

PLANES INDICATIVOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN



PLANES INDICATIVOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

MINISTRO

Juan Pablo Ligorria Arroyo

VICEMINISTRO DEL ÁREA ENERGÉTICA

Julio César Solares Peñate

VICEMINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS

Alfredo Salvador Gálvez Sinibaldi

VICEMINISTRO DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Jorge David Calvo Drago

UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO

Jefe

Luis Alfonso Chang Navarro

Equipo de Trabajo

Gabriel Armando Velásquez Velásquez

Con el apoyo de: Dirección General de Energía.

INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Energía y Minas (MEM), como ente rector del tema eléctrico y en cumplimiento de sus objetivos estratégicos de satisfacción de los requerimientos energéticos, con estándares de calidad y promoviendo las condiciones adecuadas de inversión de capital nacional y extranjero en el sector eléctrico se complace en presentar los Planes Indicativos de Generación y Transmisión.

Fundamentado en los artículos 54 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el 15 bis del Reglamento del Administrador de Mercado Mayorista, conforme lo establecido en dichos artículos el Órgano Técnico Especializado definido en el Acuerdo Gubernativo número 631-2007 desarrolla los planes indicativos de Generación y Transmisión. Así mismo, la Política Energética 2013-2027 creada por el MEM, establece directrices importantes en la priorización de acciones para el desarrollo sostenible y un enfoque de competitividad, tomando en consideración la utilización de energías limpias y amigables con el medio ambiente para el consumo nacional y sin perder de vista la seguridad y el abastecimiento de electricidad a precios competitivos.

El documento consta de tres apartados, fue elaborado con base a información proporcionada por los agentes del sector, así como de información proporcionada por entes gubernamentales y privados. En el primero, el entorno económico en Guatemala que contiene indicadores económicos, análisis del sistema eléctrico nacional en cuanto al fundamento legal, la demanda histórica nacional, la cobertura eléctrica nacional, precios históricos y los potenciales de generación por tecnologías renovables.

El segundo apartado contiene las premisas del estudio del Plan de Expansión del Sistema de Generación 2016-2030, en la cual se proyectaron datos tanto de demanda, hidrología, precios de combustibles, entrada en operación comercial de varias centrales generadoras, entre otras, con el objetivo de obtener precios competitivos sin dejar de tomar en cuenta la seguridad del abastecimiento de electricidad, adicionalmente es importante recalcar, que se tomaron en cuenta variables climáticas, las cuales a corto plazo no tienen mayor incidencia. Sin embargo, a mediano y largo plazo, podrían afectar la generación. Para la demanda se proyectaron distintos escenarios hasta el año 2030. En relación a los precios de combustibles, se utilizaron proyecciones del “Energy Information Administration (EIA)”. Además para seleccionar las plantas candidatas se tomaron en cuenta proyectos que se optimizaron del sector eléctrico; las herramientas utilizadas durante el presente proceso fueron los modelos SDDP y el OPTGEN mismos que permiten realizar optimizaciones para la planificación de los diferentes escenarios.

Por último, para el tercer apartado que contiene la perspectiva del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2016-2025, se tomó en consideración el plan indicativo anterior así como información sobre cobertura eléctrica, índices de calidad establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) y la información de las encuestas de Calidad.

ÍNDICE TEMÁTICO

APARTADO 1

1	ENTORNO ECONÓMICO EN GUATEMALA	11
1.1	CRECIMIENTO ECONÓMICO	11
1.2	ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR.....	12
1.3	TIPO DE CAMBIO	13
1.4	CRECIMIENTO POBLACIONAL Y DE VIVIENDA.....	14
2	SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL.....	15
2.1	MARCO LEGAL Y ESTRUCTURA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	15
2.2	FUNDAMENTO LEGAL.....	18
2.3	POLÍTICA ENERGÉTICA.....	21
2.4	BALANCE ENERGÉTICO HISTÓRICO.....	24
2.5	DEMANDA HISTÓRICA DE ELECTRICIDAD	27
2.6	CURVA DE CARGA	29
2.7	COBERTURA ELÉCTRICA.....	30
2.8	MAPA DE COBERTURA ELÉCTRICA 2014.....	32
2.9	PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	33
2.10	EXPORTACIÓN ENERGÍA.....	35
2.10.1	SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE.....	36
2.10.2	PLANTAS DE GENERACIÓN EXISTENTES E INVERSIONES EN GENERACIÓN.....	38
2.11	ENERGÍA HIDRÁULICA.....	42
2.12	ENERGÍA SOLAR.....	43
2.13	VIENTO.....	44
2.14	SITUACIÓN DE LA GEOTERMIA EN GUATEMALA.....	45
2.15	EMISIONES DE CO ₂	46
2.16	SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN GUATEMALA.....	49

APARTADO 2

	PERSPECTIVA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2016-2030.....	52
1	RESUMEN EJECUTIVO.....	52
1.1	OBJETIVO.....	53
1.2	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	54
1.3	RESULTADOS.....	55
1.4	CONSIDERACIONES DE COMBUSTIBLES	58
1.5	ASPECTOS IMPORTANTES DE HIDROLOGÍA.....	59
1.6	COSTO DEL DÉFICIT	59
1.7	CONSIDERACIONES AMBIENTALES.....	60
1.8	EL GAS EN GUATEMALA.....	61
1.9	PLANTAS CANDIDATAS.....	62
1.10	DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN.....	67
1.11	METODOLOGÍA.....	70

1.12	RESULTADOS.....	71
1.12	CONCLUSIONES	81
1.13	RECOMENDACIONES	83

APARTADO 3

	PERSPECTIVA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2016-2025	84
1.	RESUMEN EJECUTIVO.....	84
1.1	INTRODUCCIÓN.....	87
1.2	PREMISAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL TRANSPORTE NACIONAL.....	88
1.3	OBJETIVOS.....	88
1.4	BASE LEGAL	89
1.5	PREMISAS DEL ESTUDIO	89
1.6	METODOLOGÍA.....	90
2.	ELECTRIFICACIÓN ACTUAL DEL PAÍS.....	90
2.1	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	92
2.2	ÍNDICES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	92
2.3	MÉTODO DE CÁLCULO DEL FIU Y EL TIU.....	95
2.4	ENCUESTA DE CALIDAD	96
2.5	DESCRIPCIÓN DE LAS PREMISAS DEL PLAN	98
2.6	PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE –PETNAC 2016-	100

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: PORCENTAJE DE CRECIMIENTO SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA	12
TABLA 2: ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA 2014.....	30
TABLA 3: HISTÓRICO DEL ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA AÑO 2005-2014.....	31
TABLA 4: EXPORTACIÓN DE ENERGÍA (GWH) / SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	35
TABLA 5: COSTOS DE IMPORTACIONES DE COMBUSTIBLE (PERÍODO 2005-2010)	36
TABLA 6: COSTOS DE IMPORTACIONES DE COMBUSTIBLE (PERÍODO 2011-2015)	36
TABLA 7: CAPACIDAD EFECTIVA DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN EXISTENTES	38
TABLA 8: POTENCIA GENERADA SEGÚN LA TECNOLOGÍA DEL GENERADOR.....	40
TABLA 9: INCREMENTO DE EMISIONES SEGÚN EL SECTOR	47
TABLA 10: INCREMENTO DE EMISIONES SEGÚN EL SUBSECTOR.....	48
TABLA 11: AGENTES TRANSPORTISTAS QUE TIENE AUTORIZACIÓN PARA USO DE BIENES DE DOMINIO PÚBLICO	49
TABLA 12: LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN Y PROPIETARIO	50
TABLA 13: RESUMEN DE LOS ESCENARIOS PROPUESTOS.....	51
TABLA 14: PRODUCTO INTERNO BRUTO -PIB-	54
TABLA 15: ESCENARIOS DE DEMANDA.....	55
TABLA 16: PRECIOS DE COMBUSTIBLES (AÑO 2015)	57
TABLA 17: ESCALONES DE REDUCCIÓN DE DEMANDA.....	59
TABLA 18: FACTORES DE EMISIÓN DE CO ₂	60
TABLA 19: PLANTAS CANDIDATAS CON RECURSOS RENOVABLES.....	63
TABLA 20: PLANTAS CANDIDATAS CON RECURSOS NO RENOVABLES.....	65
TABLA 21: PLANTAS CANDIDATAS POR RECURSO	66
TABLA 22: RESUMEN DE ESCENARIOS.....	68
TABLA 23: NUEVA POTENCIA A INSTALAR, ESCENARIO TODOS LOS RECURSOS	72
TABLA 24: ENTRADA EN OPERACIÓN DE LAS PLANTAS ADJUDICADAS POR LA CNEE.....	79
TABLA 25: POSIBLE ENTRADA, PLANTAS CANDIDATAS	80
TABLA 26: ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN POR DEPARTAMENTO DE GUATEMALA	88
TABLA 27: CLASIFICACIÓN DE USUARIOS, CÁLCULO FIU	95
TABLA 28: CLASIFICACIÓN DE USUARIOS, CÁLCULO TIU	95
TABLA 29: RESUMEN DE RESULTADOS 1999-2014 (CIFRAS EN PORCENTAJES)	97
TABLA 30: MONTOS DE DEMANDA ESTIMADA PARA NUEVAS SUBESTACIONES	98
TABLA 31: SUBESTACIONES QUE CONFORMAN EL NUEVO SISTEMA DE TRANSPORTE	100
TABLA 32: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN QUE CONFORMAN EL NUEVO SISTEMA DE TRANSPORTE	101

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

GRÁFICA 1: PRODUCTO INTERNO BRUTO (BASE 2001) PERÍODO 1996-2014	11
GRÁFICA 2: ÍNDICE DE PRECIOS DEL CONSUMIDOR PERÍODO DEL 2000-2014	12
GRÁFICA 3: TIPO DE CAMBIO DEL QUETZAL CONTRA EL DÓLAR (PERÍODO 2008-2009)	13
GRÁFICA 4: INCREMENTO DE LA POBLACIÓN (PERÍODO 1996-2014)	14
GRÁFICA 5: CONSUMO ENERGÉTICO NACIONAL 2014 CONSUMO NACIONAL 75,598 KBEP	24
GRÁFICA 6: CONSUMO ENERGÉTICO NACIONAL 2009 CONSUMO NACIONAL: 60,276 KBEP	24
GRÁFICA 7: HISTÓRICO DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE ELECTRICIDAD 2009-2014	25
GRÁFICA 8: HISTÓRICO DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO 2009-2014	25
GRÁFICA 9: HISTÓRICO DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE LEÑA 2009-2014	26
GRÁFICA 10: DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA DEL SNI 2000-2021 (GWH)	27
GRÁFICA 11: DEMANDA HISTÓRICA DE POTENCIA DEL SNI (2000-2021)	28
GRÁFICA 12: CURVA DE DEMANDA TÍPICA HORARIA DE GUATEMALA	29
GRÁFICA 13: ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA 2014 POR DEPARTAMENTO	31
GRÁFICA 14: USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	31
GRÁFICA 15: COBERTURA ELÉCTRICA 2014	32
GRÁFICA 16: TARIFA EEGSA 2008-2015	33
GRÁFICA 17: TARIFA DEOCSA 2008-2015	33
GRÁFICA 18: TARIFA DEORSA 2008-2015	34
GRÁFICA 19: TARIFAS PROMEDIO 2008-2015	34
GRÁFICA 20: TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA EN GWH - EXPORTACIONES -	35
GRÁFICA 21: COSTOS DE LAS IMPORTACIONES DE GLP	36
GRÁFICA 22: COSTOS DE LAS IMPORTACIONES DE DÍESEL	37
GRÁFICA 23: COSTO DE LAS IMPORTACIONES DE BUNKER	37
GRÁFICA 24: COSTO DE LAS IMPORTACIONES DE PETCOKE	37
GRÁFICA 25: PORCENTAJE DE GENERACIÓN SEGÚN TECNOLOGÍA UTILIZADA	41
GRÁFICA 26: UBICACIÓN DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS ACTUALMENTE EXISTENTES EN GUATEMALA	42
GRÁFICA 27: UBICACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR ACTUALMENTE EXISTENTES EN GUATEMALA	43
GRÁFICA 28: UBICACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EÓLICA ACTUALMENTE EXISTENTES EN GUATEMALA	44
GRÁFICA 29: MAPA DE ÁREA CON POTENCIAL GEOTÉRMICO Y UBICACIÓN DE CENTRALES GENERADORAS CON ENERGÍA GEOTÉRMICA	45

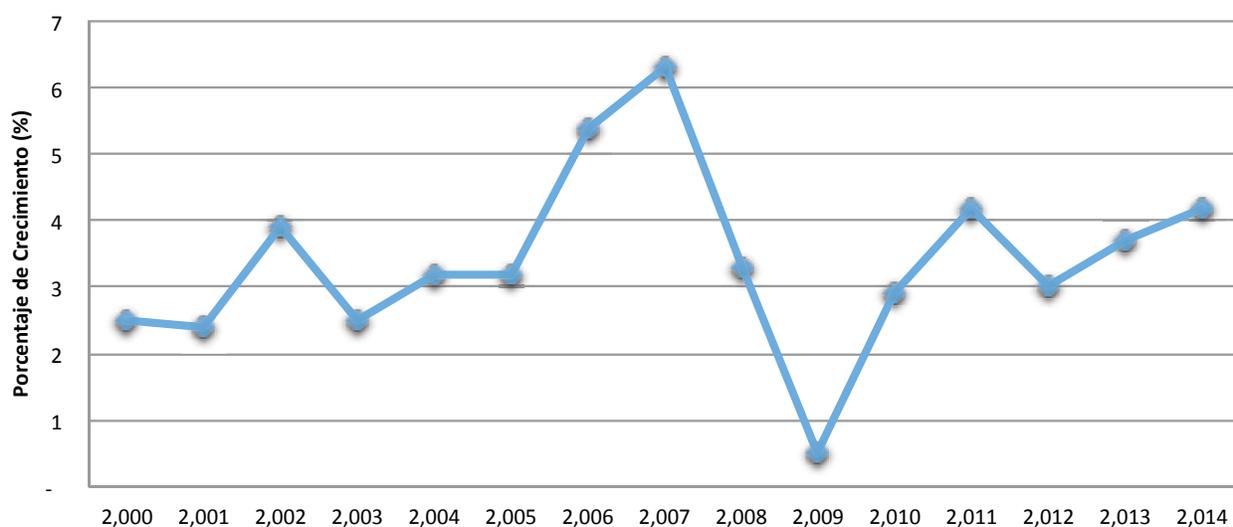
GRÁFICA 30: CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR SUB SECTOR (AÑOS 2005-2013)	46
GRÁFICA 31: EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO.....	47
GRÁFICA 32: ESCENARIO TENDENCIAL. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO	48
GRÁFICA 33: ESCENARIO 1	48
GRÁFICA 34: DISTRIBUCIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN ACTUAL EXISTENTE.....	51
GRÁFICA 35: COMPARACIÓN DE ENERGÍA EN ESCENARIOS DE DEMANDA 2014-2030	57
GRÁFICA 36: COMPARACIÓN DE POTENCIA EN ESCENARIOS DE DEMANDA 2014-2030	57
GRÁFICA 37: TENDENCIA DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES.....	58
GRÁFICA 38: DISTRIBUCIÓN DE MW CANDIDATOS POR RECURSO	66
GRÁFICA 39: VARIABLES DE LOS DISTINTOS ESCENARIOS	67
GRÁFICA 40: NUEVA POTENCIA A INSTALAR AÑO 2030	71
GRÁFICA 41: DEMANDA .VS. POTENCIA DISPONIBLE	72
GRÁFICA 42: RIESGO DE DÉFICIT	73
GRÁFICA 43: SIMULACIÓN DEL DESPACHO HIDRO-TÉRMICO PARA LOS AÑOS 2015-2030.....	73
GRÁFICA 44: EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA 2015-2030, EN PORCENTAJES.	74
GRÁFICA 45: MONÓTONA DEL COMPORTAMIENTO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA 2015-2030.....	75
GRÁFICA 46: POTENCIA DISPONIBLE DE LA MATRIZ ENERGÉTICA 2015.....	75
GRÁFICA 47: POTENCIA DISPONIBLE DE LA MATRIZ ENERGÉTICA 2030.....	76
GRÁFICA 48: ENERGÍA RENOVABLE .VS. ENERGÍA NO RENOVABLE, 2015.....	77
GRÁFICA 49: ENERGÍA RENOVABLE .VS. ENERGÍA NO RENOVABLE, 2030.....	77
GRÁFICA 50: COMPORTAMIENTO PROMEDIO DEL COSTO MARGINAL, ESCENARIO TODOS LOS RECURSOS... 78	
GRÁFICA 51: MONÓTONA DEL COMPORTAMIENTO PROMEDIO DEL COSTO MARGINAL, ESCENARIO TODOS LOS RECURSOS.....	78
GRÁFICA 52: ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA NACIONAL.....	91
GRÁFICA 53: GRÁFICAS DE VALORES INDIVIDUALES PROMEDIO DE TIEMPO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO – TIU –.....	93
GRÁFICA 54: GRÁFICA DE VALORES INDIVIDUALES PROMEDIO DE FRECUENCIA DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO -FIU-.....	94
GRÁFICA 55: SATISFACCIÓN DE LOS USUARIOS POR LA CALIDAD PRESTADA DE 1999-2014.....	96
GRÁFICA 56: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA DEL SNI EN MW PARA EL PERÍODO 2012-2016... 98	
GRÁFICA 57: DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS PROYECTOS DEL NUEVO PROYECTO.....	102
GRÁFICA 58: DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS PROYECTOS DEL CORREDOR CENTRO -- OCCIDENTE DEL NUEVO PROYECTO.....	104
GRÁFICA 59: OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL NUEVO PROYECTO	106

1 ENTORNO ECONÓMICO EN GUATEMALA

1.1 CRECIMIENTO ECONÓMICO

En el año 2014 el Producto Interno Bruto para Guatemala fue de Q454,098.4 millones en valores corrientes, que equivalen a Q231,267.8 millones en valores constantes del año 2001. En el gráfico siguiente se observa la tasa de variación del PIB desde el año 2000 al 2014:

GRÁFICA 1: PRODUCTO INTERNO BRUTO (BASE 2001) PERÍODO 2000 AL 2014



Fuente: Según datos del Banco de Guatemala, www.banguat.gob.gt

Como se puede observar el PIB se ubica en un rango de 6.3% y 0.5% y ha tenido un crecimiento constante a pesar de la crisis mundial (2008-2009), por lo que se considera que Guatemala ha tenido un crecimiento positivo.

En la siguiente tabla se muestra que la evolución del PIB en el año 2014 registró tasas de crecimiento positivas en todas las actividades económicas, destacando la explotación de minas y canteras; intermediación financiera, seguros y actividades auxiliares; suministro de electricidad y captación de agua; construcción; comercio al por mayor y al por menor; transporte, almacenamiento y comunicaciones; industrias manufactureras; y servicios privados.

TABLA 1: PORCENTAJE DE CRECIMIENTO SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA

ACTIVIDADES ECONÓMICAS	PORCENTAJES DE CRECIMIENTO (%)						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	0.9	3.8	1.1	1.9	5.7	4.7	3.6
Explotación de minas y canteras	-4.3	4.2	-1.0	0.4	-29.2	3.5	46.8
Industrias manufactureras	2.0	-0.9	2.4	2.3	4.4	3.5	3.2
Suministro de electricidad y captación de agua	1.6	0.7	0.5	1.1	7.7	5.2	5.0
Construcción	-0.5	-10.8	-11.2	-1.4	3.7	1.7	4.5
Comercio al por mayor y al por menor	2.0	-2.1	3.7	3.6	4.6	3.2	3.8
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	14.6	2.6	4.2	2.9	-0.4	2.9	3.0
Intermediación financiera, seguros y actividades auxiliares	7.8	4.1	2.6	3.6	15.7	11.4	9.2
Alquiler de vivienda	3.6	3.1	2.7	2.6	3.0	3.0	3.1
Servicios privados	6.4	1.1	3.8	3.9	3.2	3.0	3.3
Administración pública y defensa	4.3	12.8	7.0	2.7	3.1	6.4	2.9
PRODUCTO INTERNO BRUTO	3.3	0.5	2.6	2.6 - 3.2	3.2	3.7	4.2

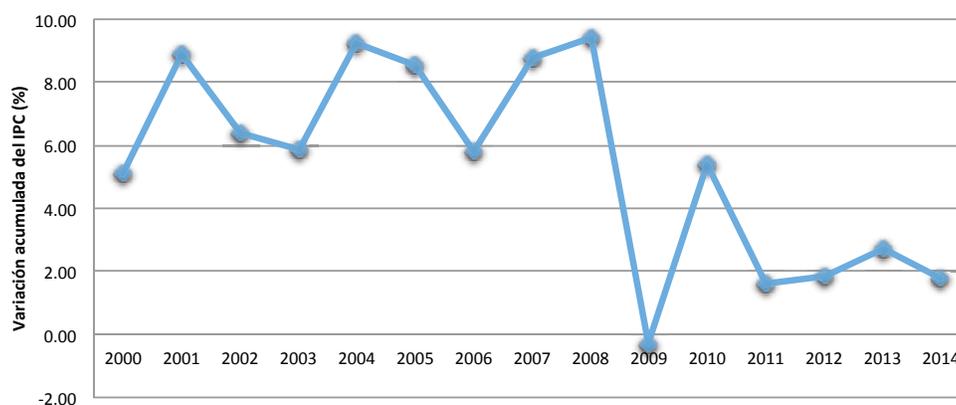
Fuente: Según datos del Banco de Guatemala, “Política Monetaria, Cambiaria y Crediticia”, www.Banguat.gob.gt

Se puede observar que la actividad económica en el 2014 medida por el PIB, registró un crecimiento de 4.2% superior al 3.7% el cual fue registrado en el 2013; esto debido al dinamismo de todos los componentes de la demanda interna y en el volumen de las exportaciones de bienes y servicios, mientras que por el origen de la producción destacan las actividades económicas tales como explotación de minas y cantera, comercio al por mayor y al por menor, industrias manufactureras y servicios privados, por lo que se puede concluir que el PIB crecerá sostenidamente en los próximos años.

1.2 ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR

En la siguiente grafica se muestra cómo ha ido cambiando la variación acumulada del IPC desde el año 2000 hasta el año 2014.

GRÁFICA 2: ÍNDICE DE PRECIOS DEL CONSUMIDOR PERÍODO DEL 2000-2014

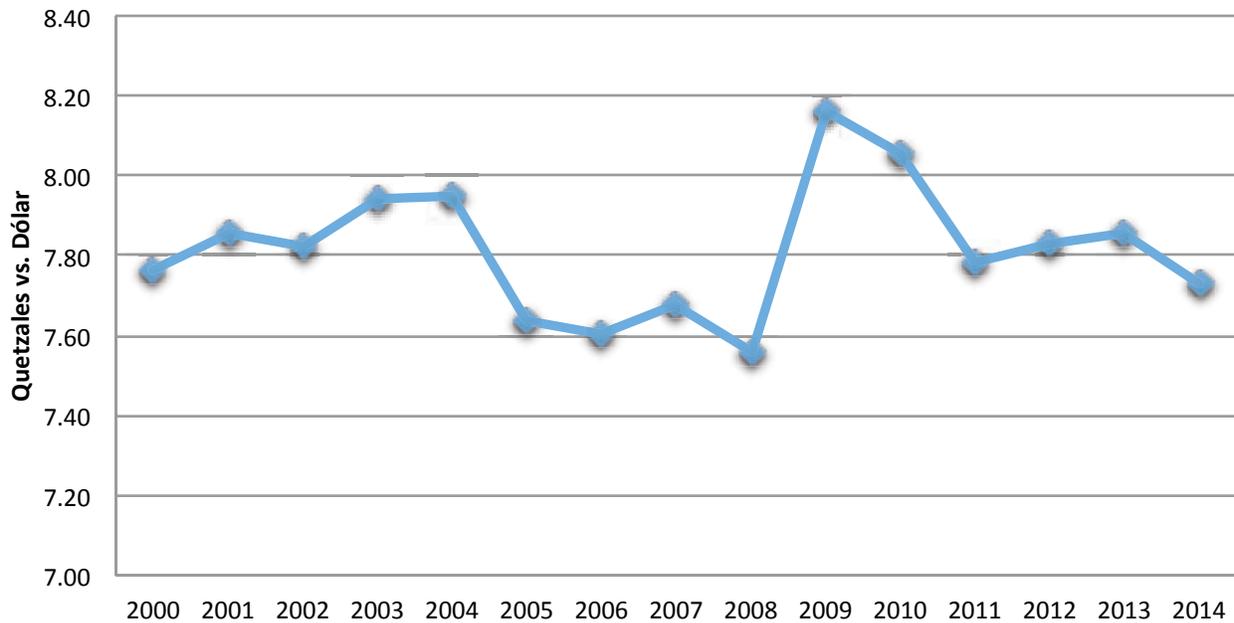


Fuente: Según datos del INE, www.ine.gob

1.3 TIPO DE CAMBIO

En la siguiente grafica se muestra el comportamiento que ha tenido el tipo de cambio del quetzal contra el dólar, y se puede ver que se ha mantenido en niveles estables, a excepción del periodo de 2008 al 2009 debido a la crisis económica.

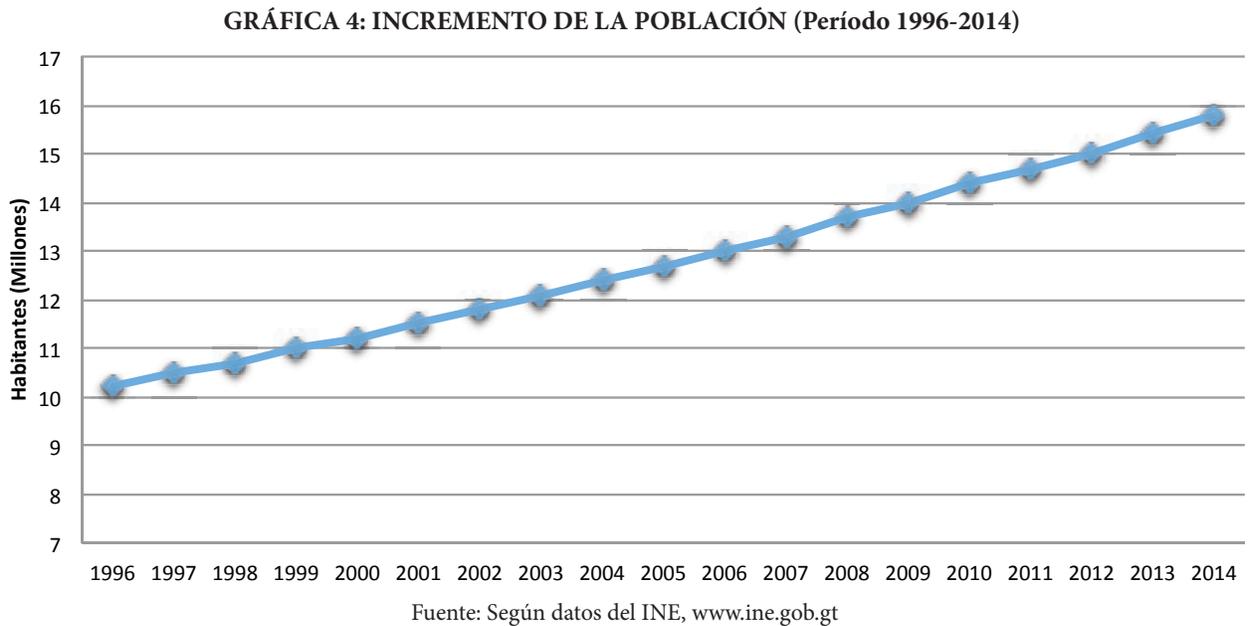
GRÁFICA 3: TIPO DE CAMBIO DEL QUETZAL CONTRA EL DÓLAR (PERÍODO 2000-2014)



Fuente: Según datos del Banco de Guatemala, www.banguat.gob.gt

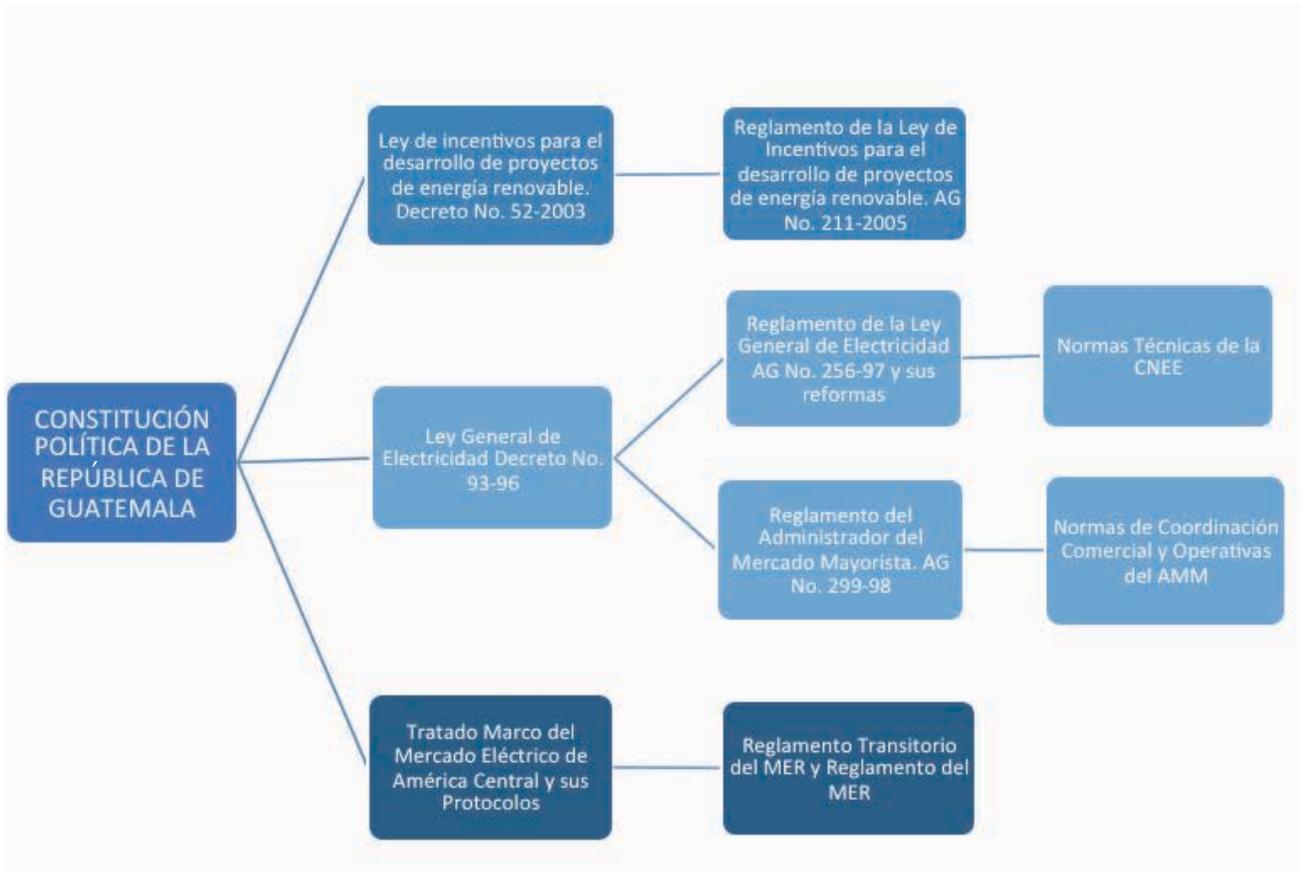
1.4 CRECIMIENTO POBLACIONAL Y DE VIVIENDA

En la siguiente gráfica se muestra cómo ha ido incrementándose la población desde el período de 1996 al 2014, en la cual se observa que el crecimiento poblacional total es de 2.4%, y que el número poblacional total correspondiente al año 2014 corresponde a 15,806,675.



2 SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

2.1 MARCO LEGAL Y ESTRUCTURA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

La Ley General de Electricidad, la cual rige todos los ámbitos entorno a electricidad en Guatemala establece los principios siguientes:

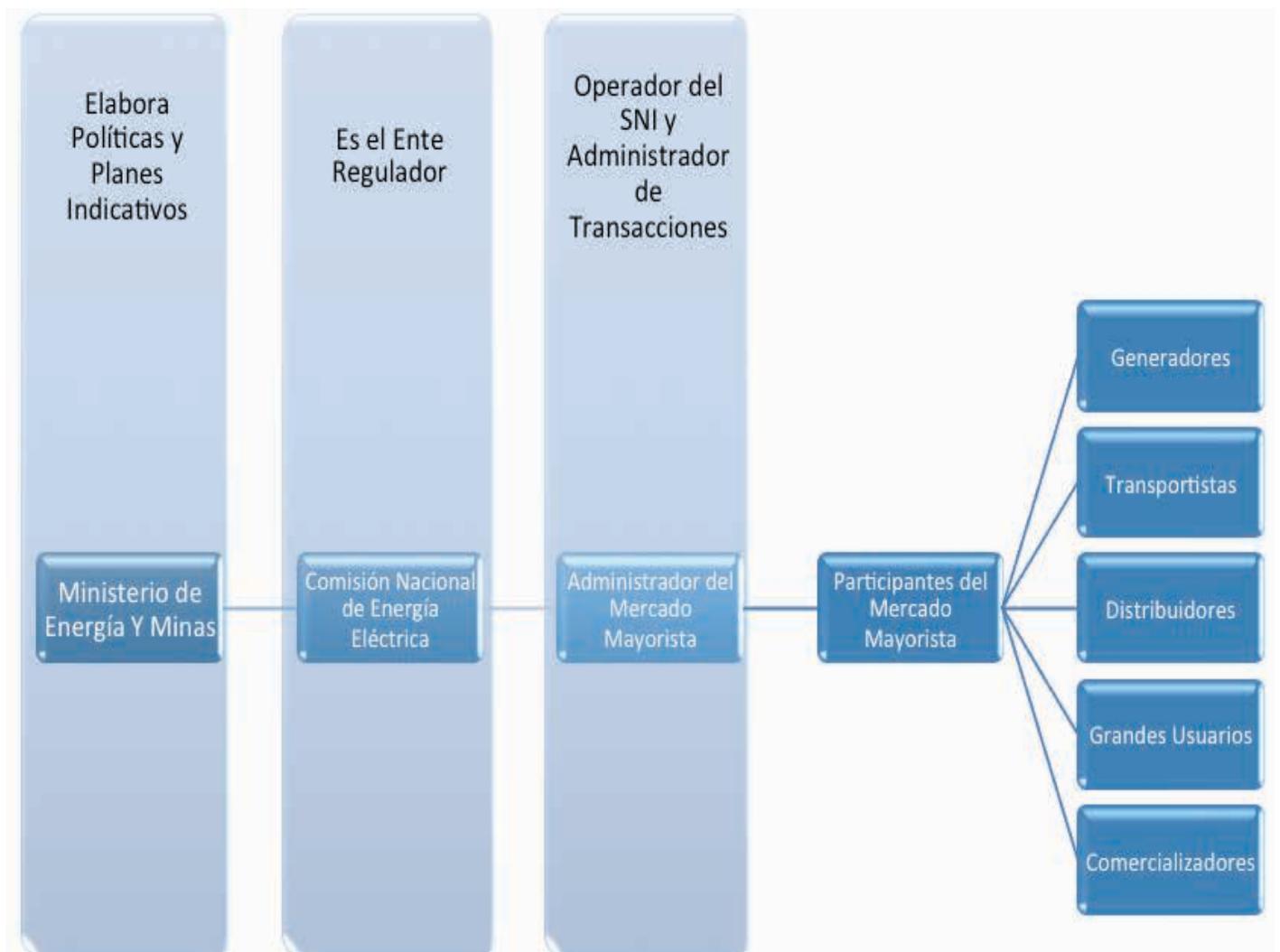
- a. La generación de electricidad es libre y no requiere, para tal efecto, autorización ó condición por parte del Estado, requiriendo únicamente las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. Sin embargo, para poder utilizar con éste objeto cualquiera de los bienes del Estado, se necesitará de la respectiva autorización del Ministerio, esto en todos aquellos casos en los cuales la potencia de la central sea superior a 5MW.

b. El transporte de electricidad es libre, siempre y cuando para tal efecto, no sea necesario utilizar bienes de dominio público.

c. El transporte de electricidad que requiera la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, dependerán de la previa autorización respectiva.

d. Los precios por la prestación del servicio de electricidad son libres, exceptuando los servicios de distribución y transporte, dependientes de autorización previa. Las transferencias de energía entre generadores, importadores, exportadores y comercializadores que sean producto de la operación del Mercado Mayorista, tendrán una regulación sujeta a los términos que la ley establece.

