



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

**BENEFICIOS POSITIVOS Y NEGATIVOS DE LA INTERCONEXIÓN
ELÉCTRICA DE GUATEMALA CON OTROS PAÍSES**

Victor Efraín Molina Carrera

Asesorado por el Ing. Jorge Gilberto González Padilla

Guatemala, mayo de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**BENEFICIOS POSITIVOS Y NEGATIVOS DE LA INTERCONEXIÓN
ELÉCTRICA DE GUATEMALA CON OTROS PAÍSES**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

VICTOR EFRAÍN MOLINA CARRERA

ASESORADO POR EL ING. JORGE GILBERTO GONZÁLEZ PADILLA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santizo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castllo
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADOR	Ing. Romeo Neftalí López Orozco
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

BENEFICIOS POSITIVOS Y NEGATIVOS DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE GUATEMALA CON OTROS PAÍSES

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 21 de mayo de 2015.


Victor Efraín Molina Carrera

Guatemala, 15 febrero del 2019

Ingeniero
Saúl Cabezas
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos

Señor Coordinador

Por este medio hago de su conocimiento que he revisado el trabajo de graduación BENEFICIOS POSITIVOS Y NEGATIVOS DE LA INTECONEXIÓN ELÉCTRICA DE GUATEMALA CON OTROS PAÍSES, desarrollado por el estudiante Víctor Efraín Molina Carrera, carné 000041956, con base a la revisión y corrección de dicho trabajo, hemos considerando que ha alcanzado los objetivos propuestos.

Sin otro particular, me suscribo ante usted.

Atentamente,

Jorge Gilberto González Padilla
INGENIERO ELECTRICISTA
No. DE COLEGIADO 9055

JGP
Ing. Jorge Gilberto González Padilla
Colegiado No, 9055



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 15. 2019.

4 DE MARZO 2019.

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

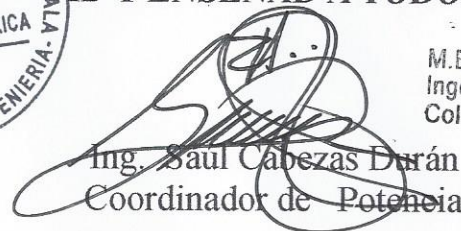
Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **BENEFICIOS POSITIVOS Y NEGATIVOS DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE GUATEMALA CON OTROS PAÍSES**, del estudiante; Víctor Efraín Molina Carrera, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.



Atentamente,

VID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador de Potencia

M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648



REF. EIME 13. 2019.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: VÍCTOR EFRAÍN MOLINA CARRERA titulado: BENEFICIOS POSITIVOS Y NEGATIVOS DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE GUATEMALA CON OTROS PAÍSES, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andrino González



GUATEMALA, 25 DE MARZO 2019.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

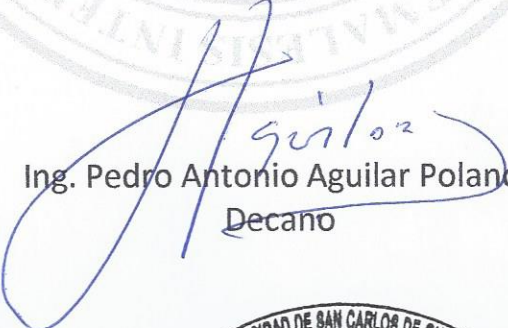


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 228.2019

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **BENEFICIOS POSITIVOS Y NEGATIVOS DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE GUATEMALA CON OTROS PAÍSES**, presentado por el estudiante universitario: **Víctor Efraín Molina Carrera**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, mayo de 2019

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por acompañarme siempre, por darme la vida, la sabiduría y la fuerza para culminar mi carrera.
- Mi esposa** Eugenia de Molina, por su amor, comprensión y apoyo incondicional.
- Mis hijos** Efraín y Diego Molina Roldán, luz de mis ojos, y para quienes quiero ser un ejemplo.
- Mis padres** María Victoria Carrera y Efraín Molina, agradecimiento por el esfuerzo y las enseñanzas de vida (q. e. p. d).
- Mi abuelita** Natalia Franco, por todas sus bendiciones y cariño que me otorgó (q. e. p. d).
- Mis tíos** Por su cariño y aprecio, en especial a mis tíos Gilberto y Alejandro Molina Franco, por ser parte importante de mi vida. Su apoyo y amor han sido fundamentales (q. e. p. d).
- Mis hermanos** Estela, Shený, Carlos, Julio y Eduardo Molina Carrera, por formar parte de esta meta y de mi vida. Con todo el cariño que siempre nos ha unido.

Mis sobrinos

Por todos los buenos momentos que hemos compartido.

Mis amigos

Que de una u otra manera estuvieron involucrados, apoyándome en la culminación de mi carrera y en mi vida en general.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser mi casa de estudios, brindándome la oportunidad de llegar a ser un profesional.

Facultad de Ingeniería

Por proporcionarme los conocimientos necesarios en toda mi formación académica.

**Municipalidad
de Guatemala**

Por haberme formado laboralmente, en las dependencias que estuve a cargo, principalmente a EMPAGUA.

COMCEGSA

Por la oportunidad de las prácticas primarias.

**Mis amigos de
la Facultad**

Con quienes viví una gran experiencia, llena de horas de estudio, pero también en donde pudimos compartir muchas aventuras y buenos momentos. Agradeceré siempre su apoyo y amistad.

Mi asesor

Ing. Jorge Gilberto González Padilla, por su valiosa colaboración en la asesoría del presente trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XIX
OBJETIVOS	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
1. MARCO LEGAL	1
1.1. Estructura del sector eléctrico de Guatemala.....	1
1.2. Estructura del sector eléctrico de México	4
1.3. Estructura del sector eléctrico de El Salvador.....	5
1.4. Estructura del sector eléctrico de Honduras.....	6
1.5. Estructura del sector eléctrico de Nicaragua.....	7
1.6. Estructura del sector eléctrico de Costa Rica.....	8
1.7. Estructura del sector eléctrico en Panamá.....	9
2. FUNCIONES BÁSICAS DE LA INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL..	11
2.1. Interconexiones internacionales y sus funciones	11
2.2. El proyecto Siepac	13
2.3. Beneficios del proyecto	16
2.4. El proyecto	17
2.5. Consideraciones técnicas	18
2.6. Las transaccionales de la energía y sus intereses en los proyectos de integración eléctrica centroamericana	19
2.7. El mercado eléctrico centroamericano	20

3.	ESTRUCTURA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA.....	23
3.1.	Estructura de consumo	23
3.2.	Evolución de la demanda de electricidad en el Sistema Nacional Interconectado	27
3.3.	Curvas típicas de carga	29
3.4.	Curvas de carga eléctrica nacional	31
3.5.	Indicadores del Sistema Nacional Interconectado	32
4.	DISPOSICIONES LEGALES Y REGLAMENTOS EMITIDOS PARA LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD (TIE).....	37
4.1.	Estructura legal para las transacciones de electricidad en Guatemala	37
4.2.	Aspectos operativos	39
4.3.	Despachos económicos coordinados.....	40
4.4.	Tipos de transacciones de importación y exportación	42
4.5.	Contratos de importación y exportación	45
4.6.	Tratamiento de las transacciones realizadas con la interconexión con México	45
4.7.	Ente Operador Regional (EOR).....	46
4.8.	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).....	47
4.9.	Formación de precios	49
4.10.	Operación de enlaces internacionales	50
4.11.	Tipos de transacciones.....	51
4.12.	Aspectos comerciales.....	51
4.12.1.	Normas comerciales.....	52
4.12.2.	Liquidación de las Transacciones Eléctricas Internacionales (TIE)	56
4.12.3.	Plazos	56

4.12.4.	Conciliación.....	57
4.12.5.	Calendarización	57
5.	RESULTADOS OPERATIVOS TÉCNICOS	61
5.1.	Características técnicas de la interconexión eléctrica Guatemala-México.....	61
5.2.	Interconexión eléctrica a 400 Kv.....	62
5.3.	Subestación Los Brillantes.....	63
5.4.	Flujos de potencia.....	64
5.5.	Pérdidas eléctricas.....	64
5.6.	Metodología de cálculo	66
6.	RESULTADOS ECONÓMICOS	67
6.1.	Energía exportada	67
6.2.	Energía importada	68
6.3.	Precios de energía.....	71
6.4.	Facturación en las transacciones internacionales.....	74
6.5.	Disminución del costo de la energía para el usuario.....	76
6.6.	Resultado de balanza de transacciones en Centroamérica	77
6.7.	Reducción de consumo de combustible	79
6.8.	Emisión de gases de efecto invernadero CO2	80
7.	CRITERIOS GENERALES SOBRE LOS BENEFICIOS POSITIVOS Y NEGATIVOS DE LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS CON OTROS PAÍSES	85
7.1.	Beneficios generales.....	85
7.2.	Los beneficios directos para Guatemala	86
7.3.	Beneficios negativos de la interconexión para Guatemala	88

CONCLUSIONES..... 91
RECOMENDACIONES 93
BIBLIOGRAFÍA..... 95
ANEXOS..... 99

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Estructura del mercado eléctrico en Guatemala	4
2.	Instalación de la Línea Siepac.....	16
3.	Comparación de cobertura eléctrica por departamento	25
4.	Relación entre la variación del PIB y la variación del consumo de energía eléctrica	28
5.	Evolución de la energía consumida y la demanda máxima del SNI	29
6.	Ejemplo de curva de carga.....	30
7.	Gráfica horaria de demanda eléctrica en Guatemala.....	31
8.	Generación eléctrica por tipo de combustible del año 2016	33
9.	Gráficas de energía disponible para el consumo nacional	35
10.	Gráfica de exportaciones e importaciones en GWH	69
11.	Exportación e importación de energía por país del año 2016.....	70
12.	Precios promedio anuales del MER del 2015 al 2016	71
13.	Precio <i>spot</i> promedio en US\$/MWh y su variación porcentual	72
14.	Precio <i>ex ante</i> y <i>ex post</i> por nodo de enlace del año 2016	73
15.	Tendencias de precio promedio MER vr precio <i>spot</i>	74
16.	Volúmenes de energía transada en el mercado de oportunidad	78
17.	Análisis de compras y ventas por países miembros del MER	79
18.	Emisiones de CO2 en porcentaje en Guatemala	81

TABLAS

I.	Producción de energía centroamericana por fuente renovable	20
----	--	----

II.	Energía inyectada por país a las redes de alta y media tensión por fuente renovable	21
III.	Capacidad instalada por tecnología y por país [MW] 2016.....	22
IV.	Índice de cobertura eléctrica por departamento.....	24
V.	Registro histórico del índice de cobertura eléctrica. Años 2007-2016..	26
VI.	Valores de las grandes distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala. Distribución del año 2016	26
VII.	Potencia efectiva instalada en el SNI en MW, 2011-2016.....	28
VIII.	Demanda máxima de potencia del SNI en MW, 2011-2016.....	29
IX.	Producción de energía por tipo de combustible. Año 2016	33
X.	Oferta-demanda de potencia y suministro de energía eléctrica del 2005 al 2016 en Guatemala	34
XI.	Proceso comparativo de precio de oferta de exportación e importación	40
XII.	Valor total anual de energía exportada de Guatemala a México en GWh.....	68
XIII.	Total de energía anual importada de México en GWH	68
XIV.	Integración de energía eléctrica de Guatemala del año 2012 al 2016.....	76
XV.	Producción de energía eléctrica 2016.....	79
XVI.	Emisión total para cada caso de integración (TON. CO2)	83

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
CO₂	Dióxido de carbono
GWh	Giga Watt hora
Mw	Mega Watt

GLOSARIO

Agentes del mercado	Personas jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.
Agente transmisor	Propietarios de las instalaciones o líneas de transmisión.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Beneficio social	Suma de ventajas positivas del excedente del consumidor y el productor.
Calidad	Característica del servicio de la energía eléctrica referida a su disponibilidad y al cumplimiento de requisitos técnicos de voltaje y frecuencia.
Capacidad operativa de transmisión	Que se puede transmitir por una línea o por un grupo de líneas que enlazan dos áreas distintas de un sistema eléctrico nacional o internacional, tomando en consideración el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño. Es la máxima potencia.

Cargo complementario de transmisión	Ingresos autorizados regionales que no se recolectan, como peajes, cargos variables de transmisión o venta de derechos de transmisión.
Cargos por uso de la red de transmisión regional	Cargos a pagar por los agentes, excepto los transmisores, de acuerdo a lo establecido en el régimen tarifario por el uso de la RTR. Tiene como componentes el cargo por peaje y el cargo complementario de transmisión.
Cargos variables de transmisión	Diferencia entre los pagos por la energía retirada en cada nodo de la red de transmisión.
Cargo por servicio de operación del sistema	Cargos pagados al EOR por los agentes del MER, para cumplir con las funciones establecidas en el tratado Marco, Protocolos y Reglamentos.
Cargo por servicio de regulación del MER	Cargos pagados a la CRIE por los agentes de MER, para cumplir con las funciones, protocolos y reglamentos.
CFE	Comisión Federal de Electricidad de México.
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa de El Salvador.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
Conciliación	Proceso mediante el cual se calculan los montos correspondientes a las transacciones comerciales.
Confiabilidad	Medida del grado de continuidad con que se presta el servicio de energía eléctrica.
Contingencia	Falla inesperada de un componente del sistema, tal como un generador, una línea de transmisión, un interruptor u otro elemento eléctrico.
Contrato firme	Compromiso que da prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora.
Contrato financiero no firme	Contrato que no da garantía de suministro de la energía contratada a la parte compradora y no afecta el predespacho de energía.
Contrato físico flexible no firme	Contrato que conlleva la entrega o recepción de la energía contratada. Afecta el predespacho de energía.
Costos de suministro de energía	Montos en dólares, resultantes de las transacciones de los productos y servicios que se prestan.

