

Se propone como refuerzo un esquema de doble barra con interruptor de enlace entre barras y protección contra falla de interruptor, en las subestaciones Escuintla 2, Escuintla 1, GuateSur y GuateNorte que actualmente operan bajo un esquema de barra simple. Con las mejoras propuestas se pretende reducir la posibilidad de la salida de las dos barras que pueden ocasionar riesgo de colapso del Sistema Nacional Interconectado. Estas mejoras no requieren la sustitución o adición de equipo de alta tensión, sólo la adición de protecciones y modificación de los sistemas de control. En general, en las subestaciones de 230 kV, la implementación de la filosofía de operación del esquema de doble barra requiere de mayor análisis e información del estado actual de las protecciones y equipos.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte se enfoca en la constitución de redes anilladas o malladas con la finalidad de que el mismo cumpla con el criterio de seguridad operativa (N–1), lo que significa que al perder un elemento de la red, ésta puede continuar con su desempeño normal. En la actualidad el SNI está constituido por redes radiales que, como se ha observado, es bastante vulnerable ante la pérdida de uno de sus elementos.

Para evaluar el costo beneficio de la implementación de un sistema mallado, la metodología consistió en

determinar las ventajas de integrar el sistema de transporte en anillos comparándolo contra un caso de referencia, en el cual se considera que el sistema crece de una forma radial solamente para conectar los proyectos nuevos de generación nombrándose como Caso Base, para establecer los siguientes parámetros:

- a. Reducción del costo operativo del sistema, el cual toma en cuenta la composición de la generación para cada uno de los casos.
- b. Reducción de las pérdidas de transmisión.
- c. Reducción del costo de la operación térmica con derivados del petróleo.

- d. Máxima capacidad de transmisión de potencia desde cada sección mallada o anillada hacia el resto del SNI.

En la siguiente tabla se enumeran en forma resumida las obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008–2018, y la división de los anillos.

Anillo	Ubicación Geográfica	Km. de Líneas ²	Subestaciones ampliaciones y refuerzos	Costo ¹
Anillo Metropacífico	Región Central y Sur	144	17	119.1
Anillo Hidráulico	Región Noroccidental	464.3	8	108.7
Anillo Atlántico	Región Nororiental	585	4	115.8
Anillo Oriental	Región Suroriental	55	4	16.7
Anillo Occidental	Región Suroccidental	146	7	61.7
Otras Obras	Interconexión (Guatemala-México) y Comp. Reactiva			73
TOTAL		1394.3	40	495

1 Aproximado en millones de US\$

2 Distancias estimadas

Además de las obras planteadas en cada uno de los anillos se evidenció la necesidad de refuerzos en las redes de 69 kV. Para poder especificar con mayor detalle las ampliaciones en las redes de 69kV, se sugiere que, de una manera coordinada con las empresas transportistas, se analice la topología y sus condiciones físicas, para optimizar las inversiones para la ampliación debido al suministro de la carga.

También se analizaron las condiciones de operación del parque de transformación a nivel de Alta Tensión, tomando en cuenta el crecimiento de la demanda y

las obras que constituyen el presente Plan. Como resultado del estudio de estado estable, se ve la necesidad de estandarizar en el mediano plazo la capacidad de los grupos de transformación, para que de esta manera se puedan obtener economías de escala en la compra de los equipos y brindar modularidad a las subestaciones, permitiendo tener transformadores de reserva para atender con mayor rapidez las contingencias o emergencias.

2 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica procedió a realizar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte para satisfacer las necesidades urgentes del Sistema Nacional Interconectado en cuanto al transporte de energía eléctrica, tal como lo establecen los artículos 26 y 29 del Acuerdo Gubernativo número 68-2007, de fecha dos de marzo de dos mil siete, el cual reformó el Reglamento de la Ley General de Electricidad.

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación, elaborado por la Comisión, constituye la base para el desarrollo del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, ya que toma en cuenta la ubicación de las posibles centrales eléctricas futuras, de tal manera que el sistema de transporte pueda ser capaz de evacuar dicha generación y sea posible llevar el servicio de energía eléctrica con los estándares de calidad y seguridad establecidos, hasta los centros de consumo.

La Comisión desarrolló varias actividades para elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, entre las cuales se puede mencionar:

- i. La contratación de una consultoría de expertos en el tema de estudios eléctricos con el fin de realizar una evaluación de la seguridad operativa del SNI. Como resultado de este estudio se sugirieron refuerzos del sistema de transporte para el corto, mediano y largo plazo.
- ii. Adquisición de modelos de cómputo especializados para el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Con estas herramientas se realizaron análisis de estado estable para determinar las máximas transferencias de potencia entre secciones malladas del SNI hacia los centros de consumo.
- iii. Se utilizó el software SDDP para evaluar la reducción del costo operativo del sistema, la reducción de las pérdidas de transmisión, la reducción de la operación térmica con derivados del petróleo y los factores de pérdidas nodales.
- iv. Se utilizó el software ArcGIS para representar geográficamente los proyectos, tomando en cuenta su ubicación en coordenadas UTM (*Universal Transverse Mercator*).
- v. Redacción del informe final integrando los resultados obtenidos.

3 OBJETIVOS

- 3.1. Cumplir con los lineamientos, acciones y estrategias establecidas en la Política Energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas.
- 3.2. Determinar las ampliaciones en el Sistema Nacional Interconectado, para que tenga la capacidad para evacuar la generación proyectada, de los centros de producción hacia los centros de carga, que se requiere para cubrir el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de Guatemala, optimizando el costo de las inversiones necesarias.
- 3.3. Determinar las ampliaciones en el Sistema Nacional Interconectado para aumentar la confiabilidad y mejorar la calidad del suministro, minimizando la frecuencia y duración de las fallas, adecuando la red, que actualmente tiene una topología radial, a una topología mallada.
- 3.4. Incentivar las inversiones en nuevas centrales eléctricas de generación con base en recursos renovables, que se encuentran alejadas de los mayores centros de carga, proporcionándoles las facilidades de transporte de la energía a través de las obras propuestas en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte.
- 3.5. Incentivar el cambio de la matriz energética determinada en el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación, ampliando el Sistema Nacional Interconectado conforme el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, de tal manera que promueva la instalación de proyectos con fuentes de recursos renovables que minimicen el impacto en el medio ambiente.

4 INFORMACIÓN BÁSICA

4.1. Base Legal.

El Acuerdo Gubernativo número 68-2007, de fecha dos de marzo de dos mil siete, mediante el cual se reformó el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en cuanto a la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte establece lo siguiente:

“...DISPOSICIONES TRANSITORIAS Artículo 26. Plan de Expansión del Sistema de Transporte. En tanto se crea el Órgano Técnico especializado por el Ministerio de Energía y Minas, el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, será elaborado y ejecutado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.”

4.2. Situación del mercado eléctrico nacional.

Al final de la década de los 80's y el inicio de la década de los 90's las condiciones del subsector eléctrico, con crecimiento sostenido de la demanda y estancamiento de la oferta, sin fuentes de financiamiento para las inversiones necesarias y un deterioro acentuado de la estructura administrativa de las instituciones del sector, llevaron al reconocimiento de que el modelo de gestión exclusivamente estatal se había agotado.

En un contexto de crisis provocado por racionamientos de suministro de electricidad, se concretaron los primeros contratos de compra de potencia con empresas privadas, cuyas instalaciones de

generación se construirían en los siguientes años. Sin que se hubiese modificado la estructura legal del subsector, esos hechos marcaron el inicio de la participación privada en las inversiones.

La política de desarrollo del Gobierno de la República orientó el sector eléctrico hacia un sistema mixto con participación del sector privado, tomando la decisión de que el Gobierno no emprendiera nuevas inversiones en generación y que a partir de ese momento, el crecimiento de la oferta de energía se hiciera mediante inversiones del sector privado. No obstante, el Estado a través del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) conservó la propiedad y administración de las principales centrales hidroeléctricas (Chixoy, Aguacapa, Jurún Marinalá, Esclavos y otras) y así como las redes de Transporte de alta tensión (230 kV, 138 kV y 69 kV).

Con participación de diferentes sectores privados y gubernamentales, se promulgó un nuevo marco regulatorio del subsector:

- a. En 1994, la nueva Ley del INDE orientada a limitar las decisiones monopólicas del Estado y facilitar la participación privada en los negocios del subsector eléctrico.
- b. En noviembre de 1996, la Ley General de Electricidad, mediante la cual se crean las entidades sectoriales: CNEE y el AMM; la CNEE con atribuciones regulatorias y el AMM

con atribuciones operativas, tanto técnicas, como comerciales.

El gobierno pudo destinar fondos del presupuesto nacional, que antes dedicaba al subsector eléctrico, a la construcción de infraestructura básica (carreteras, salud, educación) y se fortalecieron los programas de electrificación rural.

Todas estas medidas crearon un ambiente de confianza que incrementó la participación privada en un modelo mixto de crecimiento, consolidando la apertura en todas las actividades del subsector.

En la medida que se ha fortalecido la aplicación del nuevo marco jurídico se ha incrementado la participación privada en la generación y comercialización, con mayores niveles de competencia en el mercado. Los inversionistas tienden a asumir progresivamente más riesgos y a producir electricidad para el merca-

do, aunque es importante indicar que es muy poco el avance de inversiones en transporte y transformación de energía eléctrica.

El mercado ha empezado a mostrar resultados de eficiencia económica, la institucionalidad se está consolidando, la legislación está en aplicación, el sector público juega un papel subsidiario, las inversiones han sido significativas, especialmente en la generación y distribución de electricidad

Las inversiones han permitido el crecimiento de las variables que manifiestan que de un sistema eléctrico en crisis se ha llegado a un sistema eléctrico en franco desarrollo.

 **Tabla 1. Información comparativa del crecimiento del Subsector Eléctrico.**

Descripción	Año 1991	Año 2001	Año 2007
Demanda Potencia (MW)	511	1087	1443
Capacidad Instalada Firme (MW)	755	1536	1645
Cobertura de Electrificación (%)	49%	81.0%	85.1 %
Número de Consumidores	761 mil	1.7 millones	2.3 millones
Transacciones Internacionales (GWh)	N/D	363	132
Líneas de Alta Tensión Mayores a 69 kV	N/D	2235 Kms.	3658 Kms.

FUENTES: Informes Estadísticos del Ministerio Energía y Minas, CNEE y AMM

Sin embargo, a partir del año 2003, las inversiones en generación no han sido suficientes para garantizar el suministro de la demanda en el largo plazo, ni para cambiar la estructura de precios altos producto de una alta dependencia de derivados del petróleo.

En el sistema de transporte de energía eléctrica la situación es más dramática, únicamente el PER del INDE y las interconexiones internacionales han hecho inversiones significativas en el sistema de transporte. La presa de proyectos necesarios, sin financiamiento, es grande y el sistema eléctrico ha comenzado a presentar señales de fragilidad que requieren medidas urgentes que permitan la construcción de nueva infraestructura de Transporte.

De allí, que la modificación de los reglamentos de la Ley orienten hacia la realización de un proceso de planificación de varios años y de decisiones institucionales que resuelvan la problemática de falta de inversiones en transporte y transformación.

El subsector eléctrico nacional está estructurado de la siguiente manera:

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, así como a la explotación de los recursos mineros.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA - CNEE - : Es el Órgano Técnico del Ministerio encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad. Es el regulador que crea condiciones propicias y apegadas a la ley para las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, desarrolladas

por toda persona individual o jurídica, fortaleciendo estas actividades con la emisión de normas técnicas, precios justos, medidas disciplinarias y todo el marco de acción que permita, a los empresarios y usuarios, condiciones de seguridad y reglas de acción claras en el Subsector Eléctrico.