Las instituciones que conforman el subsector eléctrico en Guatemala así como su estructura, se muestran en el siguiente esquema:



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM):

Es el órgano del Estado responsable de aplicar la Ley General de Electricidad y su Reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. Así también, es el encargado de formular y coordinar las políticas, planes de estado y programas indicativos relativos al subsector eléctrico. El Ministerio otorga también, autorizaciones para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte y distribución final de electricidad. Otra de sus funciones es la de elaborar informes de evaluación socioeconómica para costear parcial o totalmente, proyectos de electrificación rural. Entre sus funciones se pueden enumerar las siguientes: Inscripción y actualización de Grandes Usuarios y Agentes del Mercado Mayorista, promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y calificar proyectos de fuentes renovables de energía, al amparo de la ley de incentivos.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CNEE):

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fue creada por la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996 como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones: Cumplir y hacer cumplir la Ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre empresa, así como prácticas abusivas ó discriminatorias. Otra de sus funciones es la de definir las tarifas de transmisión y distribución, de acuerdo a la Ley General de Electricidad, así como la metodología para el cálculo de las mismas. Así también, se encarga de dirimir las controversias entre los agentes del subsector eléctrico actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo. Entre otras funciones de la Comisión se encuentran: Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas así como también emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en la ley y su reglamento.

ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM):

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista, cuyas funciones principales son la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores. Así también, el AMM establece precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre sus agentes, cuando estas no corresponden a contratos de largo plazo libremente pactados. Otra de las funciones de ésta institución son las de garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país, así como la de crear las disposiciones generales para la operación de los agentes del mercado mayorista.

2.2 FUNDAMENTO LEGAL

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 54 hace mención de un Órgano Técnico Especializado para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, el cual dice lo siguiente: **“Artículo 54.- Órgano Técnico Especializado y Plan de Expansión del Sistema de Transporte. (Adicionado por el artículo 10, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007).** El Ministerio en un plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Acuerdo deberá crear un Órgano Técnico Especializado facultado para elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte. El Ministerio través de ese órgano, con participación de las instituciones que intervienen en el sub-sector eléctrico, elaborará el Plan de Expansión del Sistema de Transporte. 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.

Para la elaboración del referido Plan de Expansión, se contará con la asesoría técnica del AMM, que consistirá en realizar los estudios técnicos y proporcionar la información necesaria que se le solicite para modelar el comportamiento del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), incluyendo las características del sistema de transporte existente y sus restricciones. El AMM deberá presentar ante el órgano técnico la información antes del uno (1) de mayo del año al cual corresponda la elaboración del Plan.

El Órgano Técnico especializado definirá el escenario de expansión de la generación e interconexiones internacionales que estime más probables, oyendo a los generadores existentes y a los interesados en desarrollar centrales. Cualquier Participante del Mercado Mayorista podrá solicitar la inclusión de obras de transmisión para que sean consideradas dentro de dicho Plan, debiendo presentar los estudios que demuestren los beneficios que obtendría el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) y el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista por su realización.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte, independientemente del nivel de tensión, deberá cumplir en la Norma Técnica de Transmisión (NTT) que emita la Comisión; debiendo considerar el suministro eléctrico necesario para satisfacer la demanda futura del sistema, minimizando:

- a. El costo total actualizado de inversión y operación de las obras de transmisión que se deban ejecutar, incluyendo las pérdidas en las líneas.

- b. Los costos variables de la operación de las centrales generadoras existentes y futuras, pero no sus costos de inversión ni sus costos fijos de operación y mantenimiento.

El Plan será elaborado antes del treinta (30) de septiembre del año que corresponda y su resultado será presentado a la CNEE y al AMM, durante la primera semana de octubre; entidades que podrán formular sus observaciones dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; pudiendo el Órgano Técnico especializado, dentro de los siguientes quince (15) días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos especializados.

Una vez concluido el proceso de elaboración del Plan, el mismo deberá ser publicado por el Ministerio, en la primera quincena de enero del año siguiente.”

Además el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en su artículo 15 bis hace mención de la elaboración del Plan de Expansión de Generación, el cual dice lo siguiente:

“Artículo 15 Bis. Plan de Expansión de Generación. (Adicionado por el artículo 6, Acuerdo Gubernativo No. 692007). El Ministerio, a través de un Órgano Técnico especializado, con participación de las instituciones que intervienen en el mercado eléctrico nacional, incluyendo a la Comisión, elaborará el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación, utilizando criterios de eficiencia económica y de garantía de suministro.

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación deberá elaborarse cada dos años y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez (10) años. Para la elaboración del referido Plan, se contará con la asesoría técnica del AMM, la que consistirá en realizar los estudios técnicos y proporcionar la información necesaria que se le solicite para analizar el comportamiento del Mercado Mayorista y del Sistema Nacional Interconectado, con el objetivo de identificar las necesidades de generación para el cubrimiento de la demanda del sistema. El AMM deberá presentar ante el Órgano Técnico la información antes del uno (1) de mayo del año que corresponda.

El Plan será elaborado antes del treinta (30) de septiembre del año que corresponda y su resultado será presentado a la Comisión y al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), durante la primera semana de octubre; quienes podrán formular sus observaciones dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; pudiendo el Órgano Técnico especializado, dentro de los siguientes quince (15) días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos especializados.

El Ministerio deberá resolver sobre la procedencia o improcedencia del Plan de Expansión del Sistema de Generación. En caso de aprobación, será publicado por el Ministerio en la primera quincena de enero del año siguiente.”

El Ministerio de Energía y Minas por medio del Acuerdo Gubernativo 631-2007, de fecha 27 de diciembre de 2007 en su artículo 9 crea a la Unidad de Planeación Energético Minero, como órgano técnico especializado, para citar en el inciso “c” y “n” lo siguiente:

- c. “Elaborar el Plan Nacional de Desarrollo Minero, Plan Nacional de Hidrocarburos y los Planes de Expansión del Sistema Eléctrico considerando los planes de desarrollo social y económico del país y en consulta con entidades del marco institucional y los agentes del mercado de acuerdo a lo señalado en las leyes y reglamentos;
- n. Trabajar conjuntamente con la CNEE, el AMM y los agentes de dicho mercado, en la elaboración de los planes de expansión de la generación y transmisión del subsector eléctrico nacional, de acuerdo a lo señalado en los reglamentos de la Ley General de Electricidad.”

2.3 POLÍTICA ENERGÉTICA

El 26 de febrero de 2013 en un acto oficial en el Palacio Nacional de la Cultura, se lanzó la Política Energética 2013-2027, que tendrá entre sus objetivos fortalecer las condiciones del país para hacerlo más competitivo, eficiente y sostenible en el uso y aprovechamiento de los recursos; orientado hacia la conservación de las reservas estratégicas nacionales, la satisfacción de necesidades y el desarrollo tecnológico.

El Ministerio de Energía y Minas, como institución rectora del sector energético, consciente de la importancia de la energía como motor de desarrollo del país, actualizó en el 2013, la política pública en dicha materia, priorizando la utilización de energías limpias, amigables con el medio ambiente para el consumo nacional; además de impulsar espacios de diálogo interinstitucional que permitan gestionar democráticamente las iniciativas de desarrollo social y económico, con lo cual se busca garantizar una visión integral en su implementación, seguimiento y evaluación.



La Política Energética considera nuevos desafíos en función de la dinámica nacional e internacional en materia energética, tales como la respuesta a demandas sociales, la necesidad de mejorar las condiciones económicas del país, y un manejo responsable del medio ambiente, así como el fortalecimiento del Estado que garantice el bienestar de su población.

Esta política es el resultado de la construcción de una visión de país de largo plazo, que el Estado de Guatemala impulsa por medio del compromiso de todos los sectores de la sociedad, con el propósito de que sea la base para la planificación del desarrollo energético de Guatemala. En este marco, el aporte de la Política Energética al desarrollo del país dependerá también de la acción conjunta y coordinada con actores tanto del sector público como del sector privado, con una participación activa de la ciudadanía en los procesos vinculados a la materia.



La Política Energética 2013-2027, tiene como objetivo contribuir al desarrollo energético sostenible del país con equidad social y respeto al medio ambiente y es el resultado de un proceso de revisión técnico, metodológico y político, necesario para fortalecer la institucionalidad y la rectoría del MEM, y el conjunto de instituciones públicas vinculadas al sector.

Las líneas estratégicas de la Política toman en consideración los escenarios del mercado internacional de electricidad e hidrocarburos, que permitirán una planificación estratégica de largo plazo para la efectiva producción, comercialización y

distribución de los recursos, de manera eficaz y eficiente, con resultados que mejorarán la calidad de vida de los guatemaltecos y las guatemaltecas.

El primer capítulo de la política energética hace mención del diagnóstico del sector energético y su contexto, así como el marco legal, político, alcances y enfoques de dicha política energética, y las preocupaciones que son abordadas en las líneas de acción y sus correspondientes objetivos. Asimismo, se incluye el marco legal y político del instrumento, los principios rectores, sus enfoques, y desarrolla los elementos teóricos y conceptuales que sustentan la visión y el enfoque de la política para el mediano y largo plazo, en donde se enfatiza la observancia del desarrollo sostenible en su implementación.

En el segundo capítulo de la política energética se da a conocer el marco estratégico, el cual comprende los puntos medulares de la política pública, integrados por los objetivos, ejes estratégicos, metas, acciones e instituciones públicas relacionadas con el sector energético.



En este apartado se dejan plasmadas las intervenciones necesarias para el logro de los objetivos, razón por la que revisten de vital importancia la coordinación interinstitucional sostenida y soportada con un adecuado sistema de monitoreo y evaluación de la política pública.

Finalmente, el instrumento hace referencia a los procesos de monitoreo y evaluación que la política requiere para medir los impactos, y que hasta el momento no se había considerado como prioridad en la gestión pública del sector de energía.

EJES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA

Para poder cumplir con el objetivo general de la Política se han analizado e identificado las líneas de intervención, las cuales orientarán el accionar del MEM y de las instituciones públicas relacionadas al sector. Las mismas se listan a continuación.

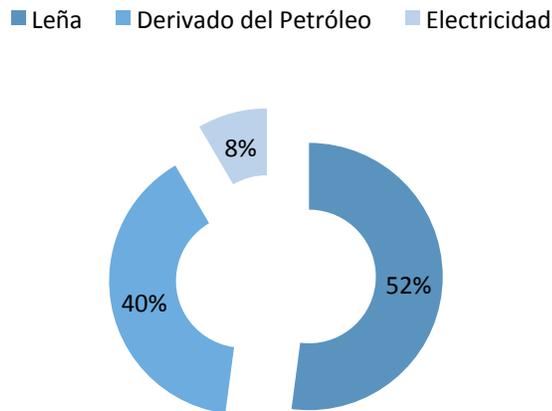
1. Seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos.
2. Seguridad del abastecimiento de combustibles a precios competitivos.
3. Exploración y explotación de las reservas petroleras con miras al autoabastecimiento nacional.
4. Ahorro y uso eficiente de la energía.
5. Reducción del uso de leña en el país.

2.4 BALANCE ENERGÉTICO HISTÓRICO

CONSUMO ENERGÉTICO NACIONAL

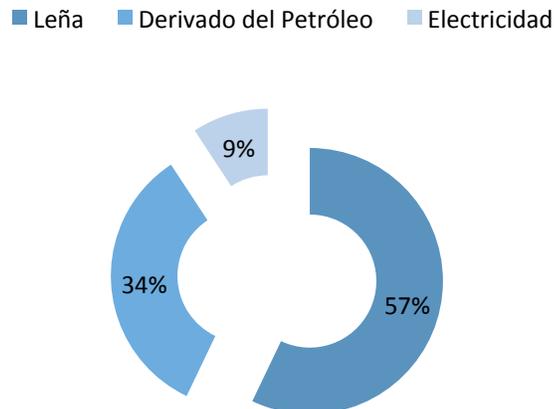
El sector electricidad representa el 8.42%, los derivados del petróleo el 39.49% y la leña el 52.09%. Históricamente el consumo de leña en todo el país, esto debido a que este energético se utiliza para la cocción de alimentos principalmente en las áreas rurales del país y el precio en comparación con los demás energéticos es menor. Se puede apreciar la evolución del consumo energético nacional analizando la gráfica 5 del consumo energético nacional del año 2014 y la gráfica 6 del consumo energético del año 2009.

GRÁFICA 5: CONSUMO ENERGÉTICO NACIONAL 2014 CONSUMO NACIONAL 78,710 KBEP



Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas 2015.

GRÁFICA 6: CONSUMO ENERGÉTICO NACIONAL 2009 CONSUMO NACIONAL: 60,276 KBEP

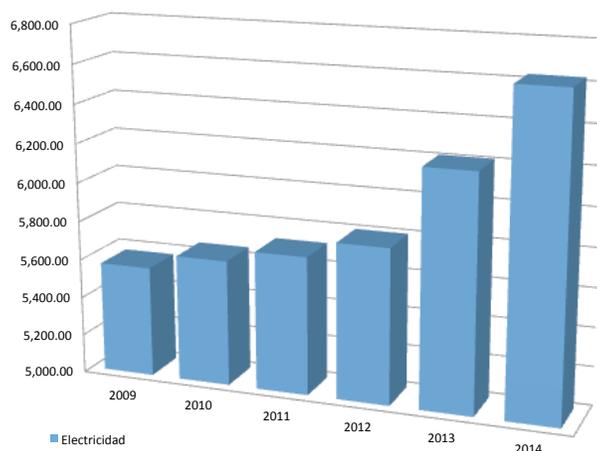


Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas 2009.

CONSUMO DE ELECTRICIDAD:

La Electricidad es uno de los energéticos con mayor importancia debido a que representa calidad de vida y está muy relacionado con las actividades económicas del país. En el año 2014 el consumo energético alcanzó el 9% a nivel nacional, y como se puede observar en la siguiente gráfica 7, es un energético que ha ido evolucionado de manera creciente en nuestro país.

GRÁFICA 7: HISTÓRICO DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE ELECTRICIDAD 2009-2014

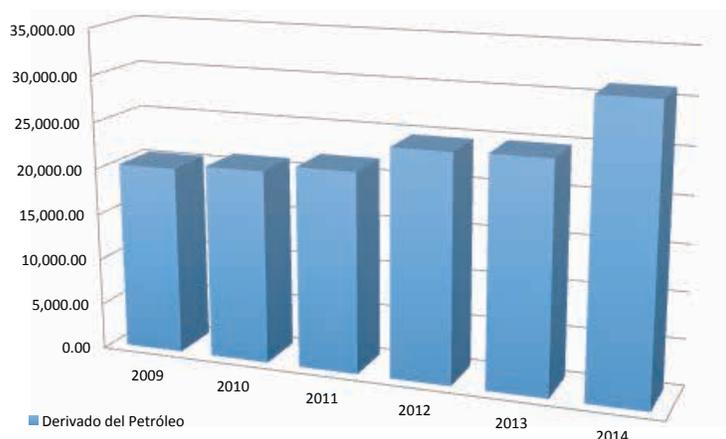


Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas 2009.

DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Estos energéticos han aumentado su consumo, a pesar que son energéticos que depende del precio del barril del crudo a nivel internacional, en la siguiente grafica 8 se puede apreciar la evolución de estos energéticos a través de los años. Y para el año 2014 estos derivados del petróleo representaron el 34% del consumo de todo el país.

GRÁFICA 8: HISTÓRICO DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO 2009-2014



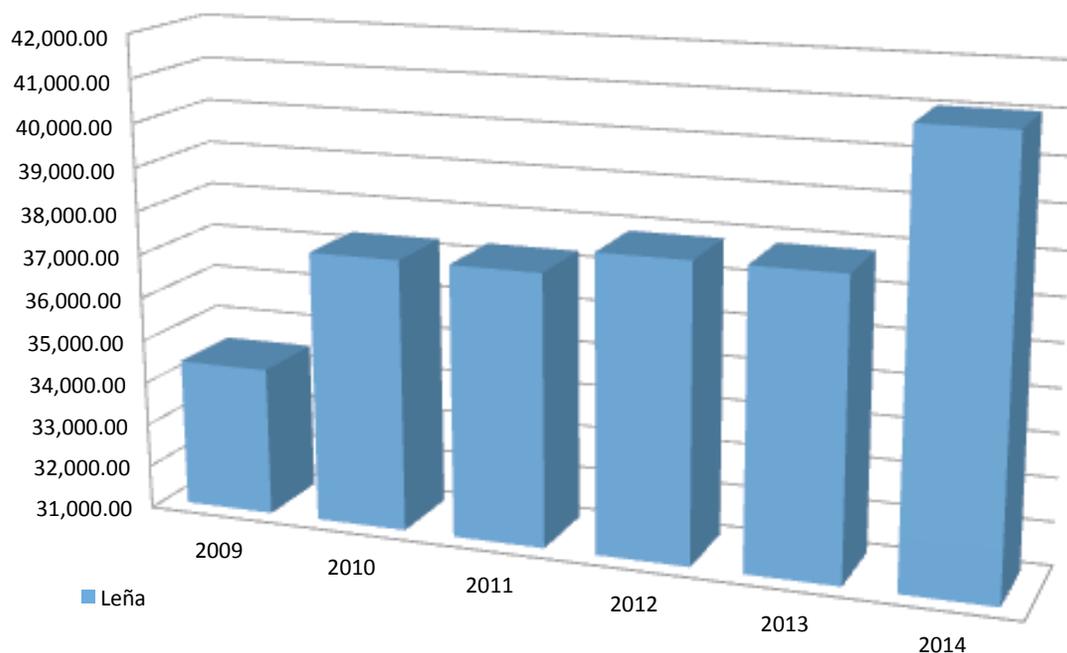
Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas 2009-2015.

CONSUMO DE LEÑA

La leña es el energético de mayor demanda en Guatemala, en el año 2014 su consumo alcanzó el 52% del total del consumo energético en el país. El mayor consumo se da en el interior del país en donde aún la población no cuenta con energía eléctrica y en el área rural para cocción de alimentos. A continuación se muestra la gráfica número 9 con el histórico de consumo de leña en el país.

Como podemos apreciar el consumo de leña ha crecido y es porque es el principal energético en el área rural del país, dado que también es el principal energético del sector más pobre.

GRÁFICA 9: HISTÓRICO DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE LEÑA 2009-2014

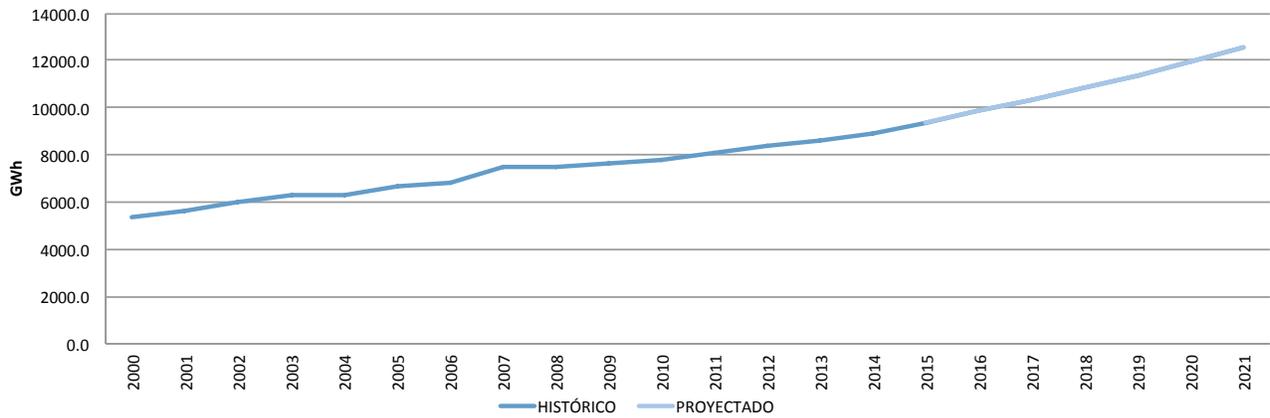


Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas 2009-2015.

2.5 DEMANDA HISTÓRICA DE ELECTRICIDAD

La demanda de energía eléctrica en Guatemala ha presentado un crecimiento promedio anual aproximado del 5% lo cual puede observarse en la gráfica 10. En el año 2014 hubo un aumento de consumo de energía eléctrica de 328 GWh con relación al año anterior.

GRÁFICA 10: DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA DEL SNI 2000-2021 (GWh)



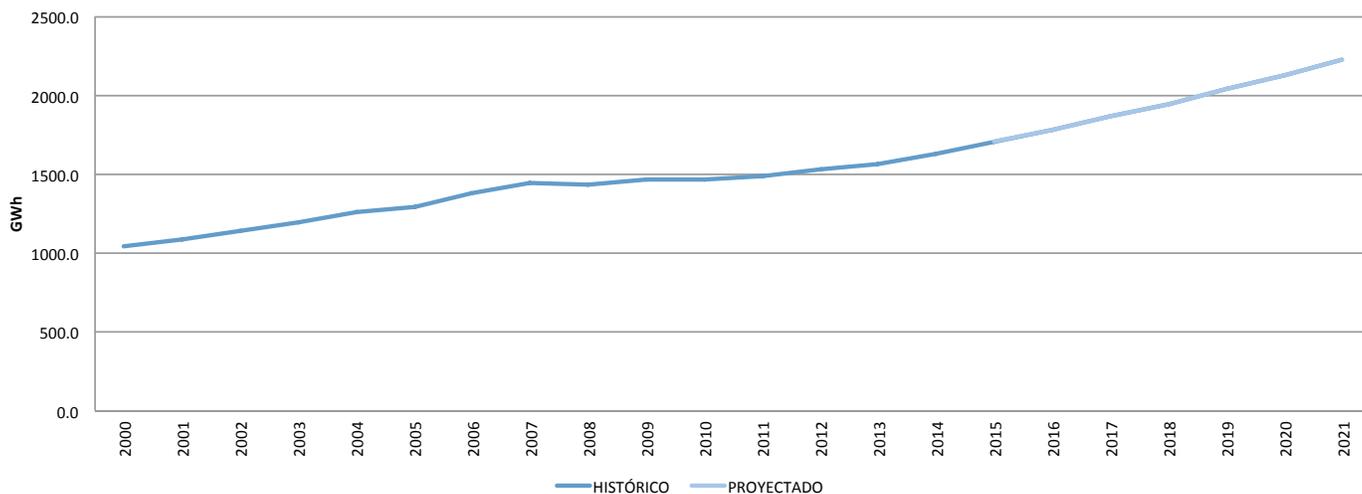
Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
HISTÓRICO	5,352.1	5,644.9	6,004.6	6,294.7	6,321.8	6,625.1	6,783.2	7,484.2	7,487.1	7,597.9	7,794.0	8,111.3	8,361.5	8,590.9	8,915.1

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
PROYECTADO	9,362.7	9,832.7	10,326.3	10,844.6	11,389.0	11,960.8	12,561.2

Fuente: Dirección General de Energía y AMM.

La potencia al igual que la energía ha tenido un crecimiento promedio anual aproximado del 4.5%, lo cual lo podemos observar en la gráfica 11, tomando como referencia este crecimiento se proyecta su comportamiento hasta el año 2021.

GRÁFICA 11: DEMANDA HISTÓRICA DE POTENCIA DEL SNI (2000-2021)



Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
HISTÓRICO	1039.3	1086.6	1141.0	1194.9	1265.8	1290.1	1382.6	1443.4	1430.1	1472.5	1467.9	1491.2	1533.0	1563.6	1635.9

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
PROYECTADO	1,709.5	1,786.4	1,866.8	1,950.8	2,038.6	2,130.4	2,226.2

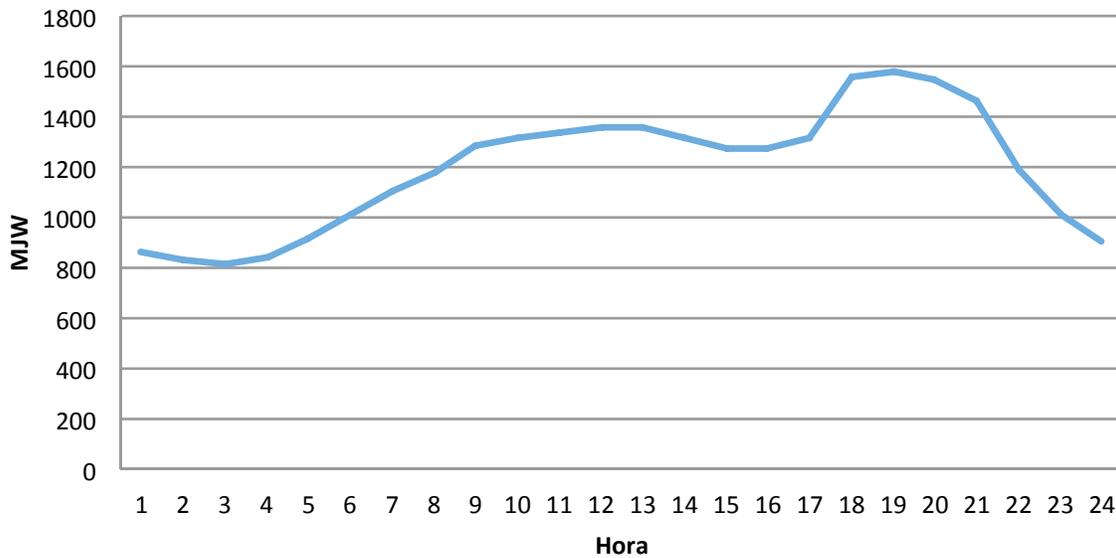
Fuente: Dirección General de Energía y AMM.



2.6 CURVA DE CARGA

La curva de carga o de demanda, es la representación gráfica de la variación de la demanda o carga eléctrica en el transcurso del tiempo, en Guatemala la curva típica de carga horaria es la que se muestra en la figura.

GRÁFICA 12: CURVA DE DEMANDA TÍPICA HORARIO DE GUATEMALA



Fuente: Elaboración propia, con datos del AMM.

En la gráfica se puede observar que muestra curva de demanda típica inicia su máxima demanda en el periodo de las 18:00 a 21:00 horas.

2.7 COBERTURA ELÉCTRICA

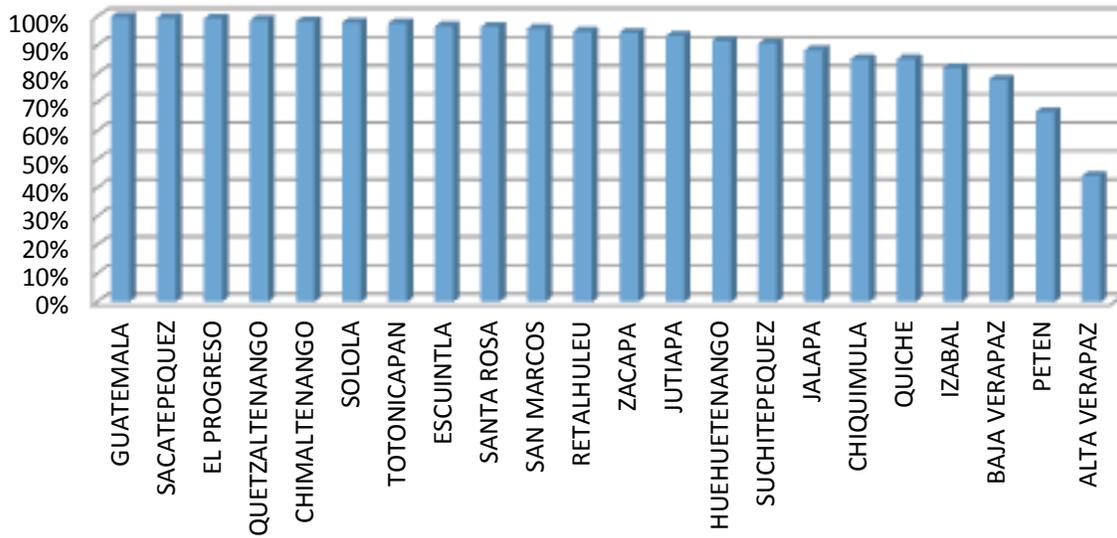
Para el año 2014 el índice de cobertura eléctrica registró un 90.20%, lo cual muestra que aún persisten diferencias de brechas en el índice de electrificación entre distintas regiones. Ello evidencia la necesidad de inversión en electrificación en el área rural, especialmente. En este sentido, el estado de Guatemala tiene un desafío que afrontar: Incrementar la cobertura de energía eléctrica en todo el territorio nacional. El departamento con mayor cobertura eléctrica es Guatemala con un 99.94%, mientras que el que cuenta con menor cobertura eléctrica es de Alta Verapaz, con un 44.09%.

TABLA 2: ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA 2014

Departamento	Viviendas	Usuarios	ÍNDICE
ALTA VERAPAZ	210,818	92,940	44.09%
BAJA VERAPAZ	62,306	48,565	77.95%
CHIMALTENANGO	124,197	122,104	98.31%
CHIQUIMULA	80,897	68,828	85.08%
EL PROGRESO	38,473	38,182	99.24%
ESCUINTLA	168,088	162,382	96.61%
GUATEMALA	755,748	755,304	99.94%
HUEHUETENANGO	225,291	206,084	91.47%
IZABAL	100,935	82,855	82.09%
JALAPA	70,310	62,009	88.19%
JUTIAPA	106,986	99,756	93.24%
PETEN	138,276	92,111	66.61%
QUETZALTENANGO	170,516	168,544	98.84%
QUICHE	186,667	158,765	85.05%
RETALHULEU	65,703	62,298	94.82%
SACATEPEQUEZ	68,070	67,867	99.70%
SAN MARCOS	197,304	188,886	95.73%
SANTA ROSA	81,955	79,043	96.45%
SOLOLA	83,661	82,004	98.02%
SUCHITEPEQUEZ	110,622	100,373	90.73%
TOTONICAPAN	97,296	95,116	97.76%
ZACAPA	48,465	45,722	94.34%
ÍNDICE A NIVEL NACIONAL	3,192,584	2,879,738	90.20%

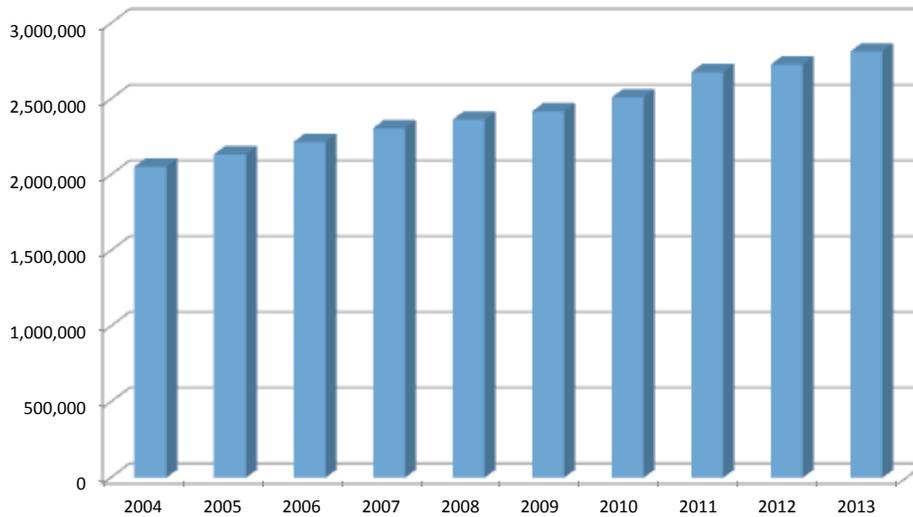
Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas 2009-2014.

GRÁFICA 13: ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA 2014 POR DEPARTAMENTO



Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas 2009-2014.