Costos unitarios estándar	Costos unitarios de componentes de sistemas de transmisión, que se establecen sobre la base de valores resultantes de licitaciones públicas competitivas en los países miembros.
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
CVT	Cargo Variable de Transmisión.
Derechos firmes	Un contrato firme asigna a su titular, durante el período de validez: (a) el derecho, pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la red.
Derechos de transmisión	Documento que asigna a su titular un derecho de uso o un derecho financiero sobre la Red de Transmisión Regional por un determinado período de validez.
Desviaciones en tiempo real	Desviaciones de las inyecciones y retiros durante la operación en tiempo real en el predespacho nacional y regional.
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras.
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad.

Energía firme	Energía comprometida en un contrato firme regional y que cumple las características de firmeza de suministro.
Energía firme contratada	Energía informada durante el proceso de registro de contratos firmes en el MER.
Energía firme requerida	Parte de la energía declarada en un contrato firme, para la cual el comprador requiere su entrega física en el nodo de retiro correspondiente.
EOR	Ente Operador Regional.
Facturación	Proceso mediante el cual se expide a cada agente del OS/OM el documento de cobro por las obligaciones de pago adquiridas.
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad.
IRHE	Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación de Panamá.
Kwh	Unidad de energía para medir consumo de energía activa.
Liquidación	Proceso de recolección de cobros y distribución de pagos.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.

MER	Mercado Eléctrico Regional.
Mercado de Contratos Regional	Conjunto de contratos regionales de inyección y retiro de energía junto con las reglas para su administración.
Mercado de oportunidad regional	Ámbito organizado para la realización de intercambios de energía a nivel regional, con base en ofertas de oportunidad u ofertas de flexibilidad asociadas a contratos.
MOR	Mercado de Oportunidad Regional.
Nodos de control	Nodos en que los OS/OM pueden controlar la inyección/retiro de energía en forma independiente de otros nodos.
Normas	Conjunto de reglas que deben seguirse.
OM	Operadores del Mercado.
OS	Operadores del Sistema.
OS/OMS	Operadores del Sistema y/o Operadores del Mercado.
OPGW	Cable óptico a tierra.

Peaje de transmisión	Parte de los cargos por uso de la Red de Transmisión Regional cuyo pago es realizado por los agentes.
Período de conciliación	Período de tiempo para el que se realiza la conciliación de las transacciones comerciales. Corresponde a un mes calendario.
Período de facturación	Período de tiempo para el que se realiza la facturación de las transacciones comerciales. Corresponde a un mes calendario.
PIB	Producto Interno Bruto.
Posdespacho	Cálculo de precios <i>ex post</i> y transacciones del MER que se realizan después de la operación en tiempo real del mismo.
Potencia	Capacidad de hacer un trabajo.
Precios <i>ex ante</i>	Los precios nodales calculados antes de la operación en tiempo real.
Precios <i>ex post</i>	Los precios nodales calculados después de la operación en tiempo real.
Precios nodales	Precio incurrido para satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en cada nodo de la RTR.

Predespacho regional	Programación de las transacciones de energía y de la operación del sistema para el día siguiente, el cual se realiza por período de mercado.
Protocolos	Protocolos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.
Protocolo de Kioto	Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático de reducciones de CO2.
Red de Transmisión Regional	Conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales.
Redespacho	Modificación de la programación efectuada en el predespacho.
Renta de congestión	Diferencia entre el producto del precio nodal por la potencia de retiro del derecho de transmisión menos el producto del precio nodal por la potencia de inyección del derecho de transmisión.
Reserva de contingencia	Reserva conformada por los generadores con o sin capacidad de regulación primaria, cuya generación se puede modificar en un período máximo de 10 minutos.
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
RTR	Red de Transmisión Regional.

Servicio de Transmisión Regional	Consiste en transmitir energía eléctrica por medio de la RTR y de los sistemas de transmisión nacionales, permitiendo los intercambios regionales de energía.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones de El Salvador.
SIMECR	Sistema de Medición Comercial.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Sistema Eléctrico Regional	Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los países miembros.
Sistema de Medición Comercial Regional	Sistema de medición que provee información acerca de las inyecciones y retiros en los nodos de la RTR.
Tarifa	Regularización de cantidad a pagar por los usuarios.
Transacciones por desviaciones en tiempo real	Transacciones en el MER producto de las desviaciones calculadas con las mediciones en tiempo real.

Transacción global del mercado nacional	Conjunto de inyecciones y retiros en los nodos de la red de transmisión de un país, determinado por el OS/OM.
Transmisión	Transporte de energía a través de redes eléctricas de alta tensión.
Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central	Tratado internacional suscrito por los países miembros para la creación y desarrollo de un Mercado Eléctrico Regional.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación evalúa los beneficios positivos y negativos de la interconexión eléctrica de Guatemala con otros países, determinando un análisis de las leyes y normativas nacionales como las que rigen a las organizaciones que conforman los sectores eléctricos de cada nación involucrada dentro del Mercado Eléctrico Regional, para el buen funcionamiento legal y técnico de las transacciones eléctricas internacionales.

Los beneficios positivos y negativos se han evaluado desde el punto de vista técnico, económico, ambiental, social y político. Para esto, se han considerado resultados estadísticos de los aspectos económicos y desarrollo del mercado regional, principalmente el de Guatemala, que ha logrado ser uno de los países con mayor exportación de electricidad.

Gracias al avance del mercado eléctrico de Guatemala, se está teniendo importante inversión para el desarrollo de proyectos, que han ayudado a cubrir la demanda eléctrica interna y también para cumplir las exigencias del mercado regional- obteniendo el beneficio en las tarifas.

Se determinaron varios inconvenientes que deben tomarse en cuenta, principalmente la necesidad de socialización de los proyectos de generación y la falta de varias reglas claras. Sobre esta base se han establecido conclusiones y recomendaciones que pueden ser consideradas para el mejor desarrollo del mercado eléctrico nacional, puntualizando que los beneficios positivos son más que los beneficios negativos.

OBJETIVOS

General

Evaluar desde el punto de vista técnico, económico y social, los beneficios positivos y negativos para Guatemala, en general, y para el sector eléctrico, de la interconexión eléctrica de Guatemala con los demás países del área. Conocer el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), y sus efectos en las economías centroamericanas, especialmente en Guatemala.

Específicos

1. Analizar el funcionamiento del sector eléctrico guatemalteco y las disposiciones legales reglamentarias y regulatorias que rigen el Mercado Eléctrico Mayorista y en los países de la región.
2. Determinar las funciones básicas en los enlaces de las interconexiones eléctricas internacionales y la importancia de la integración eléctrica con el mercado centroamericano.
3. Determinar la estructura eléctrica en Guatemala y el desarrollo de la demanda.
4. Analizar las disposiciones legales y reglamentos emitidos para las transacciones internacionales de electricidad que rigen el Mercado Eléctrico Mayorista.

5. Determinar los resultados técnicos operativos de la interconexión con los países de la región y México.
6. Determinar, con base en los resultados económicos y balances de las transacciones eléctricas, la incidencia en la oferta.
7. Identificar plenamente los beneficios positivos y negativos de la integración del mercado eléctrico para los países centroamericanos, principalmente para Guatemala.

INTRODUCCIÓN

Con los cambios que se han dado mundialmente sobre el procedimiento de la comercialización de la energía eléctrica en sus procesos de generación, transmisión y distribución, también Guatemala los adoptó, principalmente con la aprobación de la Ley General de la Electricidad, Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala y sus demás reglamentos. Estos dieron origen a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), organismo regulador del subsector eléctrico, mercado mayorista y Administrador del Mercado Mayorista.

En el proceso de cambios se ha producido la interconexión eléctrica entre los países, negociando potencia y energía eléctrica. En la actualidad, Centroamérica cuenta con una infraestructura eléctrica común, también conocida como SIEPAC, que va desde Guatemala hasta Panamá, completada por una conexión con México.

Dentro de esta interconexión y comercialización de energía eléctrica, se producen beneficios positivos y negativos, de los cuales, para determinarlos y conocerlos, se evaluarán varios aspectos.

Primero se conocerá la infraestructura de los sectores eléctricos y sus bases legales de Guatemala y los demás países que conforman el mercado eléctrico. Se conocerán las funciones técnicas básicas que conforman las interconexiones internacionales, así como el beneficio del proyecto SIEPAC y la formación del CRIE.

Se determinarán las disposiciones legales y reglamentos emitidos para las Transacciones Eléctricas Internacionales (TIE), conociendo todas las instituciones que están involucradas en el proceso de la compra y energía internacionalmente, como el MER, el CRIE y el EOR.

Se analizarán todos los tipos de transacciones y contratos que se llevan a cabo en los compromisos adquiridos por los operadores, considerando las facturaciones, liquidaciones y conciliaciones, en los desacuerdos existentes y las calendarizaciones respectivas.

Las reglamentaciones de las operaciones de los países centroamericanos están contempladas, aunque todavía tiene sus problemas. Guatemala y México se interconectaron para cubrir cierta área en beneficio de ambos países, teniendo sus características técnicas.

Gracias a las interconexiones internacionales, en Guatemala se ha tenido mayor inversión para unidades generadoras, como las hidroeléctricas, lo que ha permitido llegar a ser el país de mayor exportación de energía, aunque se producen problemas sociales.

Al analizar los resultados estadísticos, indican que la interconexión eléctrica de Guatemala con otros países ha influido en cambios del desarrollo del sistema eléctrico, redundando en beneficios positivos y negativos de la interconexión, realizando un balance de los resultados para poder determinar recomendaciones y las debidas conclusiones.

1. MARCO LEGAL

1.1. Estructura del sector eléctrico de Guatemala

Según la Asociación Nacional de Generadores (ANG), en el año 2013, el marco legal está establecido en la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicado en el Diario Oficial del 15 de noviembre de 1996. Dos años después, el 1 de junio de 1998, se emite el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), Acuerdo 299-98.

Las Normas Técnicas de Transmisión y Distribución, Normas de Coordinación Comercial y Operativa y Procedimientos Técnicos, también fueron creados posteriormente para complementar el marco regulatorio. Los principios de la Ley General establecen que existe libertad para la instalación de centrales generadoras, pero en estricto cumplimiento a lo que establece la Constitución de la República y leyes del país, entre las que destacan las referentes a medio ambiente, protección a las personas y sus derechos, así como sus bienes y los del Estado.

El transporte de electricidad necesita la autorización correspondiente cuando utiliza bienes de dominio público, como postes e infraestructura ya existente, mientras, en lo referente a la distribución final, las tarifas las tiene que establecer la CNEE. En relación a la tarifa de peaje, está regulada cuando no hay un acuerdo entre las partes.

El Ministerio de Energía y Minas “es la institución rectora de los sectores energético y minero, que fomenta el aprovechamiento adecuado de los recursos

naturales del país”¹. Su misión es “propiciar y ejecutar las acciones que permitan la inversión destinada al aprovechamiento integral de los recursos naturales, que proveen bienes y servicios energéticos y mineros velando por los derechos de sus usuarios y de la sociedad en general”². Lo anterior según lo establece la visión y misión del MEM en su página de Internet.

El MEM también formula y coordina las políticas energéticas, planes y programas relacionados al subsector eléctrico, y vela por el estricto cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su reglamento.

Las funciones de la CNEE, como órgano técnico del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se limitan a ser regulatorias normativas, por lo cual goza de independencia funcional para realizar sus facultades, tales como determinar los precios y la calidad de la prestación de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorizaciones. Además, tiene la tarea de asegurar las condiciones de competencia del MEM.

Por su parte, la administración y operación del Sistema Nacional Interconectado está a cargo del Administrador del Mercado Mayorista de Electricidad (AMM). Esta es una institución de carácter privado, encargada de coordinar el despacho del SEI, establecer los precios de mercado de corto plazo, comercializar en el mercado mayorista y garantizar no solo la seguridad, sino además el abastecimiento de energía eléctrica. Potencia eléctrica, energía eléctrica y servicios de transporte de energía eléctrica, están dentro de los productos y servicios que se comercializan en el MEM.

¹ Ministerio de Energía y Minas. *Información del ministerio. Misión y visión*. <http://www.mem.gob.gt/quienes-somos/vision-y-mision/>. Consulta: febrero de 2019.

² *Ibíd.*

Una nueva estructura del sector eléctrico se creó a partir de la segmentación de la industria eléctrica en cuatro actividades principales: generación, transmisión, comercialización y distribución. Se privatizó la mayoría de la distribución y en forma parcial la generación. Mientras que, por el lado de la oferta o producción de energía, la apertura es total, del lado de la demanda esta se limita a los grandes usuarios o clientes que requieren el servicio.

De los cambios anteriores queda establecida la apertura de las redes de transmisión, subtransmisión y distribución. A su vez, también surge el Mercado Mayorista, donde tanto compradores como vendedores realizan operaciones de corto plazo y efectúan transacciones en el campo energético.