ADMINISTRADOR DEL MERCADO

MAYORISTA -AMM - : Es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, que asegura la competencia en un mercado libre, con reglas claras que promuevan la inversión en el sistema eléctrico y que vela por el mantenimiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Guatemala.

PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA: Son el conjunto de los agentes del Mercado Mayorista (Generadores, Transportistas, Distribuidores y Comercializadores), más el conjunto de las empresas que sin tener la condición para ser participantes, realizan transacciones económicas en el Mercado Mayorista, con excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujetos a regulación de precios.

El marco regulatorio del sector eléctrico guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual se ha privilegiado el libre acceso y la existencia de un sistema de precios que refleja equilibrios libres de oferta y demanda, debido a que en estos segmentos pueden darse condiciones efectivas de competencia. 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.

Gráfica 1. Estructura del subsector eléctrico.

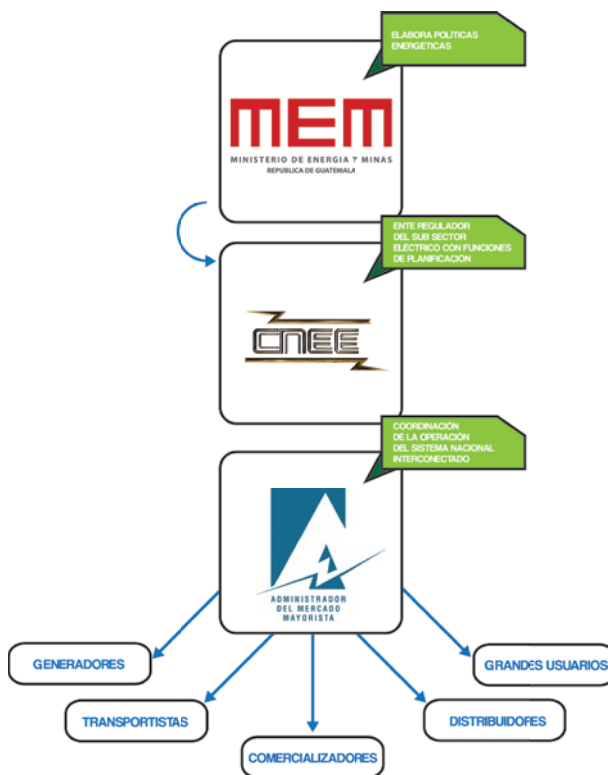
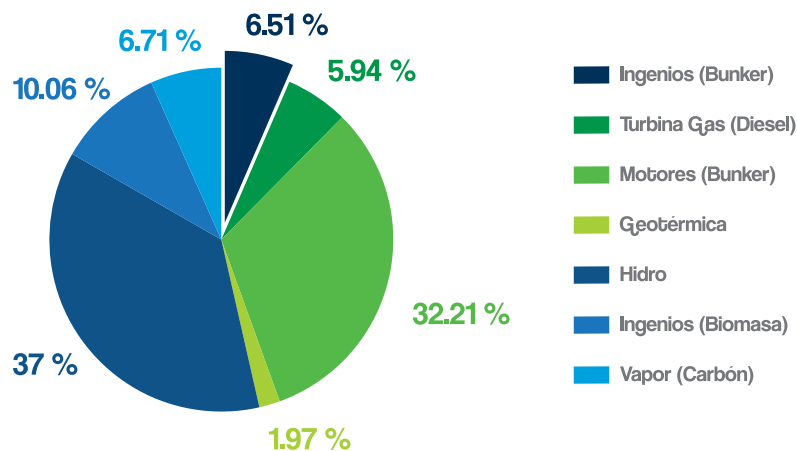


Tabla 2. Indicadores importantes del SNI durante el año 2007.

Indicadores del SNI del año 2007		
Generación Local	7928.62	GWh
Consumo Interno	7510.45	GWh
Exportaciones	131.88	GWh
Importaciones	8.12	GWh
Precio Promedio SPOT	89.8	US\$/MWh
Demanda Máxima	1443.43	MW
Factor de Carga	61.73	%
Oferta Firme 2007-2008 (Zafra)	1829.55	MW
Oferta Firme 2007-2008 (No Zafra)	1759.80	MW
Pérdidas SNI (Principal y Secundario)	294.40	GWh

FUENTE: AMM, Informe Estadístico 2007

Gráfica 2. Oferta firme año 2007-2008.



FUENTE: Plan de Expansión indicativo del Sistema de Generación 2008-2022, CNEE.

4.3. Proyectos de expansión de la generación 2008 - 2022.

De acuerdo al Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación elaborado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y siguiendo el cronograma de ingreso de las distintas centrales eléctricas, se prevé que para el año 2022 entren en operación aproximadamente 2700 MW de nueva generación, bajo un escenario medio de crecimiento de la demanda.

La siguiente tabla muestra la cantidad respectiva de cada tipo de central eléctrica, superando en capacidad la instalación de centrales hidráulicas. Las plantas térmicas serán primordialmente instaladas en la región pacífica y atlántica, mientras que las plantas hidráulicas serán instaladas en la parte noroccidente del país, en especial en los departamentos de Huehuetenango, Quiché, Alta Verapaz y Baja Verapaz.

Tabla 3. Centrales Eléctricas proyectadas 2008-2022

Fuente Energética	Capacidad (MW)
Renovables	1588
No Renovables	917
Interconexión Gua-Mex	200
TOTAL	2705

FUENTE: Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022, CNEE.

4.4. Interconexiones internacionales.

4.4.1. Interconexiones existentes

En el año 1983 entró en operación la línea de interconexión entre Guatemala y El Salvador, país con que se ha establecido una relación comercial hasta la fecha, pero en la actualidad, las interconexiones internacionales están cobrando una importancia relevante en el ámbito del sector eléctrico nacional; son dos los proyectos importantes, uno de ellos es el SIEPAC, que prevé la interconexión eléctrica de los países del Istmo y la Interconexión con México.

4.4.2. Interconexión con México

Este proyecto consta de la construcción de una línea de transmisión de doble circuito, dos conductores por fase calibre 1113 MCMACSR en 400 kV tendida sobre torres de celosía entre las subestaciones Tapachula Potencia y Los Brillantes en Retalhuleu.

La línea de interconexión tiene una longitud de 103 km, de los cuales 71 km están dentro del territorio de la República de Guatemala. La capacidad de transformación en Los Brillantes es de 225 MVA y, se estima una capacidad inicial de transferencia entre México y Guatemala de 120 MW, pudiendo esta ser en el corto transferencia en el corto plazo de 200 MW. Se prevé que esta interconexión entre en operación el primer trimestre del año 2009.

4.4.3. Proyecto SIEPAC

La infraestructura del SIEPAC consiste en la ejecución del Primer Sistema de Transporte Eléctrico Regional que reforzará la capacidad de transmisión entre los países centroamericanos. El proyecto consta de la construcción de una línea de transmisión que operará en 230 kV de un circuito, aunque su diseño considera la posibilidad de un segundo circuito, que interconectará los sistemas eléctricos de los cinco países del Istmo.

 **Tabla 4. Longitudes de los tramos de líneas que corresponden a cada país.**

Pais	Longitud (Km.)	Porcentaje
Guatemala	281	16%
El Salvador	286	16%
Honduras	270	15%
Nicaragua	310	17%
Costa Rica	493	28%
Panamá	150	8%
TOTAL	1790	100%

FUENTE: Website del EPR: <http://www.eprsiepac.com/>

El Proyecto SIEPAC tiene dos objetivos principales:

- a) Apoyar la formación y consolidación progresiva del MER mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica.
- b) Establecer la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER.



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2008 - 2018

5.1. Análisis de Resultados

Conforme a lo establecido en el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación, se tiene contemplada la entrada en operación de varios proyectos nuevos para abastecer el crecimiento de la demanda, lo que hace necesario construir los refuerzos en la red de transmisión eléctrica económicamente factibles a fin de cumplir con los objetivos establecidos en el presente plan.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica identificó los puntos críticos en el SNI para los años en estudio, planteando los refuerzos de ampliación y desarrollo de proyectos nuevos de líneas de transmisión, subestaciones y sus respectivos equipos, los cuales son necesarios para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño del RMER, por las NTAUCT y las NEAST emitidas por la CNEE, establecidos en la normativa nacional y regional.

Se realizaron estudios eléctricos en el SNI, para la época seca y época húmeda durante el período de estudio, en demanda máxima, media y mínima. Los análisis realizados son los siguientes:

- i. Estudio de flujo de carga en condiciones de operación normal.
 - ii. Estudio de flujo de carga en condiciones de contingencia sencilla (salida de un solo elemento de la red de transporte).
 - iii. Estudio de flujo de carga en condiciones de contingencia múltiple (salida de barras en subestaciones, salida de líneas de doble circuito).
 - iv. Estudio de estabilidad de voltaje.
 - v. Estudio de estabilidad transitoria.
 - vi. Estudio de cortocircuito para los escenarios de demanda máxima.
- c. Reducción del costo de la operación térmica con derivados del petróleo.
 - d. Máxima Capacidad de Transmisión de Potencia desde cada anillo hacia el resto del SNI.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte desarrolla ésta con una topología anillada o mallada, con la finalidad de que el mismo cumpla con el criterio de seguridad operativa N-1, lo que significa que si se pierde un elemento de la red, es posible continuar operando con su desempeño normal. En la actualidad el SNI presenta una topología radial, siendo vulnerable ante la pérdida de uno de sus elementos.