GRÁFICA 14: USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas 2009-2013

TABLA 3: HISTÓRICO DEL ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA AÑO 2005-2014

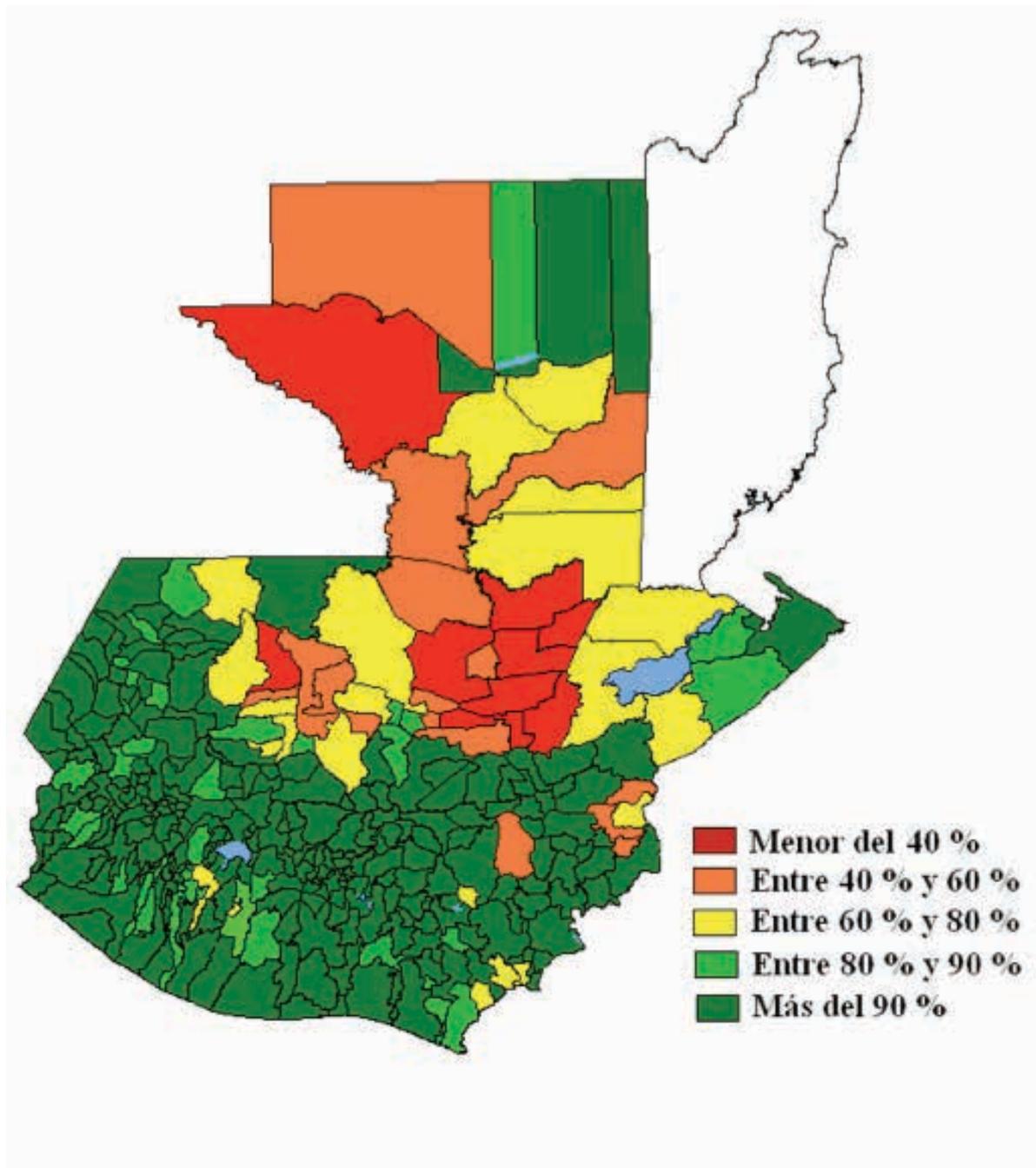
Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Índice de Cobertura Eléctrica %	84.00	85.10	84.70	83.50	82.40	82.70	84.10	84.90	89.58	90.20

Fuente: Dirección General de Energía.

2.8 MAPA DE COBERTURA ELÉCTRICA 2014

En el siguiente mapa se muestra la cobertura eléctrica a nivel municipal, los que se encuentran en color rojo significa que cuenta con una cobertura menor al 40%, y aquellos que superan el 90% están de color verde oscuro.

GRÁFICA 15: COBERTURA ELÉCTRICA 2014

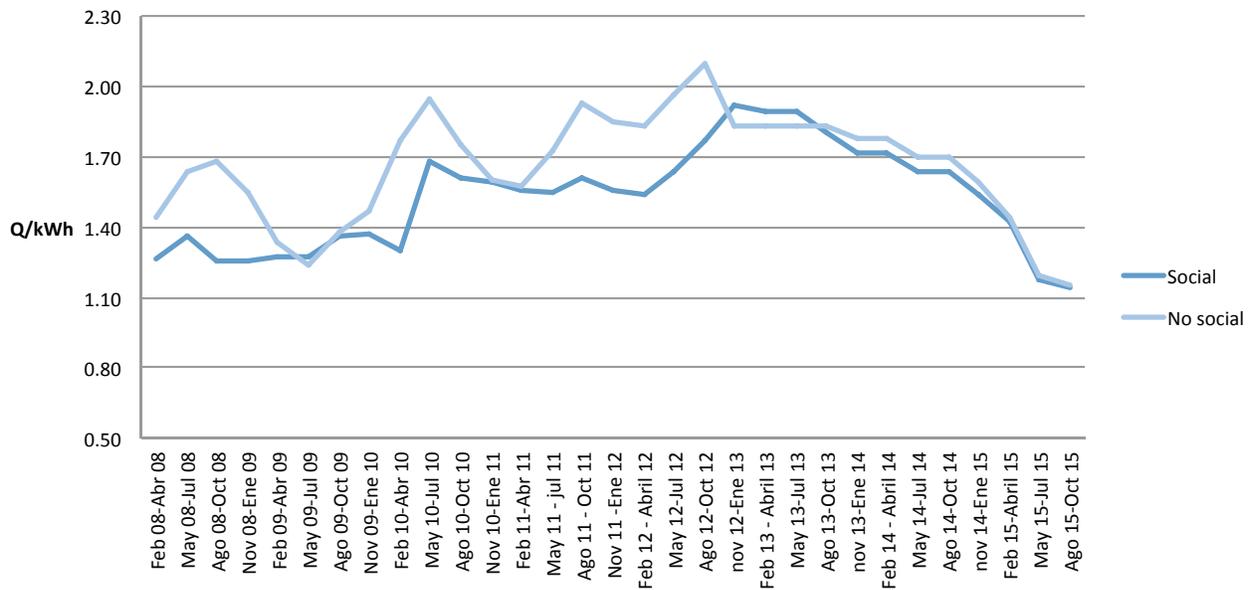


Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas.

2.9 PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

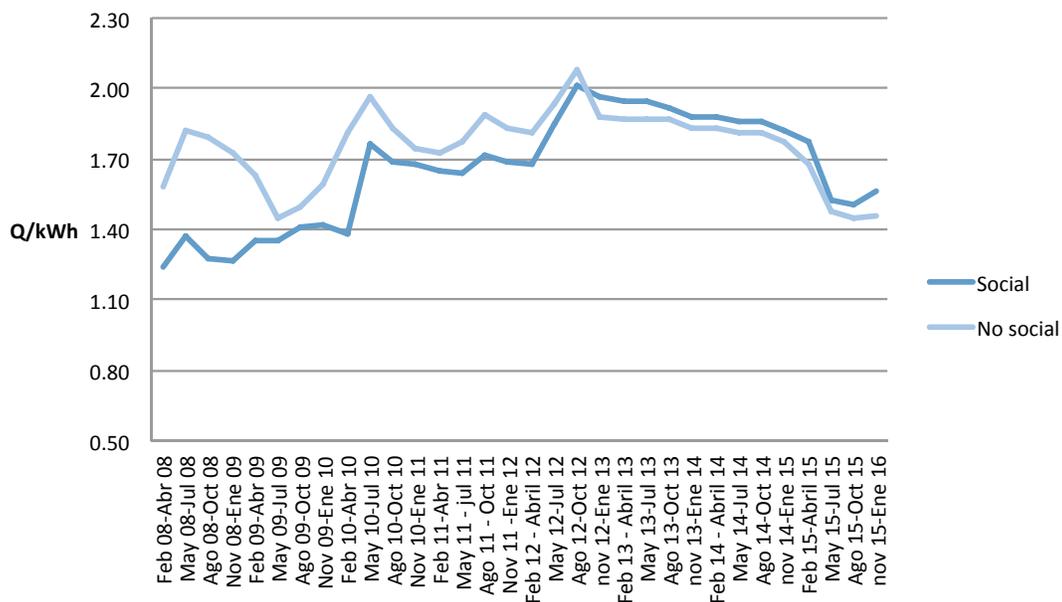
Las tarifas eléctricas de Guatemala están definidas por nivel de voltaje y consumo. Sin embargo, para tener un parámetro de referencia, se muestra en las siguientes gráficas el comportamiento de las tarifas en baja tensión, por distribuidora.

GRÁFICA 16: TARIFA EEGSA 2008-2015



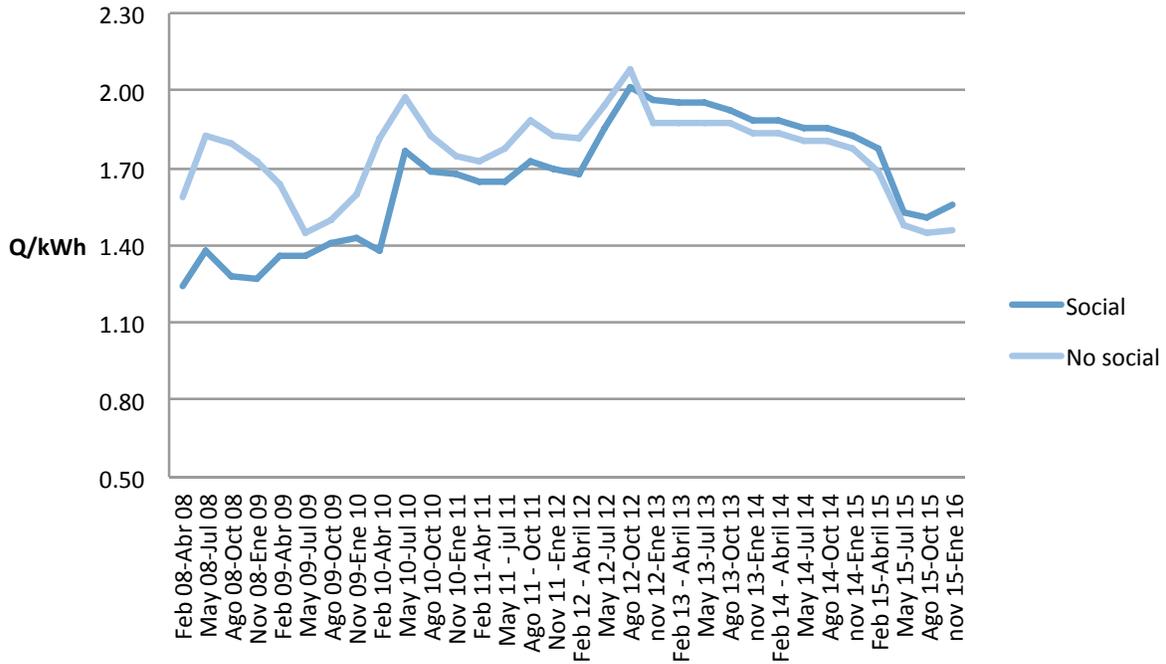
Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas.

GRÁFICA 17: TARIFA DEOCSA 2008-2015



Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas.

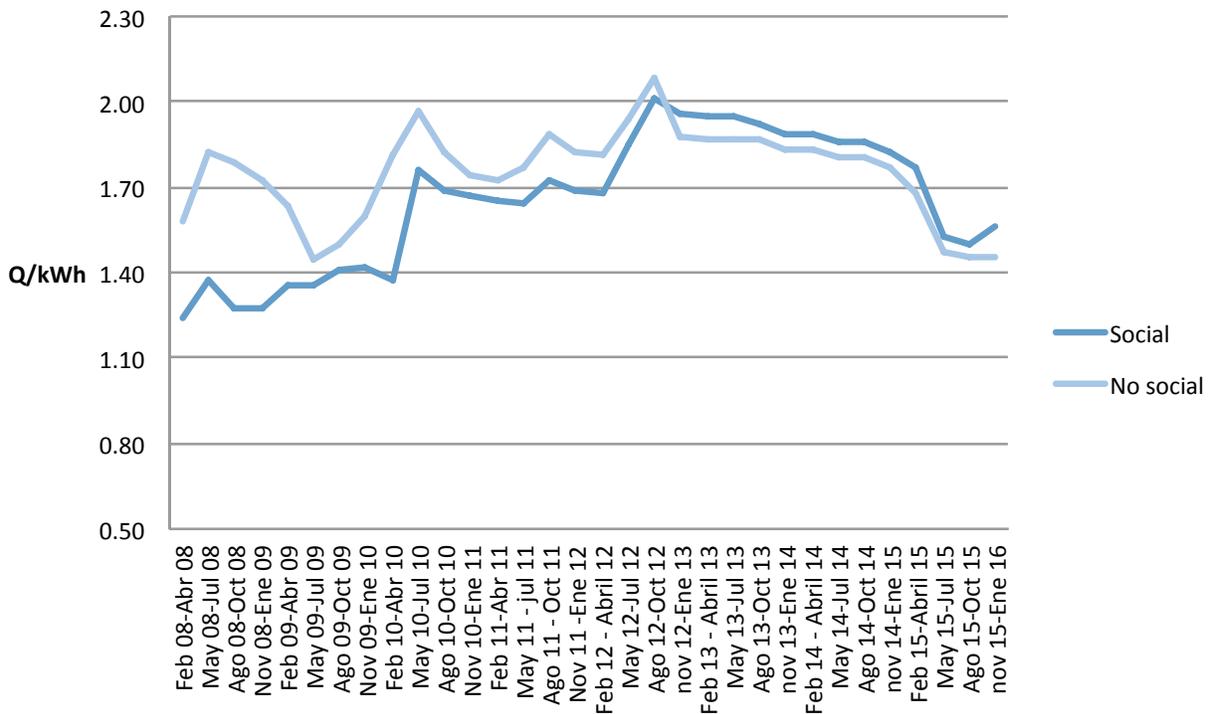
GRÁFICA 18: TARIFA DEORSA 2008-2015



Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas.

Las tarifas eléctricas en baja tensión en promedio mantiene la siguiente tendencia:

GRÁFICA 19: TARIFA PROMEDIO 2008-2015



Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas Energéticas.

2.10 EXPORTACIÓN ENERGÍA

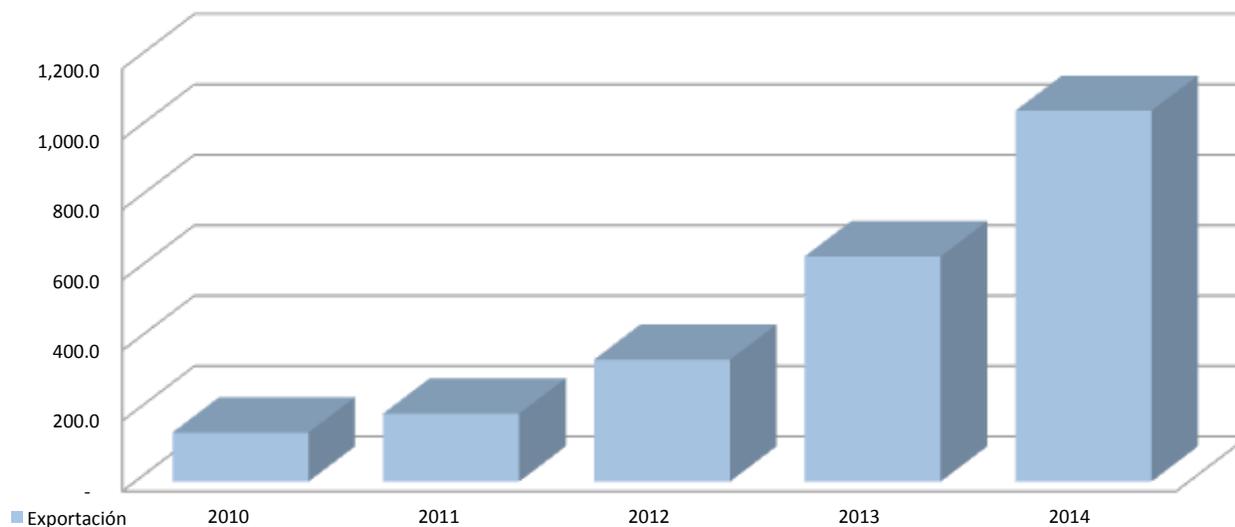
En la siguiente tabla podremos observar las exportaciones realizadas en Guatemala a partir del año 2010.

TABLA 4: EXPORTACIÓN DE ENERGÍA (GWh) / SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Exportación	64.6	84.8	134.52	182.1	345.7	639.1	1,052.6

Fuente: Estadísticas Energéticas, DGE.

GRÁFICA 20: TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA EN GWh - EXPORTACIONES -



Fuente: Dirección General de Energía y AMM.

Como se puede observar en la tabla y gráfica anterior, el volumen de las exportaciones en Guatemala ha sido muy elevado, esto debido a que aproximadamente el 90% de las mismas se realizaron en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

2.10.1 SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE

A continuación se presentan los resultados de los costos de las importaciones de GLP, el costo de importaciones del Diesel, costo de importaciones del Bunker C o Fuel Oil y el costo de las importaciones del Petcoke.

TABLA 5: COSTOS DE IMPORTACIONES DE COMBUSTIBLE (PERÍODO 2005-2010)

CONCEPTO/AÑO	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GLP	\$148,318,679	\$176,832,617	\$218,019,789	\$262,473,981	\$161,543,275	\$244,604,069
Diesel	\$641,321,488	\$723,780,959	\$844,218,904	\$1,015,725,760	\$761,098,743	\$842,190,855
Bunker C o Fuel Oil	\$164,956,767	\$231,075,397	\$332,294,393	\$427,689,588	\$350,132,418	\$282,543,024
Petcoke	\$14,486,765	\$20,197,632	\$18,029,641	\$31,208,016	\$10,270,196	\$10,828,359

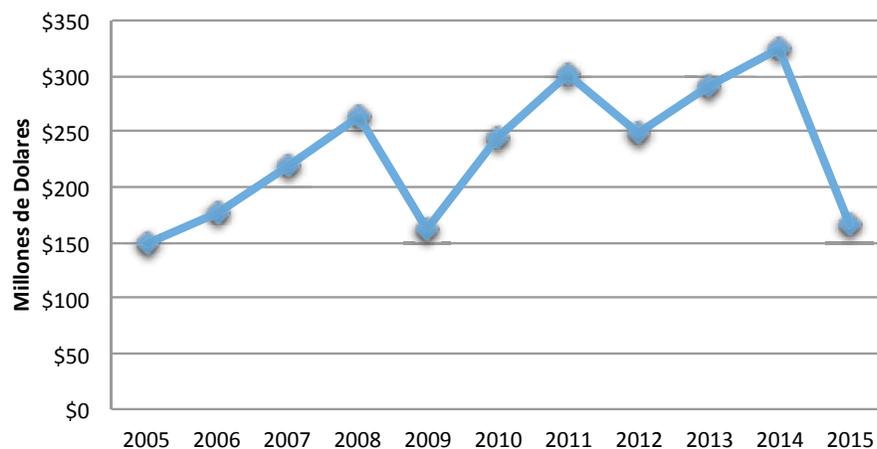
Fuente: Según datos del Ministerio de Energía y Minas.

TABLA 6: COSTO DE IMPORTACIONES DE COMBUSTIBLE (PERÍODO 2011-2015)

CONCEPTO/AÑO	2011	2012	2013	2014	2015
GLP	\$300,940,411	\$248,862,609	\$290,923,580	\$325,589,390	\$165,227,419
Diesel	\$1,185,616,176	\$1,274,566,633	\$1,224,972,034	\$1,268,994,373	\$596,120,438
Bunker C o Fuel Oil	\$419,296,961	\$411,960,380	\$320,658,199	\$272,825,686	\$100,651,617
Petcoke	\$29,742,470	\$17,429,842	\$17,849,383	\$19,494,369	\$10,622,462

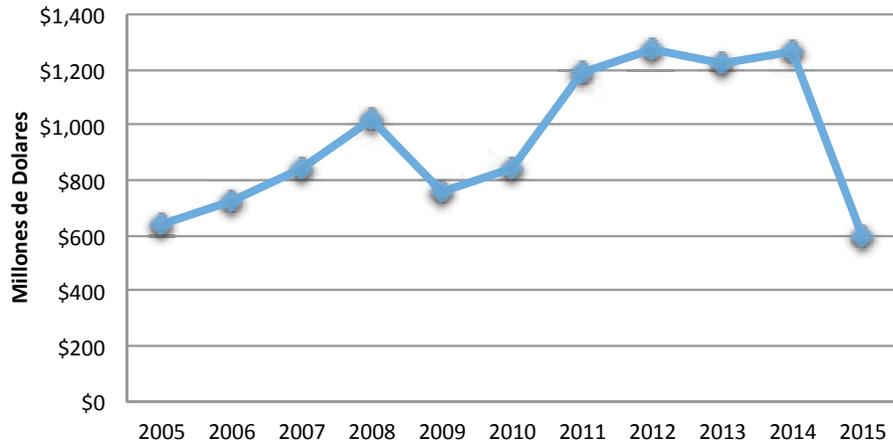
Fuente: Según datos del Ministerio de Energía y Minas.

GRÁFICA 21: COSTO DE LOS IMPORTACIONES DE GLP



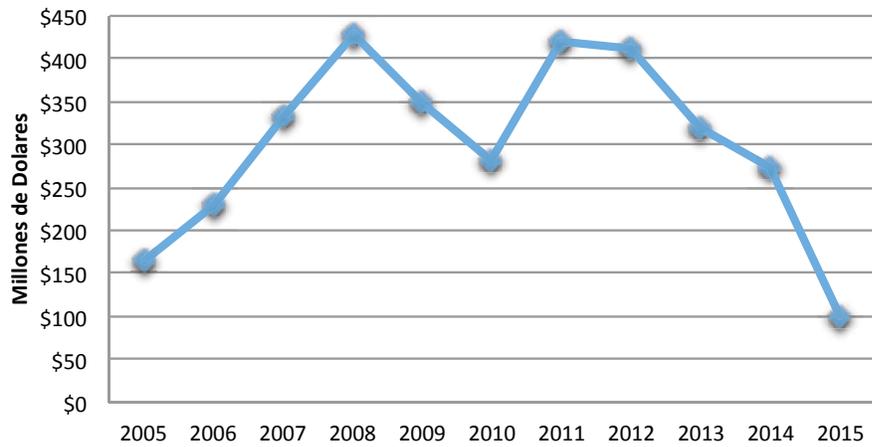
Fuente: Según datos del Ministerio de Energía y Minas.

GRÁFICA 22: COSTOS DE LAS IMPORTACIONES DE DIESEL



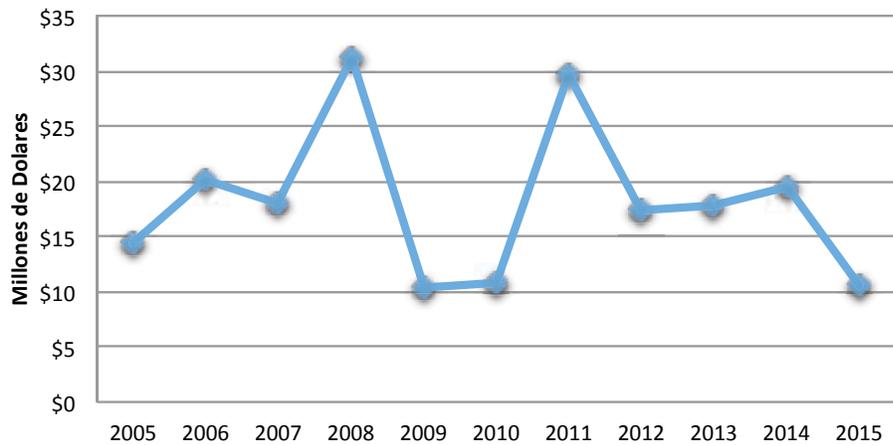
Fuente: Según datos del Ministerio de Energía y Minas.

GRÁFICA 23: COSTO DE LAS IMPORTACIONES DE BUNKER



Fuente: Según datos del Ministerio de Energía y Minas.

GRÁFICA 24: COSTO DE LAS IMPORTACIONES DE PETCOKE



Fuente: Según datos del Ministerio de Energía y Minas.

2.10.2 PLANTAS DE GENERACIÓN EXISTENTES E INVERSIONES EN GENERACIÓN

A continuación se presentan las plantas de Generación existentes con su capacidad efectiva al sistema así como el tipo de combustible o recurso que utiliza cada central para operar.

TABLA 7: CAPACIDAD EFECTIVA DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN EXISTENTES

CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA	COMBUSTIBLE O RECURSO
CHIXOY	284.232	Agua
HIDRO XACBAL	97.714	Agua
PALO VIEJO	87.231	Agua
AGUACAPA	79.759	Agua
JURÚN MARINALÁ	59.896	Agua
RENACE	65.102	Agua
EL CANADÁ	47.203	Agua
LAS VACAS	35.849	Agua
EL RECREO	26.129	Agua
SECACAO	16.052	Agua
LOS ESCLAVOS	13.231	Agua
MONTECRISTO	13.037	Agua
PASABIEN	12.359	Agua
MATANZAS	11.783	Agua
POZA VERDE	9.556	Agua
RIO BOBOS	10.533	Agua
CHOLOMA	9.651	Agua
SANTA TERESA	16.686	Agua
PANAN	7.538	Agua
SANTA MARÍA	4.141	Agua
PALÍN 2	3.924	Agua
CANDELARIA	4.344	Agua
SAN ISIDRO	3.400	Agua
EL CAPULÍN	0.000	Agua
EL PORVENIR	2.146	Agua
EL SALTO	2.371	Agua
CHICHAÍC	0.456	Agua
SAN JERÓNIMO	0.200	Agua
VISION DE AGUILA	2.080	Agua
EL MANANTIAL 1	3.229	Agua
EL MANANTIAL 2	0.991	Agua
EL COBANO	8.435	Agua
HIDROELECTRICA SANTA ELENA	0.560	Agua
KAPLAN CHAPINA	2.000	Agua
HIDROELECTRICA CUEVA MARIA 1 Y 2	4.950	Agua
HIDROELECTRICA LOS CERROS	1.250	Agua
HIDROELECTRICA COVADONGA	1.500	Agua
HIDROELECTRICA JESBON MARAVILLAS	0.750	Agua
CENTRAL GENERADORA EL PRADO (Sn Ant Morazán)	0.500	Agua
HIDROELECTRICA FINCA LAS MARGARITAS	0.438	Agua
HIDROPOWER SDMM	1.908	Agua
HIDROELECTRICA LA PERLA	3.610	Agua
HIDROELECTRICA SAC-JA	2.000	Agua
HIDROELECTRICA SAN JOAQUIN	0.800	Agua
HIDROELECTRICA LUARCA	0.510	Agua
HIDROELECTRICA CERRO VIVO	0.000	Agua
HIDROELECTRICA FINCA LAS MARGARITAS FASE 2	1.600	Agua
HIDROELECTRICA EL LIBERTADOR	2.041	Agua

CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA	COMBUSTIBLE O RECURSO
HIDROELECTRICA LAS VICTORIAS	1.000	Agua
EL CORALITO	1.435	Agua
EL ZAMBO	0.980	Agua
HIDROELECTRICA MONTE MARIA	0.691	Agua
HIDROELECTRICA HIDROAGUNA	2.000	Agua
HIDROELECTRICA LA PAZ	0.950	Agua
HIDROELECTRICA EL IXTALITO	1.597	Agua
HIDROELECTRICA GUAYACAN	2.323	Agua
HIDROELECTRICA TUTO DOS	0.960	Agua
HIDROELECTRICA SANTA TERESA	1.900	Agua
HIDROELECTRICA EL PANAL	2.500	Agua
HIDROELECTRICA PACAYAS	5.000	Agua
HIDROELECTRICA SAMUC	1.200	Agua
HIDROELECTRICA CONCEPCION	0.150	Agua
HIDROELECTRICA SAN JOSE	0.430	Agua
SAN JOSÉ	137.262	Carbón
LA LIBERTAD	15.876	Carbón
ARIZONA VAPOR	3.285	Bunker
LAS PALMAS II	76.347	Carbón
GENERADORA COSTA SUR	30.025	Carbón
JAGUAR ENERGY 1	132.065	Carbón
TAMPA	78.403	Diesel
STEWART & STEVENSON	20.909	Diesel
ESCUINTLA GAS 3	22.829	Diesel
ESCUINTLA GAS 5	38.456	Diesel
LAGUNA GAS 1	0.000	Diesel
LAGUNA GAS 2	17.189	Diesel
ARIZONA	160.755	Bunker
POLIWATT	125.511	Bunker
DARSA	0.000	Biogas/Bunker
PUERTO QUETZAL POWER	57.342	Bunker
LAS PALMAS	66.853	Bunker
GENOR	41.399	Bunker
SIDEGUA	38.189	Bunker
INDUSTRIA TEXTILES DEL LAGO	70.773	Bunker
GENERADORA PROGRESO	0.000	Bunker
ELECTRO GENERACIÓN	16.223	Bunker
GECSA	0.000	Bunker
GECSA 2	0.000	Bunker
COENESA	5.957	Diesel
ELECTRO GENERACIÓN CRISTAL BUNKER	0.000	Bunker
INTECCSA BUNKER	3.046	Bunker
INTECCSA DIESEL	5.400	Diesel
GENOSA	16.586	Bunker
MAGDALENA	70.836	Biomasa/Bunker
MAGDALENA EXCEDENTES	23.260	Biomasa
BIOMASS	114.733	Biomasa/Carbón
PANTALEÓN	27.562	Biomasa/Bunker
PANTALEÓN EXCEDENTES	21.534	Biomasa
LA UNIÓN	23.646	Biomasa/Bunker
LA UNION EXCEDENTES	5.643	Biomasa
SANTA ANA BLOQUE 1	36.382	Biomasa/Bunker
SANTA ANA BLOQUE 2	57.647	Biomasa/Carbón

CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA	COMBUSTIBLE O RECURSO
MADRE TIERRA	16.871	Biomasa/Bunker
CONCEPCIÓN	16.605	Biomasa/Bunker
TULULÁ	7.886	Biomasa/Bunker
TULULÁ 4	9.465	Biomasa
TRINIDAD	4.522	Biomasa
TRINIDAD 3	20.383	Biomasa/Bunker
TRINIDAD 4	41.121	Biomasa/Carbón
SAN DIEGO	0.000	Biomasa
EL PILAR	3.513	Biomasa/Bunker
EL PILAR 3	12.935	Biomasa/Bunker
PALO GORDO	30.924	Biomasa/Carbón
GENERADORA SANTA LUCIA	33.831	Biomasa/Carbón
PALO GORDO	0.000	Biomasa
GENERADORA DEL ATLANTICO	2.603	Biomasa
GENERADORA DEL ATLANTICO	1.275	Biogas
BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL	1.200	Biogas
ZUNIL	12.728	Geotérmico
ORTITLAN	21.226	Geotérmico
HORUS 1	50.000	Solar
HORUS 2	30.000	Solar
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SIBO	5.000	Solar
SAN ANTONIO EL SITIO	52.800	Viento

Fuente: Según datos del Administrador del Mercado Mayorista, (AMM).

TABLA 8: POTENCIA GENERADA SEGÚN LA TECNOLOGÍA DEL GENERADOR

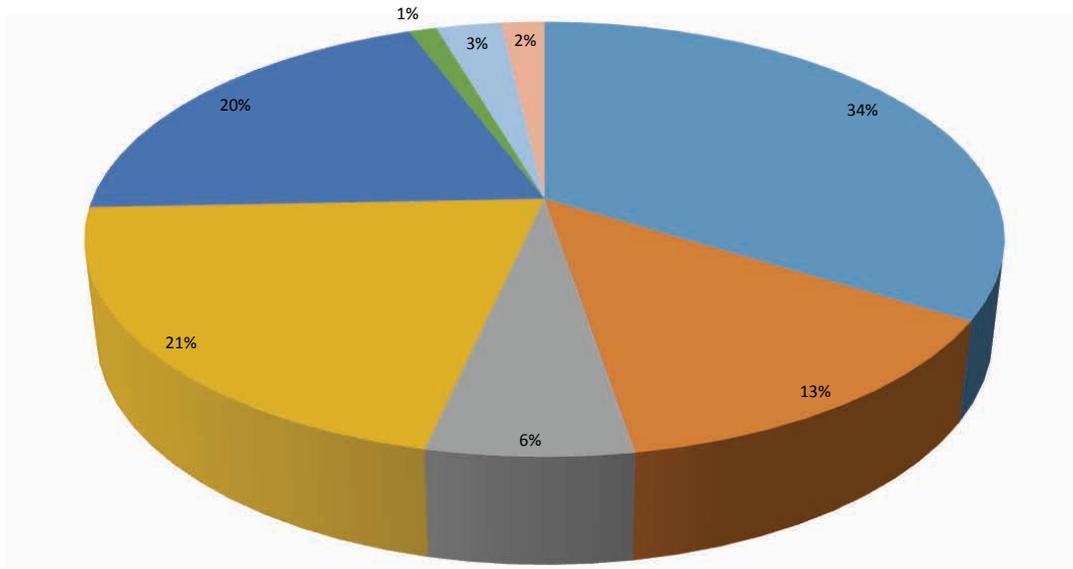
Tecnología	Potencia (MW)
Hidroeléctricas	984.24
Turbinas de Vapor	394.86
Turbinas de Gas	177.79
Motores de Combustión Interna	608.03
Ingenios	579.30
Geotérmica	33.95
Solar Fotovoltaica	80.00
Eólica	52.80
Sistema Eléctrico Nacional	2910.98

Fuente: Según datos del Administrador del Mercado Mayorista, (AMM).