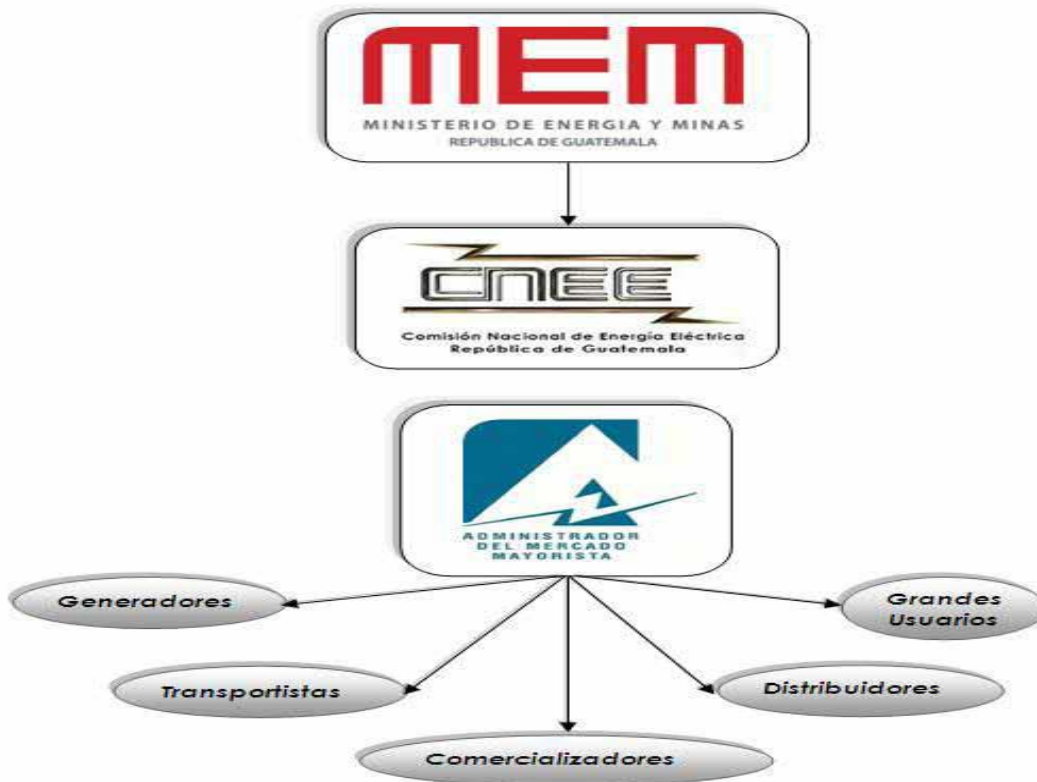
El mercado establece contratos a término o futuros y de oportunidad o *spot*. Este último señala que los agentes pueden adquirir suministros de potencia y energía con todos los demás agentes, mientras que los usuarios regulados reciben el suministro del mercado a término.

El subsector eléctrico tiene las siguientes funciones:

- Promover la participación privada.
- Fomentar la competencia y los mecanismos de mercado.
- Estimular que crezca este sector a través de un aumento a la oferta, la demanda y la cobertura eléctrica.

Al mismo tiempo que la oferta y la demanda crecen, se reduce la participación del estado en el subsector, lo cual ha sido una constante para que el mercado de electricidad haya evolucionado de un sistema centralizado, conocido como monopolio estatal, hacia lo que hoy en día se conoce como sistema de Mercado Mayorista abierto.

Figura 1. Estructura del mercado eléctrico en Guatemala



Fuente: ARGUETA, Rafael. *Expansión eléctrica*. p. 20.

1.2. Estructura del sector eléctrico de México

El sector eléctrico en México es propiedad del Estado, a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Esta última se encarga de velar por el correcto funcionamiento del sistema, el cual está conformado por la generación, transmisión y distribución, en cumplimiento a su misión de servicio público establecido en la Constitución y legislación mexicana.

Además de la CFE, en la generación participan particulares que pueden importar, exportar o generar electricidad para consumo propio o a la venta obligatoria al sistema federal, establecido por dicha compañía. Las transacciones se rigen por contratos para conectar sus fuentes al sistema, los que variarán dependiendo de su tecnología y, además, deberán acatar las tarifas establecidas en la legislación del país.

El proceso de transmisión pertenece a la CFE, que tiene a su cargo el cobro por el uso de las líneas, ya que en el país hay escasa inversión en infraestructura, por lo cual deben cubrir los costos. Recientemente se han llevado a cabo licitaciones en esta área con la participación del sector privado.

1.3. Estructura del sector eléctrico de El Salvador

La Asociación Nacional de Generadores (ANG), en el año 2013, señala que la organización del sector eléctrico en este país tuvo una reforma a partir de 1996, con la Ley de Aprobación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), Decreto No. 843. Dicha estructura se segmentó en generación, transmisión, distribución y comercialización.

La ley establece que el acceso al suministro eléctrico es para todos los sectores de la población y protege, al mismo tiempo, los derechos de los usuarios; sin embargo, ANG señala que dicha legislación no tomó en cuenta a los distribuidores, ni tampoco definió el destino de los fondos de las privatizaciones, a excepción que parte de ellos debe utilizarse para cubrir la inversión pública-social.

Se regula la disminución de los subsidios en el sector eléctrico, los cuales a la fecha se mantienen a través de la intervención de CEL en la formación del

precio *spot*, entre otros. La función normativa del sector fue emitida en el 2001 y asignada a la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Economía. La parte regulatoria la ejecuta la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).

La transmisión está a cargo de la Empresa de Transmisión de El Salvador, S.A. de CV ETESAL, perteneciente a CEL. El mercado mayorista está administrado por la Unidad de Transacciones, S.A. de CV UTE.

A pesar de que la regulación otorga libertad a los agentes para declarar precios y no costos, la CEL ha mantenido en los últimos años la intervención mediante la declaración de precios de sus plantas generadoras, la cuales son dominantes en el mercado.

1.4. Estructura del sector eléctrico de Honduras

Su reforma se inició con la aprobación de la Ley Marco de Electricidad, Decreto No. 158-94, Ley Marco Subsector Eléctrico del 26 de noviembre de 1994, reglamentado en 1998, según lo señala la Asociación Nacional de Generadores (ANG) en 2013.

Honduras ha determinado un comprador único de energía, que consiste en que las empresas generadoras privadas son remuneradas de acuerdo a las condiciones de compra-venta establecidas por la Empresa Nacional de Electricidad de Honduras (ENEE).

Otro dato que resalta es que el gobierno, a través de ENEE, subsidia las tarifas a usuarios residenciales. También este país contempló la privatización del sector, sin llegar a concretarla; sin embargo, en el año 2018, el ente

administrador de energía inició con el proceso privatizador, similar y coherente con la región de Centroamérica.

El Gabinete Energético (GE) y la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA), realizan las funciones normativas, mientras que la regulación está a cargo de la Comisión Nacional de Energía.

La ENEE es una institución estatal y verticalmente integrada, que también dirige la función empresarial, coordinando a más de 26 productoras privadas mayores de 1 MW, cuya generación es adquirida por ENEE como único comprador.

1.5. Estructura del sector eléctrico de Nicaragua

En Nicaragua, es a partir de 1994 que se inician las reformas más significativas en el subsector eléctrico, estableciendo una separación entre las funciones regulatorias y las empresariales, indica la Asociación Nacional de Generadores (ANG) en 2013.

La Empresa Nicaragüense de electricidad (ENEL) fue creada en 1994, según Decreto No. 46-94, y al año siguiente se establecieron reformas a la Ley Orgánica del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), entre las que destacan que el sistema de transmisión quedó como una empresa perteneciente al estado. La legislación también reguló que las funciones de Administrador del Mercado Mayorista y despacho de carga quedaran dentro de la unidad especializada de la empresa de transmisión. El suministro de energía a usuarios regulados estaría garantizado por los distribuidores a través de contratos a término.

Las tarifas quedaron estructuradas para cubrir los costos de energía más el Valor Agregado de Distribución (VAD). En el tema de la electrificación rural, la ley asigna a la CNE la responsabilidad de incrementarla en esa área con recursos del estado.

Los subsidios a las tarifas de usuarios residenciales están establecidos desde el año 2000, a través del Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica (FODIEN). Actualmente la función normativa la realiza la CNE y la regulatoria el INE.

En el país existen dos empresas de generación estatales y nueve privadas. La transmisión eléctrica le corresponde a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, S.A. (ENTRESA), mientras que la operadora del sistema y mercado es el Centro Nacional de Despacho y de Carga (CNDC), unidad especializada de ENTRESA.

1.6. Estructura del sector eléctrico de Costa Rica

Con el objetivo de atraer inversiones y fortalecer al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Costa Rica implementó algunas reformas en el sector eléctrico. La más reciente en 1995, lo cual ubica a este país como el único de Centroamérica y Panamá que solo ha promovido reformas menores en este campo, señala la Asociación Nacional de Generadores (ANG) en 2013.

La participación privada indica la legislación, puede participar en este sector hasta un máximo de 20 % de la capacidad instalada de Costa Rica. Los precios están regulados por el ICE, que actúa como comprador único. Además, destaca que las tarifas eléctricas son reguladas y publicadas por el Ente Regulador (ER).

El ER es autónomo, tiene personería jurídica y patrimonio propio. Es el encargado de regular las tarifas que son revisadas a solicitud de las empresas que prestan el servicio, conforme a las normas que establece el regulador.

La estructura de la industria en Costa Rica está verticalmente integrada. La función normativa la establece el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE); la función regulatoria está a cargo de la Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos (ARESEP). La transmisión le corresponde al ICE, el principal productor de energía del país. La distribución está a cargo de dos distribuidoras estatales, dos municipales y cuatro cooperativas.

1.7. Estructura del sector eléctrico en Panamá

Las funciones del sector eléctrico (hasta antes de las reformas) estaban a cargo del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). Su reforma inició en 1996 y 1997 con la creación del Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP), Ley No. 26 del 29/01/96, y el marco regulador e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997.

Panamá contempló la Ley de Competencia y Control de Prácticas Monopólicas, estableciendo límites a la participación de la empresa principal en la distribución y producción de energía, según información de la Asociación Nacional de Generadores (ANG) en el año 2013.

Las funciones de operación del sistema y la administración de las transacciones en el mercado tienen similitud con las prácticas de Nicaragua, pues ambas establecieron que estaría a cargo de una unidad especializada de la empresa de transmisión. Las tarifas se calculan principalmente por el costo de la energía y el Valor Agregado de Distribución VAD.

La responsabilidad de expandir las redes de distribución, al ser privatizadas, quedó a cargo de las nuevas empresas dentro de las áreas concesionadas a cada una. La Oficina de Electrificación Rural (OER) surgió para que el gobierno coordinara esta expansión con las empresas responsables.

En Centroamérica, Panamá es el único país que privatizó su parque generador eléctrico, pero el estado aún mantiene una porción significativa en las acciones de las empresas. La Comisión de Políticas Energéticas (CPE) realiza la función normativa, mientras que la regulación la coordina la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ANSP).

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), propiedad del estado, lleva a cabo la transmisión, realizando a su vez las funciones de operador del sistema y administrador del mercado.

2. FUNCIONES BÁSICAS DE LA INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL

2.1. Interconexiones internacionales y sus funciones

En los sistemas eléctricos que tienen como finalidad realizar interconexiones internacionales se vinculan dos o más sistemas de potencia de distintos países. Un enlace internacional es un conjunto de subestaciones, líneas y equipos asociados, que conectan los sistemas eléctricos de dos países y que tienen como función exclusivamente el transporte de energía para importación o exportación. Las funciones necesarias que permiten el cumplimiento de las interconexiones internacionales de electricidad son:

- Función de transmisión
- Función de interconexión propiamente dicha
- Función de comercializador de mercados
- Función mixta
 - La función de transmisión

Es el traslado de grandes cantidades de energía entre dos nodos alejados durante períodos largos de tiempo. En una línea internacional se pueden movilizar flujos de energía en un sentido y a su vez también funciona en sentido contrario, dependiendo de los requerimientos técnicos comerciales.

Podría considerarse el caso de una línea para transportar el excedente de potencia de un país hacia otro y abastecer su demanda por un lapso específico

o por un tiempo indefinido, dependiendo de la oportunidad en la cual el país deficitario pueda ampliar su propia generación y así reemplazar las importaciones.

- Función de interconexión

Al igual que la función de transmisión, permite transportar electricidad, solo que, en este caso, es únicamente por cortos períodos de tiempo y en cualquiera de los dos sentidos. Dependiendo de las circunstancias económicas y técnicas de los sistemas eléctricos involucrados, estos pueden variar en los períodos de tiempo, sujeto a precios de cada sistema.

En los enlaces internacionales se producen varios beneficios, como señala la autora Aleida Orejuela:

- Mejorar la confiabilidad de los sistemas que están interconectados porque incrementan el suministro disponible debajo de condiciones de falla.
- Disminuir los requerimientos de generación de respaldo para mantener condiciones de operación apropiadas a los sistemas interconectados.
- Efectuar transferencias importantes de electricidad, destinadas a optimizar el uso de recursos de generación existentes en los sistemas interconectados.
- Mejorar la calidad del servicio eléctrico, al permitir la aplicación de acciones complementarias de generación, tales como regulación de voltaje y frecuencia.
- Corregir problemas de congestión³.

³ OREJUELA, Aleida. *Evaluación de los aspectos favorables y de los aspectos adversos de la interconexión con Colombia*. p. 18.

- Función de comercializador de mercados

“Una línea que vincula dos mercados tiene como efecto la modificación del número de agentes que intervienen en ellos, incrementa sus campos de acción dependiendo de las reglas que gobiernan los mercados interconectados, puede promover la competencia.”⁴

El comercializador de mercados debe ser el propietario de una interconexión internacional y aquel que tenga como propósito transportar energía. La figura del comercializador de mercados es creada para promover la participación de inversiones privadas en la construcción de nuevas interconexiones internacionales.