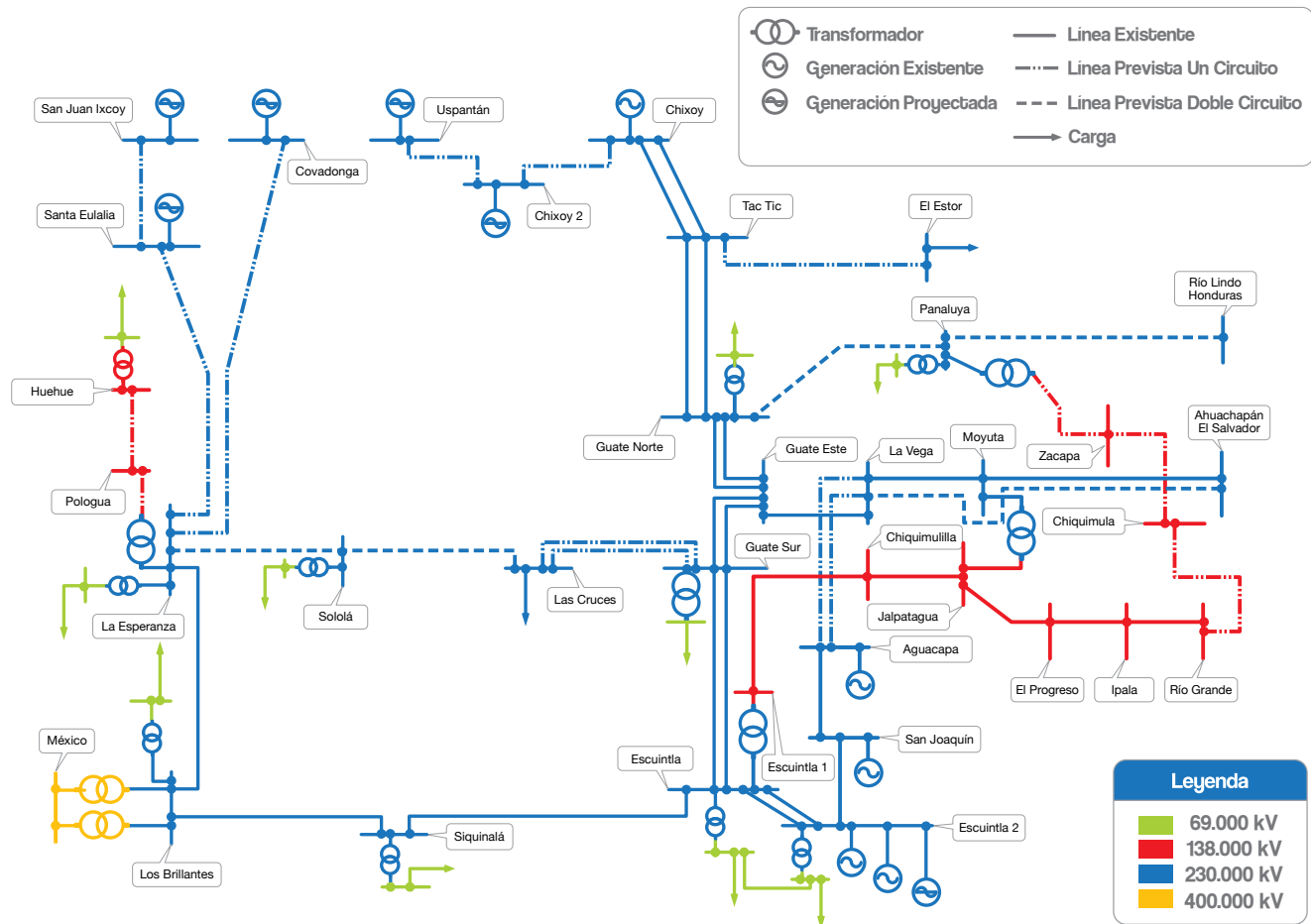
Para evaluar el costo beneficio de la implementación de un sistema mallado, la metodología consistió en determinar las ventajas de integrar el sistema de transporte con una topología mallada contra un caso de referencia, en el cual se considera que el sistema crece de una forma radial solamente para conectar los proyectos nuevos de generación y que se nombra como Caso Base. Luego se procedió a comparar entre los dos casos los siguientes parámetros:

- a. Reducción del costo operativo del sistema, el cual toma en cuenta la composición de la generación para cada uno de los casos (red anillada contra Caso Base).
- b. Reducción de las pérdidas de transmisión.

5.1.1. Caso base.

Es un escenario en el cual se considera que el SNI crece de una forma radial, y que solamente sirve para conectar los nuevos proyectos de generación y demanda. El diagrama unifilar para el Caso Base se muestra a continuación:

Gráfica 3. Diagrama Unifilar del Caso Base.



5.2. Estado actual de la red de transporte y obras en construcción.

Gráfica 4. Mapa geográfico de la red de transporte actual.



El sistema de transmisión de Guatemala en el año 2008 no cumple con los criterios de seguridad, calidad y desempeño, debido a que no se han construido nuevas líneas y subestaciones. Para atenuar los efectos de fallas severas, se proponen refuerzos de baja inversión que se pueden poner en práctica rápidamente y que tienen un corto tiempo de ejecución.

Actualmente existen proyectos que se encuentran en construcción los cuales estarán reforzando a corto plazo el sistema de transporte.

 **Tabla 5. Refuerzos al SNI en el corto plazo**

No.	Proyecto	MVA	kV	Costo ¹	Pertenece a:
1	Separación de Barras Escuintla I		230	0.5	Anillo Metropacífico
2	Separación de Barras Escuintla II		230	0.5	Anillo Metropacífico
3	Separación de Barras Guate Sur		230	0.5	Anillo Metropacífico
4	Separación de Barras Guate Norte	150	230	0.5	Anillo Metropacífico
5	Ampliación de la transformación en Cocales	70	230/69	7.5	Anillo Occidental
6	Ampliación de la transformación en Jalpatagua	195	230/69	5.5	Anillo Oriente
7	Ampliación de la transformación en Guate Norte	195	230/69	7.5	Anillo Metropacífico
8	Ampliación de la transformación en Guate Este	195	230/69	7.5	Anillo Metropacífico
9	Ampliación de la transformación en Guate Sur	195	230/69	7.5	Anillo Metropacífico
10	Ampliación de la transformación en Escuintla	150	230/69	7.5	Anillo Metropacífico
11	Ampliación de la transformación en Brillantes	93	230/69	7.5	Anillo Occidental
12	Ampliación de la transformación en Magdalena		230/69	5	Anillo Occidental
13	Seccionar 2do. Circuito Guate Norte - Guate Sur		230	0.5	Anillo Metropacífico

(1) Costo aproximado en millones de US\$

Las siguientes obras se encuentran actualmente en proceso de construcción o ya cuentan con el financiamiento necesario para finalizar su construcción. Algunas de las obras que destacan son las del proyecto SIEPAC, la línea Aguacapa–La Vega 230kV, algunas reconversiones de 69 kV a 138 kV y la interconexión Guatemala–México en 400kV.

En las subestaciones de 230 kV, la implementación de la filosofía de operación del esquema de

doble barra con un interruptor de enlace, con una protección diferencial de barra y protección contra falla de interruptor, requiere de mayor análisis e información del estado actual del esquema de protecciones y equipos. Se identificó este refuerzo como prioritario, tanto desde el punto de vista de seguridad operativa, como de posibilidades de incrementar la generación.

Tabla 6. Proyectos de la red de transporte en construcción

Líneas de Transmisión

No.	Proyecto	MVA	Km.	kV	Costo ¹	Pertenece a:
1	Tapachula - Los Brillantes		71	400	55	Interconexión Gua-Mex
2	Reconversión Río Grande - Chiquimula - Zacapa - Panaluya		55	138	1.37	Anillo Oriente
3	Reconversión La Esperanza - Pologuá - Huehuetenango		60	138	6.76	Anillo Hidráulico
4	Guate Norte - Panaluya - Río Lindo		180	230	30	SIEPAC
5	La Vega 2 - Ahuachapán		96	230	14.4	SIEPAC
6	Aguacapa - La Vega 2, 1er. Circuito		25	230	3.45	Anillo Metropacífico

Subestaciones

1	Amplificación Chiquimula	28		138	1.178	Anillo Oriente
2	Amplificación La Esperanza	150		138	1.1	Anillo Occidente
3	Amplificación Pologuá	28		138	1.1	Anillo Hidráulico
4	Amplificación Huehuetenango	105		138	1.1	Anillo Hidráulico
5	Amplificación Zacapa	14		138	1.1	Anillo Oriente
6	Panaluya	150		230	4.9	Anillo Atlántico
7	Panaluya	105		138	3.073	Anillo Atlántico
8	La Vega 2 (Maniobras)			230	6.8	Anillo Metropacífico

(1) Aproximado en millones de US\$

5.3. Anillo Metropacífico.

En la región del pacífico y central se contemplan obras de ampliación debido a la instalación de generación, principalmente térmica, y al crecimiento de la demanda. Dentro de esta región se encuentra el Puerto Quetzal que es un punto estratégico para el suministro de combustibles, por lo que se hace importante la construcción de refuerzos en transporte y subestaciones a fin de poder evacuar la nueva generación.

El anillo Metropacífico tiene como objetivo principal abastecer el centro de carga más grande del país, el cual es el departamento de Guatemala, garantizando el suministro de energía eléctrica.

5.3.1. Obras que componen el anillo Metropacífico

 **Tabla 7. Obras del anillo Metropacífico**

Lineas de Transmisión

No.	Proyecto	MVA	Km.	kV	Costo ¹	Pertenece a:
1	Aguacapa - La Vega 2, 1er. Circuito (SIEPAC)		25	230	3.5	En Construcción
2	Aguacapa - La Vega 2, 2do. Circuito		25	230	3.5	Proyecto
3	Las Cruces - Palín		20	230	4.5	Proyecto
4	Palín - Pacífico		27	230	6.1	Proyecto
5	Las Cruces - GuateOeste		25	230	5.6	Proyecto
6	GuateOeste - Lo de Reyes		22	230	2.8	Proyecto

Subestaciones

1	Pacífico (Maniobras)			230	10	Proyecto
2	La Vega 2 (Maniobras)	195		230	6.8	En Construcción
3	Palín	195		230/69	9	Proyecto
4	GuateOeste			230/69	10.4	Proyecto
5	Lo de Reyes (Maniobras)			230	8.9	Proyecto

Refuerzos

1	Separación de Barras Escuintla I			230	0.5	Proyecto
2	Separación de Barras Escuintla II			230	0.5	Proyecto
3	Separación de Barras GuateSur			230	0.5	Proyecto
4	Separación de Barras GuateNorte	195		230	0.5	Proyecto
5	Ampliación de Transformación en GuateNorte	195		230/69	7.5	Proyecto
6	Ampliación de Transformación en GuateEste	195		230/69	7.5	Proyecto
7	Ampliación de Transformación en GuateSur	195		230/69	7.5	Proyecto
8	Ampliación de Transformación en Escuintla			230/69	7.5	Proyecto
9	Selección de 2do. Circuito GuateNorte - GuateSur			230	0.5	Proyecto
10	Ampliación Enlace Escuintla I y II			230	0.5	Proyecto

Sustitución de Transformadores

1	Subestación GuateNorte Grupo 1	195		230/69	7.5	Proyecto
2	Subestación GuateNorte Grupo 2	195		230/69	7.5	Proyecto

5.3.1.1. Sustitución de Transformadores

Dentro de los análisis realizados se evaluó el porcentaje de carga de los transformadores más importantes del SNI, tomando como dato de entrada, para su evaluación, un escenario de demanda alta, tanto para la época seca como húmeda, para el año 2015.

Existe una alta probabilidad de que los transformadores en las subestaciones de Guate-Norte, Guate-Este, Guate-Sur y La Esperanza sufran sobrecargas