A continuación se muestra la gráfica que representa el porcentaje que tiene cada tecnología dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

GRÁFICA 25: PORCENTAJE DE GENERACIÓN SEGÚN TECNOLOGÍA UTILIZADA

■ Hidroeléctricas ■ Turbinas de Vapor ■ Turbinas de Gas ■ Motores de Combustión Interna ■ Ingenios ■ Geotérmica ■ Solar Fotovoltaica ■ Eólica



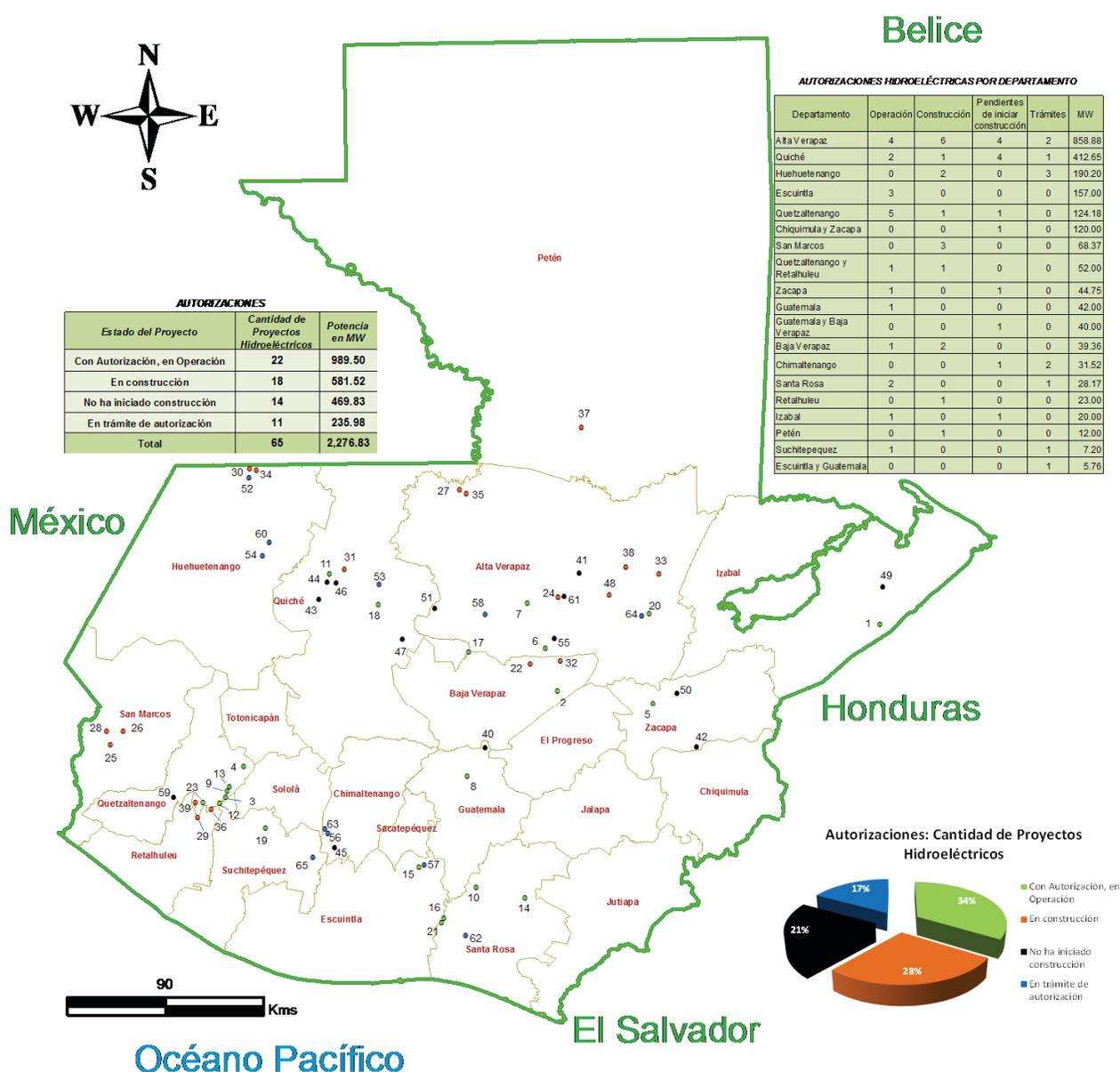
Fuente: Según datos del Administrador del Mercado Mayorista, (AMM)



2.11 ENERGÍA HIDRÁULICA

La ubicación geográfica y topográfica de todo el territorio guatemalteco posee un potencial hídrico, el cual se encuentra compuesto por sistemas montañosos de los cuales se derivan dos grandes regiones hidrográficas: la de los ríos que desembocan en el Océano Pacífico y los que lo hacen en el Atlántico. Guatemala es un país que cuenta con una considerable cantidad de recursos renovables, cuenta con un potencial aprovechable de 6000 MW en energía hidroeléctrica de los cuales se utilizan actualmente el 16.39%. A continuación se presenta el mapa de ubicación de los proyectos hidroeléctricos que actualmente se encuentran aprovechando de este recurso.

GRÁFICA 26: UBICACIÓN DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS ACTUALMENTE EXISTENTES EN GUATEMALA

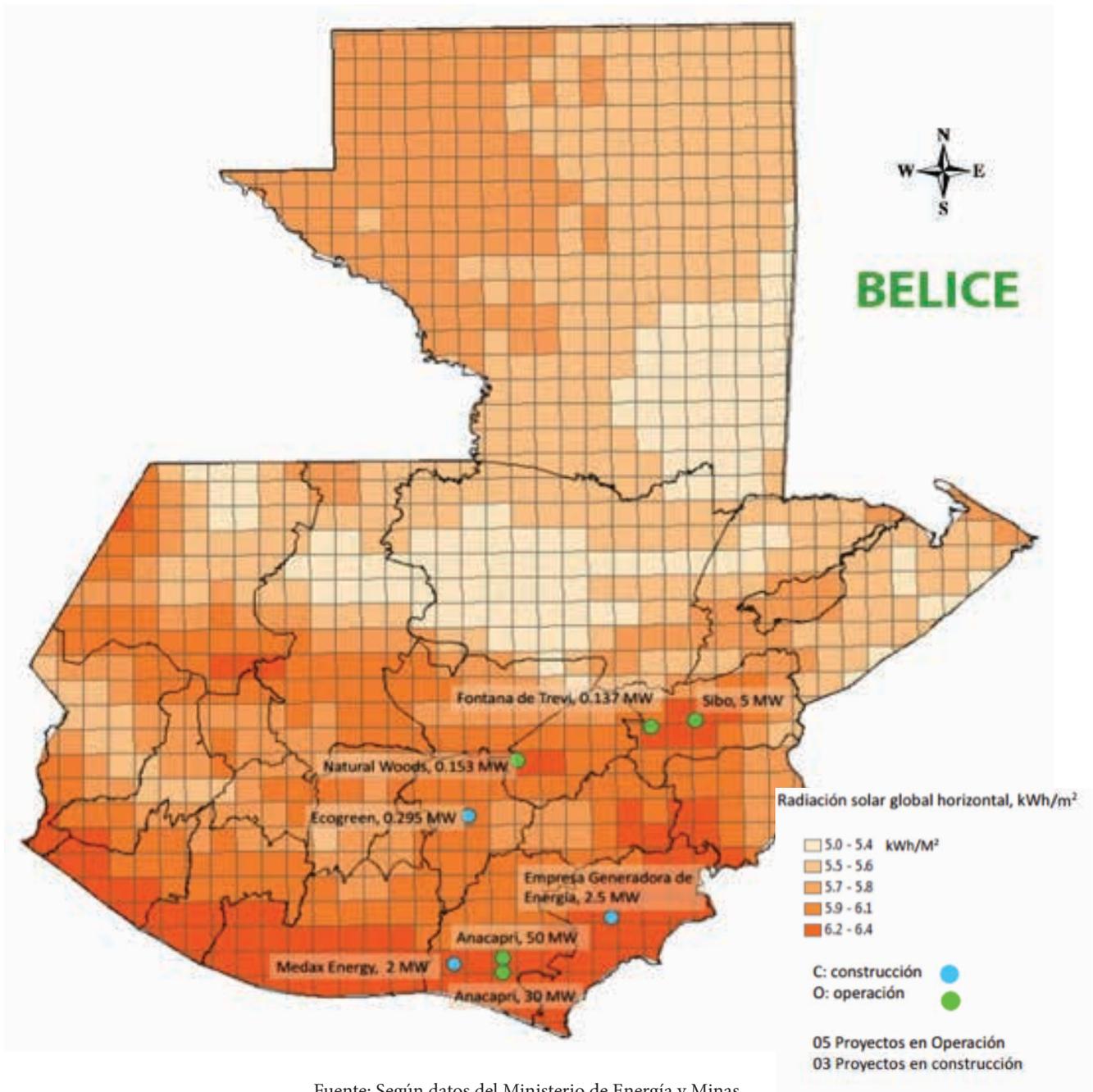


Fuente: Según datos del Ministerio de Energía y Minas.

2.12 ENERGÍA SOLAR

En Guatemala se estima un potencial solar de 5.3 KWh/m²/día; a continuación se muestra el mapa de radiación solar con el que cuenta Guatemala y la ubicación de los proyectos que actualmente están aprovechando este tipo de recurso renovable.

GRÁFICA 27: UBICACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR ACTUALMENTE EXISTENTES EN GUATEMALA



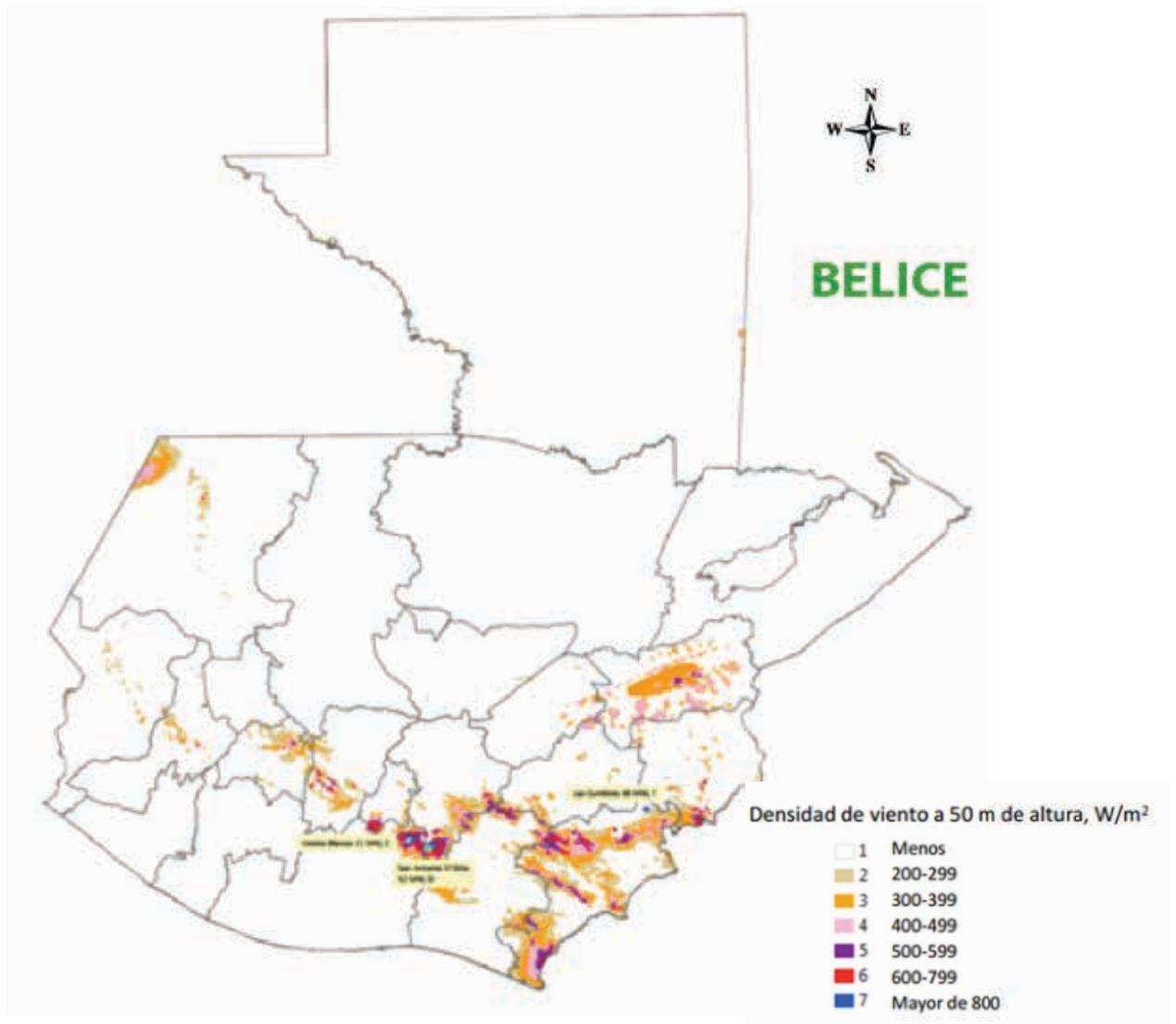
Fuente: Según datos del Ministerio de Energía y Minas.

2.13 VIENTO

Guatemala es un país que cuenta con una considerable cantidad de recursos renovables, cuenta con un potencial aprovechable de 280 MW en energía eólica, a continuación se muestra las áreas en las cuales el país de Guatemala cuenta con mayor recurso eólico.

GRÁFICA 28: UBICACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EÓLICA ACTUALMENTE EXISTENTES EN GUATEMALA

No.	Entidad	Proyecto	Municipio	Departamento	MW
1	Empresa Generadora de Energía Limpia, S.A.	Solaris I FV 2.5 MW	Jutiapa	Jutiapa	2.5
2	Fontana de Trevi, S.A.	Instalación fotovoltaica	Usumatlán	Zacapa	0.137
3	Sibo, S.A.	Central Solar Fovovoltaica 5 Mwac	Estanzuela	Zacapa	5
4	Ecogreen, S.A.	Cofino Stahl zona 5	Guatemala	Guatemala	0.295
5	Anacapri, S.A.	Proyecto Planta Fovovoltaica de 50 MW	Chiquimulilla	Santa Rosa	50
6	Natural Woods's Design, S.A.	Instalación Fovovoltaica	sanarate	El Progreso	0.153
7	Medax Energy, S.A.	Medax Solar FV 2.0 MW	Taxisco	Santa Rosa	2
8	Anacapri, S.A.	Horus II	Chiquimulilla	Santa Rosa	30

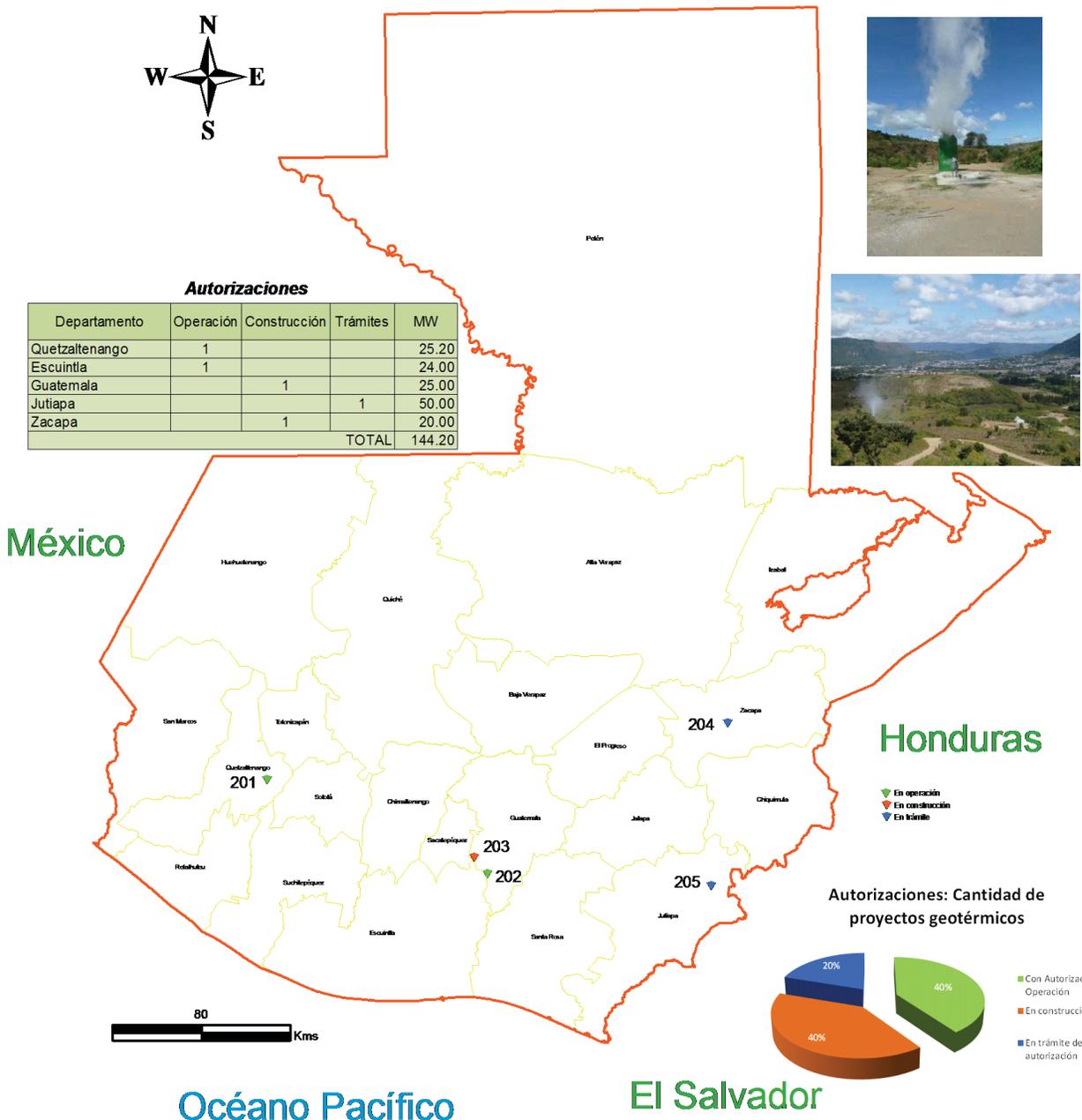


Fuente: Según Datos del Ministerio de Energía y Minas.

2.14 SITUACIÓN DE LA GEOTERMIA EN GUATEMALA

Según acuerdo gubernativo 842-92 se declararon áreas de reserva nacional geotérmica las zonas de Zunil, Amatitlán, San Marcos, Moyuta y Tecuamburro con el objeto de asegurar al Estado por medio del INDE el aprovechamiento racional del recurso geotérmico con fines de generación eléctrica, por esto el INDE ha realizado investigaciones geotérmicas a nivel regional y actualmente el Estado ejecuta operaciones geotérmicas a través del Ministerio de Energía y Minas.

GRÁFICA 29: MAPA DE ÁREA CON POTENCIAL GEOTÉRMICO Y UBICACIÓN DE CENTRALES GENERADORAS CON ENERGÍA GEOTÉRMICA

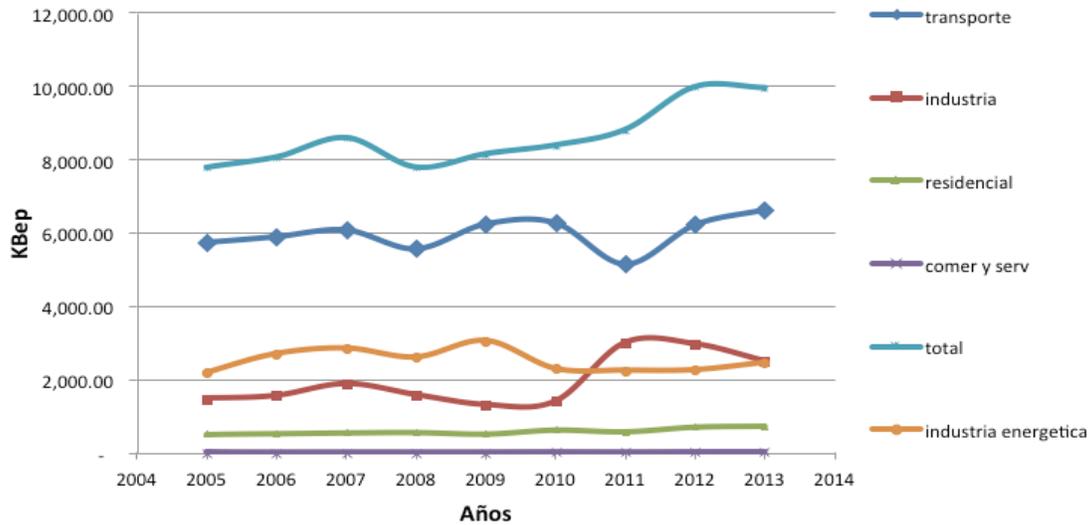


Fuente: Según datos del Ministerio de Energía y Minas.

2.15 EMISIONES DE CO₂

De acuerdo a la serie de Balances Energéticos de Guatemala para los años 2005-2013, elaborados por el Ministerio de Energía y Minas, y de la aplicación de factores de equivalencia, se obtuvieron las siguientes expresiones gráficas:

GRÁFICA 30: CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR SUB SECTOR (AÑOS 2005-2013)

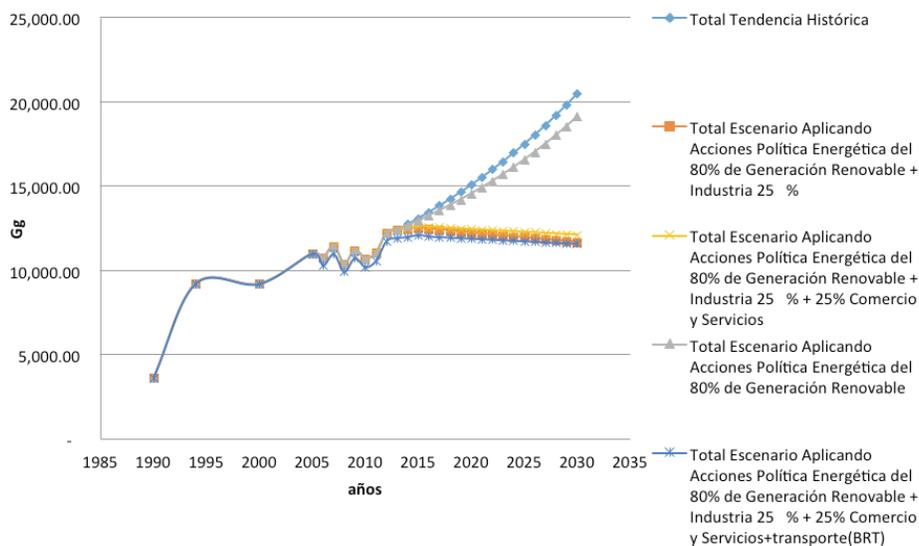


Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.

Con la información de los balances energéticos se estimó las emisiones de Dióxido de Carbono en los diferentes subsectores basados en la Metodología del Panel Intergubernamental de Cambio Climático, edición 2006.

En la siguiente gráfica, se puede dar a conocer posibles escenarios que con llevan acciones de remoción para disminuir las emisiones de CO₂.

GRÁFICA 31: ESCENARIOS DE EMISIONES DE CO₂, APLICANDO ACCIONES DE REMOCIÓN



Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.

Las condiciones del país para la generación de energía eléctrica se ha basado en el uso de fuentes de energía renovable y no renovable con una participación de 65.60% de renovable y 34.4% de no renovable en el año 2014. Esto permite establecer los siguientes incrementos porcentuales anuales en el período temporal de 2013 - 2030:

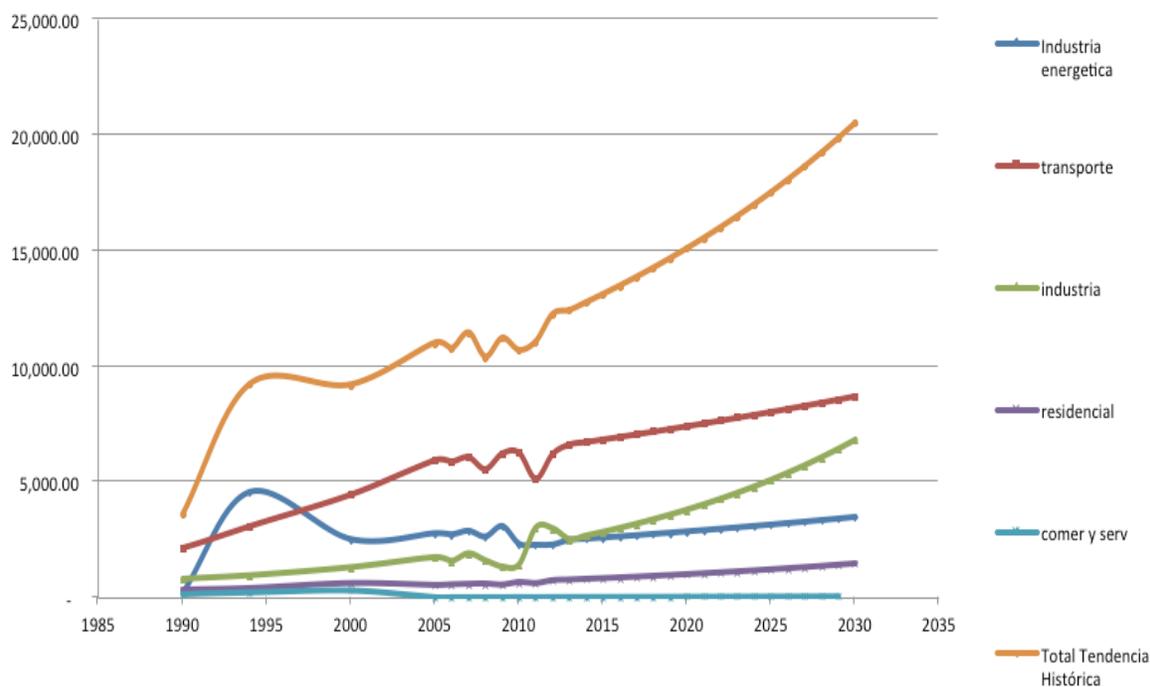
TABLA 9: INCREMENTO DE EMISIONES SEGÚN EL SECTOR

Sector	Incremento tendencial de emisiones
Industria energética	0.91%
Transporte	1.53%
Industria Manufacturera	5.63%
Residencial	4.18%
Comercio y Servicio Público	3.94%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

La integración de las tendencias temporales al año 2030 incluye el uso de la información contenida en los cuatro Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, las estimaciones del período 2005-2013 obtenidas con la información de los balances energéticos y una proyección a partir de 2013 utilizando métodos numéricos y estadísticos. Los resultados se resumen en la gráfica siguiente.

GRÁFICA 32: ESCENARIO TENDENCIAL. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO



Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.

El incremento neto al año 2030 de las emisiones estimadas parte de 12,425.91 Gg de Dióxido de Carbono en 2013 y se estima al año 2030 un valor de 20,526.52 Gg.

Los sub sectores que influyen de forma significativa en el incremento de las emisiones tendenciales al 2030 son el transporte y la industria manufacturera. Los demás sub sectores que se incluyen en el balance energético tienen menor relevancia en el aumento neto.

La Política Energética 2013-2027 publicada por el Ministerio de Energía y Minas, impulsa el desarrollo de los planes de expansión en el año 2012 y el Plan de Expansión Indicativo de la Generación de Energía Eléctrica. Se plasma como objetivo para el año 2027 que la matriz energética sea compuesta por un 80% de energía renovable y un 20% de energía no renovable.

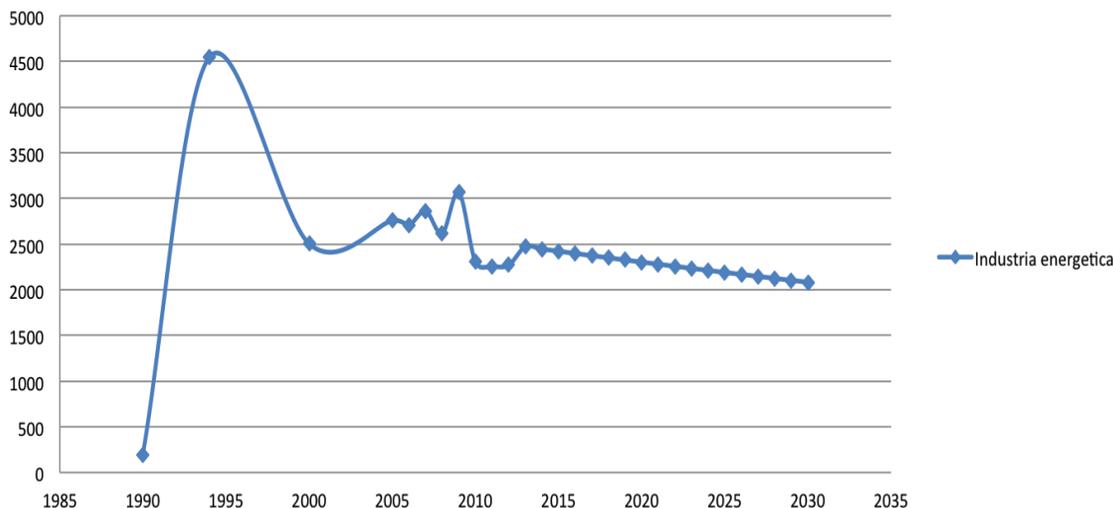
Esto implica que se debe incrementar de un 65.60 % ya logrado en la actualidad a 80 %, es decir 14.4%. Las proyecciones tomando en consideración estos cambios implican el siguiente incremento anual:

TABLA 10: INCREMENTO DE EMISIONES SEGÚN EL SUBSECTOR

Subsector	Incremento de emisiones
Industria Energética	-1.12%
Transporte	1.53%
Industria Manufacturera	5.63%
Residencial	4.18%
Comercio y Servicio Publico	3.94%

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

GRÁFICA 33: ESCENARIO 1



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

Las emisiones totales se reducen a menos de 20,000 Gg de dióxido de carbono en el año 2030.

2.16 SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN GUATEMALA

Actualmente en Guatemala hay 12 Agentes Transportistas que prestan el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, los cuales son:

TABLA 11: AGENTES TRANSPORTISTAS QUE TIENEN AUTORIZACIÓN PARA USO DE BIENES DE DOMINIO PÚBLICO

Agentes Transportistas con autorización		
No.	ENTIDAD	NOMBRE DEL PROYECTO
1	Empresa Propietaria de la Red, S.A. Sucursal Guatemala -EPR-	SIEPAC
2	TREEGSA	TREEGSA
3	Duke Energy Guatemala Transco, Limitada	Arizona-San Joaquín
4	Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. -TRELEC-	San Jose Alborada 230 KV
5	Hidro Xacbal, S.A- Propietaria de Transporte de Electricidad de Occidente -TREO-	Xacbal-La Esperanza
6	Transportes Eléctricos del Sur, S.A.	Línea de Transmisión de Energía Eléctrica de 230 kV y Subestaciones de Transmisión e Interconexión de Ingenio Magdalena, S.A. y Transportes Eléctricos del Sur, S.A.
7	Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A. -RECSA-	Patzun-Cruz de Santiago
8	Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A. -TRECASA-	Proyecto PET-1-2009 Plan de Expansión de Transporte 2008-2018"
9	INDE -ETCEE-	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-
10	Transmisora de Energía Renovable, S.A.	
11	Transporte de Energía Alternativa, Sociedad Anónima	Línea de Transmisión Casa de Máquinas Hidroeléctrica El Manantial o Subestación Los Brillantes
12	Transmisión de Energía, S.A.	

Fuente: Según datos del Ministerio de Energía Minas.

En el cuadro siguiente se presentan los kilómetros de líneas por voltaje y propietario:

TABLA 12: LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN Y PROPIETARIO

Propietario	400kV	230kV	138kV	69kV	TOTAL
TREO			131.8		131.8
TRELEC		61		948.42	1,009.42
TRANSNOVA		32			32
ETCEE	71.15	761.3	399.07	2223.13	3,454.65
EPR	361.47				361.47
DUKE		32			32
RECSA				31.48	31.48
TRECSA		384			384

Fuente: Según datos del Ministerio de Energía Minas.

A continuación se describe la cobertura nacional correspondiente a la electrificación en el país mostrando toda la red de transmisión que hasta la fecha se tiene.

GRÁFICA 34: DISTRIBUCIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN ACTUAL EXISTENTE



Fuente: Dirección General de Energía.



PERSPECTIVA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2016-2030

PERSPECTIVA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2016-2030

1. RESUMEN EJECUTIVO

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2016-2030 se ha elaborado teniendo como enfoque principal ayudar a cumplir los objetivos operativos del Primer eje de la Política Energética 2013-2027, seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos, que para el año 2030 al menos el 80% de la generación de energía eléctrica sea mediante tecnologías a base de recursos renovables, diversificando así la matriz energética.

Además el Plan de Generación, toma en cuenta los objetivos operativos del cuarto eje de la Política Energética 2013-2027, Ahorro y uso eficiente de la Energía, dicho eje tiene acciones en concreto las cuales conllevan una disminución en la demanda, es por ello que se proyecta un escenario específico para esta disminución.

Cabe mencionar que también se establecieron, escenarios para promover la implementación de acciones para el desarrollo de generación por medio de diferentes tecnologías, y dependiendo de los resultados que el optimizador OPTGEN generó, se obtuvieron resultados de plantas de generación pueden ser candidatas a ser despachadas.

Derivado de lo anterior, se definieron siete escenarios del sistema de expansión, tal y como lo muestra la siguiente tabla:

TABLA 13: RESUMEN DE LOS ESCENARIOS PROPUESTOS

No.	Nombre	Escenario de Demanda	Tendencia de Combustible	Hidros, Solares y Eólicos	Geotermia	Biomasa - Carbón	Gas Natural	Eficiencia Energética	Exportaciones
1	Biomasa - Carbón	Medio	Referencia	x		x			
2	Gas Natural	Medio	Referencia	x			x		
3	Geotermia	Medio	Referencia	x		x	x		
4	Todos los Recursos	Medio	Referencia	x	x	x	x		
5	Exportaciones	Medio	Referencia	x	x	x	x		x
6	Eficiencia Energética	Medio	Referencia	x	x	x	x	x	
7	Tendencias y Demanda Alta	Alto	Alto	x	x	x	x		

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

1.1 OBJETIVO

El Objetivo General del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación es darle seguimiento a los planes de expansión indicativos del sistema de Generación 2014-2028 y poder cumplir con la Política Energética 2013-2027.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Darle cumplimiento al objetivo operativo del primer eje de la política energética, diversificar la matriz de generación de energía eléctrica mediante la priorización de fuentes renovables, alcanzando un 80% de la generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables.
- Ofrecer seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos.
- Promover la inversión en generación de energía eléctrica priorizando el uso de energía renovable.
- Darle cumplimiento al objetivo operativo del cuarto eje de la política energética, crear los mecanismos para el uso eficiente y productivo de la energía.
- Reducir los costos del suministro de energía eléctrica en términos de inversión y operación.
- Minimizar el impacto en el medio ambiente de las emisiones de CO₂ cambiando la composición de la matriz energética.
- Impulsar la integración energética regional, considerando en la evaluación económica y optimización la generación proveniente de las interconexiones internacionales.
- Atraer inversiones que puedan proveer los servicios necesarios para la construcción, implementación, operación, mantenimiento y logística de suministro de combustibles para las distintas centrales eléctricas.