- Función mixta

La función mixta puede explicarse “al tratarse de un enlace construido específicamente de una planta de generación y que está destinada a exportar parte de su generación al vincular los sistemas eléctricos de los países, permite optimizar la energía hidráulica empleando las condiciones de complementariedad hidrológica y luego mejorar la competencia en los mercados mayoristas de ambos países”⁵.

2.2. El proyecto Siepac

Según un *test* de afinidad eléctrica tomado del sitio: <http://test.afinidadelectrica.com/?p=727>, en agosto de 2009, el sistema de interconexión Siepac, que fue ideado en 1980, comprende una red eléctrica de

⁴ OREJUELA, Aleida. *Evaluación de los aspectos favorables y de los aspectos adversos de la interconexión con Colombia*. p. 18.

⁵ *Ibíd.*

1 800 kilómetros en construcción, que permitirá triplicar los actuales intercambios de energía entre países de Centroamérica, reduciendo costos para empresas y usuarios.

A este proyecto de aproximadamente \$500 millones de dólares de los países centroamericanos (con excepción de Belice) se han sumado México y Colombia, cuyas redes eléctricas están conectadas, así como las de Panamá.

La interconexión eléctrica de Centroamérica está concluida en su primera fase, que contempla una red de 65 mil kilómetros de fibra óptica para telecomunicaciones. Entre sus objetivos figuran apoyo a la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional (MER) y la creación de la infraestructura de interconexión eléctrica.

La interconexión eléctrica centroamericana entrará en operación a través de unos 1 800 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kilovoltios. Esta línea de transmisión más robusta permitirá a América Central multiplicar su capacidad de intercambios firmes de electricidad, de un límite actual de unos 30 megavatios a un máximo de 300 megavatios.

El Siepac permitirá a los países centroamericanos planificar el aumento de la capacidad de generación con una visión general, la nueva infraestructura facilitará la cobertura de la demanda entre sistemas eléctricos vecinos y aumentará la confiabilidad de sus servicios.

Como parte de la preparación del proyecto Siepac, se realizan evaluaciones de impacto de la obra, incluyendo un inventario forestal en el área de influencia de la línea de transmisión. El diseño incluye numerosas medidas

para mitigar y compensar los impactos ambientales y sociales de la obra, entre ellas un plan de reforestación.

Según el informe general de Siepac, este proyecto fue visualizado por los gobiernos centroamericanos y el de España en 1987. Los estudios realizados hasta 1995 demostraron amplias oportunidades que tendría la región de llevarse a cabo una integración eléctrica entre los países.

En 1995 los gobiernos centroamericanos, el de España y el BID, acordaron proseguir con la ejecución del proyecto, para lo cual acordaron una cooperación técnica que permitiera desarrollar los estudios de factibilidad técnico-económica, estudios de la empresa propietaria de la línea y la formulación de un tratado marco de complementariedad hidrológica, para luego mejorar la competencia en los mercados mayoristas de la región.

Figura 2. Instalación de la Línea Siepac



Fuente: Siepac. *Instalación de la línea*. p. 15.

2.3. Beneficios del proyecto

- Plantas generadoras regionales de gran tamaño
- Mayor eficiencia y confiabilidad del suministro de electricidad
- Menores costos unitarios
- Planificación regional (expansión/operación)
- Mercado eléctrico (competencia/apoyo)
- Promoverá un mercado competitivo regional de energía eléctrica
- Disminución de precios
- Optimización regional de la operación de centrales hidroeléctricas
- Beneficios sociales y económicos

- Beneficios de protección al medio ambiente

La consolidación del mercado eléctrico regional con la línea Siepac operando, y el marco legal con sus instituciones regionales fortalecidas, tendrán en la región los siguientes impactos:

- Factor de integración en energía y comunicaciones.
- Facilitará el desarrollo de la industria eléctrica.
- Contribuirá al desarrollo sostenible de la región.
- Incrementará el atractivo regional para inversores extranjeros.
- Mejorará la posición de Centroamérica para negociar con México y Colombia.
- Consolidará las ventajas estratégicas de Centroamérica por la geografía.

2.4. El proyecto

La infraestructura del Proyecto Siepac consiste en la ejecución del Primer Sistema de Transmisión Regional que reforzará la red eléctrica de Centroamérica, conformándose con líneas de transmisión de 230 kv de un circuito y con torres previstas para un segundo circuito futuro. Además, se incluyen 298 MVAR de equipos de compensación, algunos de los cables de guarda, tipo OPGW con fibras de monomodo y 24 de dispersión desplazada, más la adición de cable OPGW de torre T a la planta cajón en Honduras.

La línea Siepac se conectará a las redes nacionales de cada país mediante un total de 28 bahías de acceso en las siguientes subestaciones: Guatemala-Norte, Panaluya y Guatemala-Este, en Guatemala; Ahuachapán, Nejapa y 15 de Septiembre, en El Salvador; Río Lindo (incluyendo obras adicionales en esta subestación) y Agua Caliente, en Honduras; Planta

Nicaragua y Ticuantepe, en Nicaragua; Cañas, Parrita, Río Claro y Palmar Norte, en Costa Rica; y Veladero en Panamá. En el tramo Ahuachapán-Nejapa y 15 de Septiembre en El Salvador, el segundo circuito quedará de una vez habilitado.

2.5. Consideraciones técnicas

Cada circuito viene equipado con conductor 1024,5 MCM ACAR 519,1 mm²; cada estructura dispone de dos cables de guarda, uno en Alumoweld 7 núm. 8 58,56 mm², y el otro con OPGW que vendrá equipado con fibra óptica 12 Monomodo (Single Mode) y 24 dispersión desplazada (Non Zero Dispersión).

En la concepción del proyecto se han inducido medidas destinadas a prevenir los riesgos sísmicos locales. No se utilizarán materiales que pudieran ocasionar efectos nocivos sobre el medio ambiente (amiato, halón o PCB).

En la construcción y explotación se consideran los diferentes estudios de impacto ambiental, planes de gestión/supervisión ambiental, códigos aplicables al proyecto y las normas vigentes de seguridad ocupacional y autorizaciones oficiales.

Desde sus inicios, la infraestructura del SIEPAC ha sido concebida con una disponibilidad de fibras ópticas dentro de uno de sus hilos de guarda tipo OPGW. En la licitación correspondiente, la cantidad de hilos de fibra óptica fue dimensionada en 12 fibras monomodo y 24 de dispersión desplazada.

Además, deberá agregarse cable OPGW desde el punto de vista de comunicación entre las subestaciones. Una parte de esta fibra óptica es

necesaria para las necesidades propias de la operación y mantenimiento de la infraestructura de transmisión y crecimiento de las necesidades propias del sector eléctrico centroamericano, dejando un remanente para otros usos.

2.6. Las transaccionales de la energía y sus intereses en los proyectos de integración eléctrica centroamericana

Tras las privatizaciones en los diferentes mercados eléctricos centroamericanos a lo largo de la década de los noventa, las oportunidades de expansión en el subsector eléctrico regional se veían reducidas. Con la presentación del SIEPAC como proyecto pionero se amplían las posibilidades de negocio para las transnacionales eléctricas instaladas y se vislumbra en la región un mercado que ofrecerá una mayor competitividad, así como la oportunidad de intervención en los mercados de Costa Rica y Honduras (en donde aún existe bastante presencia gubernamental) con la entrada en vigor del Protocolo de Kioto y los mecanismos de desarrollo limpio, ya que el proyecto reduce las restricciones de transporte eléctrico en Centroamérica.

Los intereses de las grandes corporaciones transnacionales vinculadas al SIEPAC y al MER se concentran en todas las actividades del subsector, pero especialmente en la generación. Por su parte, las actividades de transmisión y distribución están constituidas como monopolio y oligopolio respectivamente, en los que la inversión se limita a la compra de activos de otras empresas.

La actividad de comercialización, si bien no ha llegado a su pleno desarrollo por mantenerse en manos de las distribuidoras en la mayoría de los países, puede visibilizarse como nuevo nicho de mercado con la entrada del MER. Se menciona lo sucedido en Guatemala, donde estos agentes tienen presencia desde la liberación de los noventa.

2.7. El mercado eléctrico centroamericano

La producción de electricidad en los países centroamericanos ascendió a 51 967,9 MWh en el 2016, cifra superior en 3,3 % a lo registrado en el 2015, según el informe de CRIE 2016. El análisis también señala que la energía que se genera es a partir de las siguientes fuentes:

Tabla I. **Producción de energía centroamericana por fuente renovable**

FUENTE	PORCENTAJE
Hidráulica	45,6 %
Geotérmica	8,2 %
Bagazo de caña e ingenios de azúcares	5,3 %
Eólica (viento)	4,4 %
	63 %

Fuente: elaboración propia.

Lo que se puede observar es que el 63 % de la energía eléctrica inyectada a las redes de alta y media tensión fue producida por medio de fuentes renovables determinadas por los países.

Tabla II. **Energía inyectada por país a las redes de alta y media tensión por fuente renovable**

País	Porcentaje
Guatemala	69,6 %
El Salvador	59,1 %
Costa Rica	89,7 %
Honduras	40,6 %
Nicaragua	52,0 %
Panamá	55,9 %

Fuente: elaboración propia.

El comercio interregional de energía eléctrica tuvo un importante ascenso en el 2016, año en el que representó más del doble del promedio de importaciones y exportaciones con respecto a las transacciones registradas en el 2015, lo cual aún constituye un nivel moderado de transacciones si se compara con la capacidad de la red troncal regional del Siepac.

Destaca que el repunte anterior significó 41,5 % de la demanda regional, siendo servida a partir de importaciones, según datos del Ente Operador Regional (EOR) en su informe estadístico 2016.

El país con mayor volumen de transacciones regionales fue Guatemala, que reportó en 2016 importaciones de 1334,80 GWh y exportaciones de 986 GWh. Estas cifras incluyen las importaciones de México a Guatemala. Este último es, a su vez, el mayor exportador hacia los países vecinos de Centroamérica.

Tabla III. **Capacidad instalada por tecnología y por país [MW] 2016**

Tecnología	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
Eólica	75,9	0	175	186,2	319,1	270	1 026,20
Solar fotovoltaica	80	0	409	0	1	88,5	578,5
Hidráulica	1 345,30	472,1	656,6	148,3	2 328,10	1 692,50	6 642,90
Geotérmica	49,2	204,4	0	163,3	206,9	0	623,8
Carbón	584,7	0	0	0	0	120	704,7
Diesel, bunker	962,5	756,6	1 004,90	731,3	571,7	1 120,40	5 147,40
Biomasa	1 045,30	252,2	209,7	171,1	40	0	1 718,30
Total	4 142,90	1 685,30	2 455,20	1 400,20	3 466,70	3 291,40	16 441,70

Fuente: elaboración propia.

3. ESTRUCTURA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA

3.1. Estructura de consumo

Con una demanda neta nacional al año 2016 de 11 642,82 GWH (inyecciones netas, más importaciones, menos pérdidas de transmisión) y una población estimada en 16 millones de habitantes, según el Instituto Nacional de Estadística (INE), la producción por habitante en Guatemala es 726,55 kwh/hab.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución, la cual consiste en líneas, subestaciones y las redes de distribución que operan en tensiones menores de 13,8 kilovatios. Las principales empresas distribuidoras, coordinadas por la AMM, son:

- Empresa Eléctrica de Guatemala
- Distribuidora de Electricidad de Occidente y Oriente
- Empresas Eléctricas Municipales

El marco regulatorio del sector eléctrico guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización. En general, los precios son fijados por el ente regulador, con base en costos económicos eficientes.

En la siguiente tabla se muestra la cobertura eléctrica que se tuvo a nivel nacional y departamental a finales del año 2016.

Tabla IV. Índice de cobertura eléctrica por departamento

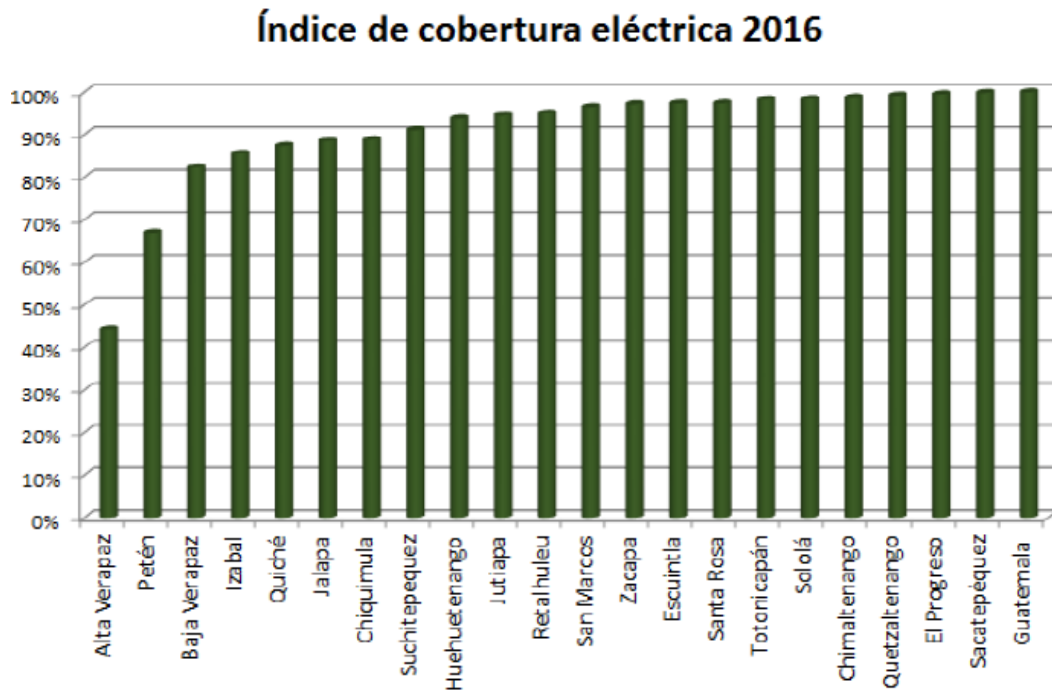
Índice de cobertura eléctrica 2016			
Departamento	Viviendas	Usuarios	Índice
Alta Verapaz	203 945	90 463	44,36 %
Baja Verapaz	60 900	50 142	82,63 %
Chimaltenango	121 128	119 599	98,74 %
Chiquimula	68 117	60 286	88,50 %
El Progreso	45 327	45 102	99,50 %
Escuintla	186 096	181 055	97,29 %
Guatemala	93 983	93 802	99,81 %
Huehuetenango	222 254	208 490	93,81 %
Izabal	83 579	71 493	85,54 %
Jalapa	68 117	60 286	88,50 %
Jutiapa	113 109	106 916	94,53 %
Petén	124 183	83 20711	67,00 %
Quetzaltenango	197 081	195 490	99,19 %
Quiché	167 967	146 722	87,35 %
Retalhuleu	66 963	63 644	95,04 %
Sacatepéquez	93 983	93 802	99,81 %
San Marcos	203 072	195 853	96,44 %
Santa Rosa	186 096	181 055	97,29 %
Sololá	80 357	79 058	98,38 %
Suchitepéquez	68 117	60 286	88,50 %
Totonicapán	92 242	90 658	98,28 %
Zacapa	63 989	62 148	97,12 %
Índice a nivel nacional	3 425 340	3 153 214	92,06 %

Fuente: Dirección General de Energía. *Índice de cobertura eléctrica 2016*.