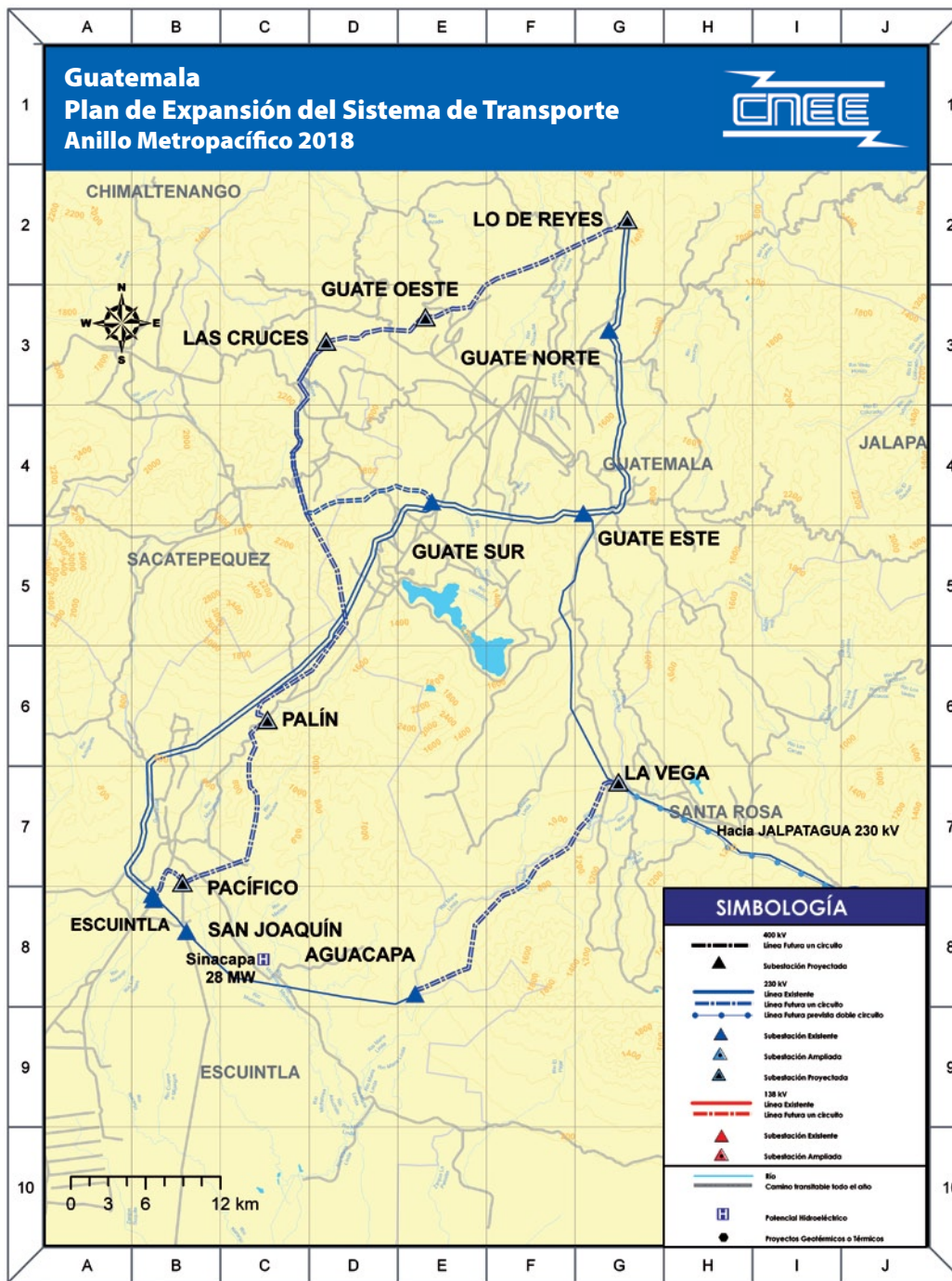
en un futuro inmediato, las cuales podrían impactar en el suministro de energía.

En la tabla siguiente se presentan las cargas de los transformadores para la época seca y húmeda del año 2015 sin haber ninguna ampliación en la capacidad de transformación, por lo que se considera que para que puedan estar con una capacidad adecuada para ese año, deben darse las ampliaciones de inmediato.

 **Tabla 8. Ampliación de transformación del SNI urgente**

No.	Nombre	Tipo	Capacidad (MVA)	Año 2015	
				% de Carga Época Húmeda	% de Carga Época Seca
1	GuateNorte 230/69 A	3x1PH	150	112.03%	115.38%
2	GuateNorte 230/69 B	3x1PH	150	111.97%	115.33%
3	GuateEste 230/69	3x1PH	195	101.79%	87.14%
4	GuateSur 230/69 A	3x1PH	150	84.83%	66.80%
5	GuateSur 230/69 B	1x3PH	100	71.73%	57.51%
6	Escuintla II 230/69	1x3PH	67.5	58.59%	45.44%
7	Escuintla 230/69	1x3PH	100	58.39%	45.49%
8	Esperanza 230/69	3x1PH	150	104.36%	104.04%
9	Brillantes 230/69	3x1PH	150	37.33%	26.63%
10	Escuintla 230/138	3x1PH	150	55.24%	59.45%
11	Progreso 138/69	1x3PH	30	20.46%	18.36%
12	Río Grande 138/69	1x3PH	42	74.32%	69.27%

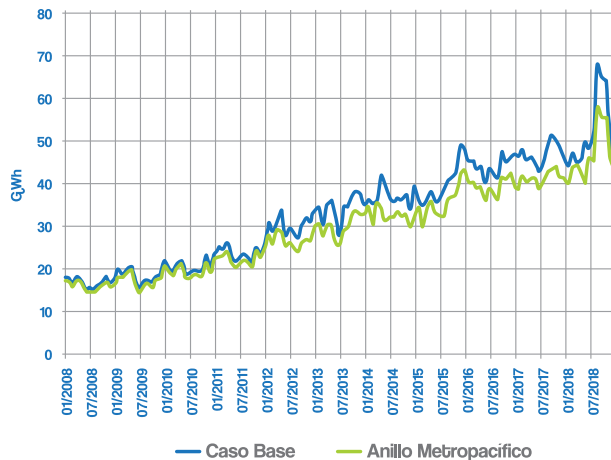
5.3.1.2 Mapa geográfico del anillo Metropacífico



5.3.2. Reducción de pérdidas de transmisión.

La reducción de pérdidas de transmisión debida a la implementación de las obras que conforman el anillo Metropacífico durante el período 2008–2018 asciende a 586.6 GWh. Esta reducción además contribuye con un ahorro, derivado de la reducción de generación de energía eléctrica para esas pérdidas.

 **Gráfica 5. Reducción de pérdidas de transmisión, Caso Base contra anillo Metropacífico.**



5.3.3. Máxima capacidad de transmisión de potencia de la zona pacífico a la zona metropolitana.

La máxima transferencia de potencia desde la zona pacífico se calculó para el escenario de demanda máxima en la época seca, considerando dentro del estudio todas las obras que componen el Plan de Expansión del Sistema de Transporte. Las subestaciones que componen la zona pacífico son: Escuintla 1, Escuintla 2, Palín, Pacífico, Aguacapa y San Joaquín, y las líneas de transmisión que conectan esta zona con el resto del sistema son: Palín – Las Cruces 230kV, Aguacapa – La Vega 2

230kV, Escuintla – GuateSur 230kV, Escuintla – Palín 138kV y Escuintla – Jurún Marinalá 138kV. Se consideró como criterio de seguridad operativa que ninguna línea de transmisión sobrepase el 80% de su capacidad térmica.

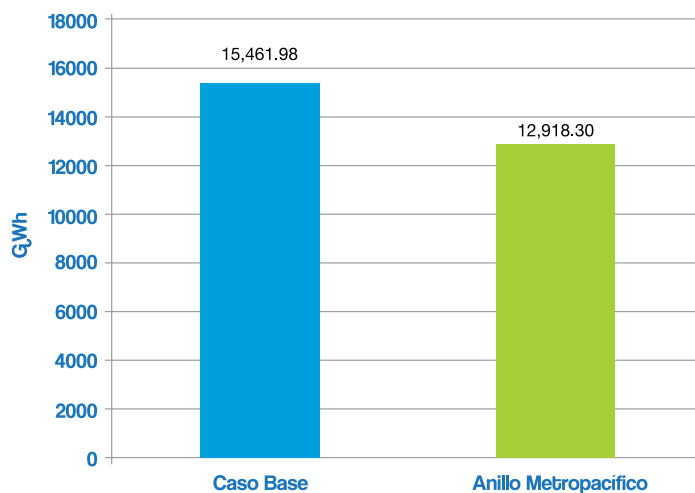
La máxima capacidad de transferencia de potencia entre la zona pacífico y la zona metropolitana que resulta en el estudio sobre la implementación de las obras del anillo Metropacífico se establece en 1500MW. Esta capacidad incluye, la capacidad instalada actual y la capacidad que resulta de la instalación de proyectos nuevos en la zona pacífico.

5.3.4. Reducción de la generación térmica a base de derivados del petróleo

Al aumentar la capacidad de transferencia de potencia entre la zona pacífico y metropolitana, el anillo metropacífico, permite el aumento de la capacidad de generación térmica de combustible base, de acuerdo al Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008–2022, viabilizando la sustitución de la generación a base de derivados del petróleo, lo cual resulta en una reducción del costo operativo de producción de energía en el SNI.

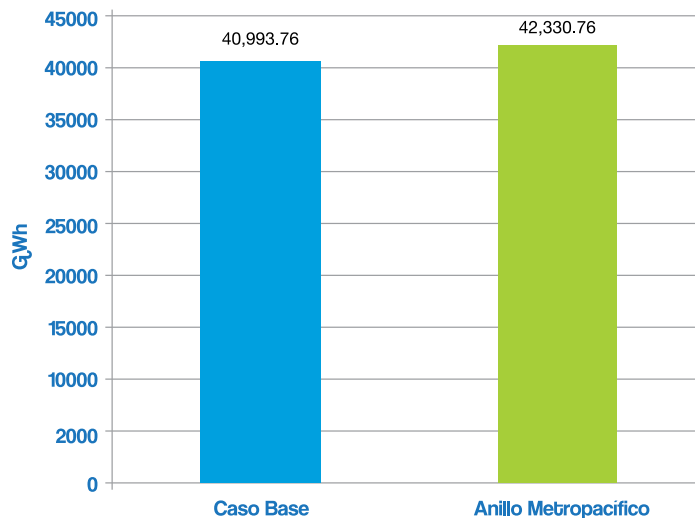
La siguiente gráfica presenta la reducción en la producción de energía eléctrica a base de derivados de petróleo, la cual asciende a 2,543.7 GWh.

Gráfica 6. Reducción de producción de energía eléctrica a base de derivados del petróleo en el período 2008 - 2018.



La siguiente gráfica muestra el incremento en generación por combustible base el cual asciende a 1,337 GWh para el período 2008 - 2019.

Gráfica 7. Incremento de la generación de energía eléctrica por medio de combustible base 2008 - 2018.



5.4. Anillo Hidráulico.

El anillo hidráulico se encuentra ubicado principalmente en los departamentos de Huehuetenango, Alta Verapaz, Baja Verapaz y Quiché y tiene como objetivo acercar el potencial hidráulico de generación de energía eléctrica localizado en esa región del país hacia los centros de consumo.

A la fecha existen diversos proyectos hidroeléctricos, que de implementarse las obras del anillo Hidráulico, tienen un gran potencial de realizarse en un mediano plazo. Las obras del anillo Hidráulico promoverán

inversiones en el área, las cuales garantizarán la competencia y estabilización de los precios de producción de la energía eléctrica, por el uso de los recursos renovables de Guatemala, sustituyendo el uso de combustibles fósiles que son importados al país.