1.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Se analizaron variables que son importantes para la proyección de la Demanda en cada uno de los diferentes modelos, las cuales son:

- PIB – Banco de Guatemala –
- Número de usuarios – Distribuidoras EEGSA, ENERGUATE e INDE –
- Población de Guatemala – Instituto Nacional de Estadísticas –
- Generación de Energía Bruta y Neta – DGE, CNEE y AMM –

Se utilizaron de referencia los datos de los anteriores planes de expansión correspondiente al Plan del año 2012 y del año 2014, los cuales fueron realizados con datos de potencia horaria desde el año 1986 hasta el año 2015.

Para corroborar dichos datos, se utilizó la Distribución T de Student y el coeficiente de correlación, para dar un resultado con un 95% de nivel de confianza.

Para poder proyectar la demanda de potencia y energía, se utilizó modelos de regresión múltiples, en los cuales las variables importantes fueron el PIB de la base de datos del Banco de Guatemala, PIB BASE 2001, la cual corresponde del año 1990 al 2015 (el PIB del año 2014 es preliminar y el del año 2015 al año 2030 es proyectada) y el número de usuarios del servicio de energía eléctrica (se contaba con los datos hasta el año 2015, se procedió a proyectar para el año 2030, con respecto del comportamiento que habían presentado los últimos años).

1.3 RESULTADOS

En la tabla 14 se puede observar los datos reales de la PIB BASE 2001, así como se da a conocer los datos proyectados de la PIB BASE 2001.

TABLA 14: PRODUCTO INTERNO BRUTO -PIB-

Datos Reales		Datos Proyectados	
AÑO	PIB BASE 2001	AÑO	PIB BASE 2001
1990	2.5	2015	4.2
1991	3.1	2016	4.2
1992	4.6	2017	4.2
1993	3.5	2018	4
1994	3.5	2019	4
1995	4.4	2020	3.8
1996	2.8	2021	3.5
1997	4.1	2022	3.5
1998	4.6	2023	3.5
1999	3.7	2024	3.5
2000	2.5	2025	3.5
2001	2.4	2026	3.5
2002	3.9	2027	3.5
2003	2.5	2028	3.5
2004	3.2	2029	3.5
2005	3.2	2030	3.5
2006	5.4		
2007	6.3		
2008	3.3		
2009	0.5		
2010	2.9		
2011	4.2		
2012	3		
2013	3.7		
2014	4.2		

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, con datos de <http://www.banguat.gob.gt>

Posteriormente de la proyección del PIB y de los usuarios del servicio de energía eléctrica, se proyectó la energía y la potencia, la cual se observa en la tabla 15.

TABLA 15: ESCENARIOS DE DEMANDA

Año	Escenario Medio		Escenario Medio + PI + PER		Escenario de Eficiencia Energética	
	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2014	9,782	1,636	10,962	1,800	9491	1602
2015	10,256	1,712	11,566	1,906	9837	1664
2016	10,742	1,790	12,102	1,996	10176	1726
2017	11,241	1,871	13,308	2,163	10517	1788
2018	11,737	1,949	13,854	2,253	10938	1858
2019	12,247	2,031	14,414	2,346	11371	1931
2020	12,755	2,112	14,972	2,439	11796	2003
2021	13,254	2,192	16,528	2,644	12203	2072
2022	13,767	2,273	17,095	2,738	12620	2143
2023	14,297	2,357	17,679	2,834	13066	2216
2024	14,833	2,442	18,268	2,931	13509	2290
2025	15,385	2,528	18,874	3,030	13961	2366
2026	15,942	2,615	19,484	3,129	14420	2442
2027	16,503	2,704	20,063	3,222	14904	2524
2028	17,079	2,794	20,657	3,316	15400	2606
2029	17,669	2,887	21,273	3,415	15907	2690
2030	18,269	2,981	21,880	3,513	16426	2776

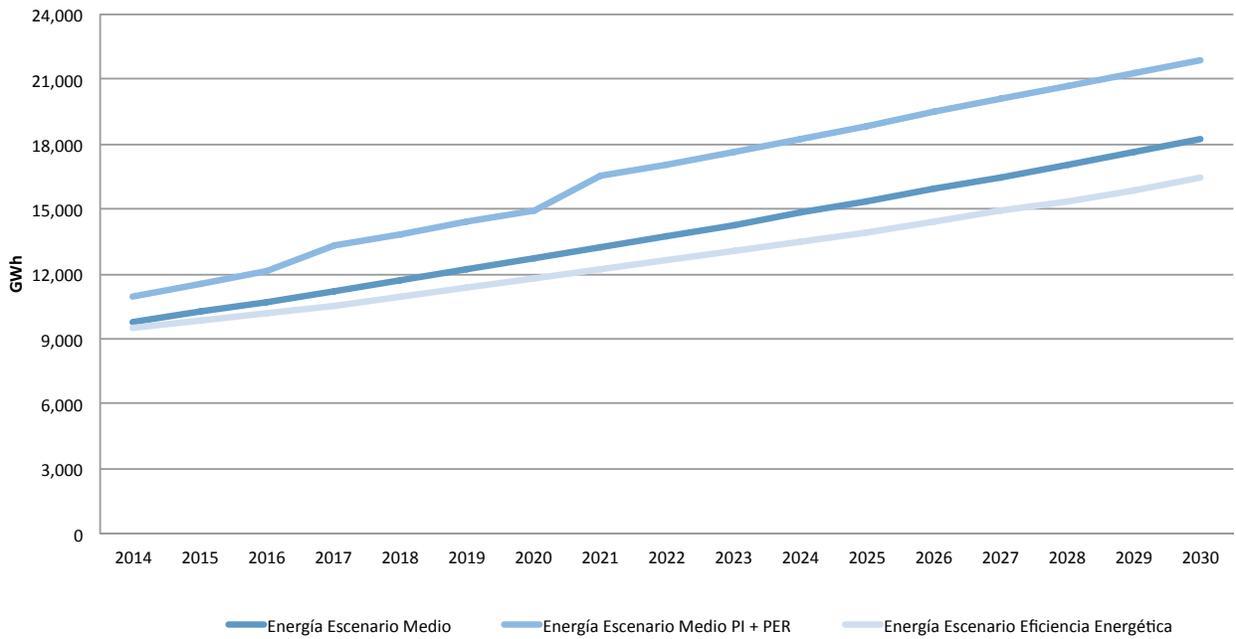
Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, con datos de Planes de Expansión anteriores

En la tabla anterior se plantearon tres escenarios, el primero es un escenario medio, este da a conocer el comportamiento de la energía y la potencia, con un crecimiento como el que ha registrado los últimos años. El segundo escenario incluye no solo el escenario medio anteriormente mencionado, sino que también incluye los Proyectos Industriales (PI) y los Proyectos de Electrificación Rural (PER), por último el tercer escenario contempla acciones de eficiencia energética tal y como lo indica el cuarto eje de la política energética 2013-2027.

La demanda del tercer escenario fue utilizada en los escenarios de eficiencia energética y en el de tendencia alta de la demanda.

Además, en el siguiente grafico se puede observar el comportamiento de la energía proyectada para los tres escenarios planteados en la anterior tabla.

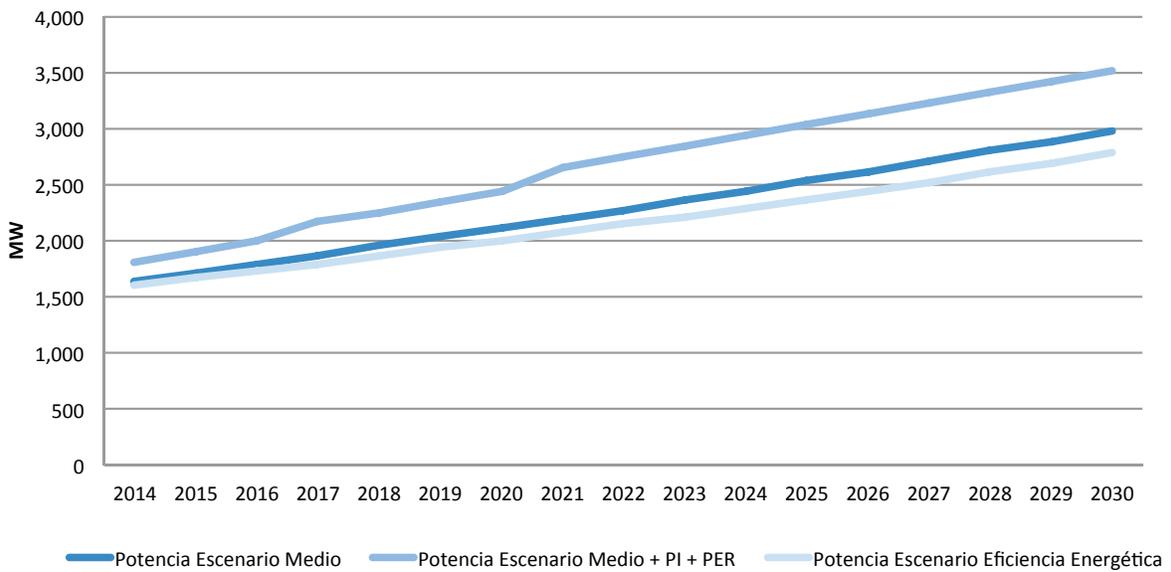
GRÁFICA 35: COMPARACIÓN DE ENERGÍA EN ESCENARIOS DE DEMANDA 2014-2030



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

En el siguiente gráfico se puede observar el comportamiento de la potencia proyectada para los tres escenarios planteados en la anterior tabla.

GRÁFICA 36: COMPARACIÓN DE POTENCIA EN ESCENARIOS DE DEMANDA 2014-2030



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

1.4 CONSIDERACIONES DE COMBUSTIBLES

Los costos de combustibles están basados en valores actuales y se tomaron los valores iniciales según la tabla siguiente:

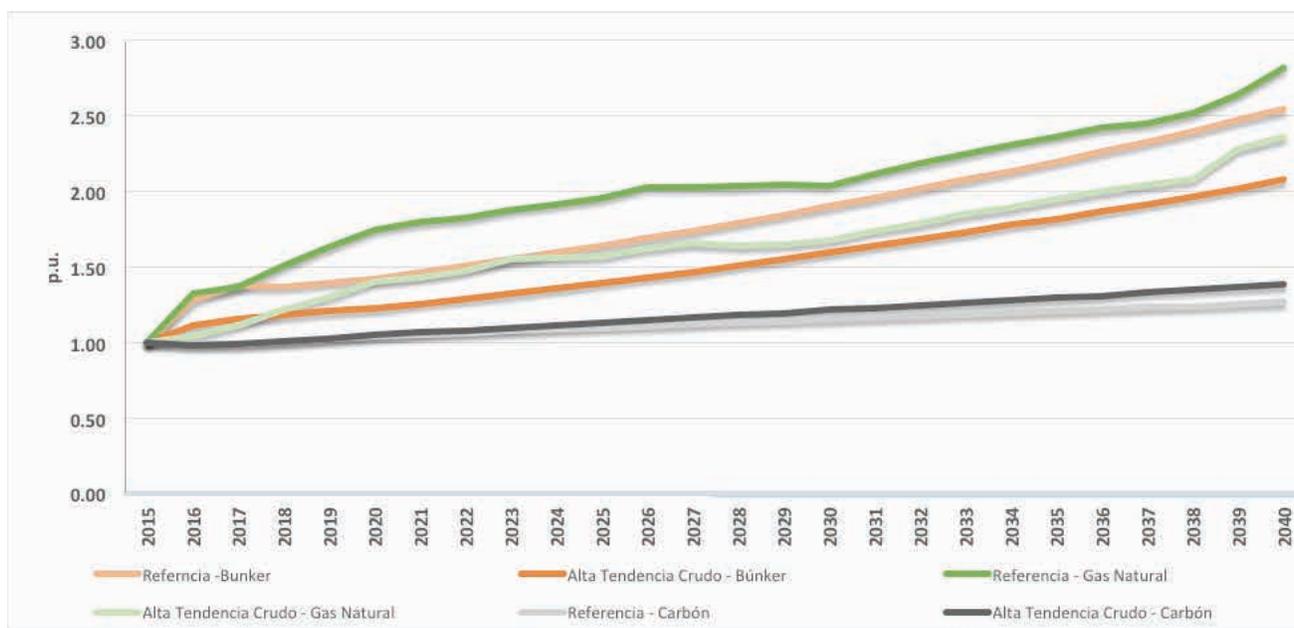
TABLA 16: PRECIOS INICIALES DE COMBUSTIBLES (AÑO 2015)

Combustible	Precio (USD/MWh)	Poder Calorífico
Bunker (BBL)	44.49	6.4 MMBTU/BBL
Gas Natural (MMBTU)	3.693072	--
Carbón (TM)	54.05	28 MMBTU/TM

Fuente: elaboración propia, con datos de PLATTS 2015.

De la tabla anterior, se puede concluir que el precio inicial del Gas Natural es menor al del bunker y al Carbón, además se observa que el poder calorífico del Carbón es mucho mayor que el del bunker. En la siguiente gráfica se dan a conocer las tendencias de los precios de los combustibles proyectados hasta el año 2040, la fuente de los datos es la “Energy Information Administration (EIA)”, los cuales están en el Annual Energy Outlook 2015.

GRÁFICA 37: TENDENCIA DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

En la anterior gráfica se muestran la tendencia a seguir de los precios de los combustibles mencionados así como con una tendencia alta de los precios de los mismos, se puede observar que únicamente el carbón se mantiene constante en su precio.

Esta grafica ayudará a proyectar los precios de los combustibles para los distintos escenarios y se incluirán en el escenario tendencia alta, los precios altos de los combustibles.

1.5 ASPECTOS IMPORTANTES DE HIDROLOGÍA

Para las plantas existentes se utilizaron datos de caudales proporcionados por el Administrador del Mercado Mayorista y para las plantas candidatas se utilizaron datos de planificación obtenidos de información de la Dirección General de Energía, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Instituto Nacional de Electrificación, el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales y el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología.

Las plantas hidroeléctricas candidatas fueron modeladas como centrales de regulación diaria y los caudales fueron proyectados de acuerdo al comportamiento registrado en años anteriores.

Adicionalmente dentro de las simulaciones se utilizó el componente de variables climáticas, las cuales modifican escenarios climáticos adversos que podría generar resultados importantes en la generación.

1.6 COSTO DEL DÉFICIT

Se presenta a continuación como se procedió a definir los costos de la energía no suministrada, se tomaron en cuenta premisas de la expansión, así como cumplir con objetivos de la Política Energética 2013-2027, en la cual la prioridad es garantizar el suministro de la demanda proyectada para el largo plazo sin probabilidad de déficit.

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

TABLA 17: ESCALONES DE REDUCCIÓN DE DEMANDA

Eskalones de Reducción de Demanda (RD)	Eskalones de Costo de Falla	Eskalones de Costo de Falla
	% del CENS	US\$/MWh
$0% < RD \leq 2%$	16%*CENS	301.02279
$2% < RD \leq 5%$	20%*CENS	376.27849
$5% < RD \leq 10%$	24%*CENS	451.53419
$RD > 10%$	100%*CENS	1,881.39

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, con datos de PLP 2015.

1.7 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

Dentro del estudio se tomaron las respectivas consideraciones ambientales, tales como las emisiones de dióxido de carbono; no se tomaron en cuenta las emisiones de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, compuestos orgánicos y emisiones de partículas, debido a que no se contaba con la información necesaria para cuantificar de una manera adecuada el costo que estas representan.

Según las directrices IPCC 1996, dan a conocer los factores de CO₂ utilizados por tecnología, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

TABLA 18: FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂

Combustible	tCO₂/TJ	tCO₂/MWh (Primario)
Hidráulicas	4	0.014
Gas Natural	56	0.202
Diesel	73	0.263
Búnker	76	0.274
Carbón	95	0.342

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, con datos de planes de expansión anteriores y directrices IPCC 1996.

La tabla anterior muestra la relación entre emisiones y energía, se observa que las plantas con tecnología hidráulica, aportarán la menor cantidad de emisiones de CO₂; es importante recalcar que las plantas con tecnología de gas natural se encuentran después de las hidroeléctricas, ya que aportan menos emisiones que las plantas con tecnología de diesel, búnker y carbón, estas últimas son las que mayor emisiones de CO₂ aportan.

1.8 EL GAS EN GUATEMALA

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) de Guatemala y la Secretaría de Energía de los Estados Unidos Mexicanos (SENER), han realizado esfuerzos para llevar a cabo la interconexión gasífera entre ambos países desde los años noventa.

Al suscribir el Acuerdo de Complementación Económica en Materia de Comercio y Transporte de Gas Natural, el 7 de diciembre de 1999, al cual posteriormente se adhiere El Salvador, por medio del Primer Protocolo del año 2003 y Honduras por medio del Tercer Protocolo suscrito en marzo de 2015, los países confirman su voluntad política por hacer posible este proyecto de interconexión.

En abril de 2014, se suscribe entre los Gobiernos de Guatemala y México un Memorándum de Entendimiento para la Interconexión Gasífera, que promueve la creación de un Grupo de Trabajo para llevar a cabo acciones necesarias para identificar la viabilidad de este proyecto.

Guatemala ve el proyecto de interconexión gasífera como un punto estratégico en la agenda de integración de Centroamérica y por ello, se ha propuesto trabajar de manera conjunta con México, El Salvador y Honduras, en el marco de reuniones periódicas para avanzar en los temas sustantivos de este proyecto.

Guatemala ha expresado interés de identificar una demanda con posibilidad de instalar una planta de energía eléctrica a partir del año 2020. Para desarrollar el gas natural en el país, de acuerdo a los estudios detallados de la demanda realizados a la fecha, es necesario determinar primero las grandes demandas, aquellas que permitan que el gas alcance un mínimo de uso en el muy corto plazo, para ello es importante reducir el riesgo. Esto quiere decir que si la demanda eléctrica y en menor medida la demanda industrial no se desarrollan, las demandas para transporte y de usuarios menores no se producirá.

Para el análisis se toma en cuenta las demandas en sus diferentes escenarios así como la demanda de generación en un escenario con gas, el cual más adelante se detallará.

1.9 PLANTAS CANDIDATAS

Para la selección de las plantas candidatas, se tomaron varios aspectos y criterios de las instituciones relacionadas con el tema de energía, las cuales fueron procesadas por el Ministerio de Energía y Minas; La recopilación de datos se llevó de la siguiente manera:

Inicialmente, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, llevo a cabo 3 licitaciones, para orientar el cumplimiento a los Planes Indicativos anteriores, siendo estas, la Licitación Abierta PEG-1-2010, con la finalidad de obtener precios competitivos en la compra de potencia y energía para las Distribuidoras, la Licitación Abierta PEG-2-2012, que se encaminan para transformar y diversificar la matriz energética, con el objetivo de disminuir y estabilizar los precios en la tarifas de electricidad de los usuarios finales y la Licitación Abierta PEG-3-2013 que tiene como propósito la compra de potencia y energía eléctrica de hasta 250 MW para cubrir la demanda de los usuarios finales de las distribuidoras EEGSA y ENERGUATE, estos proyectos tenían que entrar a operar cada uno en una fecha de operación comercial específica, y así fue como se incluyeron en la proyección.

Según la Ley General de Electricidad, en su artículo 8, dice que “Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de autorización de ente gubernamental alguno y sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente y de la protección a las personas, a sus derechos y a sus bienes...”, es por ello que el Ministerio de Energía y Minas hizo una convocatoria para que las personas interesadas en realizar proyectos de generación de energía eléctrica presentaran sus respectivas muestras de interés.

Posteriormente, a identificar el interés de posibles inversionistas en generación, se acudió al Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), para que informaran en torno a solicitudes de autorización para proyectos de generación energéticos que dicha cartera recibía.

Seguidamente para la selección de las plantas candidatas con recursos renovables se realizó una integración de la información de los proyectos con la que contaba cada institución, luego se analizó la información con la que contaba cada proyecto. Cabe mencionar que en la legislación vigente de Guatemala el Plan de Expansión de la Generación tiene un carácter indicativo según el artículo 15 bis del Reglamento del Administrador de Mercado Mayorista.

Adicionalmente se tomó de referencia los proyectos de planes de expansión anteriores en los que se modelaron proyectos genéricos, para poder cubrir los escenarios de demanda, sin embargo, después de haber analizado el costo de inversión, algunas plantas no fueron seleccionadas para entrar en operación comercial.

Con los datos anteriormente tabulados se obtuvieron las siguientes plantas candidatas:

TABLA 19: PLANTAS CANDIDATAS CON RECURSOS RENOVABLES

No.	Nombre	Potencia (MW)	Entrada en Operación	Inversión en Millones US\$	Combustible	Tecnología	Situación Actual
1	Hidro 1	10.9	2016-2030	43.29	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
2	Hidro 2	8.55	2016-2030	27.36	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
3	Hidro 3	40	2016-2030	128	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
4	Hidro 4	21	2017-2030	64	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
5	Hidro 5	8.435	2016-2030	25.82	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
6	Hidro 6	14	2016-2030	42.86	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
7	Hidro 7	42	2016-2030	132	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
8	Hidro 8	18.5	2016-2030	58.5	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
9	Hidro 9	6.75	2016-2030	20.25	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
10	Hidro 10	8.12	2016-2030	24.36	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
11	Hidro 11	90	2016-2030	270	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
12	Hidro 12	40	2016-2030	128	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
13	Hidro 13	10	2016-2030	32	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
14	Hidro 14	6	2016-2030	18.37	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
15	Hidro 15	14	2016-2030	42.86	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
16	Hidro 16	60	2016-2030	186	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
17	HIDRO-GDR 1	38.12	2015-2030	119.33	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
19	HIDRO-GDR 3	16.69	2016-2030	50.16	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
20	HIDRO-GDR 4	7.66	2017-2030	24.512	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
21	HIDRO-GDR 5	7.55	2018-2030	24.16	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
22	HIDRO-ALTV I	10	2015-2030	32	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
23	HIDRO-ALTV II	19	2015-2030	61	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
24	HIDRO-ALTV III	63	2017-2030	195	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
25	HIDRO-ALTV IV	56	2015-2030	174	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
26	HIDRO-ALTV V	60	2021-2030	186	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
27	HIDRO-ALTV VI	26	2015-2030	83	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
28	HIDRO-ALTV VII	21	2015-2030	64	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
29	HIDRO-ALTV VIII	111	2022-2030	333	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
30	HIDRO-ALTV IX	163	2015-2030	455	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
31	HIDRO-ALTV X	25	2015-2030	80	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
32	HIDRO-ALT V XI	67	2021-2030	208	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
33	HIDRO-ALTV XII	181	2018-2030	597	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
34	HIDRO-BAJV I	32	2018-2030	104	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
35	HIDRO-BAJV II	78	2024-2030	234	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
36	HIDRO-CHIQ I	59	2023-2030	183	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
37	HIDRO-CHIQ II	57	2015-2030	177	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
38	HIDRO-CHIQ III	27	2020-2030	86	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
39	HIDRO-CHIQ IV	120	2017-2030	384	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
40	HIDRO-PROG	93	2023-2030	279	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
41	HIDRO-QUIC I	41	2016-2030	131	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
42	HIDRO-QUIC II	90	2016-2030	270	Agua	Hidroeléctrica	Candidata

43	HIDRO-QUIC III	43	2021-2030	133	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
44	HIDRO-QUIC IV	57	2015-2030	176	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
45	HIDRO-QUIC V	36	2020-2030	115	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
46	HIDRO-QUIC VI	140	2017-2030	448	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
47	HIDRO-QUIC VII	90	2015-2030	270	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
48	HIDRO-ESCU I	28	2017-2030	90	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
49	HIDRO-GUAT I	50	2017-2030	150	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
50	HIDRO-HUEH I	198	2017-2030	574	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
51	HIDRO-HUEH II	114	2018-2030	342	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
52	HIDRO-HUEH III	23	2016-2030	74	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
53	HIDRO-HUEH IV	152	2022-2030	486	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
54	HIDRO-HUEH V	74	2024-2030	229	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
55	HIDRO-IZAB I	10	2021-2030	32	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
56	HIDRO-QUET I	35	2017-2030	114	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
57	HIDRO-QUET II	35	2015-2030	112	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
58	HIDRO-RETA I	25	2020-2030	80	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
59	HIDRO-SNMA I	17	2017-2030	51	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
60	HIDRO-SNMA II	31	2018-2030	100	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
61	HIDRO-SNMA III	98	2023-2030	294	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
62	HIDRO-SNMA IV	75	2020-2030	233	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
63	HIDRO-SNMA V	46	2016-2030	137	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
64	HIDRO-SNMA VI	150	2019-2030	480	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
65	HIDRO-SNMA VII	40	2018-2030	128	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
66	HIDRO-SNRO I	84	2022-2030	252	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
67	HIDRO-ZACP I	32	2015-2030	99	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
68	GEO 1	100	2017-2030	350	Geotermia	Turbina de Vapor	Candidata
69	GEO 2	100	2017-2030	350	Geotermia	Turbina de Vapor	Candidata
70	GEO 3	100	2017-2030	350	Geotermia	Turbina de Vapor	Candidata
71	SOLAR 1	9.5	2017-2030	15.3	Sol	Panel Solar	Candidata
72	SOLAR 2	48	2017-2030	77.3	Sol	Panel Solar	Candidata
73	SOLAR 3	20.5	2017-2030	33	Sol	Panel Solar	Candidata
74	SOLAR 4	31	2018-2030	50	Sol	Panel Solar	Candidata
75	SOLAR 5	5	2015-2030	8	Sol	Panel Solar	Candidata
76	SOLAR 6	50	2015-2030	81	Sol	Panel Solar	Candidata
77	SOLAR 7	30	2017-2030	48.3	Sol	Panel Solar	Candidata
78	SOLAR 8	2.5	2017-2030	4	Sol	Panel Solar	Candidata
79	EÓLICO 1	30	2018-2030	67	Eólico	Turbina Eólica	Candidata
80	EÓLICO 2	21	2015-2030	47	Eólico	Turbina Eólica	Candidata
81	EÓLICO 3	50	2015-2030	111	Eólico	Turbina Eólica	Candidata

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

TABLA 20: PLANTAS CANDIDATAS CON RECURSOS NO RENOVABLES

No.	Nombre	Potencia (MW)	Entrada en Operación	Inversión en Millones US\$	Combustible	Tecnología	Situación Actual
1	BUNKER I	205	2016-2030	225.5	Búnker	Motor Reciprocante	Candidata
2	BUNKER II	205	2016-2030	225.5	Búnker	Motor Reciprocante	Candidata
3	BUNKER III	20	2015-2030	22	Búnker	Motor Reciprocante	Candidata
4	BUNKER IV	15	2017-2030	16.5	Búnker	Motor Reciprocante	Candidata
5	CARBON I	300	2016-2030	750	Carbón	Turbina de Vapor	Candidata
6	CARBON II	300	2016-2030	750	Carbón	Turbina de Vapor	Candidata
7	GAS NATURAL	120	2015-2030	210	Gas Natural	Turbina de Gas	Candidata
8	GAS NATURAL I	150	2016-2030	263	Gas Natural	Turbina de Gas	Candidata
9	GAS NATURAL II	111	2016-2030	200	Gas Natural	Turbina de Gas	Candidata
10	GAS NATURAL III	111	2016-2030	200	Gas Natural	Turbina de Gas	Candidata
11	GAS NATURAL IV	111	2016-2030	200	Gas Natural	Turbina de Gas	Candidata
12	HÍBRIDO I	100	2016-2030	240	Biomasa - Carbón	Turbina de Vapor	Candidata
13	HÍBRIDO II	100	2016-2030	240	Biomasa - Carbón	Turbina de Vapor	Candidata
14	HÍBRIDO III	100	2016-2030	240	Biomasa - Carbón	Turbina de Vapor	Candidata
15	HÍBRIDO IV	16	2016-2030	38	Biomasa - Carbón	Turbina de Vapor	Candidata

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

Al haber analizado las posibles plantas candidatas, se puede observar que se tiene disponible 6,102.38 MW para ser optimizados en cada uno de los escenarios del Plan Indicativo del Sistema de Generación 2016-2030, distribuidos como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 21: PLANTAS CANDIDATAS POR RECURSO

Recurso	Cantidad	MW
Agua	66	3550.28
Geotermia	3	300
Sol	8	187
Híbridos	4	316
Eólico	3	101
Bunker	4	445
Carbón	2	600
Gas Natural	4	603
Total		6102.28

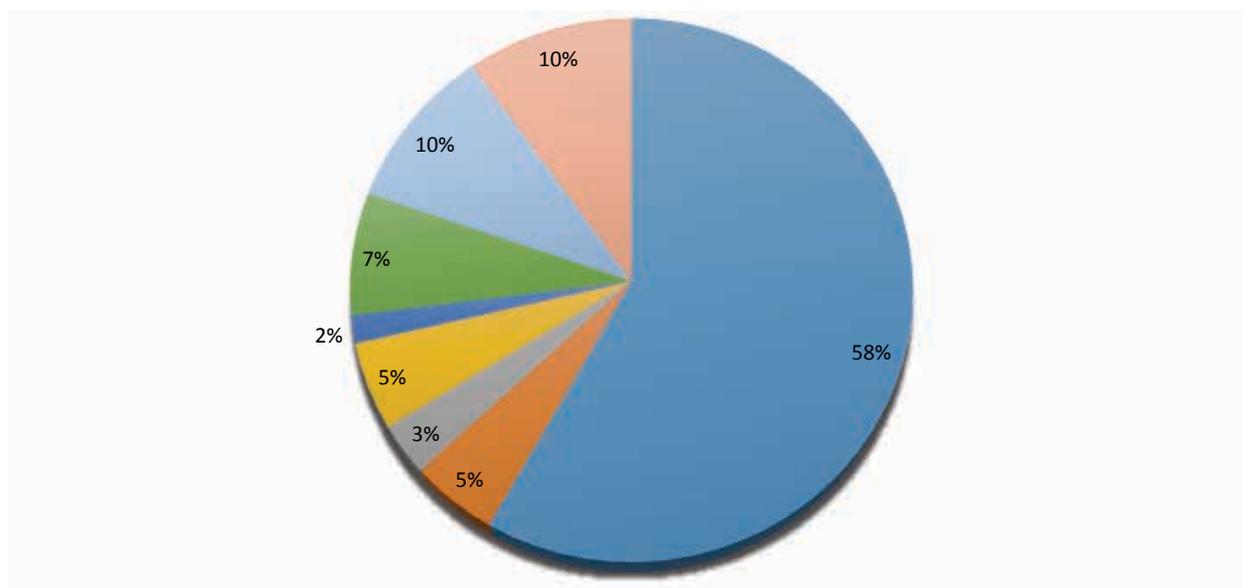
Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

Se hace la aclaración de que las plantas GDR con tecnología hidroeléctrica, se tomaron un grupo como una sola planta, es por ello que la cantidad de plantas con tecnología a base de agua, puede ser modificada drásticamente.

En la siguiente grafica se muestra la cantidad de plantas por recurso.

GRÁFICA 38: DISTRIBUCIÓN DE MW CANDIDATOS POR RECURSO

■ Hidroelectrico ■ Geotermia ■ Solar ■ Biomasa- Carbón ■ Eolico ■ Bunker ■ Carbón ■ Gas Natural



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

Dependiendo de su tecnología, las plantas participaran en los diferentes escenarios propuestos, sin embargo las plantas que participarán en todos los escenarios, serán las de tecnología a base de agua, viento y sol.

1.10 DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La planificación indicativa ayuda a poder cumplir los objetivos de la política energética, por medio de establecer gestiones preferibles ante las posibles evoluciones de los factores que condicionan los sistemas de generación.

Los cronogramas de expansión de la generación aporta una indicación de cuál podría ser un desarrollo deseable para los sistemas de generación.

Algunas de estas condiciones, riesgos y restricciones son:

- Incertidumbre en la entrada en operación.
- Inversiones de las plantas.
- Oposición a construcción de plantas nuevas.
- Retraso de construcción de las plantas.
- Recuperación de la inversión de plantas nuevas.
- Crédito de la inversión.
- Variación de los precios de los combustibles.
- Tasa de descuento.
- Variabilidad del Cambio climático.

En la siguiente gráfica se dan a conocer las variables en los distintos escenarios:

GRÁFICA 39: VARIABLES DE LOS DISTINTOS ESCENARIOS



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

Debido a las variables presentadas en la gráfica anterior y a los planes indicativos anteriores, se establecieron 7 escenarios, presentados en la siguiente tabla:

TABLA 22: RESUMEN DE ESCENARIOS

No.	Nombre	Escenario de Demanda	Tendencia de Combustible	Hidros, Solares y Eólicos	Geotermia	Biomasa - Carbón	Gas Natural	Eficiencia Energética	Exportaciones
1	Biomasa - Carbón	Medio	Referencia	x		x			
2	Gas Natural	Medio	Referencia	x			x		
3	Geotermia	Medio	Referencia	x		x	x		
4	Todos los Recursos	Medio	Referencia	x	x	x	x		
5	Exportaciones	Medio	Referencia	x	x	x	x		x
6	Eficiencia Energética	Medio	Referencia	x	x	x	x	x	
7	Tendencias y Demanda Alta	Alto	Alto	x	x	x	x		

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

En la siguiente descripción de los escenarios se da a conocer las características de los ítems de la tabla anterior.

Biomasa – Carbón: Las centrales a base de recursos renovables fueron optimizadas a excepción de las Geotérmicas, además participaran las centrales a base de la combinación de biomasa y carbón, en época de lluvia y seca respectivamente, las centrales a base solo de carbón y bunker, con respecto a la demanda, se tomará el escenario medio, propuesto en la tabla 15, y una tendencia de precio de combustibles de referencia, propuestos en la gráfica 37.