<http://www.mem.gob.gt/energia/direccion-general-de-energia/>. Consulta: febrero de 2019.

Deducido de la tabla anterior, se puede determinar en la gráfica siguiente que el Departamento de Guatemala tuvo la mayor cobertura, mientras que el Departamento de Alta Verapaz tuvo la menor.

Figura 3. **Comparación de cobertura eléctrica por departamento**



Fuente: Dirección General de Energía. *Índice de cobertura eléctrica 2016.*

<http://www.mem.gov.gt/energia/direccion-general-de-energia/>. Consulta: febrero de 2019.

Tabla V. **Registro histórico del índice de cobertura eléctrica. Años 2007-2016**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Índice de Cobertura Eléctrica%	84.00	83.50	84.70	83.50	84.10	85.70	89.60	90.20	91.96	92.06

Fuente: Dirección General de Energía. *Índice de cobertura eléctrica 2016*.
<http://www.mem.gob.gt/energia/direccion-general-de-energia/>. Consulta: febrero de 2019.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura que comprende líneas, subestaciones y las redes de distribución que operan en tensiones menores de 13.8 kilovatios. Las principales empresas distribuidoras en Guatemala se describen en la siguiente tabla:

Tabla VI. **Valores de las grandes distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala. Distribución del año 2016**

Distribuidora	GW/H
EEGSA	4 534 955
DEOCSA	1 253 640
DEORSA	1 169 619

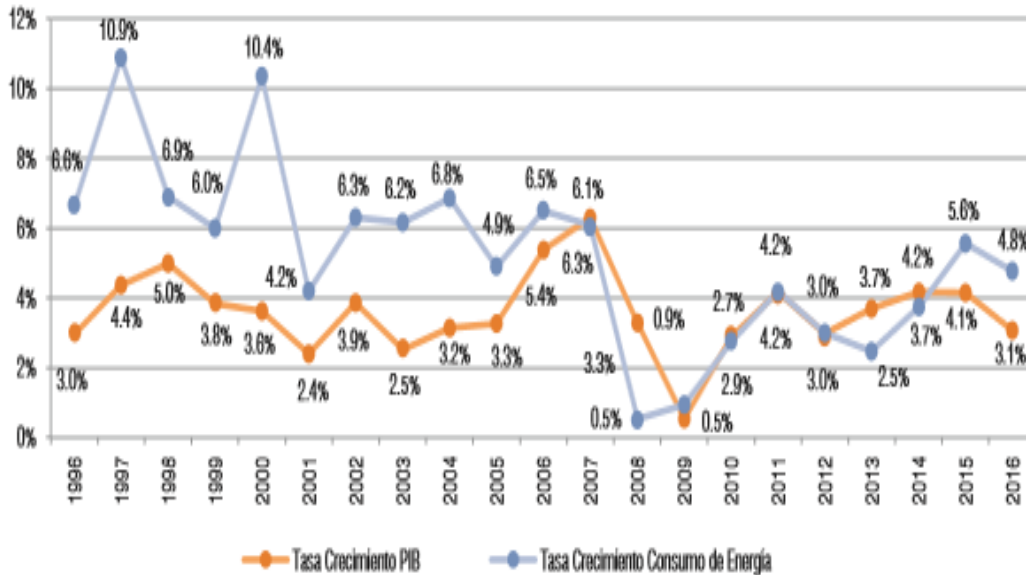
Fuente: Dirección General de Energía. *Índice de cobertura eléctrica 2016*.
<http://www.mem.gob.gt/energia/direccion-general-de-energia/>. Consulta: febrero de 2019.

3.2. Evolución de la demanda de electricidad en el Sistema Nacional Interconectado

La demanda es la razón de la generación de la energía eléctrica y la misma debe ser prevista para una correcta distribución de los recursos energéticos de un país. La demanda de energía eléctrica del país está relacionada directamente con el desarrollo del mismo, viéndose afectada por actividades industriales y los cambios en las condiciones de vida de la población, así como de otros factores que se relacionan con las actividades productivas.

La realización del análisis de crecimiento de la demanda de energía eléctrica se basa en un modelo económico, que considera como variables independientes el Producto Interno Bruto (PIB) y el número de usuarios del servicio de energía eléctrica. Dicho modelo asume una relación logística entre la demanda de energía y el PIB, así como una relación lineal-exponencial entre la demanda de energía y el número de usuarios. Los datos del PIB utilizado para la determinación de los escenarios de crecimiento de la demanda se describen en la siguiente figura.

Figura 4. **Relación entre la variación del PIB y la variación del consumo de energía eléctrica**



Fuente: Dirección General de Energía. *Índice de cobertura eléctrica 2016*.

<http://www.mem.gob.gt/energia/direccion-general-de-energia/>. Consulta: febrero de 2019.

En los últimos 5 años la demanda de energía en Guatemala ha mostrado un crecimiento sostenible de un 4,63 % anual. Esta cifra puede anunciar que para el 2027 la demanda alcance los 16 800 GWh, según datos presentados por la CNEE.

Tabla VII. **Potencia efectiva instalada en el SNI en MW, 2011-2016**

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Potencia en MW	2 194,08	2 385,65	2 524,96	2 626,07	3 138,81	3 442,37

Fuente: Dirección General de Energía. *Memoria de labores*.

<http://www.mem.gob.gt/energia/direccion-general-de-energia/>. Consulta: febrero de 2019.

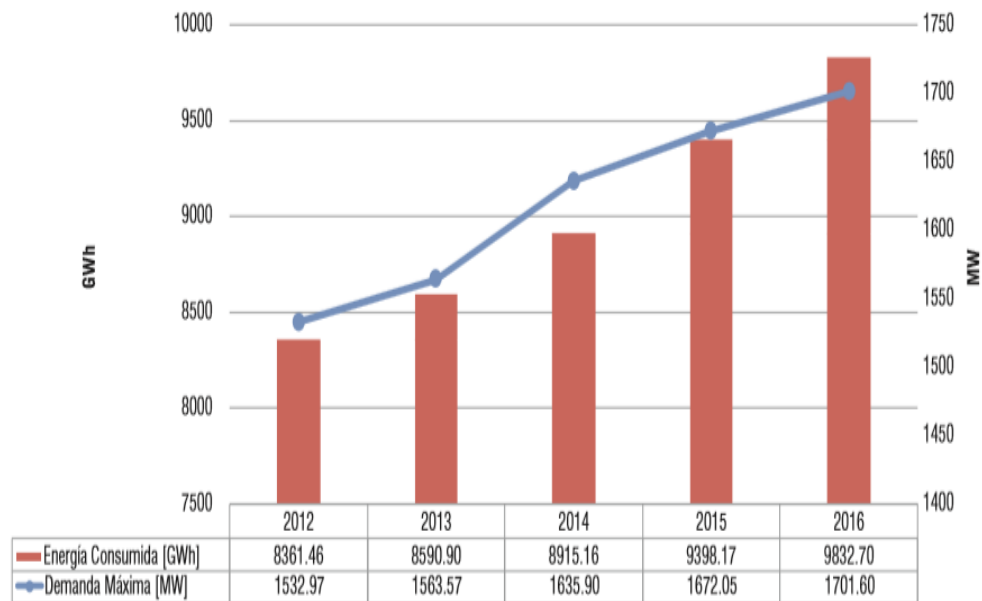
Tabla VIII. **Demanda máxima de potencia del SNI en MW, 2011-2016**

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda en MW	1 491,16	1 532,97	1 563,57	1 635,90	1 672,05	1 701,58

Fuente: Dirección General de Energía. *Memoria de labores*.

<http://www.mem.gob.gt/energia/direccion-general-de-energia/>. Consulta: febrero de 2019.

Figura 5. **Evolución de la energía consumida y la demanda máxima del SNI**



Fuente: CNEE. *Informe estadístico*. <http://www.cnee.gob.gt/>. Consulta: febrero de 2019.

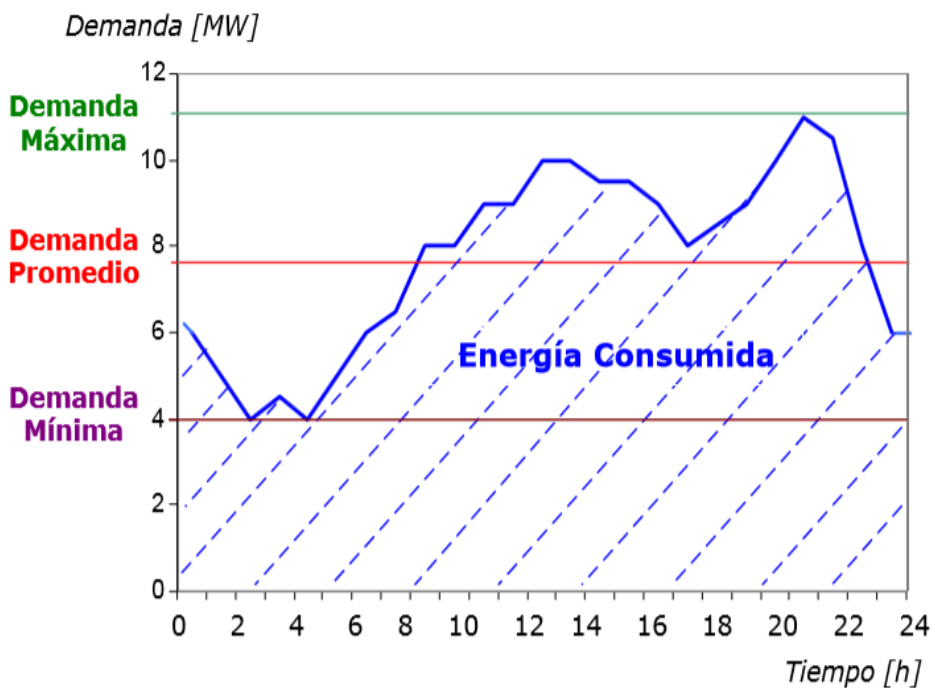
3.3. Curvas típicas de carga

Curva de carga es la representación gráfica de cómo varía la demanda o la carga eléctrica en el transcurso del tiempo. El intervalo del tiempo elegido

para hacer el análisis puede ser: diario, semanal, mensual o anual; durante este tiempo la carga no es constante.

La forma de la curva de carga depende fundamentalmente de si es una carga de tipo residencial, comercial, industrial o de todo un conjunto de servicios como es el de un país. Este incluso puede variar bajo las distintas condiciones, como clima y épocas del año, por ejemplo tiempos festivos o de producción industrial.

Figura 6. Ejemplo de curva de carga



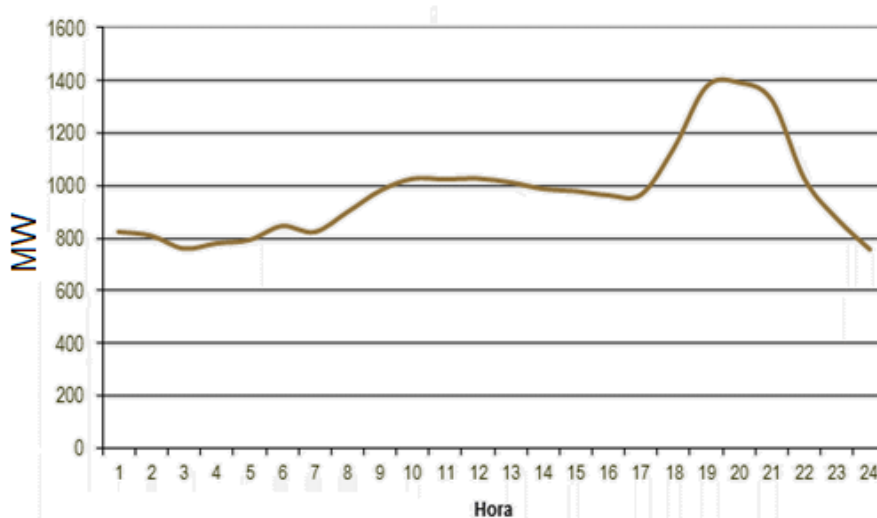
Fuente: CNEE. *Informe estadístico*. <http://www.cnee.gob.gt/>. Consulta: febrero de 2019.