5.4.1. Obras que componen el anillo Hidráulico

 **Tabla 9. Obras del anillo Hidráulico.**

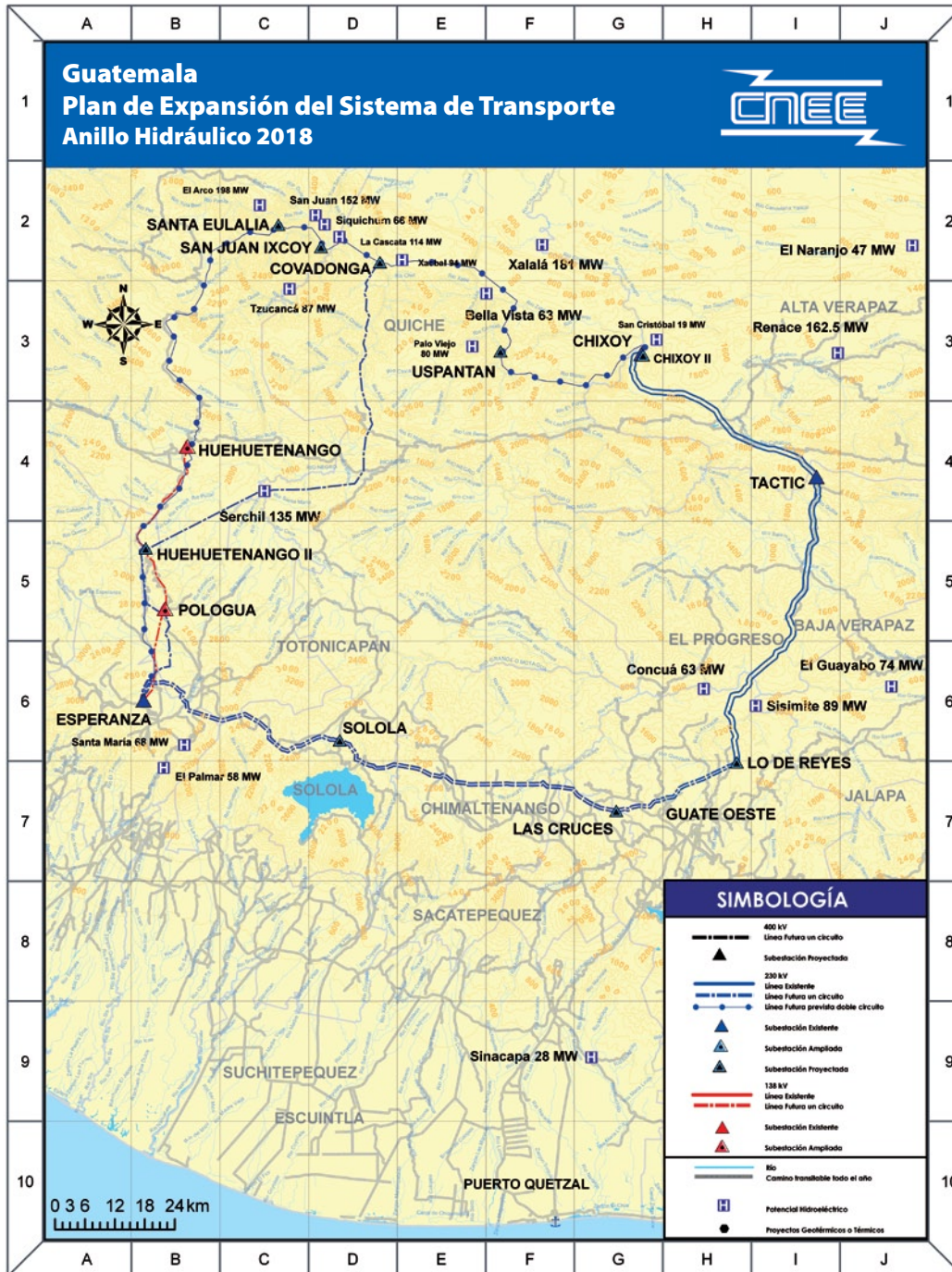
Lineas de Transmisión

No.	Proyecto	MVA	Km.	kV	Costo ¹	Pertenece a:
1	Chixoy II - Chixoy I		0.3	230	0.04	Proyecto
2	La Esperanza - Pologuá -Huehuetenango		60	138	6.8	En Construcción
3	Covadonga - La Esperanza		130	230	16.3	Proyecto
4	Santa Eulalia - San Juan Ixcoy		12	230	1.5	Proyecto
5	Santa Eulalia - Huehuetenango II		55	230	6.9	Proyecto
6	Huehuetenango II - La Esperanza		75	230	9.4	Proyecto
7	Huehuetenango II - Huehuetenango I		23	138	0.4	Proyecto
8	San Juan Ixcoy - Covadonga		44	230	5.5	Proyecto
9	Covadonga - Uspantán		27	230	3.8	Proyecto
10	Uspantán - Chixoy II		38	230	4.8	Proyecto

Subestaciones

1	Amplificación Pologuá	28		138/13.8	1.1	En Construcción
2	Amplificación Huehuetenango	90		138/69	1.1	En Construcción
3	Chixoy II (Maniobras)			230	8.9	Proyecto
4	Subestación Covadonga (Maniobras)			230	8.9	Proyecto
5	Huehuetenango II	150		230/138	10.5	Proyecto
6	Subestación San Juan Ixco (Maniobras)			230	7.8	Proyecto
7	Subestación Santa Eulalia (Maniobras)			230	7.8	Proyecto
8	Subestación Uspantán (Maniobras)			230	7.8	Proyecto

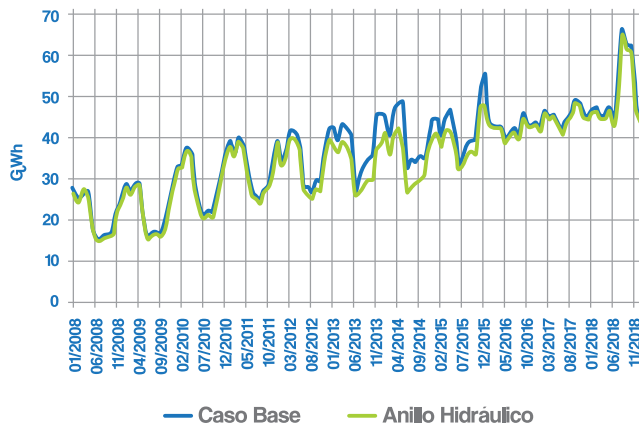
5.4.1.1. Mapa geográfico del anillo Hidráulico.



5.4.2. Reducción de pérdidas de transmisión.

La reducción de pérdidas de transmisión debido a la implementación de las obras que conforman el anillo Hidráulico, durante el período 2008–2018, asciende a 352 GWh. Esta reducción además contribuye con un ahorro derivado de la reducción de generación de energía eléctrica con derivados del petróleo.

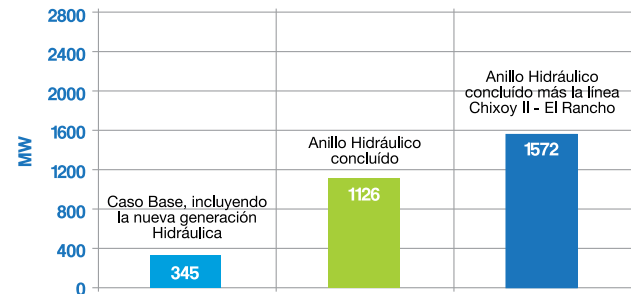
Gráfica 8. Reducción de pérdidas de transmisión, Caso Base contra anillo Hidráulico.



5.4.3. Máxima transferencia de potencia

La máxima transferencia de potencia hacia el resto del SNI que resulta de la implementación de las obras que forman parte del anillo Hidráulico es de 1,572 MW al término de la construcción de las obras, con lo cual promueve y garantiza la capacidad de transmisión para la instalación de nuevas centrales hidroeléctricas, teniendo como consecuencia la estabilización de los precios de la energía eléctrica por el uso de recurso propio.

Gráfica 9. Máxima transferencia de potencia del anillo Hidráulico hacia el resto del SNI 2008 - 2018.



5.5. Anillo Atlántico

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.

5.5.1. Obras que componen el anillo Atlántico

 **Tabla 10. Obras del anillo Atlántico, costo aproximado en millones de US\$.**

Lineas de Transmisión

No.	Proyecto	MVA	Km.	kV	Costo ¹	Pertenece a:
1	GuateNorte - Panaluya (SIEPAC)		180	230	30	En Construcción
2	Tactic - El Estor		100	230	18	Proyecto
3	El Estor - La Ruidosa		50	230	6.3	Proyecto
4	La Ruidosa - Panaluya		110	230	19.4	Proyecto
5	La Ruidosa - Puerto Barrios		45	230	5.6	Proyecto
6	Chixoy II - El Rancho		100	230	12.5	Proyecto

Subestaciones

1	Panaluya	150		230/69	4.9	En Construcción
2	Panaluya	105		138/69	3.1	En Construcción
3	El Estor	150		230/69	8	Proyecto
4	La Ruidosa (traslado del transformador GuateNorte grupo 1)	150		230/69	8	Proyecto

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.

5.5.1.1 Mapa geográfico del anillo Atlántico.

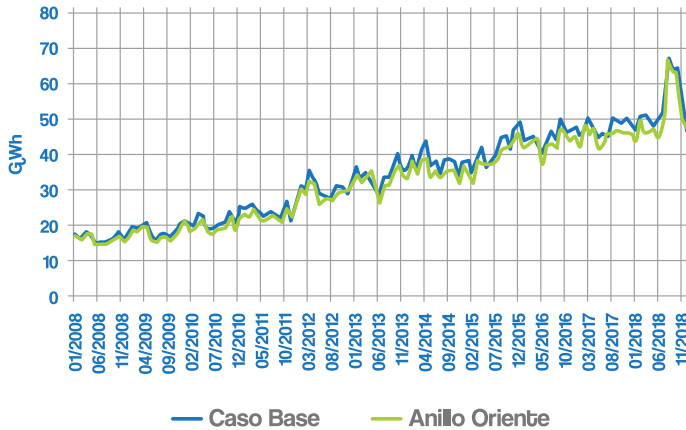


5.6. Anillo Oriental.

El anillo Oriental se forma con la reconversión de 69kV a 138kV del tramo que va de Río Grande a Panaluya y con las ampliaciones en transformación en las

subestaciones de Panaluya (dos transformadores 138/69kV y 230/69kV respectivamente) y Jalpatagua (un transformador 230/138kV). El ahorro de pérdidas sería aproximadamente de 291.20 GWh cuando dichas instalaciones se encuentren finalizadas.

Gráfico 10. Reducción de pérdidas de transmisión, Caso Base contra anillo Oriental



5.6.1. Obras que componen el anillo Oriental

Tabla 11. Obras del anillo Oriental

Lineas de Transmisión

No.	Proyecto	MVA	Km.	kV	Costo ¹	Pertenece a:
1	Río Grande - Chiquimula - Zacapa - Panaluya		55	138	1.4	En Construcción

Subestaciones

1	Ampliación de la transformación en Chiquimula	150		138	1.2	En Construcción
2	Ampliación de la transformación en Zacapa	105		138	1.1	En Construcción
3	Ampliación de la transformación en Jalpatagua	150		230/138	5.5	Proyecto
4	Ampliación en la transformación en El Rancho	150		230/69	7.5	Proyecto

(1) Aproximado en millones de US\$

5.6.2. Mapa geográfico del anillo Oriental.



5.7. Anillo Occidental.

El anillo Occidental está compuesto principalmente por el proyecto de línea de transmisión y subestaciones asociadas, Esperanza – Sololá – Las Cruces – GuateSur 230kV y por las ampliaciones en la transformación en las subestaciones Cocales (un transformador 230/69kV), y Magdalena (un transformador 230/69kV).

La línea más importante de este anillo es Esperanza – Sololá – Las Cruces – GuateSur 230kV, debido a que aumenta la capacidad de transmisión desde el

área occidental, lo que implica que se pueda disponer de una capacidad mayor de importación de energía desde la interconexión Guatemala–México y también contribuye a la evacuación de la energía proveniente del anillo Hidráulico. Debido a lo anterior esta línea representa una mayor disponibilidad de energía que garantiza el suministro en el área central siendo ésta la de mayor carga del SNI.

El objetivo de este análisis es comparar la operación del SNI con dicha línea de transporte.