Gas Natural: Las centrales a base de recursos renovables fueron optimizadas a excepción de las Geotérmicas, las centrales a base solo de gas natural, carbón y bunker, con respecto a la demanda, se tomará el escenario medio, propuesto en la tabla 15, y una tendencia de precio de combustibles de referencia, propuestos en la gráfica 37.

Sin Geotérmicas: Todas las centrales a base de recursos renovables y no renovables fueron optimizadas, cabe recalcar que las plantas Geotérmicas, por el elevado costo de inversión, no fueron despachadas, con respecto a la demanda, se tomará el escenario medio, propuesto en la tabla 15, y una tendencia de precio de combustibles de referencia, propuestos en la gráfica 37.

Todos los Recursos: Todas las centrales a base de recursos renovables y no renovables que fueron optimizadas, con respecto a la demanda, se tomará el escenario medio, propuesto en la tabla 15, y una tendencia de precio de combustibles de referencia, propuestos en la gráfica 37.

Exportaciones: Todas las centrales a base de recursos renovables y no renovables fueron optimizadas, con respecto a la demanda, se tomará el escenario medio, propuesto en la tabla 15 y se agregaron las exportaciones hacia El Salvador y Honduras, para tener una exportación de 300 MW y una tendencia de precio de combustibles de referencia, propuestos en la gráfica 37.

Eficiencia Energética: Todas las centrales a base de recursos renovables y no renovables fueron optimizadas, con respecto a la demanda, se tomará el escenario de Eficiencia Energética debido a aplicaciones de medidas de eficiencia energética, esta demanda está propuesta en la tabla 15 y una tendencia de precio de combustibles de referencia, propuestos en la gráfica 37.

Tendencias y Demanda Alta: Todas las centrales a base de recursos renovables y no renovables fueron optimizadas, con respecto a la demanda se tomará el escenario medio más proyectos industriales, más el proyecto de electrificación, propuesto en la tabla 15, y una tendencia alta de precio de combustibles, propuestos en la gráfica 37.

Características de las plantas o bloques de generación:

Hidroeléctricas, Solares y Eólicas: La cantidad de plantas candidatas hidroeléctricas que fueron optimizadas son un grupo de 67, la cantidad de plantas candidatas solares que fueron optimizadas son un grupo de 8, la cantidad de plantas candidatas eólicas que fueron optimizadas son un grupo de 3, no todas fueron despachadas, ya que había una sobre oferta, sin embargo entró un grupo amplio de plantas a base de estos recursos. Estas plantas participan en todos los escenarios planteados anteriormente.

Geotermia: La cantidad de plantas geotérmicas que fueron optimizadas son un grupo de 3 plantas, cuyo inicio de operación comercial será a partir del año 2017, sin embargo después del análisis del costo de inversión, no fueron despachadas estas plantas, ya que existe una sobre oferta.

Biomasa-Carbón: La cantidad de plantas de bloques de Biomasa-Carbón las cuales fueron optimizadas son un grupo de 4 plantas candidatas a partir del año 2016, las plantas a base de biomasa son modificadas en época seca por el búnker.

Carbón: La cantidad de plantas de carbón las cuales fueron optimizadas son un grupo de 2 plantas candidatas que se estima su entrada de operación comercial será a partir del año 2015, sin embargo después del análisis del costo de inversión, no fueron despachadas estas plantas, ya que existe una sobre oferta.

Gas Natural: La cantidad de plantas de gas natural que fueron optimizadas son un grupo de 5 plantas, que se estima su entrada de operación comercial será a partir del año 2017, sin embargo después del análisis del costo de inversión, no fueron despachadas, ya que existe una sobre oferta, a excepción de una, la cual fue adjudicada en las licitaciones PEG, realizadas por la CNEE.

Exportación e Importación: Para este escenario, no se tomó en consideración la interconexión México-Guatemala como generación disponible, ya que podría dejar al margen del plan indicativo de generación, a proyectos candidatos.

Para el año 2027, se considera que Guatemala llegue a exportar por lo menos 300 MW, para los demás escenarios no se considera dichas opciones de exportación.

Eficiencia Energética: En el escenario de eficiencia energética se incluyen acciones que toma en cuenta el cuarto eje de la Política Energética 2013-2027, es por lo que se propone una disminución de la demanda.

1.11 METODOLOGÍA

La metodología del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2016-2030 es el resultado de un proceso de optimización de las centrales generadoras, por medio de las cuales se obtuvo un cronograma de inicio de operación de las centrales generadoras así como el costo de inversión de dichas centrales. Se tomaron en cuenta aspectos como, condiciones de costo de inversión, fechas mínimas y máximas de entrada de operación comercial, costo de mantenimiento y operación, así como la vida útil de los proyectos, que actualmente se toma 50 años, tiempo que se le otorga la autorización de bienes de dominio público, por parte del Ministerio de Energía y Minas, en el caso de las centrales con tecnología hidroeléctrica. También se analizaron variables de restricciones operativas, tales como el balance hídrico en centrales hidroeléctricas, capacidades máximas y mínimas de generación, índices de indisponibilidad e interrupciones, precios de combustibles, por mencionar algunas. Para poder obtener los resultados fue necesario utilizar los modelos OPTGEN y SDDP.

El OPTGEN, dio a conocer las plantas candidatas para ser despachadas, pero debido a la sobre oferta que existe actualmente, únicamente entraron las plantas adjudicadas en las licitaciones PEG 1, 2 y 3.

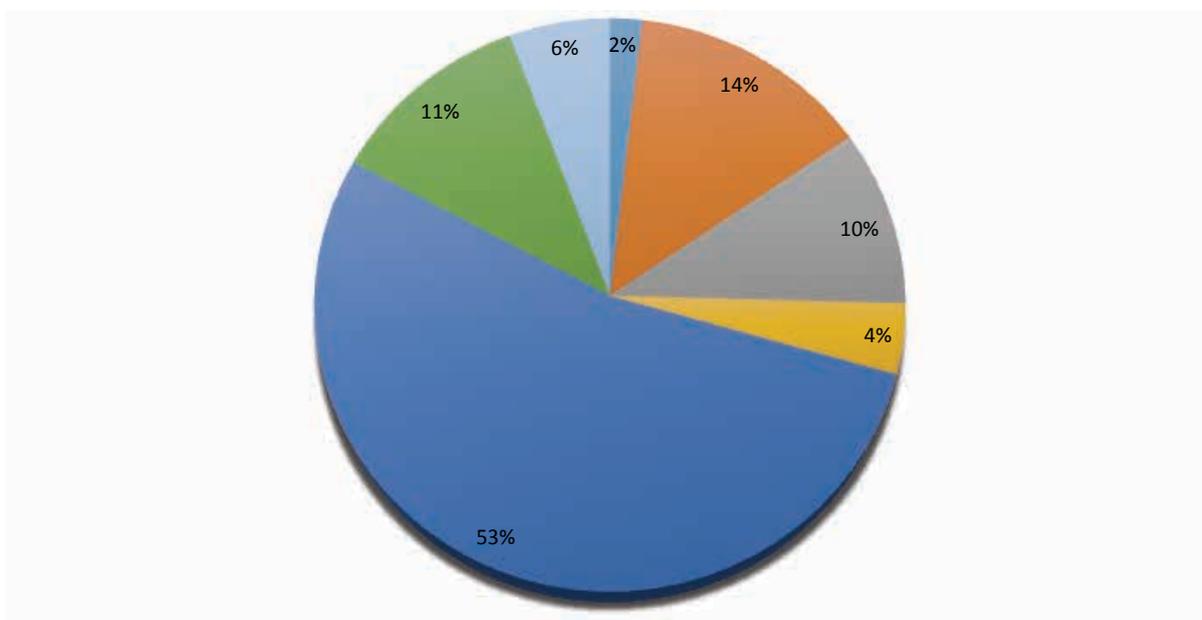
El SDDP, dio a conocer las plantas que serían las únicas que serán despachadas.

1.12 RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos después de las simulaciones con el OPTGEN y el SDDP, es por ello que en las siguientes gráficas, se puede observar la Nueva Potencia Optimizada a instalar para el año 2030, por tecnología, está será de 879.34 MW:

GRÁFICA 40: NUEVA POTENCIA A INSTALAR AÑO 2030

■ Biomasa ■ Gas ■ Solar ■ Bunker ■ Hidraulica + GDR ■ Eólica ■ Carbón



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

Se puede observar en la anterior gráfica que únicamente el 9.77% es de energía no renovable, por el contrario, se estima que el 90.33% será de energía renovable, tomando en cuenta el gas natural como energía renovable, por las emisiones de CO₂ que emite.

Es necesario hacer mención que en el escenario, todos los recursos, se instalarán 880 MW nuevos, los cuales fueron adjudicados en la PEG 1, 2 y 3, distribuidos de la siguiente manera: 470 MW por tecnología hidroeléctrica, 88 MW por tecnología solar; 120 MW por tecnología de gas, 16 MW por tecnología de biomasa, 101 MW por tecnología eólica, 35 MW por tecnología de búnker y 50 MW por tecnología de carbón.

En la tecnología eólica, se tomó en cuenta los proyectos Viento Blanco y El Sitio, y para la tecnología solar, se tomó en cuenta los proyectos El Sibó y Horus 1 y 2.

En la siguiente tabla se presentan la cantidad de plantas nuevas a instalar en el escenario todos los recursos:

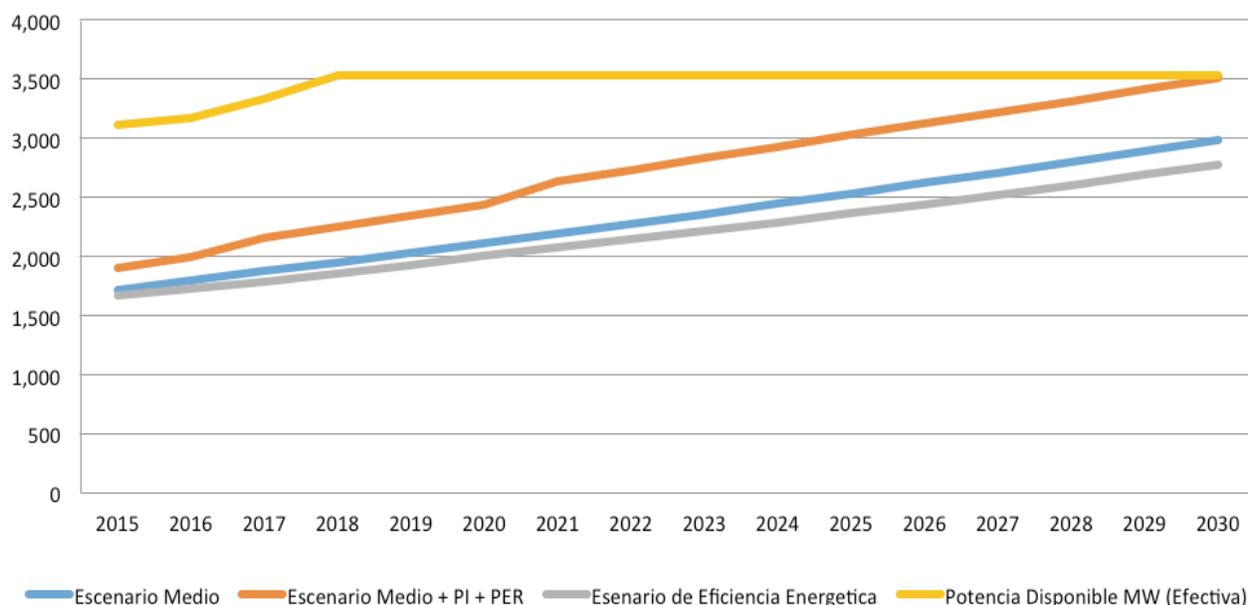
TABLA 23: NUEVA POTENCIA A INSTALAR, ESCENARIO TODOS LOS RECURSOS

No.	Recurso	Potencia MW
1	BIOMASA	16
2	GAS	120
3	SOLAR	87.5
4	BUNKER	35
5	HIDRÁULICA	469.84
6	EÓLICA	101
7	CARBÓN	50
	TOTAL	880

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

Además en la siguiente gráfica se da a conocer la comparación de la demanda del escenario Medio, Medio + PI + PER, de Eficiencia Energética y la potencia disponible hasta el año 2030.

GRÁFICA 41: DEMANDA .VS. POTENCIA DISPONIBLE

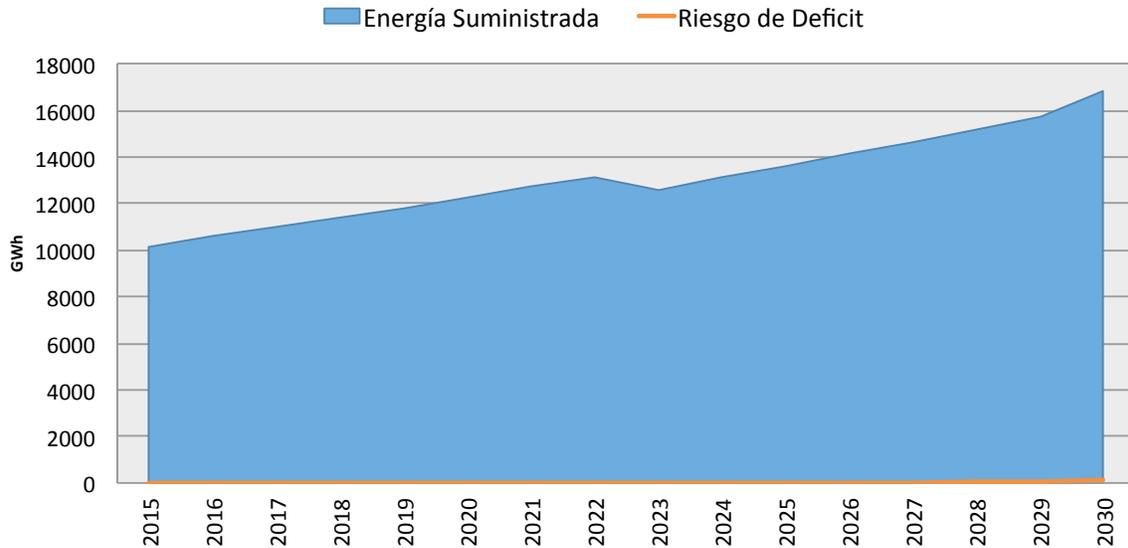


Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

Debido a que existe un excedente en la potencia disponible, en el análisis de optimización únicamente salieron despachadas las plantas adjudicadas en las tres licitaciones PEG, adjudicadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica; Es por ello que aún con la potencia instalada disponible y la potencia disponible de las PEG, se cubre la demanda más aun del año 2030. Es importante mencionar que a partir del 2024 empieza a presentarse un aumento en el riesgo de déficit y para el año 2027 se agudiza más, es por ello que se debe considerar acciones a partir del año 2022 para disminuir ese riesgo.

En la siguiente gráfica, se da a conocer el déficit que puede presentar el sistema con los proyectos propuestos que entrarán despachados.

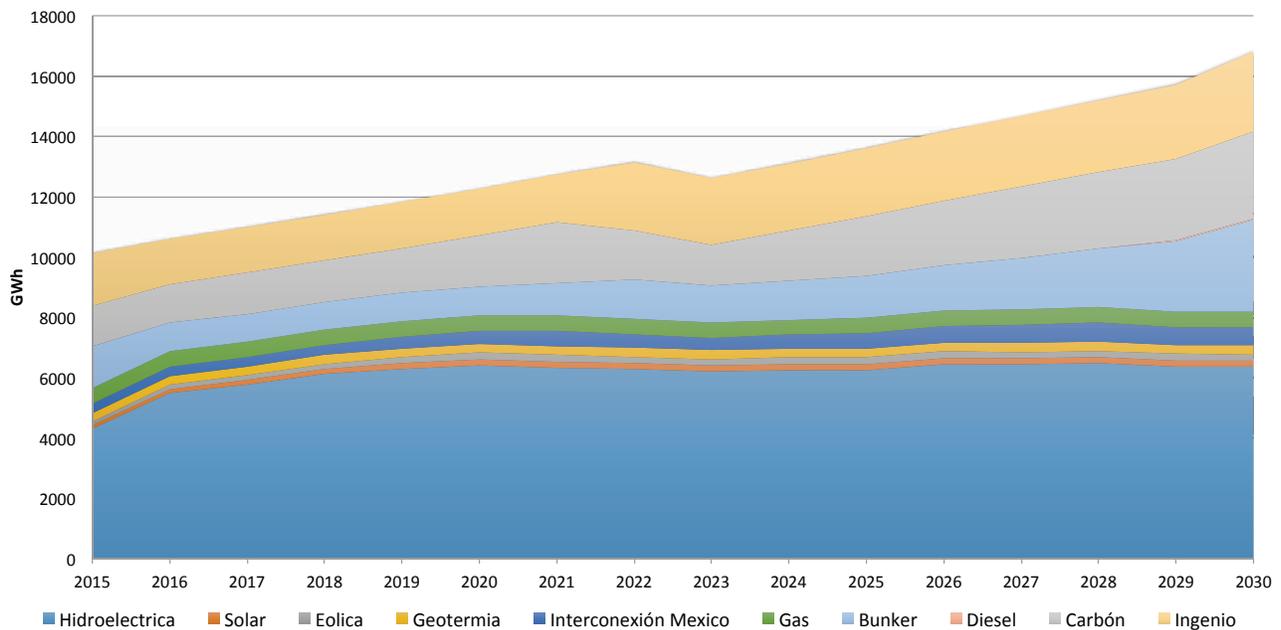
GRÁFICA 42: RIESGO DE DÉFICIT



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

En la siguiente gráfica se puede observar la simulación del despacho Hidro-térmico y de energías renovables, según el cronograma de ingreso de las plantas del Plan Indicativo del Sistema de Generación para el escenario todos los recursos;

GRÁFICA 43: SIMULACIÓN DEL DESPACHO HIDRO-TÉRMICO PARA LOS AÑOS 2015-2030



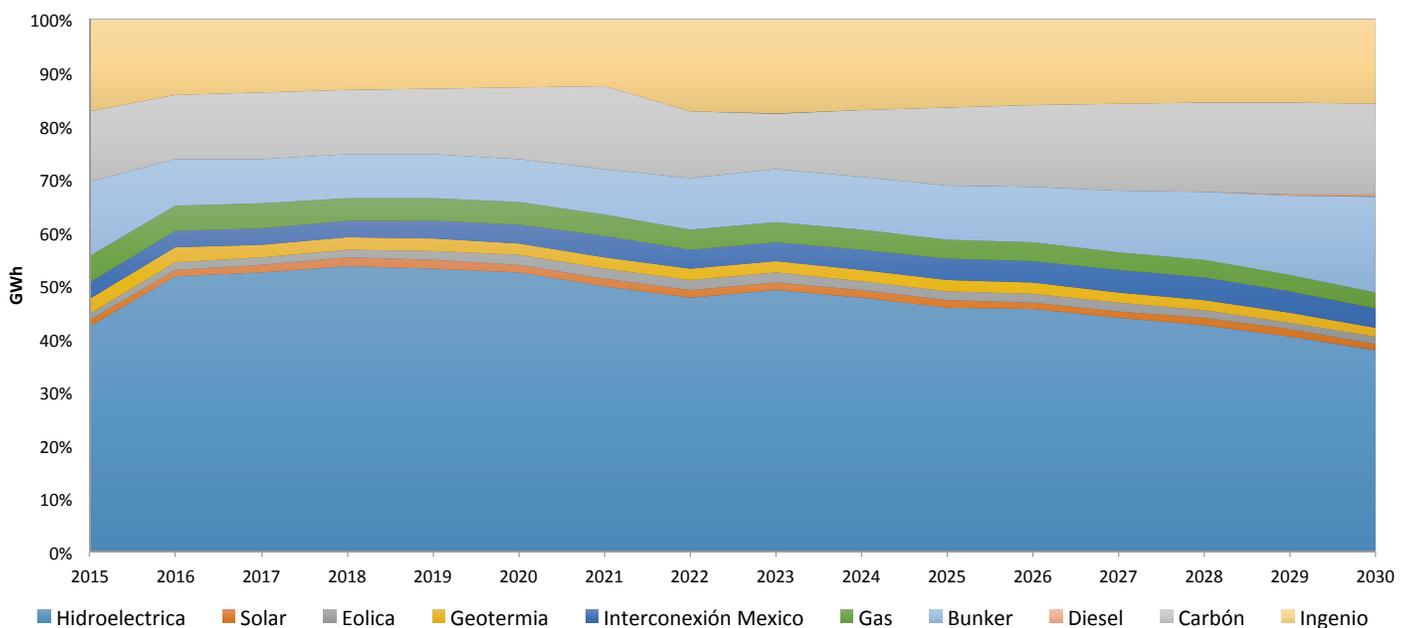
Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

Después de haber realizado las simulaciones respectivas, se llega a los siguientes resultados:

- Existe potencia disponible para cubrir la demanda hasta el año 2030 y en los siguientes años.
- Para finales del año 2015, se tiene contemplado la entrada en operación comercial de la planta Caribe con 120 MW de Gas Natural, la cual desplazará a la generación por medio de búnker.
- Al haber realizado la optimización, las plantas geotérmicas simuladas, no fueron despachadas, debido al alto costo de inversión.
- La matriz energética se modificó considerablemente debido a las exitosas PEG 1, 2 y 3, obteniendo una mayor generación por medio de fuentes de energías renovables.
- A partir del año 2022, se recomienda que entren en operación comercial nuevas plantas, debido a que el riesgo de déficit se incrementa exponencialmente, por lo que será necesario una nueva licitación cercano a ese año.

En la siguiente gráfica se da a conocer la evolución porcentual de la Matriz Energética 2016-2030 del escenario todos los recursos:

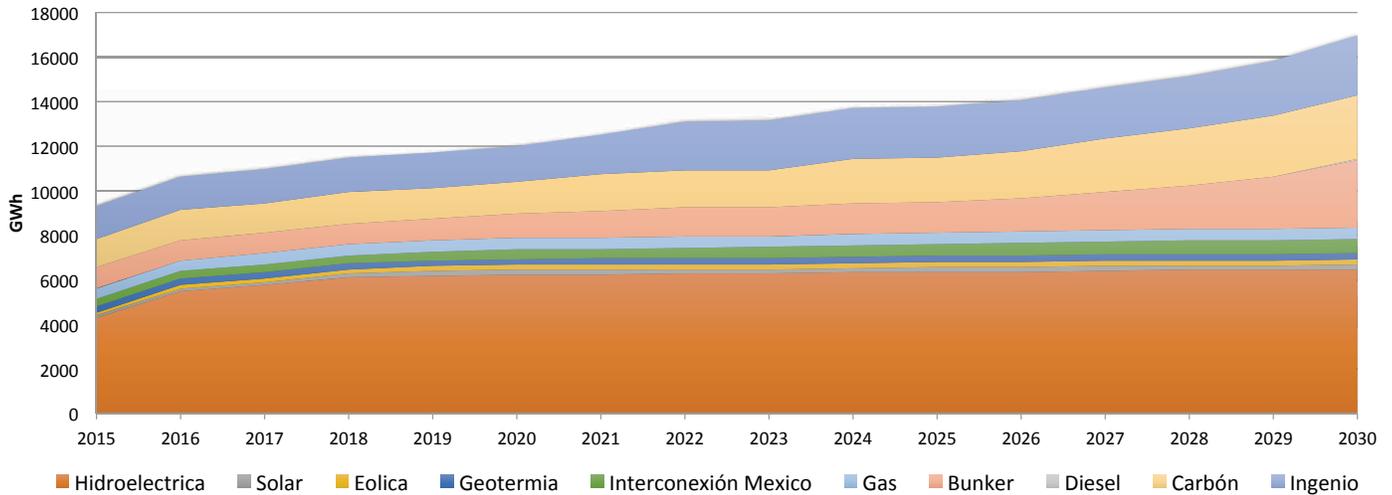
GRÁFICA 44: EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA 2015-2030, EN PORCENTAJES.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

En la siguiente gráfica se da a conocer la evolución monótona de la Matriz Energética 2016-2030 del escenario todos los recursos:

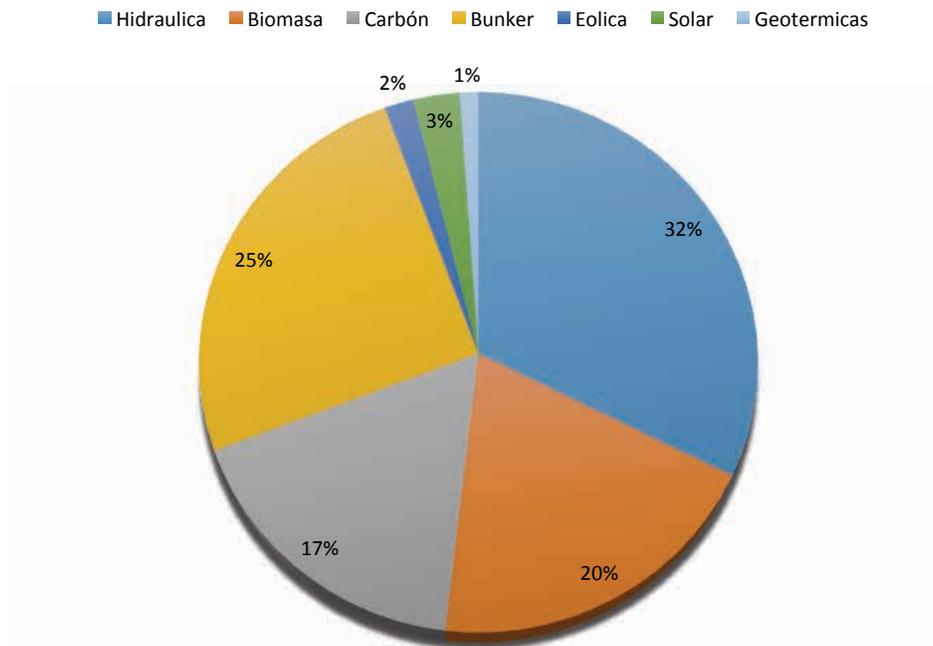
GRÁFICA 45: MONÓTONA DEL COMPORTAMIENTO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA 2015-2030



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

A continuación se presentará una comparación de la matriz energética del año 2015 y la del año 2030. Por tecnología en Potencia Disponible.

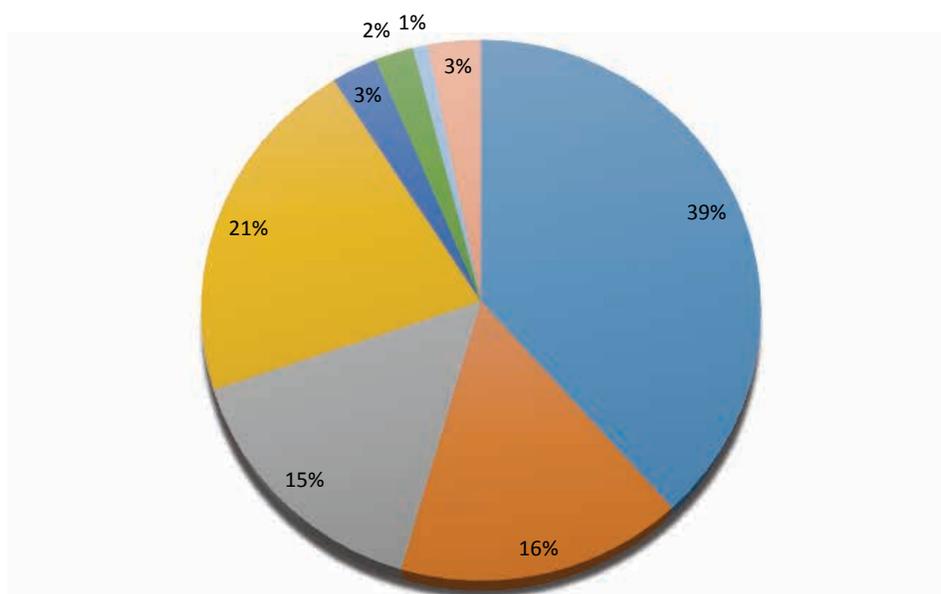
GRÁFICA 46: POTENCIA DISPONIBLE DE LA MATRIZ ENERGÉTICA 2015



Fuente: Elaboración propia, con datos de la PLP del AMM, Septiembre 2015

GRÁFICA 47: POTENCIA DISPONIBLE DE LA MATRIZ ENERGÉTICA 2030

■ Hidraulica ■ Biomasa ■ Carbón ■ Bunker ■ Eolica ■ Solar ■ Geotermicas ■ Gas Natural

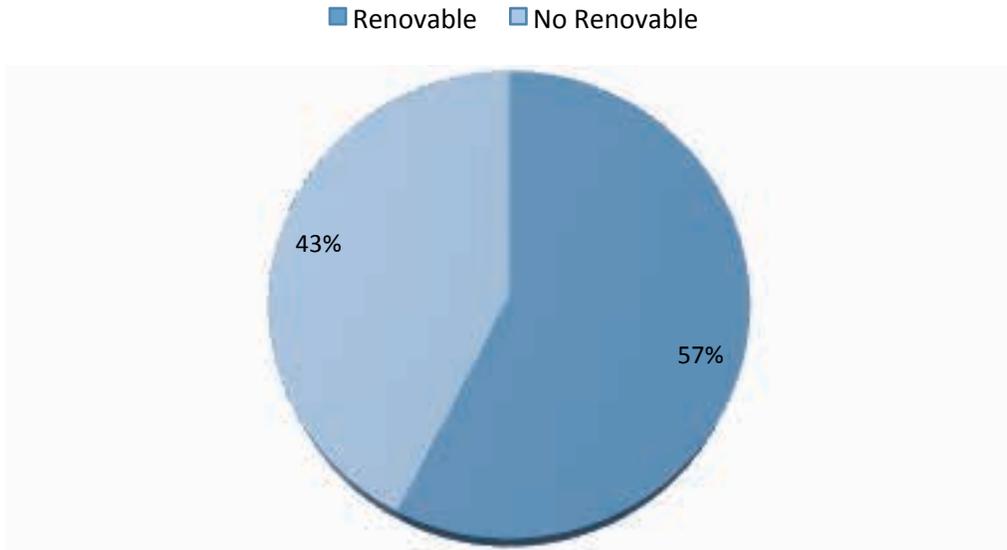


Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

Los porcentajes presentados anteriormente giran en torno a Potencia Disponible, presentados en la programación a largo plazo 2015-2016 del AMM.

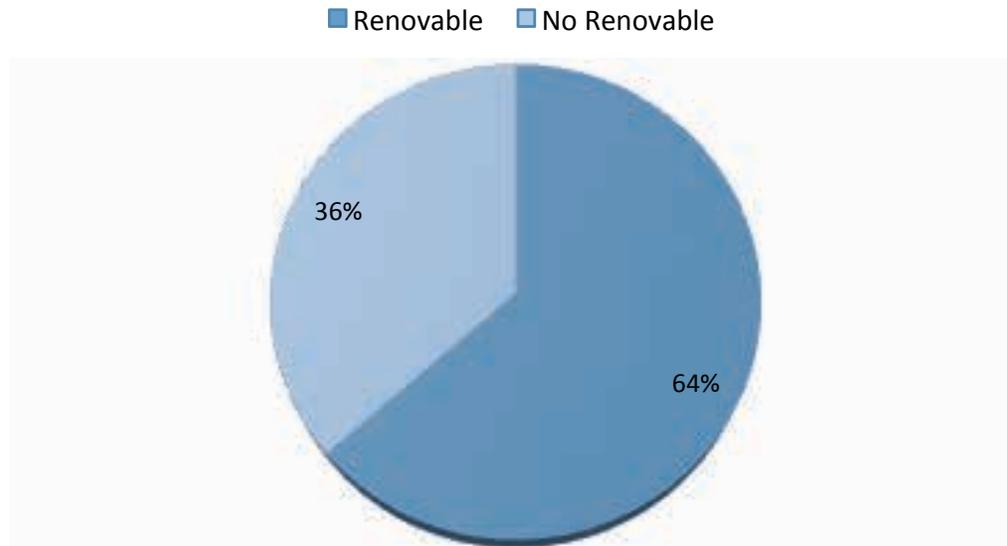
A continuación se presentará una comparación de la matriz energética del año 2015 y la del año 2030, en porcentaje, energía Renovable y No Renovable.

GRÁFICA 48: ENERGÍA RENOVABLE .VS. ENERGÍA NO RENOVABLE, 2015



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

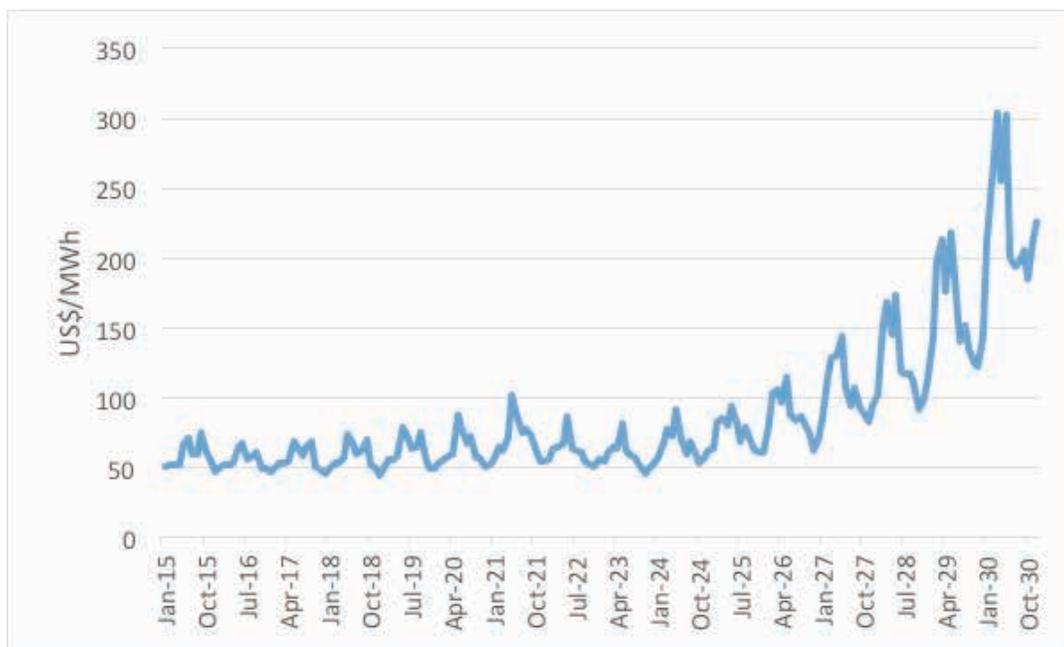
GRÁFICA 49: ENERGÍA RENOVABLE .VS. ENERGÍA NO RENOVABLE, 2030



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

En la siguiente gráfica se puede observar cómo será el comportamiento del costo marginal promedio en el escenario todos los recursos.