3.4. Curvas de carga eléctrica nacional

Las curvas de demanda de carga eléctrica en Guatemala tienen sus características en función de la cultura productiva que se tiene. Llegan a la máxima demanda entre las 18 a 21 horas, debido a que todos los usuarios llegan a sus viviendas y hacen uso de la energía, así como también influye que en ese horario todavía algunas industrias siguen laborando.

El otro instante en que sube la demanda es a las 8 de la mañana, y se mantiene casi constante hasta las 18 horas; esto es debido a que los comercios y varias industrias inician sus actividades en este horario. Las horas de menor demanda se dan entre las 22 horas a 7 de la mañana, debido al tiempo de descanso de todos los usuarios. En la siguiente gráfica se puede comprobar lo que representa un día típico de consumo:

Figura 7. Gráfica horaria de demanda eléctrica en Guatemala



Fuente: AMM. *Informe diario*. <https://www.amm.org.gt/portal/>. Consulta: febrero de 2019.

3.5. Indicadores del Sistema Nacional Interconectado

Para el período comprendido del mes de enero a diciembre del 2016, se realizó la generación eléctrica de 11 642,82 GWH. La forma de producir fluido eléctrico en Guatemala es desde distintas fuentes primarias de energía, pudiéndose clasificar en renovables y no renovables.

Las centrales generadoras renovables en Guatemala son en su mayoría hidroeléctricas, habiendo también unidades generadoras que utilizan biomasa y centrales geotérmicas. Las centrales generadoras no renovables utilizan búnker, carbón y diésel. La generación renovable presenta una característica de baja producción, como por ejemplo las hidroeléctricas, debido a la falta de lluvia. En los generadores biomasa, estos tienen su mayor producción en la época de zafra de los ingenios azucareros, que inicia en noviembre y termina en abril, mientras la generación geotérmica se mantiene estable durante el año.

Por su costo y las características técnicas de las centrales generadoras que utilizan carbón, estas se consideran generación de base, debido a que su producción de energía es estable durante todo el año. Las centrales que utilizan búnker, en cambio, funcionan durante ciertos períodos para poder cubrir la demanda de energía. Esto mismo también sucede con las que utilizan diésel y son requeridas para áreas específicas o por criterios de calidad de servicio.

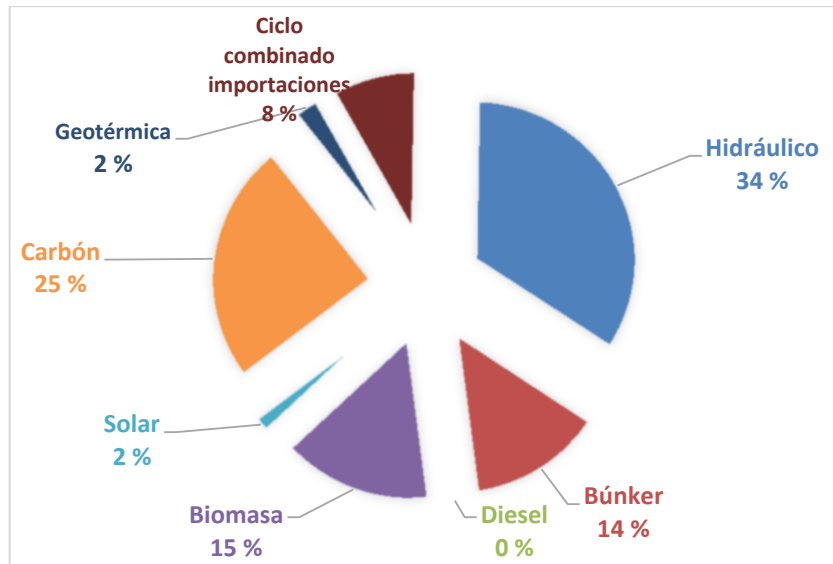
Durante el 2016, la generación por medio de las hidroeléctricas fue la que más aportó, cubriendo una demanda del 34 % y un 25 % por medio de carbón.

Tabla IX. **Producción de energía por tipo de combustible en el año 2016**

Combustible	GWH
Hidráulico	3 951,29
Búnker	1 595,57
Diésel	0,31
Biomasa	1 769,36
Solar	191,80
Carbón	2 856,75
Geotérmica	289,14
Ciclo combinado (importaciones)	988,60
Total	11 642,82

Fuente: elaboración propia.

Figura 8. **Generación eléctrica por tipo de combustible en el año 2016**



Fuente: elaboración propia.

En la figura anterior se tiene una mejor visualización de la producción de energía eléctrica en Guatemala, así se determina que se supera la generación por medio del sistema de hidroeléctricas.

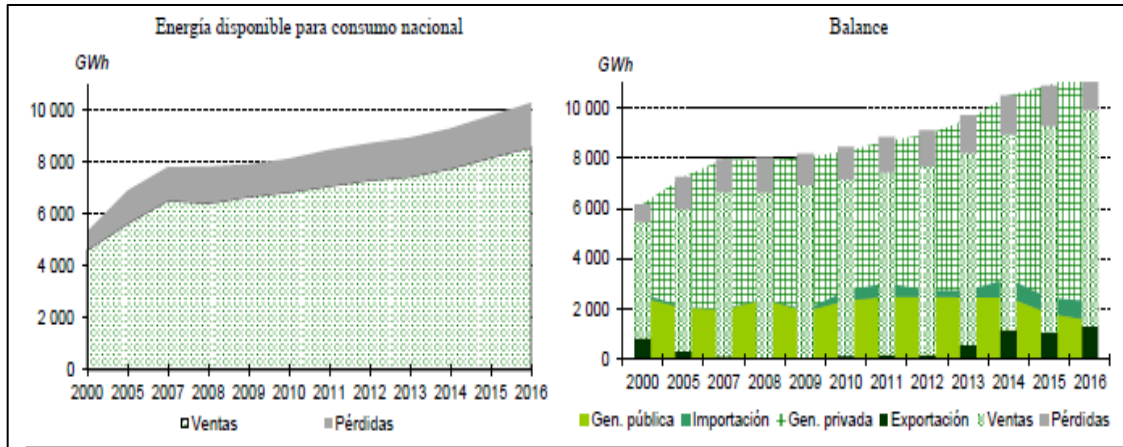
Tabla X. **Oferta-demanda de potencia y suministro de energía eléctrica del 2005 al 2016 en Guatemala**

Año	MW		GWh					Porcentajes		
	Capacidad instalada	Demanda máxima	Generación		Exportación	Importación	Disponible	Ventas	Pérdidas	Factor de carga
			Pública	Privada						
2005	2 088,9	1 290,1	2 095,6	5 125,0	335,4	23,2	6 908,3	5 650,4	18,2	61,1
2007	2 154,0	1 443,4	2 027,7	5 912,7	131,9	8,1	7 816,6	6 533,6	16,4	61,8
2008	2 257,2	1 430,1	2 431,2	5 472,5	76,0	4,7	7 832,4	6 430,0	17,9	62,5
2009	2 369,7	1 472,5	1 962,6	6 016,1	94,1	37,2	7 921,9	6 676,5	15,7	61,4
2010	2 474,5	1 467,9	2 385,0	5 529,0	138,9	362,3	8 137,5	6 853,7	15,8	63,3
2011	2 588,6	1 491,2	2 534,1	5 612,5	193,4	525,6	8 478,8	7 085,1	16,4	64,9
2012	2 790,1	1 533,0	2 523,9	6 179,7	195,6	225,8	8 733,8	7 313,9	16,3	65,0
2013	2 968,3	1 563,6	2 515,7	6 754,9	587,9	266,6	8 949,4	7 444,8	16,8	65,3
2014	3 115,7	1 635,9	2 513,9	7 266,8	1 187,0	708,2	9 301,9	7 760,8	16,6	64,9
2015	3 725,2	1 672,1	1 876,4	8 425,6	1 087,2	584,8	9 799,5	8 185,2	16,5	66,9
2016	4 201,0	1 701,6	1 595,8	9 282,1	1 334,8	746,9	10 290,0	8 579,6	16,6	69,0

Fuente: CEPAL. *Guatemala: población y desarrollo, un diagnóstico sociodemográfico*.
<https://www.cepal.org/es/publicaciones/7156-guatemala-poblacion-desarrollo-un-diagnostico-sociodemografico>. Consulta: febrero de 2019.

Figura 9. Gráficas de energía disponible para el consumo nacional

El balance



Fuente: CEPAL. *Guatemala: población y desarrollo, un diagnóstico sociodemográfico.*

<https://www.cepal.org/es/publicaciones/7156-guatemala-poblacion-desarrollo-un-diagnostico-sociodemografico>. Consulta: febrero de 2019.

4. DISPOSICIONES LEGALES Y REGLAMENTOS EMITIDOS PARA LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD (TIE)

4.1. Estructura legal para la transacciones de electricidad en Guatemala

La reforma del sector eléctrico, como se mencionó en un capítulo anterior, se inició con la emisión de su marco legal establecido en la Ley General de Electricidad. A partir de 1996, Guatemala ha emitido normas y técnicas de transmisión y distribución, de coordinación comercial u operativa y procedimientos técnicos que complementan el marco regulatorio.

La Constitución de la República y las leyes del país establecen que las centrales generadoras tienen libertad de instalación, pero respetando las regulaciones referentes al medio ambiente, protección a las personas, a sus derechos y a sus bienes. El uso de bienes del Estado requerirá la respectiva autorización del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Cuando la potencia de la hidroeléctrica sea mayor de 5 MW, se define como productor mayorista.

En relación a las tarifas de peaje, estas son reguladas cuando no hay acuerdo entre las partes. Las tarifas de distribución final están sujetas a la regulación y son calculadas por la CNEE. En el país se han producido reformas en el sector eléctrico, las cuales han redefinido y separado las funciones normativas, regulatorias administrativas y empresariales.

Por su parte, quedó establecido que el MEM es el órgano del estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y de aplicar esta ley y su reglamento.

Las funciones regulatorias y normativas son funciones de la CNEE, órgano que además determina los precios de transporte y distribución sujetos a las autorizaciones y debe asegurar las condiciones de competencia en el MEM.

La administración y operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) está a cargo del AMM, el cual es un ente de carácter privado, cuyas funciones son la coordinación y despacho del sistema eléctrico interconectado; el establecimiento de precios de mercado a corto plazo; llevar a cabo las transacciones de compra y venta en el mercado mayorista y garantizar la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica.

Los productos y servicios que se compran y se venden en el MEM son:

- Potencia eléctrica.
- Energía eléctrica.
- Servicios de transporte de energía eléctrica.
- Servicios complementarios para el buen funcionamiento y calidad del sistema eléctrico.

Debido a la reforma al sector, se estableció una nueva segmentación de la industria eléctrica en cuatro actividades:

- Generación
- Transmisión
- Comercialización

- Distribución

4.2. Aspectos operativos

La importación de energía eléctrica está moderada por la CNEE, como la generación adicional ubicada en el nodo de frontera, la cual es administrada por el AMM, en vista que su función es garantizar la seguridad y el abastecimiento de la energía eléctrica del país. Esta toma en consideración la coordinación de la operación y establecimiento de precios dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, administrando todas las transacciones comerciales de la energía eléctrica.

La exportación de energía eléctrica es moderada por la CNEE, como una demanda adicional ubicada en los nodos de frontera con la curva de carga horaria producto del despacho económico que se deberá efectuar con el operador del sistema de otro país.

Los países que importan y exportan energía eléctrica en el área conforman el Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual está integrado por las empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como por los grandes usuarios. Al ser parte del MER, se obtienen derechos y obligaciones.

Las transferencias energéticas, sean de importación o exportación, se establecen comparando el precio de oferta del país exportador y el precio de oferta del país importador. La decisión se tomará con base en el siguiente criterio:

Tabla XI. **Proceso comparativo de precio de oferta de exportación e importación**

$ POI - Pumbra > POE$
Donde POI = precio de oferta para importar
POE = precio de oferta del otro país para exportar
Pumbra = precio umbral (valor que es un porcentaje del precio de oferta formada en el NODO del país importado, el cual es un margen de seguridad en el sentido de la transacción).

Fuente: OREJUELA PUENTA, Aleida Patricia. *Evaluación de los aspectos favorables y de los aspectos adversos de la interconexión con Colombia*. p. 35.

Así, el sistema importador, con la oferta disponible en el enlace internacional, después de haber realizado la comparación de precios que permiten una importación, realiza el despacho económico programado, determinando las cantidades que se importarán y la disponibilidad del enlace internacional. Con esta información el sistema del país exportador realiza su despacho.

4.3. Despachos económicos coordinados

Un importador es el participante del MM que realiza actividades de importación desde el MER o desde otro mercado eléctrico de conformidad a lo siguiente:

- Un distribuidor que importa electricidad a través de contratos firmes suscritos según las bases de licitación aprobadas por la CNEE para el abastecimiento de los usuarios finales.
- Un generador que importa electricidad para el respaldo de su venta en el MM. Para el caso del MER, podrá realizar retiros de energía por medio de contratos regionales no firmes, o retiros por medio de oferta de oportunidad. Para el caso de los países no miembros del MER, podrá importar energía mediante contratos firmes, no firmes y oferta de oportunidad.
- Un comercializador que importa electricidad para su comercialización en el MM. Para el caso del MER, un comercializador podrá realizar retiros de energía por medio de contratos regionales no firmes o retiros a través de oferta de oportunidad.
- Un gran usuario participante, que importa electricidad del MER a través de oferta de oportunidad para su propio consumo de energía. Para el caso de países no miembros del MER, podrá importar energía mediante contratos firmes y oferta de oportunidad.