5.6.2. Obras que componen el anillo Occidental.

 **Tabla 12. Obras del anillo Occidental**

Líneas de Transmisión

No.	Proyecto	MVA	Km.	kV	Costo ¹	Pertenece a:
1	La Esperanza - Sololá		52	230	10.4	Proyecto
2	Sololá - Las Cruces		60	230	7.5	Proyecto
3	Las Cruces - Guate Sur		20	230	2.5	Proyecto
4	Siquinalá - Magdalena		14	230	1.8	En Construcción

Subestaciones

1	Las Cruces (Maniobras)			230	8.4	Proyecto
2	Siquinalá (Maniobras)			230	2	En Construcción
3	Sololá	150		230/69	8	Proyecto

Ampliación de Capacidad de Transformación

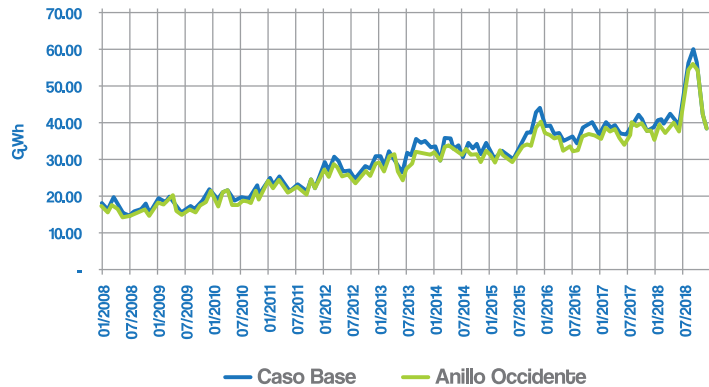
1	Ampliación en la transformación en La Esperanza (traslado del transformador Guate Norte grupo 2)	150		230/69	7.5	Proyecto
2	Ampliación en la transformación en La Esperanza	150		230/138	1.1	En Construcción
3	Ampliación en la transformación en Cocales	150		230/69	7.5	Proyecto
4	Ampliación en la transformación en Magdalena	93		230/69	5	En Construcción

(1) Aproximado en millones de US\$

5.7.2. Reducción de pérdidas de transmisión.

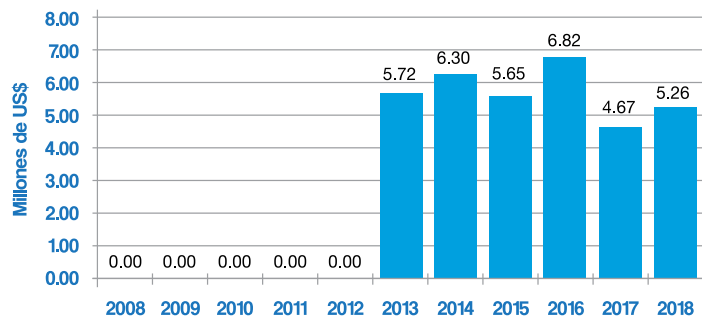
El ahorro de pérdidas medias debido a la implementación del anillo Occidental asciende a 256.21 GWh en el período 2008–2018.

 **Gráfica 11. Reducción de pérdidas de transmisión, Caso Base contra anillo Occidental**



El ahorro de la operación térmica del sistema es también significativo y asciende a 34.4 millones de dólares con la construcción de la línea La Esperanza–Sololá–Las Cruces–Guate Sur.

 **Gráfica 12. Ahorro del costo de operación térmica**



5.7.2. Mapa geográfico del anillo Occidental.



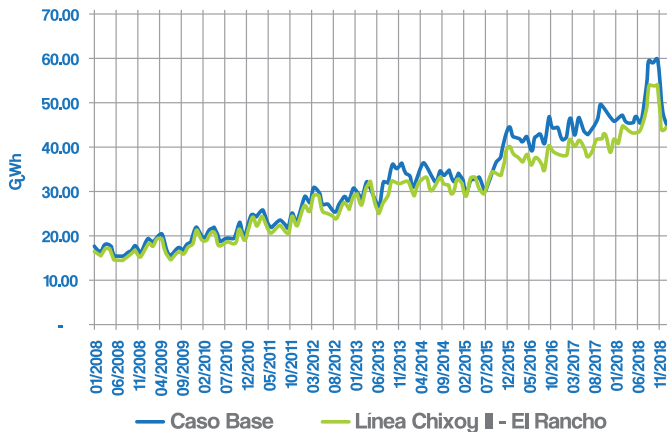
5.8. Obras importantes como una política de desarrollo.

5.8.1. Línea Chixoy II - El Rancho 230kV

La línea Chixoy II – El Rancho forma parte tanto del anillo Hidráulico como del anillo Atlántico. El efecto más importante de su construcción es que aporta una capacidad adicional para evacuar la generación procedente del anillo Hidráulico. Asimismo aumenta la capacidad de evacuación de energía desde el anillo Atlántico. Esto hace posible el aprovechamiento del potencial hídrico de la zona norte del país lo que ocasiona una disminución efectiva del costo operativo del sistema.

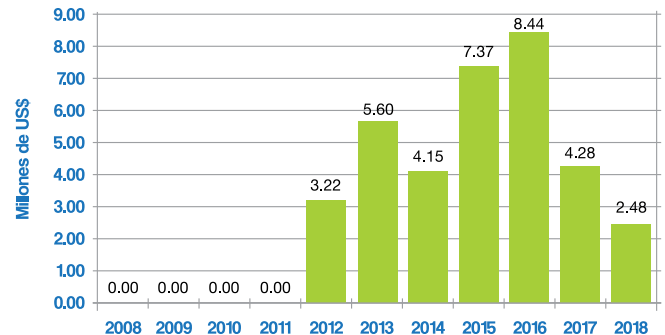
La reducción de pérdidas de energía derivada de la entrada en operación de esta línea de transmisión, asciende a 372.75 GWh.

 **Gráfica 13. Reducción de pérdidas de transmisión de energía**



Los resultados evidencian que la entrada en operación de la línea de transmisión Chixoy II – El Rancho, reduce en 35.92 millones de dólares la operación térmica del sistema tal como muestra la gráfica que se presenta a continuación.

 **Gráfico 14. Ahorro del costo de operación térmica**

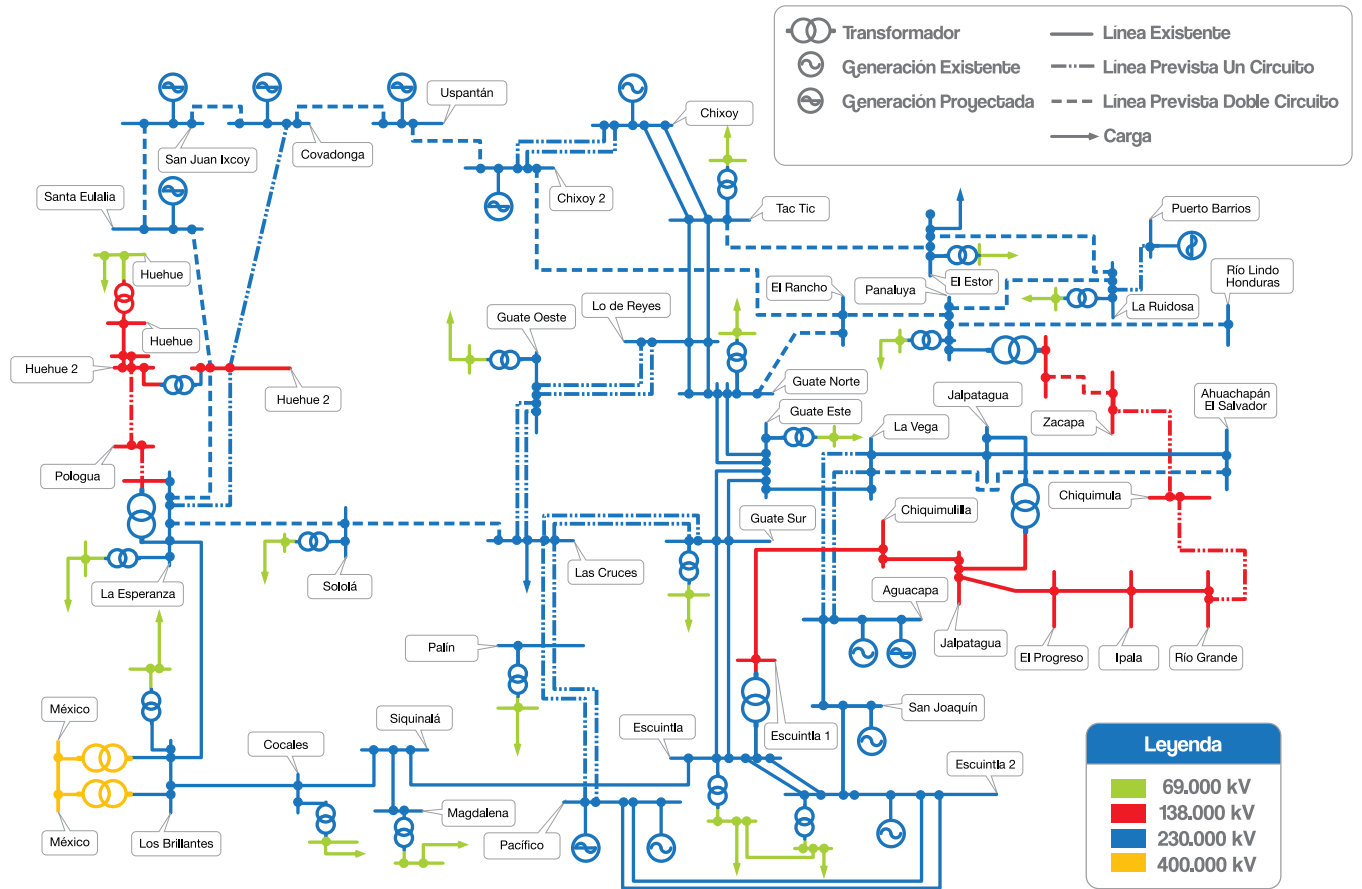


5.9. Análisis completo del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018

En esta sección se realiza un análisis completo del Plan de Expansión del Sistema de Transporte con el objetivo de presentar los beneficios en el mediano y largo plazo, mostrando los resultados obtenidos en cuanto al ahorro del costo operativo del sistema, la reducción de pérdidas de transmisión, y la reducción del costo marginal de la demanda.

Se presenta también el efecto que tiene la implementación del plan sobre los factores de pérdidas nodales de algunos nodos importantes, con el objetivo de informar a los potenciales inversionistas sobre los beneficios que puedan obtenerse de su conexión al SNI.

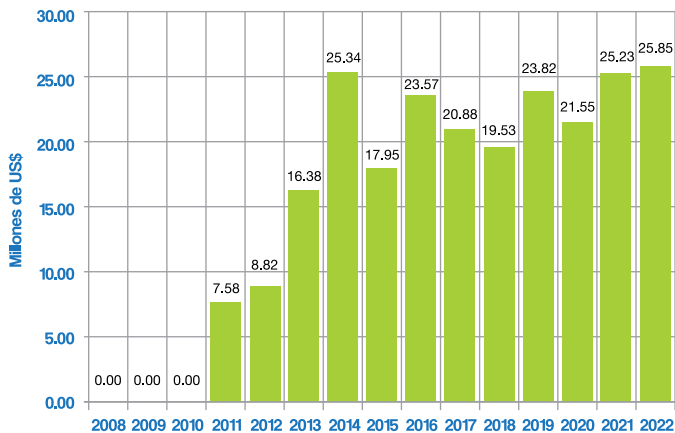
Gráfica 16. Diagrama Unifilar del Plan de Expansión de Transporte 2008-2018



5.9.1. Ahorro del costo de operación térmica.

La implementación total del Plan de Expansión del Sistema de Transporte permite el ahorro de un total de US\$236.9 millones durante el período de estudio, y en promedio a partir del año 2015. Esto representaría un ahorro anual de aproximadamente US\$22.9 millones.