GRÁFICA 50: COMPORTAMIENTO PROMEDIO DEL COSTO MARGINAL, ESCENARIO TODOS LOS RECURSOS

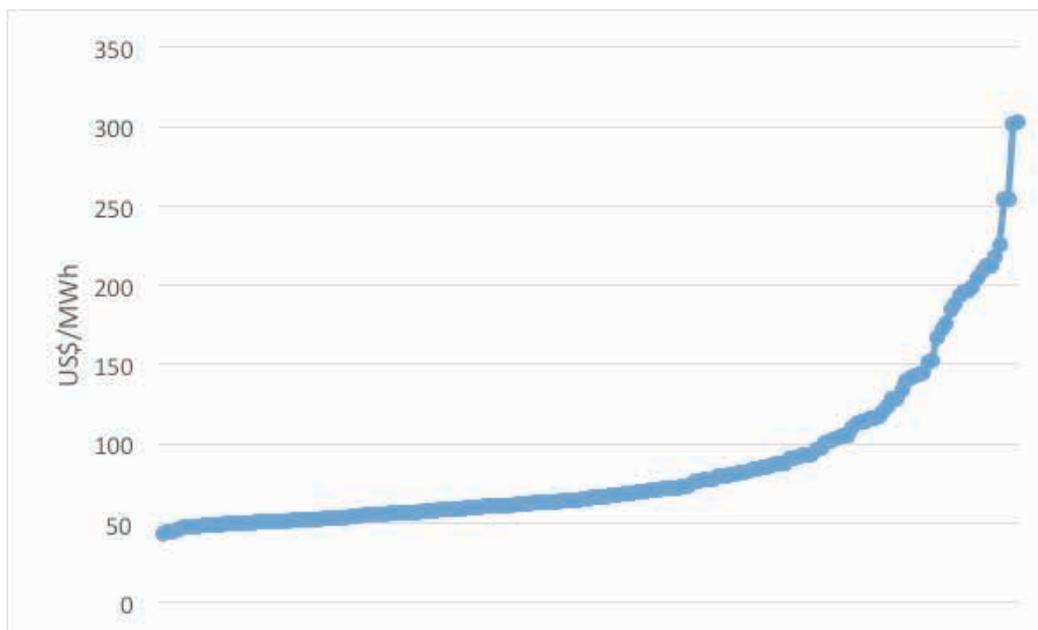


Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

En la gráfica anterior se da a conocer un aproximado del costo en US\$ por MWh, que se mantendrá similar hasta el año 2026. Sin embargo, del año 2026 al año 2030, llegará a valores hasta de 300 US\$/MWh, es por ello que es necesario atraer inversión para la generación por medio de fuentes de energías renovables, que mantengan estabilidad en los precios.

En la siguiente gráfica, se muestra una monótona del comportamiento del Costo Marginal Promedio.

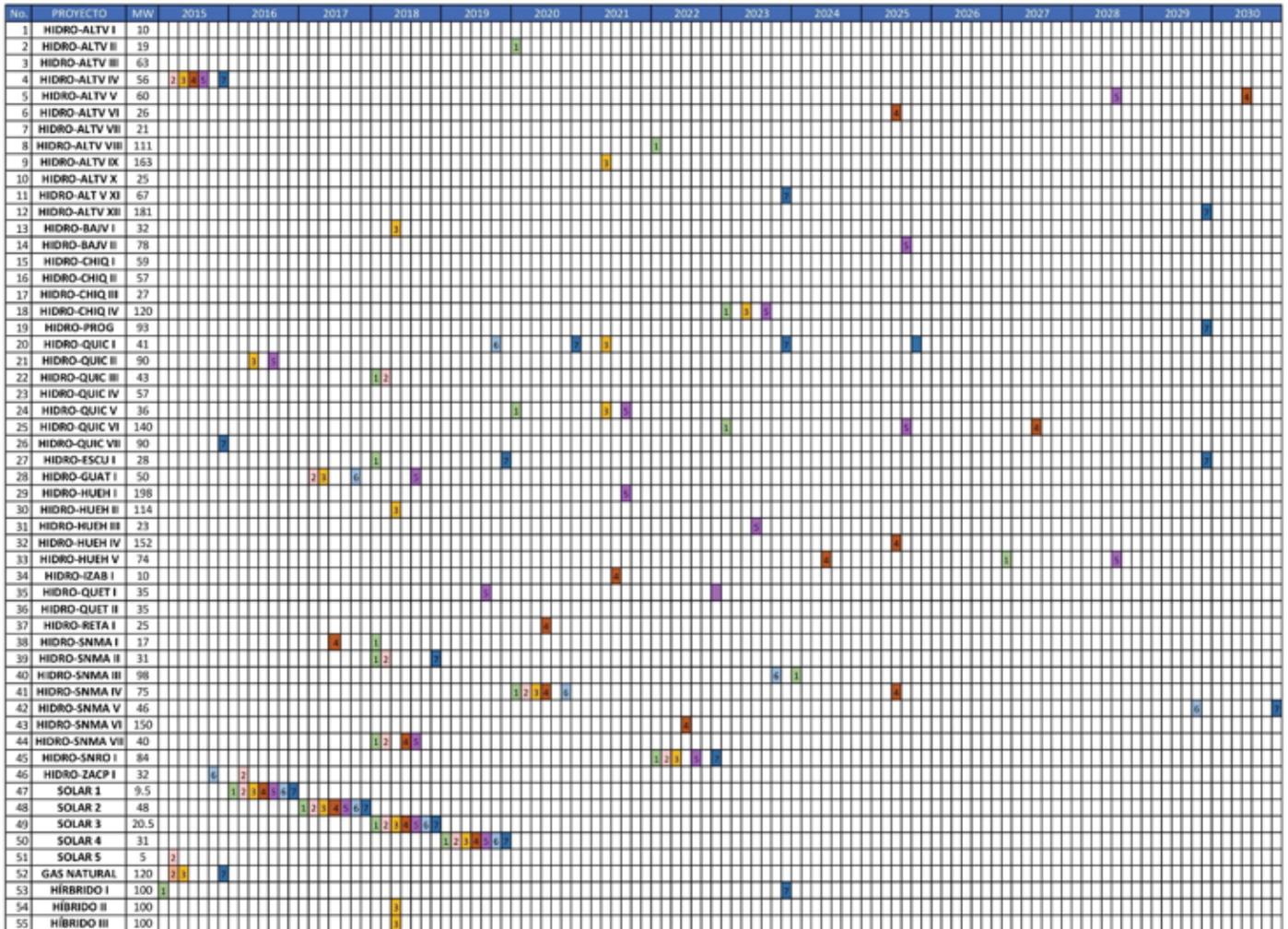
GRÁFICA 51: MONÓTONA DEL COMPORTAMIENTO PROMEDIO DEL COSTO MARGINAL, ESCENARIO TODOS LOS RECURSOS



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

A continuación, se presenta un cronograma de probable entrada en operación comercial de las plantas candidatas, las cuales fueron tomadas de los planes de expansión anteriores, el objetivo es atraer inversión al país, para que estos proyectos puedan ser desarrollados y despachados.

TABLA 25 POSIBLE ENTRADA, PLANTAS CANDIDATAS



Fuente: Elaboración propia con datos de planes de expansión anteriores.

1.12 CONCLUSIONES

Derivado del análisis de las proyecciones del Plan Indicativo del Sistema de Generación, comprendido del año 2016 -2030, se llega a las siguientes conclusiones:

La tecnología hidroeléctrica es la más económica, es por ello que en la matriz energética del año 2030, sigue siendo una parte importante de dicha matriz, y con esto se cumple priorizar los recursos renovables, para obtener precios competitivos, ya que con esto se mantendrá el balance óptimo para obtener el menor costo marginal de operación del sistema, tal y como lo indica el eje número uno de la Política Energética 2013-2027, adicionalmente a cumplir con lo establecido en el decreto ley 07-2013 Ley Marco para regular la reducción de la vulnerabilidad, la adaptación obligatoria ante los efectos del cambio climático y la mitigación de gases de efecto invernadero.

Las licitaciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (PEG 1, 2 y 3), llegaron a generar una oferta mayor que la demanda, es por ello que las plantas que fueron adjudicadas, fueron las únicas que entraron después de realizar la optimización.

La potencia disponible actualmente, puede abastecer el mercado guatemalteco por más de 15 años, incluso si se diera un escenario con una tendencia alta en la demanda; es importante tomar en consideración que con esta premisa se deben de realizar acciones en el año 2022 y así evitar con ello elevar los costos marginales, tomando en consideración los diferentes costos futuros obtenidos del EIA 2015.

Las plantas geotérmicas propuestas, no entraron a concursar para ser despachadas, debido a que ya se cuenta con una oferta suficiente y que los costos no lo justifican. Cabe mencionar que el potencial hídrico es de 6000 MW y el geotérmico de 1000 MW, respectivamente, tal y como lo indica la Política Energética 2013-2027

Es importante recalcar que la combinación que se tiene actualmente entre la generación por medio de biomasa y las hidroeléctricas, es idónea; Ya que en época de lluvia las hidroeléctricas entran a operar y por el contrario en época seca las plantas de biomasa entran a operar, siendo complementarias ambas tecnologías.

Un aspecto que no se debe de dejar a un lado es que por el momento contratar nueva potencia, no es necesario a corto plazo, sin embargo a mediano plazo es necesario hacer nuevas licitaciones para contratar nueva potencia y así disminuir el riesgo de déficit que se podría presentar, tomando en cuenta lo establecido en la Política Energética 2013-2027 eje uno, la seguridad en el abastecimiento de electricidad a precios competitivos.

Es importante que en las futuras licitaciones de energía se mantenga una debida coordinación entre los sectores, y con ello obtener los mejores resultados considerando las mejores prácticas de planificación emanadas por el Órgano Técnico Especializado del Ministerio.

El Gas Natural, es de tecnología No Renovable, sin embargo por las características de emisiones de CO₂, inversiones; costos de operación y mantenimiento, se convierte en un candidato para poder diversificar la matriz energética ya que tiene características para poder considerarse como de tecnología renovable.

Existen diferencias entre los escenarios generados, tales como la potencia disponible y la demanda proyectada, esto lleva a cambiar los resultados del costo marginal, ya que cuando la demanda disminuye debido a las acciones de eficiencia energética, el costo marginal disminuye; por el contrario, cuando la demanda tiende a ser mayor, debido a los proyectos industriales y el proyecto de electrificación rural, el costo marginal es mucho mayor.

Al Implementar acciones y medidas de Eficiencia Energética producto de lo establecido el cuarto eje de la Política Energética 2013-2027, se obtendrán mejores resultados a los presentados en el anterior informe, ya que la demanda se reduciría considerablemente y los costos de la energía disminuirían.

Guatemala actualmente está pasando por una época en la que la energía eléctrica tiene un costo bajo, se debe de continuar con las premisas que han llevado a estos resultados, ya que han sido exitosas y de beneficio para el país.



1.13 RECOMENDACIONES

Derivado de las conclusiones anteriores, se realizan las siguientes recomendaciones:

Según los resultados que se obtuvieron, es recomendable tomar acciones para poder disminuir el riesgo de déficit para los años 2026 en adelante y el alto costo de la energía, actualmente con la entrada en operación de nuevas plantas adjudicadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se contempla un escenario favorable en cuanto a que no se perciba riesgo de desabastecimiento, las principales distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

Es necesario seguir impulsando la tecnología hidroeléctrica, debido al bajo costo de operación y mantenimiento que esta representa, la cual influye directamente en el costo marginal, conjunto con esta tecnología, las plantas de biomasa son la combinación que complementan a las plantas hidroeléctricas.

Se podría impulsar la energía geotérmica y la de gas para diversificar la matriz energética, para ello es necesario impulsar un marco regulatorio.

Impulsar la eficiencia energética es deber de todos, ya que con esto se disminuye la demanda y el costo marginal será menor, por lo que se recomienda darle seguimiento al cuarto eje de la Política Energética 2013-2027 y la aprobación de la propuesta de Ley de Eficiencia Energética elaborada por este Ministerio.

La seguridad del abastecimiento es uno de los ejes prioritarios de la Política Energética 2013-2027, es por ello que se recomienda dar la certeza jurídica para asegurar el suministro y almacenamiento de combustibles, ya que serán necesarios para futuros fenómenos naturales que afecten las plantas de energías renovables.



PERSPECTIVA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2016-2025

PERSPECTIVA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2016-2025

1. RESUMEN EJECUTIVO

Guatemala ha realizado esfuerzos por expandir en los últimos años su sistema de transporte de energía; en el año 2009 se realizó el lanzamiento del proceso de Licitación Abierta PET-1-2009 la cual permitió obtener los siguientes beneficios:

I. Aumentar la confiabilidad y mejorarán la calidad del suministro, minimizando la frecuencia y duración de las fallas (apagones generales o parciales), adecuando la red, que actualmente tiene una topología radial, a una topología mallada (constitución de anillos).

II. Incentivar las inversiones en nuevas centrales eléctricas de generación basadas en recursos renovables, las cuales se encuentran alejadas de los mayores centros de carga, acercando el sistema de transmisión, lo cual es el inicio del proceso de transformación de la matriz energética en Guatemala.

III. Ahorros estimados por US\$ 523 millones por la construcción de las nuevas obras de transmisión

El monto total de la Licitación Abierta PET-1-2009 fue de US\$32,349,900.00 y la construcción de 845 Kms de línea en un voltaje de 230kV y 12 Subestaciones nuevas.

En el año 2014 se realiza la Licitación Abierta PETNAC-2014 la cual tuvo por objeto la construcción de infraestructura de transmisión a un costo ofertado de US\$255 millones la cual contempla el diseño, construcción, constitución de servidumbres, supervisión, operación y mantenimiento por hasta 50 años.

El valor de canon adjudicado para la prestación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica fue de US\$33,278,153 y contempla la construcción de 546 Kms de línea de transmisión y 21 subestaciones nuevas y 19 ampliaciones.

Realizar la Licitación del PETNAC 2014 tiene como principal objetivo continuar con el aumento del índice de cobertura del servicio de energía eléctrica de acuerdo a las siguientes metas y características:

I. Aumento de la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica por medio de refuerzos en las redes de transmisión existentes, que resulten en una mejora de los índices de calidad en la red de distribución mejoren y se encuentren dentro de los estándares definidos por las Normas de Transmisión.

II. Cumplimiento en cubrir el aumento de la demanda de energía eléctrica de proyectos industriales durante el período 2014–2023.

- III. La construcción de las obras del PETNAC 2014 considera la conexión a corto plazo de los proyectos de generación en construcción y que presentan evidencias que entraran en operación dentro del tiempo del Plan de Expansión Indicativo de Generación.
- IV. Aumento del índice de electrificación entre 90% y 95% para el año 2027, de los departamentos que actualmente tienen la menor cobertura de electricidad, como lo son Alta Verapaz, Peten, Quiché, Baja Verapaz e Izabal.
- V. Las obras de transmisión aumentarán la confiabilidad y mejorarán la calidad del suministro.
- VI. Incentivarán las inversiones en nuevas centrales eléctricas de generación, las cuales se encuentran alejadas de los centros de carga. El inversionista recupera la inversión a través de un valor de Canon Anual (15 años), dando certeza en la recuperación de la inversión.
- VII. Posterior a la etapa de Canon, el inversionista recibe un valor de peaje aprobado por el Regulador.
- VIII. Las obras ya han sido declaradas parte del Sistema Principal o Secundario, lo cual da certeza.
- IX. Se tienen garantías y se ha fortalecido la certeza jurídica.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2014-2023 plantea una serie de necesidades y objetivos a cumplir en función de los requerimientos energéticos de la población según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales, tomando en cuenta los planes de expansión previos y la actualización de la Política Energética que el Ministerio de Energía y Minas ha establecido.

La Política Energética aprobada para el periodo 2013-2027, según el Acuerdo Gubernativo 80-2013, ha establecido que es imperativo contribuir al desarrollo energético sostenible del país con equidad social y respeto al medio ambiente, considerando el surgimiento de nuevos desafíos que están en función de la dinámica nacional e internacional en materia energética, tales como la respuesta a demandas sociales, la necesidad de mejorar las condiciones económicas del país y procurar un manejo responsable del medio ambiente.

En dicha política se confirman las necesidades y metas que fueron descritas en el PET-2012-2021, en cuanto a que para el índice de cobertura eléctrica aún persisten brechas importantes de electrificación entre distintas regiones, que a la emisión del presente Plan continúan vigentes. En este sentido, el Estado de Guatemala tiene el desafío de incrementar la cobertura de energía eléctrica en todo el territorio nacional y garantizar el desarrollo económico y social de los guatemaltecos.

1.1 INTRODUCCION

El Plan de Expansión del Transporte Nacional (PETNAC 2016) plantea una serie de necesidades y objetivos a cumplir en función de los requerimientos energéticos de la población según criterios económicos, sociales, técnicos, ambientales, de eficiencia y de aprovechamiento de los recursos. Este plan toma en cuenta los planes de expansión anteriores y la actualización de la Política Energética 2013-2027, que el Ministerio de Energía y Minas ha establecido.

Dicha Política fue aprobada para el periodo 2013-2027, según Acuerdo Gubernativo 80-2013, la Política ha establecido que es imperativo contribuir al desarrollo energético sostenible del país con equidad social y respeto al medio ambiente, considerando el surgimiento de nuevos desafíos que están en función de la dinámica nacional e internacional en materia energética, tales como la respuesta a demandas sociales, la necesidad de mejorar las condiciones económicas del país y procurar un manejo responsable del medio ambiente, siendo más competitivo y orientado hacia una estrategia nacional.

Es por ello que el Ministerio de Energía y Minas, consciente de la importancia del uso de la energía para el desarrollo del país y en su calidad como ente rector del sector energético, ha identificado las necesidades de fortalecer la red de transmisión, en aspectos como: planificación de expansión futura del sistema de transporte de energía en diferentes niveles de voltaje; garantizar la confiabilidad, calidad y seguridad de abastecimiento de electricidad y el aprovechamiento óptimo de los recursos renovables.

En dicha política se plantean objetivos operativos, uno de ellos es ampliar la generación y transmisión de energía eléctrica, por medio de la implementación de la red en 1,500 km de líneas de transmisión de diferentes niveles de voltaje que faciliten el abastecimiento de la demanda y permitan aprovechar los recursos renovables. Además otro objetivo es ampliar la cobertura eléctrica, estas metas son importantes para el país, ya que aún persisten diferencias entre distintas regiones, y este plan tiene como objetivo eliminar dichas diferencias.

1.2 PREMISAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL TRANSPORTE NACIONAL

Para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte se tomaron las siguientes premisas:

- I. Las metas de largo plazo establecidas en la Política Energética 2013-2027.
- II. Situación actual de la electrificación.
- III. Demanda de potencia y energía no Satisfecha y no Suministrada.
- IV. Índices de Calidad del suministro de energía eléctrica.
- V. Resultados de la Encuesta de Calidad.
- VI. El Proyecto PET-1-2009 y varias obras de transmisión contenidos en el PET-2012-2021 se encuentran en ejecución.
- VII. El proyecto PETNAC-2014 y sus obras de construcción del sistema de transporte.
- VIII. El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2014-2028.

1.3 OBJETIVOS

Teniendo en cuenta las premisas establecidas anteriormente, se plantean los siguientes objetivos:

- I. Cumplir los objetivos de la Política Energética 2013-2027.
- II. Aumentar el índice de electrificación rural al 95% en el año 2027, definido en la Política Energética.
- III. Aumentar el índice de electrificación en los departamentos que actualmente presentan la menor cobertura de electricidad: Alta Verapaz, Petén, El Quiché, Baja Verapaz e Izabal.
- IV. Aumentar de la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica por medio de refuerzos en las redes de transmisión existentes, que resulten en una mejora de los índices de calidad en la red de distribución y que se encuentren dentro de los estándares establecidos dentro de la normativa vigente.
- V. Aumentar la demanda de energía eléctrica de proyectos industriales durante el período 2014-2023.

1.4 BASE LEGAL

La elaboración del Plan de Expansión de Transmisión Nacional (PETNAC 2016) se encuentra establecido en el “Artículo 54.- Órgano Técnico Especializado y Plan de Expansión del Sistema de Transporte. (Adicionado por el artículo 10, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007) del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el cual se indica que dicho Plan deberá elaborarse cada 2 años y cubrir un horizonte mínimo de 10 años.

1.5 PREMISAS DEL ESTUDIO

El Plan de Expansión de Transmisión Nacional (PETNAC 2016) fue elaborado tomando en cuenta los siguientes lineamientos establecidos en la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión (NTT):

- Electrificación del país
- Demanda de potencia y energía no satisfecha y no suministrada
- Cronograma de la entrada de las centrales de generación obtenido en el Plan de Expansión 2016-2030
- Costo de inversión de las obras de transmisión
- Planes de Expansión del Sistema de Transporte anteriores
- Índices de Calidad del suministro de energía eléctrica
- Resultados de la encuesta de calidad
- Metas de Largo Plazo establecidas en la Política Energética 2013-2027
- Proyectos en ejecución PET-1-2009 y PETNAC 2014

1.6 METODOLOGÍA

Para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión Nacional (PETNAC 2016), se tomaron en cuenta los planes de expansión anteriores, ya que actualmente se están construyendo 2 proyectos de transmisión que son el PET-1-2009 y el PETNAC 2014. En la Licitación Abierta para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica por medio de la adjudicación del valor del canon anual, dio como resultado que uno de sus lotes fuera declarado desierto, este sistema de transmisión es tomado en consideración en el presente del Plan Indicativos de Expansión del Sistema de Transporte.

2. ELECTRIFICACIÓN ACTUAL DEL PAÍS

Para el año 2014, el Ministerio de Energía y Minas, reportó un índice de Cobertura Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas del 90.20%, tal y como se puede observar en la siguiente tabla:

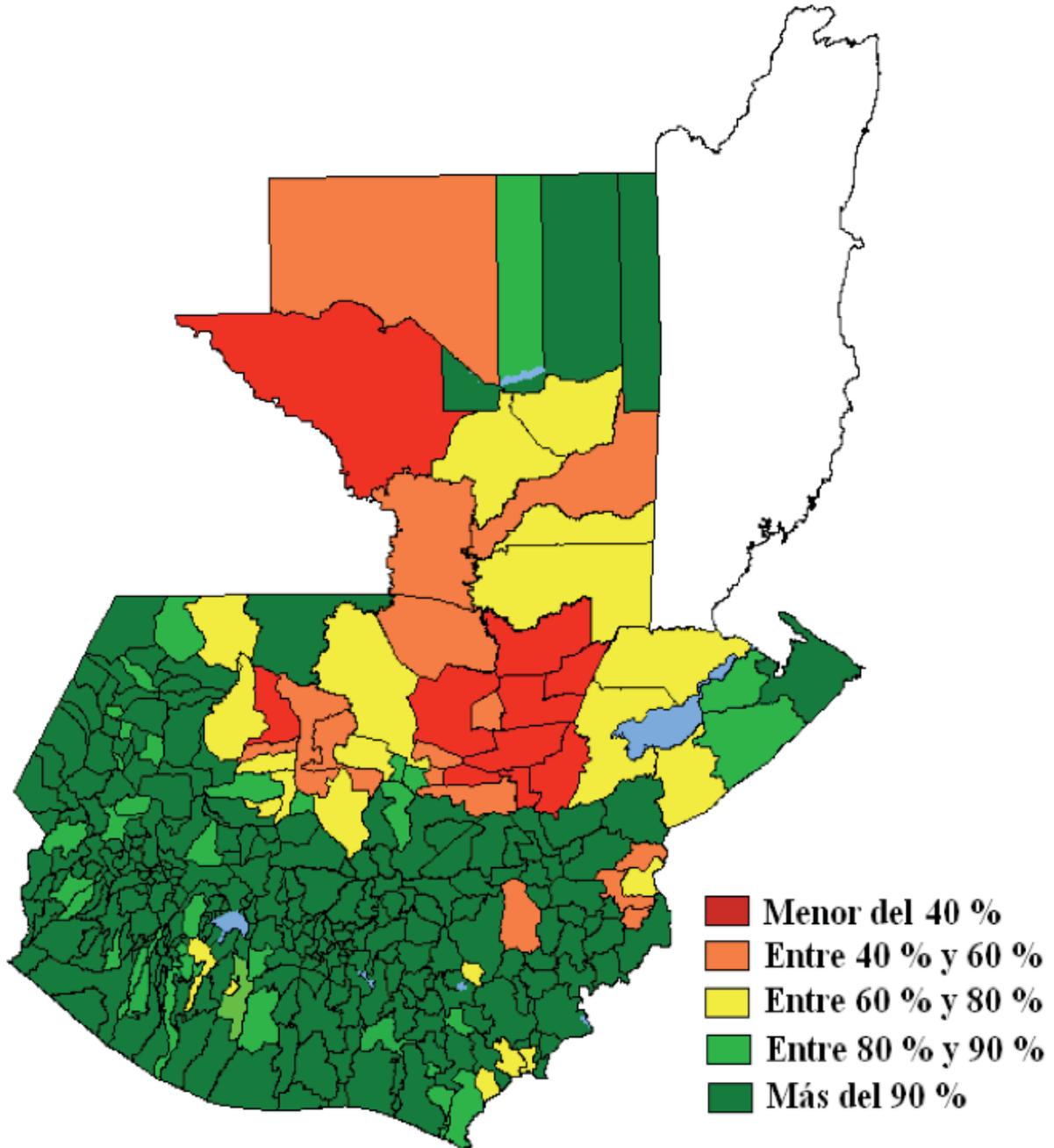
TABLA 26: ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN POR DEPARTAMENTO DE GUATEMALA

Departamento	Viviendas	Usuarios	Índice
ALTA VERAPAZ	210,818	92,940	44.09%
BAJA VERAPAZ	62,306	48,565	77.95%
CHIMALTENANGO	124,197	122,104	98.31%
CHIQUIMULA	80,897	68,828	85.08%
EL PROGRESO	38,473	38,182	99.24%
ESCUINTLA	168,088	162,382	96.61%
GUATEMALA	755,748	755,304	99.94%
HUEHUETENANGO	225,291	206,084	91.47%
IZABAL	100,935	82,855	82.09%
JALAPA	70,310	62,009	88.19%
JUTIAPA	106,986	99,756	93.24%
PETEN	138,276	92,111	66.61%
QUETZALTENANGO	170,516	168,544	98.84%
QUICHE	186,667	158,765	85.05%
RETALHULEU	65,703	62,298	94.82%
SACATEPEQUEZ	68,070	67,867	99.70%
SAN MARCOS	197,304	188,886	95.73%
SANTA ROSA	81,955	79,043	96.45%
SOLOLA	83,661	82,004	98.02%
SUCHITEPEQUEZ	110,622	100,373	90.73%
TOTONICAPAN	97,296	95,116	97.76%
ZACAPA	48,465	45,722	94.34%

Fuente: Unidad de Estadísticas Energéticas, Dirección General de Energía.

Tal y como lo indican las premisas y objetivos del Plan, es importante priorizar las regiones con menores índices de electrificación.

GRÁFICA 52: ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA NACIONAL



Fuente: Unidad de Estadísticas Energéticas, Dirección General de Energía.

2.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La energía no suministrada también forma parte de la demanda de electricidad que una red no es capaz de abastecer, por múltiples situaciones como:

- A. Condiciones anómalas que se presentan y dificulten parcial o totalmente la operación y desempeño del sistema.
- B. Por un suministro de electricidad que posee estándares de calidad, confiabilidad, seguridad y desempeño por debajo de los definidos por la Comisión a través de las NTCSTS y NTSD en el caso de que se trate de una demanda de energía restringida.

La energía no suministrada se considera como un tema importante para la elaboración de éste plan, ya que está relacionada directamente con los índices de confiabilidad de los sistemas y con los índices de calidad de suministro. Notoriamente, el sistema de distribución del SNI tiene mayor influencia e injerencia en la energía no suministrada, debido a que en general su diseño está constituido por redes radiales.

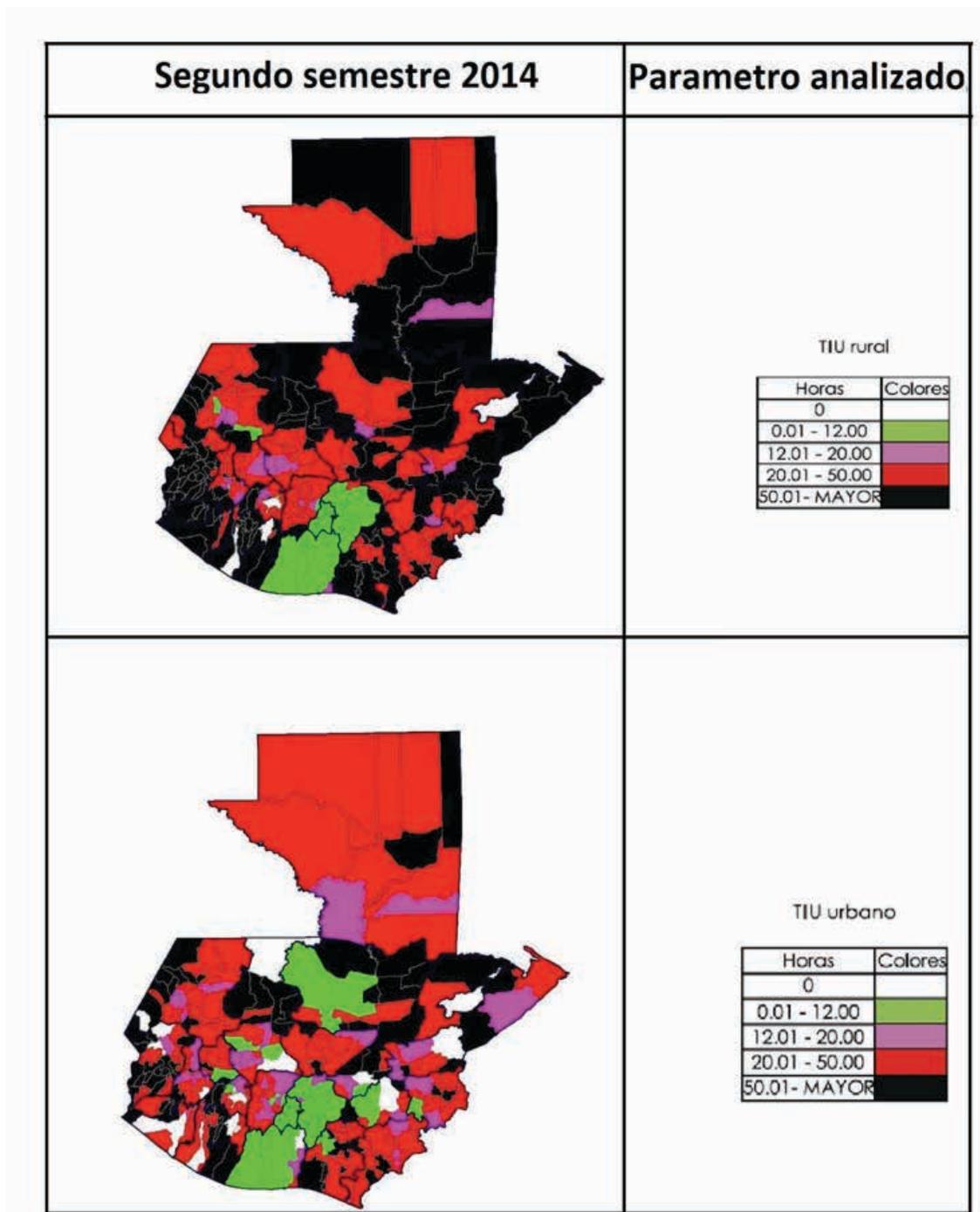
2.2 ÍNDICES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los índices de calidad del suministro de energía eléctrica mostrados por municipio se presentan en la siguiente gráfica, en la cual se pueden observar los mapas con los índices de Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) para áreas rurales y urbanas.

A través de la relación de la cantidad de interrupciones de suministro por municipio con los índices de electrificación mostrados anteriormente, en la mayoría de los casos, los municipios con menores índices de calidad de suministro, concuerdan con aquellos en los cuales se tiene un menor índice de cobertura de electrificación, sin embargo también se evidencia que existen municipios con índices de electrificación superiores al 80%, que tiene redes de distribución bastante extensas pero poseen índices de calidad poco favorables.

En las siguientes gráficas se dan a conocer los indicadores de calidad en zonas urbanas y rurales por municipios, del segundo semestre 2014.