El AMM podrá importar electricidad en el caso de déficit o emergencia en el SNI conforme los acuerdos que rigen el MER o los acuerdos con otros países a los SNI que estén interconectados.

4.4. Tipos de transacciones de importación y exportación

Se realizan transacciones de importación y exportación de acuerdo a los tipos de transacciones establecidas en la regulación regional, en los convenios de los países que no son miembros del MER y el marco legal del MM.

- Transacciones de corto plazo: son transacciones de importación y exportación realizadas a través de contratos no firmes y transacciones de oportunidad de energía.
- Transacciones firmes: son transacciones de importación y exportación de largo plazo, realizadas a través de contratos firmes.

Una transacción de exportación, ya sea al mercado de oportunidad del MER, al mercado a término del MER o a otros países a los que el SNI esté interconectado, no significa prioridad de despacho de la potencia del vendedor, sino una demanda adicional que se agrega al MM para ser cubierta por despacho. En el caso anterior, pagarán los costos asociados a los servicios complementarios; costos diferenciales de los contratos existentes: costos de generación forzada que se asignan a los participantes consumidores y los costos derivados de la aplicación del reglamento del AMM.

Para la valorización de la energía de las exportaciones de oportunidad y mediante contratos al MER, se utilizará como nodo de intercambio el nodo de enlace en donde se presentó la oferta de MM inyección. La energía que se valorará es la que está incluida en la conciliación regional por el Ente Operador Regional (EOR), que haya sido abastecida por el despacho del MM.

Para las exportaciones de oportunidad y mediante contratos a mercados de países no miembros del MER, los nodos de intercambio son los nodos de frontera.

Un generador o comercializador del MM que exporta deberá contar con una oferta firme eficiente y cubrirá los requerimientos de abastecimiento de energía asociados a dicha exportación, con generación propia o con compras en el mercado de oportunidad del MM.

El exportador no puede vender la potencia comprometida en transacciones dentro del MM, pero sí la energía de ocasión que resulte despachada y producida con dicha potencia, cuando el contrato no la convoque y el exportador tenga un excedente disponible para el MM.

Una transacción de importación corresponde a una producción adicional proveniente de generación que no pertenece al MM para países no miembros del MER. Esta generación de importación se despacha económicamente en el MM, de acuerdo al costo variable de dicha importación. Para el caso del MER, las ofertas de retiro se incluirán en el despacho nacional conforme lo establecido en la norma de coordinación comercial y los resultados del predespacho regional.

Para el valor de la energía, las importaciones de oportunidad y mediante contratos del MER, se utilizará como nodo de intercambio el nodo de enlace donde se presentó la oferta de retiro.

La energía a valorizar corresponderá a la energía incluida en la conciliación regional por EOR que haya sido importada por el MER. Para las

importaciones de oportunidad y mediante contratos del MER, los nodos de intercambio son los nodos de frontera.

La oferta de importación, una vez considerada dentro del programa de despacho y confirmada por el EOR, o por otro país al que el SNI esté interconectado, y ante la imposibilidad de solicitar un redespacho, se considerará de cumplimiento físico en el nodo correspondiente.

Si en la operación en tiempo real alguna de estas ofertas resultara fuera del despacho económico, por existir generación disponible más económica que no ha sido convocada, la oferta de importación será tratada como las normas de coordinación general y en la medida que lo permita la regulación regional o los acuerdos con otros países no miembros del MER, el AMM coordinará los redespachos correspondientes para la optimización de las ofertas de importación.

En caso de resultar despachada una importación de corto plazo, la energía se asigna a la parte compradora dentro del contrato para cubrir su demanda, sin embargo, por tratarse de importaciones no firmes, la parte compradora cubrirá sus requerimientos de demanda firme. De existir un excedente entre la energía importada y la demanda, esta se considera vendida al mercado de oportunidad del MM.

En caso de transacciones internacionales a través de contratos firmes, a los cuales se les haya reconocido oferta firme eficiente para el cubrimiento de la demanda firme, la misma podrá ser utilizada por el comprador del contrato para el cubrimiento de su solicitud. La generación de importación no recibirá remuneración por desvíos de potencia.

4.5. Contratos de importación y exportación

El AMM administrará las transacciones bilaterales correspondientes a contratos de importación y exportación con los procedimientos, requisitos y metodologías establecidas en la Regulación Regional, en los convenios con otros países a los que SNI esté interconectado y el marco legal del MM.

El intercambio de información de las transacciones de importación y exportación debe ser canalizado entre el AMM y el EOR o con el OS/OM de cualquier país al que SNI esté interconectado.

4.6. Tratamiento de las transacciones realizadas con la interconexión con México

México no ha sido parte del EOR, por lo cual la interconexión con este país tendrá el tratamiento de la oferta firme eficiente y la demanda firme de las transacciones internacionales que se realicen a través de la interconexión y se asignará en función de los contratos firmes que se suscriban. Los contratos firmes deberán cumplir con lo establecido en el numeral 2.2.4 de la norma comercial núm. 2.

Los agentes deberán informar al AMM sobre los contratos firmes suscritos y sus derechos de transmisión asociados y adquiridos conforme al artículo 12 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, junto con la información requerida para la programación de largo plazo establecida en la normativa vigente. La excepción se instaura para el año estacional que ocurra la entrada en operación de la interconexión Guatemala-México, conforme lo establecido en el artículo 33 transitorio del Reglamento del AMM.

En caso que se suscriban contratos firmes en una fecha posterior a la que se llevó a cabo para realizar el cálculo de la oferta firme eficiente y demanda firme, se aplicará lo establecido en el numeral 2.2.5.2 o el numeral 2.6.6 de la norma de coordinación comercial núm. 2.

Los derechos de transmisión asociados a contratos firmes podrán ser adquiridos por acuerdo entre partes, de conformidad con el marco legal vigente. El AMM administrará dichos contratos según las determinaciones de obligaciones establecidas.

4.7. Ente Operador Regional (EOR)

El proceso de la integración eléctrica centroamericana traía como objetivo principal el desarrollo y bienestar a bajo costo a la población del istmo centroamericano. El EOR es un organismo regional adscrito al Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), creado a través del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, firmado en 1996 por los gobiernos de las Repúblicas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, y ratificado por sus correspondientes asambleas legislativas.

El EOR tiene personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las partes firmantes del tratado. Su domicilio está situado en la República de El Salvador.

Para cumplir con sus objetivos y funciones, el EOR está dirigido por una Junta Directiva constituida por dos directores por cada país firmante del tratado, designados por sus respectivos gobiernos y agentes del mercado eléctrico de cada país, por un plazo de cinco años. Los principales objetivos y funciones del EOR son:

- Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del mercado y del uso de las redes de transmisión regional.
- Asegurar que la operación y el despacho regional de energía será realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.
- Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del mercado.
- Apoyar, mediante el suministro de información, los procesos de evolución del mercado.
- Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del mercado.

El EOR también se encarga de administrar y operar técnica y comercialmente las transacciones de energía entre Centroamérica y México, así como la futura interconexión eléctrica entre Centroamérica con Colombia.

4.8. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

De acuerdo al Tratado del Mercado Eléctrico de América Central, los objetivos generales de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) son:

- Hacer cumplir el tratado marco y sus protocolos, así como sus reglamentos y demás instrumentos complementarios.
- Procurar el desarrollo y consolidación del mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.
- Promover la competencia entre los agentes del mercado.

El CRIE nace con la creación del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito el 30 de diciembre de 1996, por medio del tratado marco establecido por los presidentes de los seis países miembros y ratificado por sus respectivos organismos legislativos.

Dicho tratado marco establece un primer protocolo, suscrito el 11 de julio de 1997, y luego un segundo protocolo suscrito con fecha 10 de abril del 2007. La CRIE se establece en Guatemala por medio del convenio suscrito el 29 de septiembre del 2003.

Dentro de la modernización del marco regulatorio se deben enfrentar temas estratégicos necesarios como:

- La implementación de mecanismos de subastas para la asignación de derechos de transmisión.
- La activación de un proceso de discusión para promover mercados horarios dinámicos, incluso propuestas específicas y con planes de acción desarrollados.

- Revisión del marco que regula la competencia, los contratos firmes y los derechos de transmisión.

4.9. Formación de precios

Para efectos de decidir las magnitudes de energía a intercambiarse, corresponde determinar los precios ofertados para cada bloque de demanda (curva de oferta), iniciando en cero. La forma como se estructura la curva de oferta es tal, que se consideran todos los cargos asociados con la entrega de la electricidad en el nodo de frontera. Los componentes que considera el AMM son los siguientes, indicados y aprobados por la CNEE:

- El costo de compra de energía, a través de contratos participantes productores.
- Las compras de energía en el Mercado de Oportunidad en su tiempo.
- Los costos asociados a los servicios complementarios que les corresponda pagar como participante consumidor, excepto aquellos debidos a incumplimiento de sus compromisos de reactivo y netos de los eventuales créditos que corresponda por déficit de reserva de potencia.
- Los sobrecostos por generación forzada.
- El cargo por pérdidas como participante consumidor, descontado el excedente de precios nodales más los cargos por pérdidas correspondientes a los contratos de potencia que compra el nodo central.

- Los cargos por peaje de los contratos en los que el distribuidor compra en el nodo de la central.
- Las cuotas por administración y operación correspondiente al AMM.
- El cargo por servicios de regulación del MER.
- El cargo por servicio de operación del sistema, cargo por servicios de operación del MER o cargos por servicio de operación.
- La diferencia entre el costo de las compras de energía al precio medio proyectado con nivel trimestral, y su costo con base en el precio del mercado de oportunidad y al de contratos.

4.10. Operación de enlaces internacionales

Para un adecuado funcionamiento de las Transacciones Internacionales Eléctricas (TIE), los países involucrados deben cumplir con los criterios de calidad y seguridad establecidos en los acuerdos operativos, de tal forma que no se presenten condiciones que pongan en riesgo la estabilidad de cada sistema, tomando en cuenta que los cambios en la capacidad del enlace internacional deben reflejarse en la curva de oferta de precios en el nodo de frontera para exportación.

La AMM es la responsable de realizar la coordinación operativa y comercial de la importación y exportación, en caso de emergencia y para garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el MM. La AMM deberá tomar medidas necesarias para satisfacer la demanda del país.

El AMM será responsable de coordinar el intercambio de información comercial y operativa de las TIE.

4.11. Tipos de transacciones

Se podrán realizar transacciones de importación y exportación de acuerdo a los siguientes tipos:

- Transacciones de corto plazo: son las realizadas mediante contratos no firmes y transacciones de oportunidad de energía.
- Transacciones firmes: son transacciones de importación y exportación de largo plazo mediante contratos firmes.

Una transacción de exportación, ya sea al mercado de oportunidad del MER, al mercado término del MER o a otros países a los que SNI esté interconectado, no significa prioridad de despacho de la potencia del vendedor, sino una demanda adicional que se agrega al MM para ser cubierta por despacho. Una unidad generadora comprometida en un contrato de exportación interviene en el despacho del MM y solamente genera en la medida que resulte despachada.

4.12. Aspectos comerciales

La CNEE, como administrador del MEM, tiene la responsabilidad de la administración financiera de las TIE de corto plazo; es decir, es responsable de liquidar, facturar, cobrar y pagar las transacciones realizadas, sean importaciones o exportaciones de energía entre el mercado guatemalteco y los otros mercados de los países involucrados.

En el caso de una importación, la CNEE se encarga del cobro a los agentes del MEM, para luego pagar al administrador del mercado del país involucrado, mientras que para una exportación se encargará del cobro al administrador del mercado del país involucrado, y de distribuir los ingresos producto de la exportación a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Además, la CNEE se encarga de suscribir los acuerdos comerciales con los administradores de los mercados de los países involucrados, estableciendo las obligaciones y responsabilidades en la administración comercial y los procedimientos para el pago de las TIE.

4.12.1. Normas comerciales

Las normativas de coordinaciones comerciales que comprenden el marco regulatorio del Mercado Mayorista Eléctrico, indican “que, de conformidad con las normas vigentes, corresponde al Administrador del Mercado Mayorista, emitir las Normas de Coordinación que permitan el marco regulatorio de la operación del Mercado Mayorista, debiendo consecuentemente después de su emisión remitirlas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para su aprobación”⁷.

- Resolución 157-01 del AMM que contiene la norma número uno, que regula la coordinación del despacho de carga y tiene por objetivo satisfacer la demanda de potencia y energía eléctrica.
- El AMM ha dictado y contiene las normas de coordinación uno.

⁷ AMM. *Informe diario*. <https://www.amm.org.gt/portal/>. Consulta: febrero de 2019.

Proyecta la programación de la salida del servicio de los generadores y sistemas de transmisión, la optimización de la generación hidrotérmica y la identificación y solución de problemas operativos que surjan en el sistema eléctrico nacional a nivel comercial.

- Resolución 216-01 del AMM que contiene la norma número 2 que regula la demanda firme de los generadores, estableciendo criterios para los cálculos respectivos.
- Resolución 216-02 del AMM que contiene la norma número 3 en que se reglamentan las transacciones de desvíos de potencia, los cuales se refieren a los intercambios en el Mercado Mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos entre sus participantes, dando los criterios y fórmulas de cálculo correspondientes.
- Resolución 157-02 del AMM que contiene la norma número 4 que reglamenta lo referente al precio de oportunidad de la energía. Está conformado por el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora y definido como el costo en que incurre el sistema eléctrico para suministrar un kilovatio-hora adicional de energía, a un determinado nivel de demanda de potencia y la disponibilidad del parque de generación.
- Resolución 217-01 del AMM que contiene la norma número 5 en que se reglamenta lo que se refiere a los sobrecostos de unidades generadoras de toda índole, generadoras de recursos renovables y no renovables.
- Resolución 157-04 del AMM que contiene la norma número 6 en que se reglamenta el tratamiento de las pérdidas del sistema por transmisión.