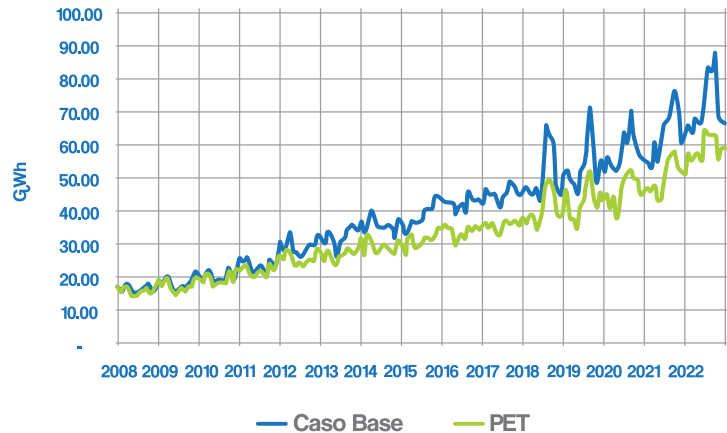
Gráfica 17. Ahorro del costo de operación térmica para el período 2008-2022



5.9.2. Ahorro de pérdidas de transmisión de energía.

La implementación del Plan de Expansión del Sistema de Transporte representa una reducción de las pérdidas de transmisión, que asciende a un total de 1,235.3 GWh. Las pérdidas de energía fueron valorizadas al costo marginal de la demanda que resulta del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008–2022, las cuales tendrían un costo aproximado de US\$109.6 millones para el período 2008–2022. A partir del año 2015 la construcción del Plan de Expansión del Sistema de Transporte representa un ahorro por concepto de pérdidas de transmisión de aproximadamente US\$10.9 millones anuales.

Gráfica 18. Pérdidas de transmisión, caso base contra Plan de Expansión del Sistema de Transporte completo para el período 2008-2022



Gráfica 19. Ahorro de pérdidas de transmisión del Plan de Expansión del Sistema de Transporte completo para el período 2008-2022

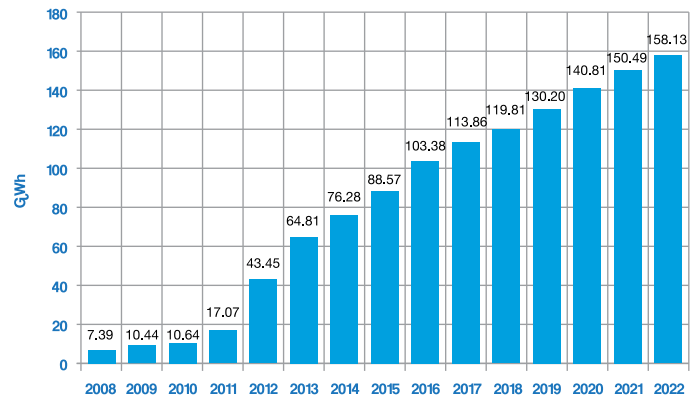
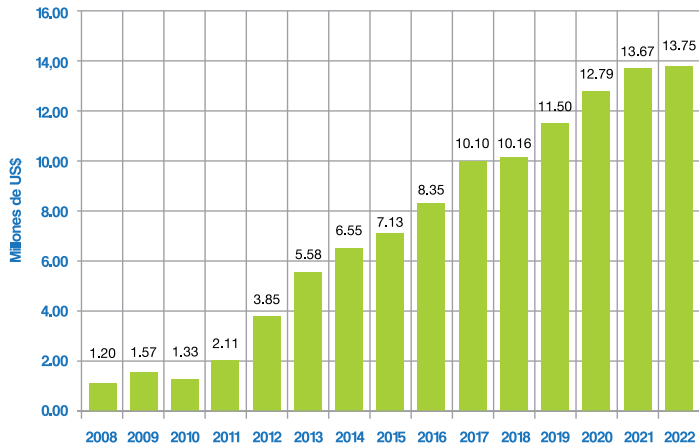


Gráfico 20. Valorización económica de las pérdidas de transmisión a valores del costo marginal de la demanda para el período 2008-2022



5.9.3. Costo marginal de la demanda del SNI.

El costo marginal de la demanda (US\$/MWh) del Plan de Expansión del Sistema de Transporte se comparó con el costo marginal del Plan de Expansión del Sistema de Generación, también elaborado por la CNEE, el cual fue realizado con la premisa de una red ideal, sin pérdidas y sin restricciones de transporte. Para obtener una valorización económica del ahorro en los costos marginales del Caso Base contra el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, se procedió a calcular el ahorro mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Ahorro} = \sum_1^i (\text{CMCB}_i - \text{CMPET}_i) \times \text{Energía} \times 0.15$$

= 176.5 millones de US\$

En donde:

i: Número de meses del período de estudio.

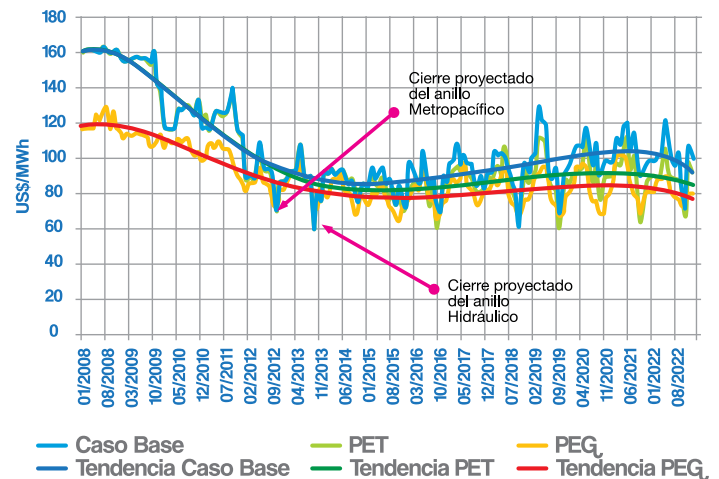
CMCB: Es el costo marginal mensual en US\$/MWh, del Caso Base.

CMPET: Es el costo marginal mensual en US\$/MWh, del Plan Completo.

Energía: Es la demanda de energía mensual en MWh para el período 2008–2022, afectada bajo un parámetro de referencia de un 15% que representa la cantidad de energía que se intercambia en el mercado de oportunidad. Para el año 2007 según el informe estadístico del AMM dicho valor fue de 18.5%.

En la siguiente gráfica se ha realizado la comparación de los costos marginales y adicionalmente también se compara contra el costo marginal del Caso Base.

Gráfico 21. Comparación del costo marginal para la demanda, PET, PEG y caso base



5.9.4. Factores de Pérdidas Nodales.

De acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial No. 7 del AMM la energía eléctrica se valoriza en cada punto de la red a través de la energía en el nodo. El valor de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en el mercado afectado por el Factor de Pérdidas Nodales de Energía.

El Factor de Pérdidas Nodales de un nodo “i” con respecto al Nodo de Referencia, en nuestro caso Guate–Sur 230kV, se define como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en el nodo “i” el costo marginal incorpora las pérdidas marginales del transporte al nodo de referencia y los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de transporte.

Tabla 13. Factores de Pérdidas Nodales estimados por nodo que resultan por la implementación del Plan del Sistema de Transporte

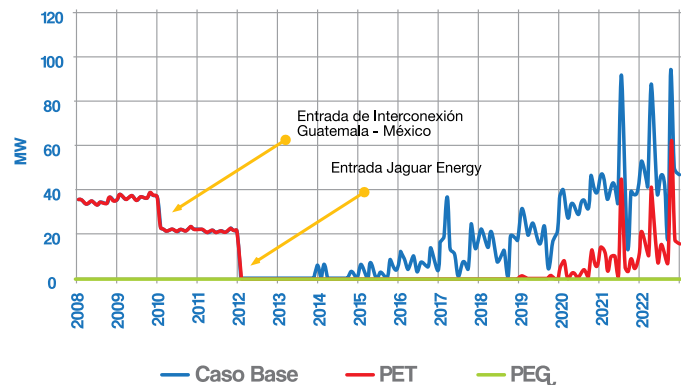
Nodo	FPN Rango*
San Juan Ixcoy 230kV	0.96 - 1.00
Chicoy 230kV	0.95 - 0.98
Covadonga 230kV	0.93 - 0.98
Escuintla II 230kV	0.92 - 0.96
Los Brillantes 230kV	1.00 - 1.02
Panaluya 230kV	1.00 - 1.03
El Estor 230kV	1.00 - 1.03
La Ruidosa 230kV	1.00 - 1.03

* Datos estimados conforme las premisas del PET y PEG

5.9.5. Déficit probable, Caso Base contra Plan de Expansión del Sistema de Transporte completo.

La implementación del Plan de Expansión del Sistema de Transporte reduce considerablemente el déficit probable del suministro de energía eléctrica. Para el año 2012 la probabilidad de déficit es significativamente baja, con lo cual se asegura el abastecimiento de la demanda. Para el largo plazo a partir del año 2019, se hace necesaria la construcción de obras de refuerzo o ampliación las cuales no han sido consideradas todavía ya que el Plan propuesto únicamente tiene un alcance hasta el año 2018.

Gráfico 22. Déficit probable, Caso Base, Plan de Expansión del Sistema de Transporte y Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación



5.10. Costo total del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018.

El costo total de implementar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte se ha calculado en valores actuales aproximados, los cuales debido a la variación de los precios del cobre, cemento y acero pueden variar significativamente. Además se ha comparado el costo total con los ahorros totales que representaría la construcción del Plan completo,

entre ellos pérdidas por transmisión, reducción del costo de operación térmica y reducción en el costo marginal de la demanda.

Tabla 14. Costo total del Plan contra ahorros totales que representa el Plan, en millones de US\$

Costo Total del Plan	Ahorros totales que representa el Plan (2008-2022)
495	522

5.11. Compensación de potencia reactiva.

Se requiere de un aproximado de 130 MVAR en bancos de capacitores en la red de 69 kV en el año 2008 en el SNI, con lo cual se estaría mejorando la calidad de los voltajes de la zona central del país. Con esta compensación los voltajes alcanzan a situarse en valores normales de operación, dentro de un $\pm 5\%$ de su valor nominal. Asimismo, se proyecta la entrada de otros bancos de capacitores en la red de 69kV para los años siguientes de la expansión.

Tabla 14. Distribución de Compensación Reactiva, costo en millones de US\$

No.	Proyecto	MVar	Costo ¹	Año de Entrada en Operación	Estado Actual
1	Compensación Reactiva (MVar)	25	4,9	2008	Proyecto
2	Compensación Reactiva (MVar)	22	7,1	2012	Proyecto
3	Compensación Reactiva (MVar)	35	6,0	2015	Proyecto

(1) Aproximado en millones de dólares

Adicionalmente a los bancos de capacitores es necesario implementar bancos de reactores como parte del desarrollo de las obras que este Plan contempla. La cantidad de compensación reactiva será determinada mediante estudios eléctricos específicos de cada anillo.

5.12. Refuerzos en la red de 69kV.

En los resultados del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008–2018 se evidenció la necesidad de una gran cantidad de refuerzos en la red de 69 KV. Se sugiere que de una manera coordinada con las empresas transportistas, se analice la topología y condiciones físicas de la red de 69 KV, para optimizar el crecimiento de la red de 69 kV desde la red de 230 kV o 138kV.

Asimismo, se deberá considerar el crecimiento espacial y temporal de la demanda vegetativa y de las expectativas de desarrollo en cada zona particular, incluyendo la demanda industrial. Es importante también la ubicación y magnitud de la compensación reactiva mediante el empleo de bancos de capacitores. Las siguientes obras de la red de 69kV deberán ejecutarse en coordinación con las obras de 230kV y 138kV.