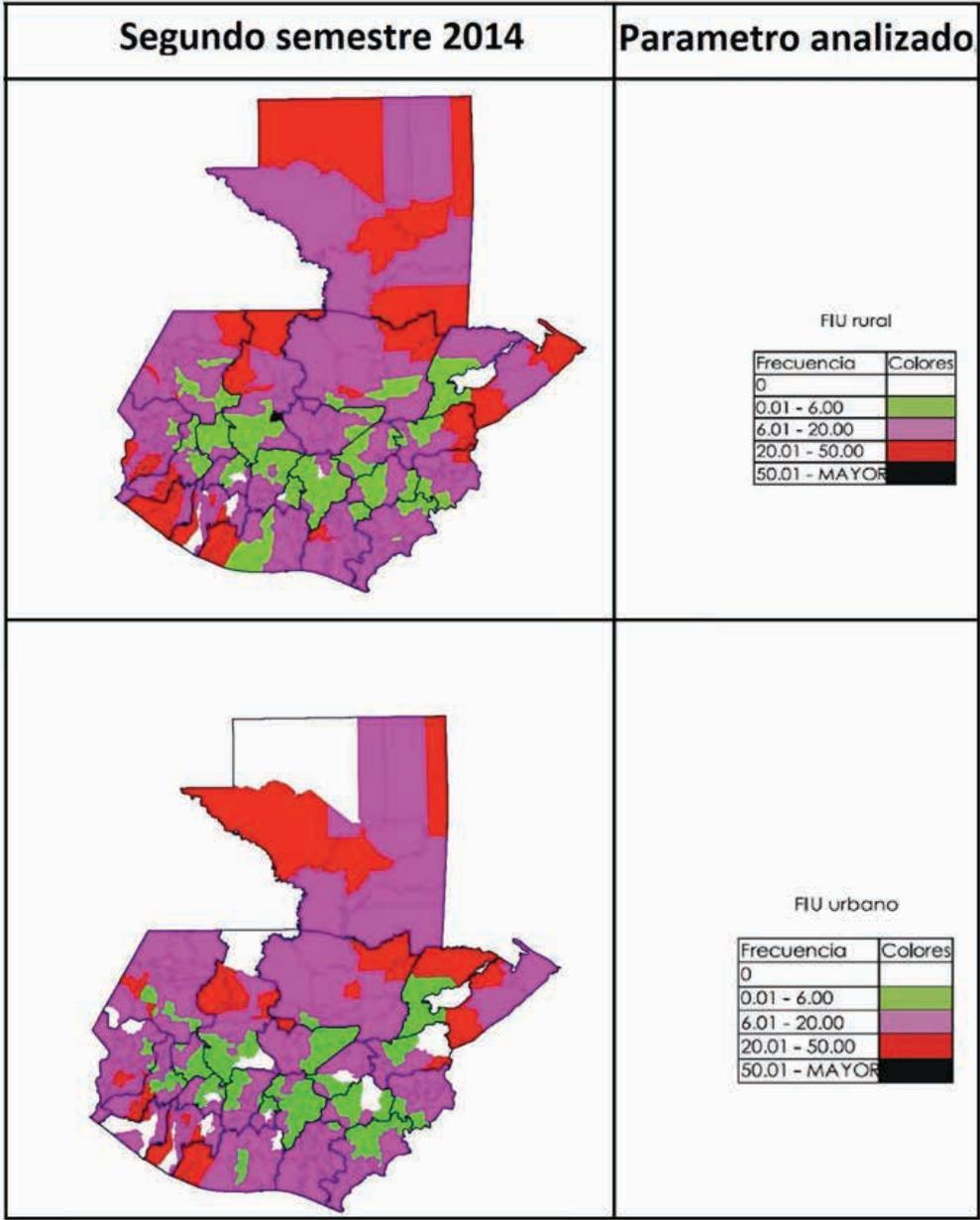
GRÁFICA 53: GRÁFICAS DE VALORES INDIVIDUALES PROMEDIO DE TIEMPO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO (TIU)



Fuente: Informe Estadístico CNEE-2014.

En las siguientes gráficas se dan a conocer los indicadores de calidad en zonas urbanas y rurales por municipios, del segundo semestre 2014.

GRÁFICA 54: GRÁFICA DE VALORES INDIVIDUALES PROMEDIO DE FRECUENCIA DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO (FIU)



Fuente: Informe Estadístico CNEE-2014.

Es de gran importancia mencionar que, en los municipios ubicados en el occidente y el norte del país, las necesidades de electrificación han sido cubiertas en gran parte por medio de la ampliación de las redes de distribución, las cuales han crecido de tal forma que su magnitud ha alcanzado dimensiones similares a las redes de transmisión, situación que influye directamente en los índices de calidad del suministro de energía.

Uno de los casos en particular más relevantes es el del departamento de Huehuetenango, en el cual, pese a que su índice de electrificación es superior al 85%, más de la mitad de los usuarios presentan índices de calidad de suministro de energía eléctrica inferiores a los normalizados en la NTSD.

2.3 MÉTODO DE CÁLCULO DEL FIU Y EL TIU

El método de cálculo del FIU y el TIU, está establecido en los artículos 55 y 56 de la Resolución CNEE 09-99 (NTSD) y sus metodologías, el cual indica que la calidad del servicio técnico será evaluada, entre otros indicadores, por medio de los índices globales FIU y TIU.

FIU:

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

TABLA 27: CLASIFICACIÓN DE USUARIOS, CÁLCULO FIU

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

Fuente: CNEE.

TIU:

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

TABLA 28: CLASIFICACIÓN DE USUARIOS, CÁLCULO TIU

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

Fuente: CNEE.

2.4 ENCUESTA DE CALIDAD

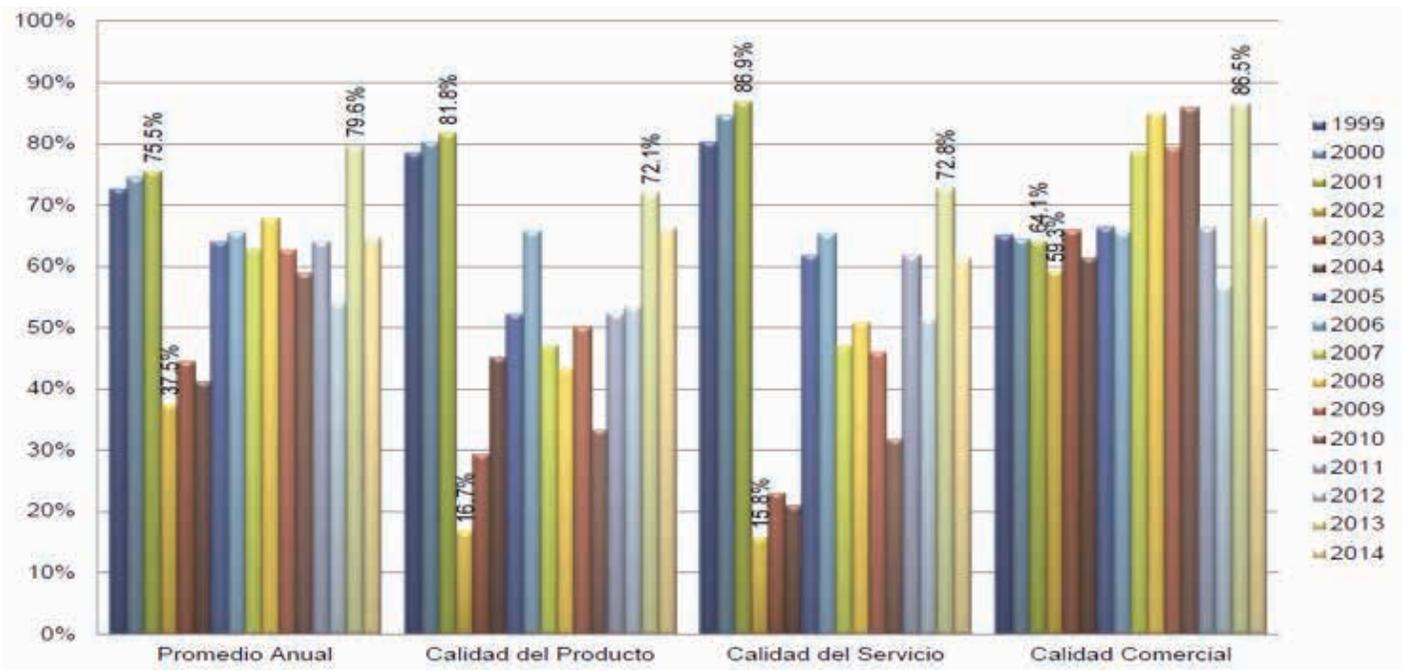
Otra premisa que se tomó en cuenta para para la elaboración del PETNAC 2016, analizar los resultados de la Encuesta de Calidad *(en cumplimiento con el Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad), que constituye una herramienta estadística por medio de la cual la CNEE obtiene de manera cualitativa y cuantitativa la manera en la que los usuarios percatan el servicio de energía eléctrica.

La encuesta de calidad realiza una medición en los siguientes:

- A. La percepción de los usuarios de la calidad del voltaje.
- B. La percepción de los usuarios frente a interrupciones del servicio de energía eléctrica.

Por lo que a continuación en la siguiente grafica se presenta los promedios históricos de la satisfacción de los usuarios con relación a la Calidad del Servicio percibida de sus suministradores.

GRÁFICA 55: SATISFACCIÓN DE LOS USUARIOS POR LA CALIDAD PRESTADA DE 1999-2014



Fuente: Compendio de las Encuestas de Calidad 1999-2014, CNEE.

En la cual se denota una baja en el año 2014 en relación al 2013 del Promedio Anual, la Calidad del Producto, Calidad del Servicio y de la Calidad Comercial, por lo que es necesario implementar programas del PETNAC 2016.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de los resultados obtenidos durante 1999 a 2014 de la Calidad del Producto, Calidad del Servicio y Calidad Comercial.

TABLA 29: RESUMEN DE RESULTADOS 1999-2014 (CIFRAS EN PORCENTAJES)

Año	Promedio	Calidad del Producto	Calidad del Servicio	Calidad Comercial
1999	72.6	78.6	80.3	65
2000	74.5	80.3	84.6	64.4
2001	75.5	81.8	86.9	64.1
2002	37.5	16.7	15.8	59.3
2003	44.4	29.4	23	65.9
2004	41.2	45.1	20.9	61.4
2005	64.1	52.5	61.8	66.3
2006	65.5	65.8	65.4	65.6
2007	62.9	47.1	47.2	78.6
2008	67.9	43.4	50.8	84.9
2009	62.7	50.1	46	79.5
2010	58.8	33.3	31.8	85.9
2011	64.1	52.2	61.8	66.3
2012	54.1	53.4	51.4	56.8
2013	79.6	72.1	72.8	86.5
2014	64.6	66.3	61.3	67.9

Fuente: Compendio de las Encuestas de Calidad 1999-2014, CNEE.

De acuerdo a lo indicado por los usuarios del servicio de distribución final de energía eléctrica la Calidad del Producto en el año 2014 tuvo una aceptación del 66.3%, Calidad del Servicio del 61.3% y en Calidad Comercial de 67.9%, lo cual en comparación al año 2013 han decrecido, por lo que es necesario ampliar y mejorar la cobertura de las redes de transmisión y distribución eléctrica para darle un mejor servicio al usuario final.

2.5 DESCRIPCIÓN DE LAS PREMISAS DEL PLAN

El PETNAC 2016 toma en cuenta las premisas y análisis realizados en el PET 2014–2023, en los cuales se consideró un escenario de crecimiento alto de las proyecciones de la demanda de potencia y energía del SNI.

También se consideró un cronograma de entrada de plantas de generación del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2016-2030, así como se considera la entrada de las obras de transmisión en construcción del PET-1-2009 y del PETNAC 2014, realizadas por TRECSA y FERSA - TRELEC, respectivamente.

Evaluar alternativas entre las cuales está abastecer la potencia y energía no satisfecha en nuevas subestaciones y refuerzos en dos subestaciones existentes. A continuación se presentan montos de demanda estimada para las subestaciones:

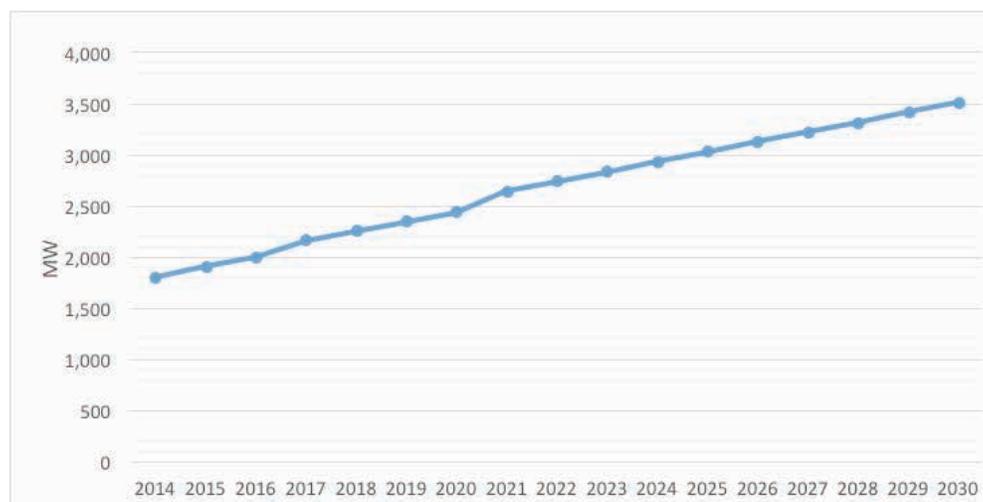
TABLA 30: MONTOS DE DEMANDA ESTIMADA PARA NUEVAS SUBESTACIONES

Nuevas Subestaciones	Demanda Proyectada (MW)
En Santo Tomás La Unión	2.23
En Mazatenango	10.05
En Alaska	2.10
En Salcajá	3.60
En los Encuentros	4.54

Fuente: Planes de Expansión anteriores.

Los estudios eléctricos han fundamentado sus análisis en las proyecciones de crecimiento de la demanda de potencia para los años 2015 al 2030 para el cumplimiento de las metas. En el gráfico siguiente se muestra dichas proyecciones:

GRÁFICA 56: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA DEL SNI EN MW PARA EL PERÍODO 2014-2030



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

De acuerdo a lo indicado la demanda de potencia proyectada para el 2030 tendrá un aumento de 1600 MW, por lo que es necesaria reforzar y ampliar la cobertura de la transmisión de energía eléctrica en el país, motivo por el cual surgen los Planes de Expansión de Transporte de Energía Eléctrica.

Para la realización de los análisis relativos al PETNAC 2016, se consideraron los Planes de Expansión de Transporte que están en construcción como lo son el PET 1-2009 y el PETNAC 2014.

A continuación se da una breve descripción de estos planes.

A. PET 1-2009

La licitación abierta para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica fue lanzada por la CNEE en 2009, en la cual TRECSA participó y ganó la licitación.

El 1 de marzo de 2010 TRECSA inició las gestiones correspondientes a los Programas de Ejecución de Obras del Contrato.

El Proyecto consiste en: Diseño, constitución de servidumbres, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de las obras de Trasmisión, consideradas en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018 que hacen parte de la Licitación PET-1-2009 de la CNEE.

La construcción comprende: Aproximadamente de 853 km de líneas de transmisión y 11 subestaciones nuevas (inicialmente se tenían 12 pero debido a eventos que no se habían contemplado, en el lote B se construirá una Subestación que tendrá la capacidad y la ingeniería de dos subestaciones contempladas en el lote B), así como la ampliación de 12 subestaciones existentes. Los cuales se ubican en 15 departamentos y 74 municipios.

B. PETNAC 2014

El Plan de Expansión Nacional 2014 –PETNAC 2014- se realizó por medio de licitación abierta en enero de 2015, en los cuales la entidad FERSA ganó dicha licitación para los Lotes A (Noroccidente), B (Suroccidente), E (Nororiente) y la entidad TRELEC ganó la licitación para el Lote D (Suroriente).

La realización del PETNAC 2014, tiene como Objetivo Principal el poder continuar con el aumento de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el país. Dentro los cuales destacan las siguientes metas:

- Aumentar la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica a través del reforzamiento de las redes de transmisión, lo cual mejoraría los índices de calidad en las redes de distribución, y se encuentren dentro de los estándares definidos en las Normas de Trasmisión.

- Aumentaría el índice de electrificación entre 80 y 85 para el año 2015, especialmente en los departamentos de Alta Verapaz, Petén, Quiché, Baja Verapaz e Izabal, que actualmente tienen la menor cobertura de energía eléctrica.

2.6 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE (PETNAC 2016)

Dentro de la Planificación de Expansión del Sistema de Transporte (PETNAC 2016) se plantea la ampliación de la cobertura de electrificación de las comunidades en los departamentos del suroccidente del país, mediante las siguientes acciones:

- A. En municipio de Mazatenango, se construirá la nueva subestación Mazatenango II, la cual se interconectará con Mazatenango I y con la nueva subestación Santo Tomás la Unión.
- B. En el departamento de Quetzaltenango, se construirá la subestación Santa María II en 230 kV para instalar transformación en 150 KVA 230/69 kV. Esta se interconectará con la subestación Santa María I.
- C. En los departamentos de Quetzaltenango y Sololá, se realizarán trabajos de adecuación en la línea de transmisión existente La Esperanza-Alaska 69 kV y se conectará con la subestación Salcajá 69/13.8 kV. Asimismo, se adecuará la línea existente entre Sololá y la Esperanza para conectarla con la nueva subestación Alaska.
- D. En el departamento de Chimaltenango, se construirá la nueva subestación Chimaltenango II en 230 kV para instalar transformación en 150 KVA 230/69 kV. Esta se interconectará con la línea Sololá-Las Cruces (en construcción) conforme al PET 1-2009.
- E. La implementación contribuirá con la electrificación de los municipios ubicados en la zona del suroccidente del país.

TABLA 31: SUBESTACIONES QUE CONFORMAN EL NUEVO SISTEMA DE TRANSPORTE

Subestaciones	
Subestación	Voltaje
Nueva subestación en Alaska	69 kV
Nueva subestación en Salcajá	69 kV
Nueva subestación en Los Encuentros	69 kV
Nueva subestación en Mazatenango	69 kV
Nueva subestación en Chimaltenango	230/69 kV
Nueva subestación en Santa María	230/69 kV
Nueva subestación en Santo Tomás La Unión	69 kV

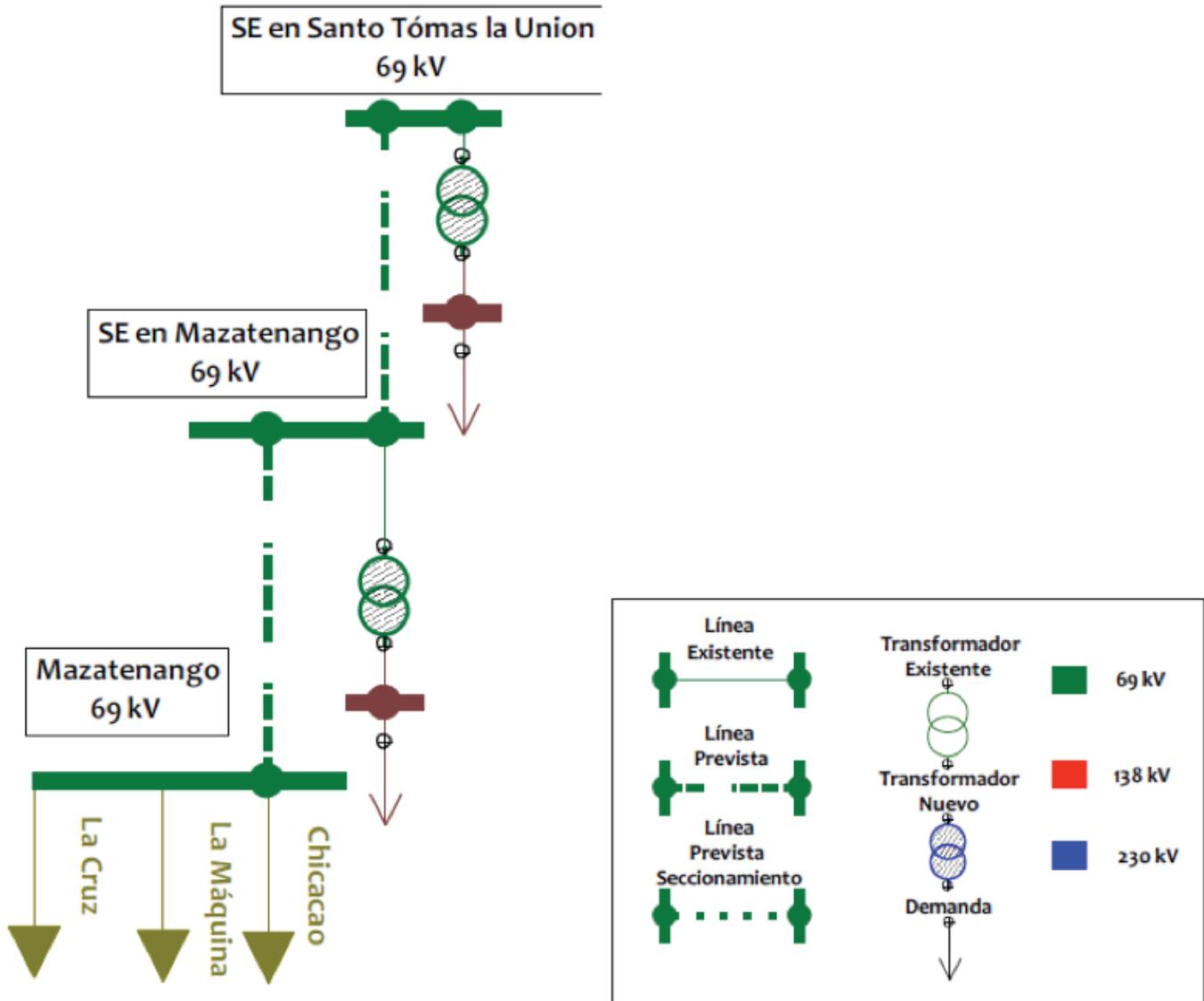
Fuente: Planes de Expansión anteriores.

TABLA 32: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN QUE CONFORMAN EL NUEVO SISTEMA DE TRANSPORTE

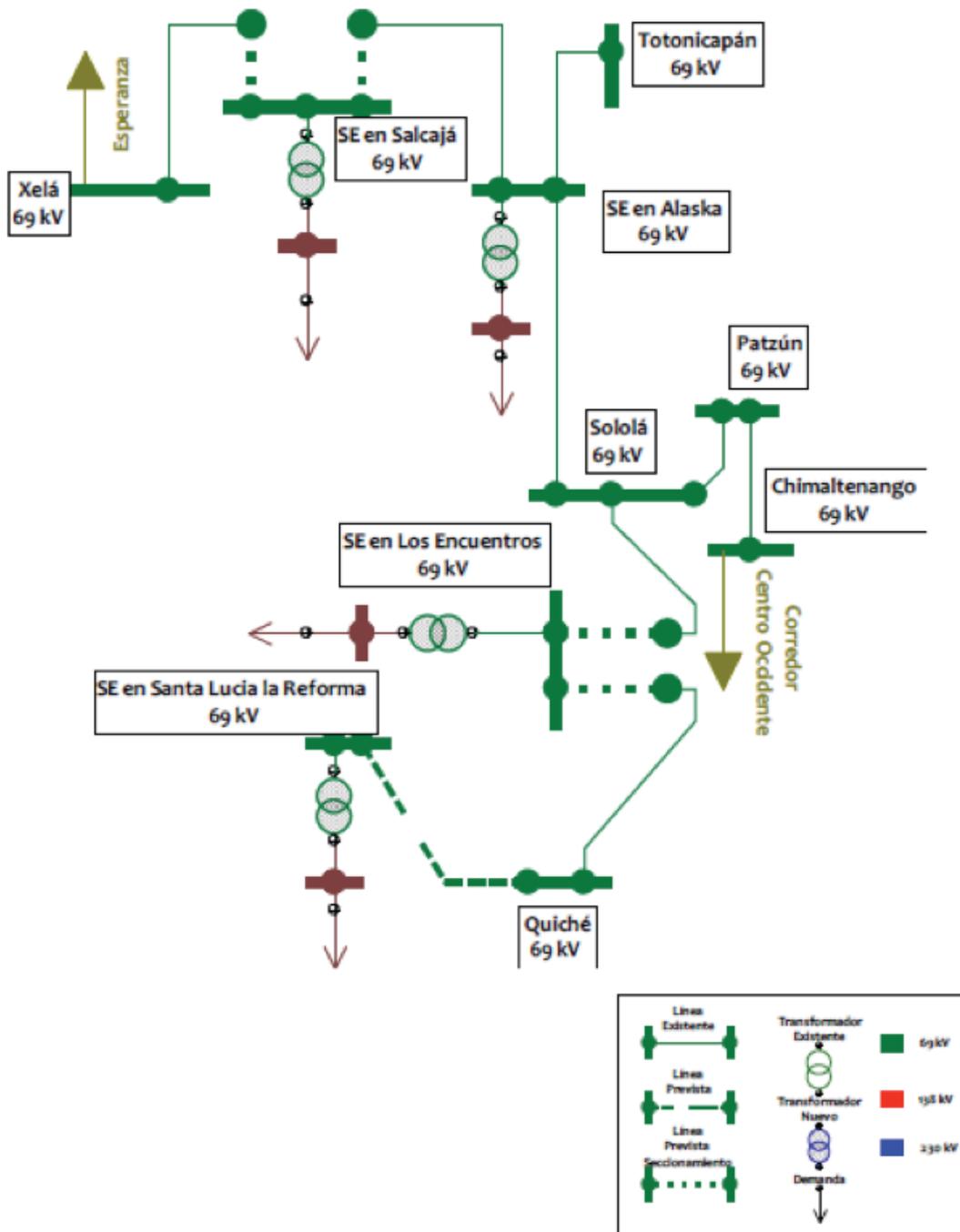
Líneas de Transmisión		
Desde	Hasta	Voltaje (kV)
Nueva Subestación Mazatenango I	Subestación Mazatenango II	69
Subestación Mazatenango II	Subestación Santo Tomás	69
Ampliación, adecuación y seccionamiento de la línea de transmisión existente Sololá - Quiché para conectar con la nueva subestación en Los Encuentros		
Ampliación, adecuación y seccionamiento de la línea de transmisión existente Esperanza - Alaska para conectar con la nueva subestación en Salcajá		
Ampliación, adecuación y seccionamiento de la línea de transmisión existente Sololá - Esperanza 69kV para conectar con la nueva subestación en Alaska		
Ampliación, adecuación en la línea de transmisión existente Esperanza - Los Brillantes para conectar con la subestación Santa María II		
Ampliación, adecuación y seccionamiento de la línea de transmisión Sololá - Las Cruces (en construcción, de acuerdo al PET-1) para conectar con la nueva subestación en Chimaltenango.		

Fuente: Planes de Expansión anteriores.

GRÁFICA 57: DIAGRAMA UNIFILAR DEL NUEVO PROYECTO

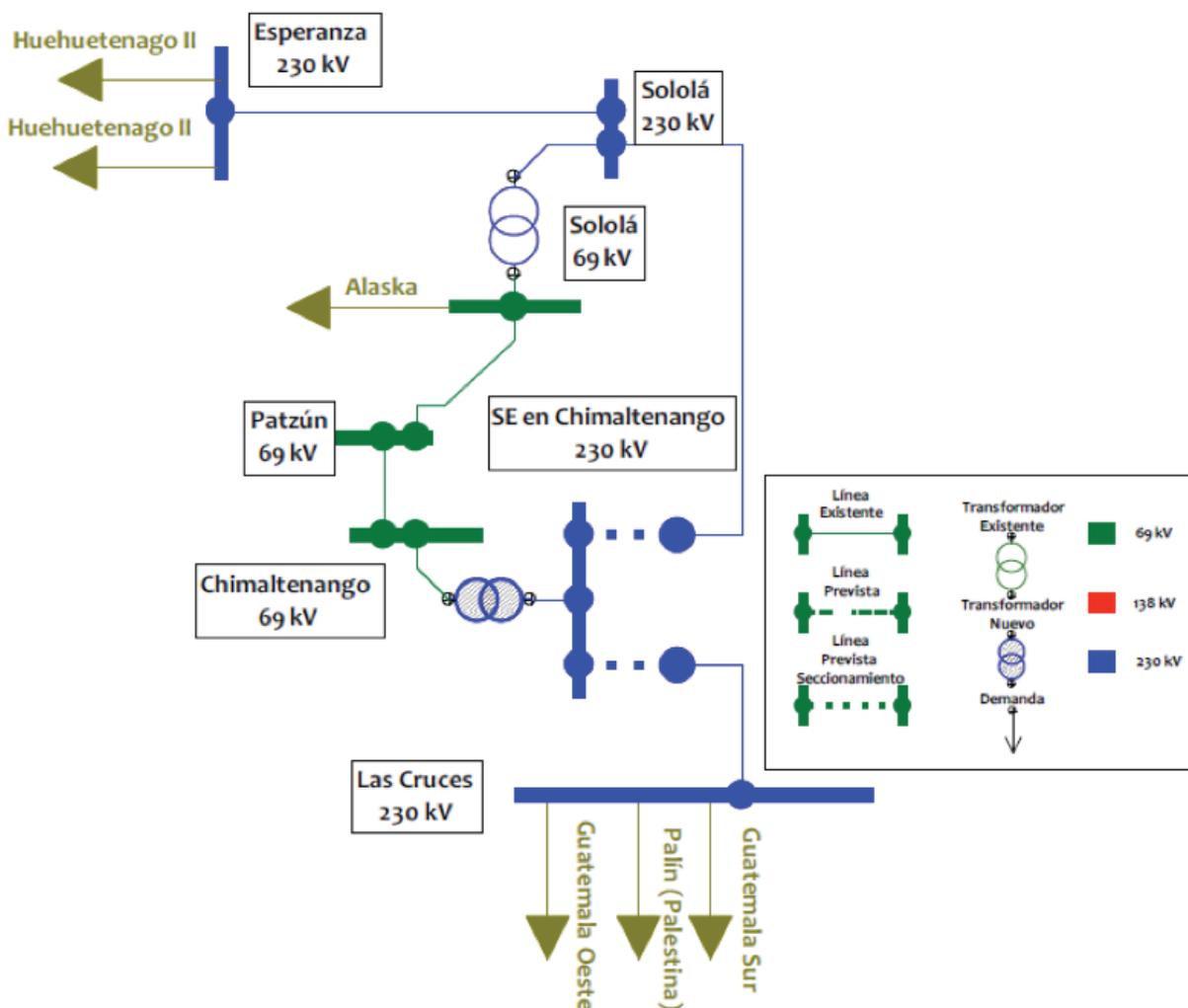


Fuente: Planes de Expansión anteriores.



Fuente: Planes de Expansión anteriores.

GRÁFICA 58: DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS PROYECTOS DEL CORREDOR CENTRO - OCCIDENTE DEL NUEVO PROYECTO



Fuente: Planes de Expansión anteriores.

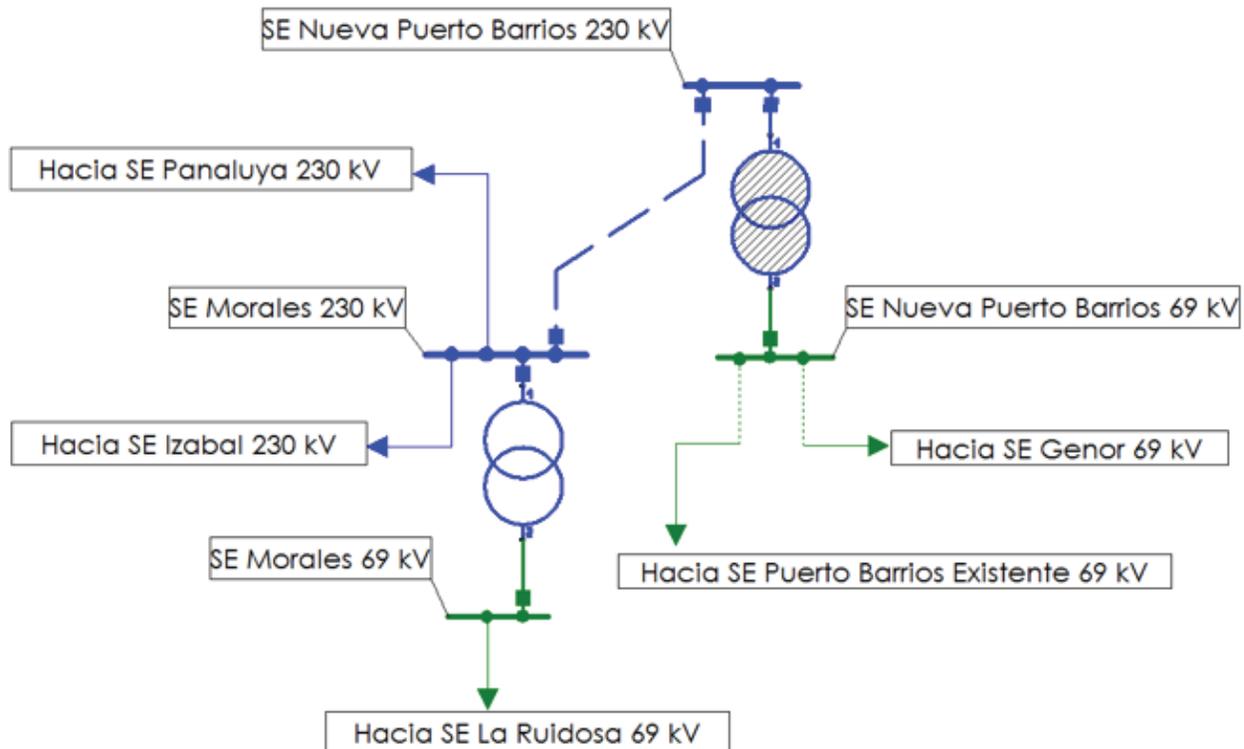
DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS DEL ÁREA NORORIENTAL

Las Obras de Transmisión consisten en el diseño, suministro, transporte, obtención de los terrenos, constitución de Servidumbres, construcción, montaje, pruebas, operación y mantenimiento de lo siguiente:

- I. Nueva Subestación Puerto Barrios 230/69 kV, 150 MVA,
- II. Línea de Transmisión nueva Morales - Puerto Barrios 230 kV,
- III. Ampliación en 230 kV de la subestación existente Morales,
- IV. Trabajos de adecuación de la línea de transmisión existente Puerto Barrios - Genor 69 kV y su conexión a la subestación Puerto Barrios 230/69 kV.

El nombre de la nueva subestación es considerado como indicativo, por lo que el mismo deberá reflejar la ubicación final para ser considerados como definitivo. El nombre definitivo deberá indicarse en la solicitud que se refiere el artículo 51 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

DIAGRAMA UNIFILAR DEL PROYECTO NORORIENTAL



Fuente: Planes de Expansión anteriores.

Fronteras de El Proyecto

Tomando en cuenta el Sistema Nacional Interconectado en la actualidad y los proyectos contenidos en el PET-2008-2018, a continuación se describen las Obras de Transmisión que se interconectarán a las instalaciones existentes y que constituyen las fronteras de El Proyecto.

- A. La Subestación Morales 230/69 kV la cual recibirá la nueva línea de Transmisión Morales-Puerto Barrios 230 kV.
- B. La línea de transmisión Puerto Barrios - Genor 69 kV y su conexión a la nueva subestación Puerto Barrios 230/69 kV.

En las fronteras del proyecto deberá quedar previsto lo establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) referente a la instalación del sistema de medición y control de la calidad del producto, para el cumplimiento de las futuras obligaciones que adquiera como Transportista.

GRÁFICA 59: OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL NUEVO PROYECTO







WWW.MEM.GOB.GT