Tabla 15. Obras en la red 69kV

Lineas de Transmisión

No.	Proyecto	Km. Aprox.	kV
1	San Marcos - Malacatán	32	69
2	San Juan Ixcoy - Barillas	50	69
3	Quiché - Zacualpa	38	69
4	La Esperanza - Quetzaltenango TAP	3	69
5	Poptún - Santa Elena, Petén	85	69
6	Sayaxché - Santa Elena, Petén	75	69
7	El Estor - Telemán	55	69
8	Tactic - Chicamán	0	69
9	Chisec - Sayaxché	60	69
10	Chisec - Fray Bartolomé	49	69
11	Quiché - Sacapulas	40	69
12	Chicamán - Sacapulas	35	69
13	San Juan Ixcoy - Jacaltenango	35	69
14	Sacapulas - Chajul	30	69
15	Salamá - Rabinal	20	69
16	Progreso - Asunción Mita	20	69
17	Guatemala Sur - TAP Laguna	1.5	69
18	Puerto San José - Escuintla	41	69
19	Palín - Escuintla	23.8	69
20	Héctor Flores - Derivación GuateNorte Guatemala 5	2.2	69
21	San Lucas - Centro	8.2	69
22	Obispo - Escuintla	41	69
23	Sector Industrial - Hincapié	4.5	69

No.	Proyecto	Km. Aprox.	kV
24	Derivación Guadalupe - Guate Este	4.9	69
25	Guadalupe - Guate Este	4.9	69
26	Laguna - Palín	8	69
27	Obispo - Magdalena	17.3	69
28	Palín - San Gaspar	17	69
29	Carlos Dorión - Derivación Héctor Flores	6.5	69
30	Carlos Dorión - Derivación Guatemala 2	4.5	69
31	Inciense - Centro	9.3	69
32	Las Flores Derivación - Tinco	3	69
33	Roosevelt - Montserrat	2.1	69
34	Obispo - Santa Lucía	7.5	69
35	Lt Obispo - Cerritos	14	69
36	Lt Cerritos - Derivación LT5	3.5	69
37	Laguna - San Miguel Petapa	3.2	69
38	Sector Industrial - Guate Sur, Guadalupe 1	7.5	69
39	Sector Industrial - Guate Sur, Guadalupe 2	6.5	69
40	Mazatenango - Mazatenango II	-	69
43	Puerto Barrios - Santo Tomás de Castilla	-	69
44	Chiquimullilla - El Obraje	-	69
45	Noria - Las Trochas	-	69
46	Caballo Blanco - La Blanca	-	69
48	El Quiché - Santa Lucía La Reforma	-	69
49	Quetzaltepeque - Esquipulas	-	69

Lineas de Transmisión (Repotenciación)

No.	Proyecto	Km. Aprox.	kV
50	Los Brillantes - Coatepeque	33.1	69
51	Melendres - Malacatán	30	69
52	Cocales - Pantaleón	25	69
53	San Julián - Cobán	31	69
54	Guate Sur - Centro 1		69
55	Guate Sur - Centro 2		69
56	Guate Sur - Centro 3		69

Subestaciones

No.	Proyecto	MVA	kV
1	Santa Elena Petén	28	69/34.5
2	Sacapulas	14	69/13.8
3	Chicamán	14	69/13.8
4	Chajul	14	69/13.8
5	Fray Bartolomé	14	69/13.8
6	Rabinal	14	69/13.8
7	Asunción Mita	14	69/13.8
8	Jacaltenango	14	69/34.5
9	Telemán		69
10	El Álamo	14	69/13.8
11	Palín	14	69/13.8
12	Arrazola	14	69/13.8
13	Pamplona	14	69/13.8
14	Santa María Cauqué	14	69/13.8
15	Iztapa	7	69/13.8
16	Costa Linda	14	69/13.8
17	Miriam	7	69/13.8
18	San Miguel Dueñas	14	69/13.8
19	Los Ángeles	14	69/13.8
20	El Naranjo	14	69/13.8

No.	Proyecto	MVA	kV
21	Naciones Unidas	14	69/13.8
22	Carrizal	14	69/13.8
23	Tolimán	14	69/34.5
24	Telemán	14	69/13.8
25	Teculután	14	69/34.5
26	La Concha	14	69/13.8
27	Salcajá	14	69-/13.8
28	Mazatenango II	14	69/13.8
29	Asunción Mita	14	69/13.8
30	Jacaltenango	14	69/34.5
31	Los Encuentros	14	69/34.5
32	Amates	14	69/34.5
33	Santo Tomás de Castilla	14	69/13.8
34	El Caobanal	14	138-13.8
35	Casas Viejas	14	138-13.8
36	La Blanca	14	69/13.8
37	Rabinal	14	69/13.8
38	Santa Lucía La Reforma	14	69/13.8
39	Sayaxché	14	69/13.8
40	Alaska	14	69/34.5

Ampliaciones de Transformación, Subestaciones Existentes

No.	Proyecto	MVA	kV
1	Barillas	14	69/13.8
2	Cobán	28	69/13.8
3	Huehuetenango	40	69/13.8
4	El Rancho	28	69/34.5
5	Coatepeque	40	69/13.8
6	Los Esclavos	28	69/13.8
7	Retalhuleu	14	69/13.8
8	La Esperanza	40	69/34.5
9	Puerto Barrios	40	69/13.8
10	La Noria	28	69/13.8
11	San Sebastián	40	69/13.8
12	Sololá	40	69/34.5

Rotación de Transformadores

No.	Proyecto	MVA	kV
1	De Cobán a San Julián	14	69/13.8
2	De San Julián - Playa Grande	7	69/13.8
3	De Chiquimula a Chimaltenango	28	69/34.5
4	De Chimaltenango a Cobán	7	69/34.5
5	De La Esperanza a Mazatenango	50	69/13.8
6	De Huehuetenango a Malacatán	22	69/13.8
7	De Malacatán a Melendres	14	69/13.8
8	De Mazatenango a San Marcos	28	69/13.8
9	De San Marcos a Quiché	14	69/13.8
10	De Los Esclavos a El Jícara	14	69/13.8
11	De El Rancho a Huehuetenango	14	69/34.5

6 CONCLUSIONES

- i. El Plan de Expansión del Sistema de Transporte se enfoca en la constitución de redes anilladas o malladas considerando que el SNI históricamente ha tenido una topología radial. Asimismo, se enfoca a la finalidad que el Sistema Nacional Interconectado cumpla con el criterio de seguridad operativa N-1, lo que significa que si se pierde un elemento de la red, ésta puede continuar con su desempeño normal.
- ii. El anillo Metropacífico tiene como objetivo principal abastecer el centro de carga más grande, el cual es el departamento de Guatemala y proveer garantía de suministro de electricidad.
- iii. El anillo Hidráulico tiene como objetivo acercar el potencial hidráulico de generación de energía eléctrica localizado en su región de incidencia hacia los centros de consumo, además provee al SNI estabilización de precios de la energía eléctrica, promoviendo la construcción de nuevas hidroeléctricas en el área, con lo cual además se reduce la generación de energía eléctrica por derivados del petróleo.
- iv. El anillo Atlántico tiene dos objetivos: abastecer la creciente demanda de energía eléctrica en la zona del puerto del atlántico y desarrollar industrialmente el oriente del país, así como la importación de

- combustibles por el océano Atlántico, que resulta más económica que por la región pacífico, debido a que no se incurren en costos adicionales de peaje por el canal de Panamá y por mayores distancias desde los puntos de suministro. Asimismo, es importante citar que las obras del anillo Atlántico dan incentivo al desarrollo hidroeléctrico de la zona nororiental del país
- v. La línea de transmisión La Esperanza – Sololá – Las Cruces – GuateSur 230kV perteneciente al anillo Occidental aumenta la capacidad de transmisión desde el área occidental contribuyendo a la evacuación de la energía proveniente del anillo Hidráulico y de la Interconexión Guatemala – México 400kV, lo que ocasiona que en el mediano plazo exista una menor probabilidad de déficit en el suministro de energía eléctrica del país.
 - vi. El anillo Oriental permite una mayor capacidad de transporte hacia la demanda en esta área, lo que provee garantía de suministro debido a los refuerzos de 230kV y 138 kV, liberando las restricciones existentes en el sistema.
 - vii. Los ahorros que representa la construcción total del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008–2018 superan la inversión total de dicho plan.
 - viii. Las ampliaciones en la red de 69kV estarán sujetas a un análisis de costo beneficio para determinar cuáles son las óptimas para el suministro de la demanda, de acuerdo al crecimiento proyectado y a las ampliaciones en 230kV y 138kV.
 - ix. Se requiere aproximadamente una compensación reactiva de 130 MVAR de manera inmediata en el SNI, con el objeto de mejorar la calidad de los voltajes de la zona central del país y cumplir con los criterios de desempeño mínimo.
 - x. Para que se pueda implementar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008–2018, se considera que todas las obras son urgentes y necesarias, por lo que deberán licitarse durante los siguientes dos años.

ANEXO REFERENCIAS

- 1) Administrador del Mercado Mayorista, Informe Estadístico 2007, www.amm.org.gt.
- 2) Banco de Guatemala, Estadísticas Económicas, www.banguat.gob.gt
- 3) Instituto Nacional de Estadística de Guatemala. Estadísticas, www.ine.gob.gt.
- 4) Informe de Planificación de la Red y Estudios Eléctricos elaborado por una empresa consultora contratada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica
- 5) Informe de Planificación e Implantación del Programa elaborado por una empresa consultora contratada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica
- 6) Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022.
- 7) Obras proyectadas por las empresas transportistas para la red de 69kV.

ANEXO **B**

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ACAR	<i>All Conductor Alloy Reinforced.</i>
ACSR	<i>Aluminium Conductor Steel Reinforced.</i>
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
CB	<i>Caso Base.</i>
CIF	<i>Cost Insurance Freight.</i>
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
EPR	Empresa Propietaria de la Red.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
IPC	Índice de Precios al Consumidor.
LGE	Ley General de Electricidad.
MARN	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.
MCM	<i>Thousand Circular Mils</i> (medida de cables y alambres).
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
MER	Mercado Eléctrico Regional.
NEAST	Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte.
NTAUCT	Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte.
PER	Programa de Electrificación Rural.
PEG	Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022.
PET	Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018.
PIB	Producto Interno Bruto.
RLGE	Reglamento de la Ley General de Electricidad.
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
SDDP	<i>Stochastic Dual Dynamic Programming.</i>
SIEPAC	Sistema de Interconexión de los Países de América Central.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
UTM	<i>Universal Transverse Mercator.</i>
TRELEC	Transportista Eléctrica Centroamericana.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.

UNIDADES DE MEDIDA

GWh	<i>Giga vatios hora.</i>
kV	<i>Kilovoltio.</i>
Km	<i>Kilómetro.</i>
MVA	<i>Mega voltio-amperio.</i>
MW	<i>Mega vatio.</i>
MWh	<i>Mega vatio hora.</i>
US\$	<i>Dólares de Estados Unidos de América.</i>

MÚLTIPLOS

Prefijo	Símbolo	Factor
Kilo	k	1,000
Mega	M	1,000,000
Giga	G	1,000,000,000
Tera	T	1,000,000,000,000

**ESTE LIBRO SE TERMINÓ DE IMPRIMIR
EN FEBRERO DE 2009 EN LOS TALLERES
DE SERVIPRENSA, EN LA CIUDAD DE
GUATEMALA, CENTRO AMÉRICA,
CON UN TIRAJE DE 200 COPIAS.**

I Edición: Febrero de 2009