- Resolución 157-05 del AMM que contiene la norma número 7 en que se reglamentan los factores de pérdidas nodales, en vista que la energía se valoriza en cada punto de la red, a través de la del nodo o sea el valor de la energía transferido a un nodo. El precio de la energía es afectado por las pérdidas en el punto de inyección.
- Resolución 216-04 del AMM que contiene la norma número 8 que reglamenta el procedimiento a utilizar por el AMM para la determinación del saldo entre cargos y compensaciones por servicios complementarios que correspondan a cada participante del MM. Según el artículo 88 del AMM, los cargos por servicios complementarios formarán parte del informe de costos mayoristas para el traslado de los costos y precios de energía y potencia a tarifas de los usuarios regulados de los distribuidores.
- Resolución 216-04 del AMM que contiene la norma número 9 que reglamenta la metodología para la asignación y liquidación de los cargos por peaje de los sistemas nacionales de transporte principal y secundario, así como de los cargos del MER por uso de instalaciones de transmisión.
- Resolución 300-01 del AMM que contiene la norma número 10 que reglamenta las transacciones de exportación e importación de energía eléctrica que se pueden efectuar en el MER o con otros mercados o países que se encuentren conectados con el SNI de Guatemala, dando criterios de calidad, seguridad y desempeño.
- Resolución 157-08 del AMM que contiene la norma número 11 que tiene como objetivo normar el traslado del informe de costos y precios de

energía y potencia que el AMM deberá enviar a la CNEE, según la obligación establecida en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

- Resolución 157-09 del AMM que contiene la norma número 12 que reglamenta los procedimientos del AMM para liquidar y facturar las transacciones económicas sobre base de los registros del Sistema de Medición Comercial bajo el sistema de control y cláusulas de contratos.
- Resolución 157-10 del AMM que contiene la norma número 13 que reglamenta lo que se denomina Mercado a Término, el cual está conformado por los contratos que los agentes y los grandes usuarios del mercado mayorista pactan de forma voluntaria. De estos contratos se envía un informe al AMM, a través de un documento llamado Planillas, según el reglamento 40 del AMM.
- Resolución 307-02 del AMM que contiene la norma número 14 que reglamenta tres objetivos principales: 1) Establecer las características del sistema y de los equipos que formarán parte del Sistema de Medición Comercial que utilizará el AMM para liquidar las transacciones comerciales en el MM de Guatemala. 2) Establecer los requisitos y procedimientos indispensables para que un agente o gran usuario pueda realizar transacciones económicas en el MM, y 3) Establecer las características del sistema y de los equipos que formarán parte del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR), que utiliza el EOR para liquidar las transacciones en el MER.

4.12.2. Liquidación de las Transacciones Eléctricas Internacionales (TIE)

El procedimiento de la liquidación de las transacciones económicas eléctricas en Guatemala con los otros países, será efectuado por el AMM sobre la base de los registros del Sistema de Medición Comercial, mediante los procedimientos y criterios que emplea el EOR para la valorización de las desviaciones del despacho programado, la conciliación de las desviaciones producto de contingencias en la red interconectada y la realización de la liquidación final a OS/OM, responsables de la coordinación comercial. Se define un mecanismo para la administración de las garantías de pago, cuando se presenta condición de falta de pago o mora de algún OS/OM en su liquidación.

4.12.3. Plazos

Las transacciones comerciales, conciliación y liquidación respectiva, en la línea de interconexión internacional, se realizarán mensualmente. Antes de las 15 horas de cada día hábil, los OS/OM deberán enviar a EOR la estimación indicativa de los resultados del día anterior, incluyendo para cada transacción internacional ejecutada:

- La energía importada o exportada en la línea de interconexión internacional.
- Identificación de los intervalos de mercado sin telelectura. Para los registros correspondientes se da un plazo de 72 horas.
- Ocurrencia de fallas severas y los datos de medición oficial.

De considerar que algunos de los valores informados son incorrectos, un agente contará con un plazo de 2 días hábiles después que su OS/OM le envíe el Documento de Transacciones Económicas (DTE) nacional, para presentar sus observaciones.

4.12.4. Conciliación

El EOR será el responsable de conciliar y liquidar los intercambios programados, los desvíos respectivos y los cargos de transmisión entre los OS/OM y al final integrar el resultado en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER), a cada uno de los OS/OM responsables para que estos realicen su liquidación entre los agentes habilitados.

4.12.5. Calendarización

Antes del último día hábil de cada mes, el EOR publicará el calendario de facturación y liquidación del período siguiente, de acuerdo a los días hábiles comunes en los países, el cual contendrá la programación de las actividades que describen.

- Actividad núm. 1

Envío de Información del mes. Duración: 2 días hábiles. Los OS/OM enviarán por cualquier medio electrónico la siguiente información:

- Lectura de los equipos de la medición oficial de las interconexiones del período anterior.

- Informe de las fallas que hayan afectado los intercambios en la (s) interconexión (es), según reporte de los OS/OM.
- Reporte de transacciones de emergencia o asistencia, según los reportes de los OS/OM.
- Actividad núm. 2

El EOR revisará la información enviada y preparará el DTER que deberá incluir:

- Horario de las transacciones validadas en los contratos regionales informados.
- El detalle horario de las transacciones de oportunidad programada.
- La energía neta horaria producto de los desvíos y su valor al precio nodal correspondiente.
- La energía neta horaria producto de los desvíos por fallas y su valor al precio nodal correspondiente.
- Las transacciones de emergencia y su costo.
- El resultado neto del período producto de todos los valores donde se determina la condición de deudora o acreedora.
- La lectura de la medición oficial de la(s) interconexión (es).
- El listado de fallas ocasionadas en el período.
- Los reportes de los OS/OM sobre transacciones de emergencia.

- Actividad núm. 3

Envío de DTER y revisión de diferencias de conciliación. El EOR enviará el DTER a cada uno de los OS/OM y esperará si existe discrepancia en los cálculos, si no se considerarán oficiales.

- Actividad núm. 4

Elaboración de los documentos de cobro y pago. Duración: 2 días hábiles.

Con base en la información contenida en el DTER, el EOR procederá a emitir y recibir los documentos de cobro y pago, es decir, el EOR debe emitir, a cada OS/OM que resulte deudor con transacciones internacionales, una nota de débito (o factura) por el total de su saldo deudor. Al mismo tiempo, el EOR debe emitir a cada OS/OM acreedor por transacciones internacionales, una nota de crédito por el resultado neto de sus transacciones, de acuerdo a los resultados del DTER.

- Actividad núm. 5. Transferencia de fondos de pago

Una vez emitidas y recibidas las facturas OS/OM, el deudor pagará a más tardar el 29 de cada mes, a través de transferencia bancaria a los bancos que el EOR indique para tal fin.

- Actividad núm. 6. Verificación de fondos. Duración: 2 días hábiles.

El EOR realizará la verificación de fondos en las cuentas bancarias designadas y autorizadas para el cobro y pago del resultado neto de las transacciones regionales realizadas en el mes, según el DTER. De encontrar

que algún OS/OM no ha cubierto su deuda, se procederá a revisar si se cubre la garantía correspondiente, de lo cual se notificará de inmediato al OS/OM.

- Actividad núm. 7. Liquidación. Duración: un día hábil.

Una vez que el EOR haya confirmado que los fondos para la liquidación del MER están completos, procederá a efectuar las transferencias correspondientes, de no ser así, se harán pagos parciales en forma proporcional a los montos acreedores e inmediatamente informará a todos los OS/OM de la región, y el país responsable deberá cancelar moras y multas.

- Actividad núm. 8. Ajustes al proceso de liquidación. Duración: 30 días calendario.

Si existieran reclamos de alguno de los OS/OM después de finalizado el proceso de facturación y liquidación, se dispondrá de 30 días contados a partir del día de liquidación, para efectuar y resolver dicho reclamo. De ser válido, se procederá a realizar el ajuste correspondiente en el siguiente período de liquidación.

5. RESULTADOS OPERATIVOS TÉCNICOS

5.1. Características técnicas de la interconexión eléctrica Guatemala-México

La línea de interconexión entre México y Guatemala consiste en una red de transmisión eléctrica de 103 kilómetros, 32 en México y 71 en Guatemala, así como la expansión de dos subestaciones, una localizada en Tapachula, México, y la otra en Los Brillantes, en Retalhuleu, Guatemala. Esto permite efectuar transacciones de energía entre ambos países, promoviendo la integración del sistema eléctrico de México con el de Centroamérica.

Está formado de dos circuitos simples con dos conductores de fase ACSR/AS113, estructuras verticales de auto soportadas por acero galvanizado tipo celosía, preparadas para un segundo circuito, cable de guarda, fibra óptica de 36 fibras, con los aislamientos de vidrio templado y cimentaciones con concreto reforzado con derecho de servidumbre de paso de 40 metros de ancho.

México y Guatemala suscribieron, el 15 de septiembre de 2010, un contrato de compraventa de potencia firme y energía asociada, por medio del cual el INDE de Guatemala adquiere de la comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, 120 MW de potencia firme, con posibilidades de ampliarla hasta 200 MW, ya que la CFE cuenta con excedentes que hacen posible esa venta. A su vez, permite a la CFE adquirir energía del mercado eléctrico guatemalteco, en caso de ser necesario.

5.2. Interconexión eléctrica a 400 Kv

Las líneas de tensión que vienen de México están dentro de Guatemala en 71 kilómetros, que llega a la subestación Los Brillantes a un transformador 400/230/13,8 Kv con capacidad de 225 MVA, conformado por tres unidades monofásicas de 75 MVA cada una, más una reserva.

También hay un banco de reactores en derivación de 50 MVAR conformado por tres unidades monofásicas 16,66 MVAR cada uno, más una reserva, además de un campo de maniobra de 400 Kv con todo su equipamiento electromecánico y su respectivo mando, control, medición y protección.

Se evalúa el procedimiento transitorio para la coordinación operativa en tiempo real entre el EOR y los OS, donde los criterios de calidad, según normas, establecen que la variación de frecuencia se mantendrá entre un rango de 59,7 a 60,2 Hz.

En la evaluación de energía en el intercambio de las interconexiones se toma el valor de +/-4 MWh como desviación límite de energía. Este valor se utiliza para conciliar las desviaciones por fallas. Para evaluar la calidad de voltaje, el procedimiento transitorio operativo en tiempo real, entre el EOR y los OS, en los criterios de calidad, seguridad y desempeño, establece que en condición normal las variaciones de tensión se mantendrán dentro de un rango +/- 5 % del valor nominal, según el reglamento y acuerdo del MER.

5.3. Subestación Los Brillantes

Es la subestación que hace posible la interconexión eléctrica entre Guatemala y México, para fortalecer el sistema de transmisión y efectuar transacciones de energía entre ambos países. Contiene un transformador de 400/230/13,8 con capacidad de 225 MVA conformado por tres unidades monofásicas de 16,66 cada uno, más una reserva.

Además, contiene un campo de maniobras de 400 kv con todo su equipamiento electromecánico y su respectivo mando, control de medición y protección, aprobados por la CFE de México y el INDE de Guatemala como EOR.

La configuración de barra cuenta con: la barra principal más la barra de transferencia de 400 kv, tecnología de aislamiento encapsulado en SF6, distribuidas en dos bahías en línea, una bahía de transformadores y una de transferencia; banco de reactores monofásicos en línea con tecnología de aislamiento en aceite con capacidad de 50 MVAR, por medio de una sincronización de $\pm 0,05\text{Hz}$ de frecuencia de México mayor a la de Guatemala, un diferencial de voltaje menor a 12 Kv, diferencial angular menor a 10 grados, fador mexicano delante de Guatemala.

Protecciones en línea de distancia, sobrecorriente y comparación direccional, se migrará la protección principal a diferencial de línea instalando localizadores de fallas. La coordinación operativa en el tiempo real entre el EOR y los OS se establece en una condición normal, las variaciones de frecuencia se mantendrán dentro de un rango de 59,7 a 60,2 Hz.

La evaluación de la calidad de voltaje, en el procedimiento transitorio para la coordinación operativa en tiempo real entre el EOR y lo OS, se encuentra en el anexo B sobre los criterios de calidad, seguridad y desempeño. En el numeral 2.1. se establece que en condición normal las variaciones de tensión se mantendrán dentro de un rango de +/- 5 % del valor nominal, para cumplir las condiciones de estabilidad.

5.4. Flujos de potencia

Los estudios de flujo de carga se deberán realizar para las condiciones críticas, la incorporación de nuevas instalaciones o ampliaciones de generación, transporte y distribución, tanto para la máxima como para la mínima demanda. A partir de estos flujos de carga se deberá verificar la existencia o no de sobrecargas en equipos y el cumplimiento de los parámetros eléctricos, perfeccionándose desde el modelado de elementos del sistema, hasta la interpretación de resultados de estudios de flujo de carga, estabilidad transitoria y sensibilidad.

5.5. Pérdidas eléctricas

En el mercado eléctrico guatemalteco, el proceso para determinar las pérdidas eléctricas en el sistema de transmisión es por medio del establecimiento de un factor de pérdidas en cada nodo del Sistema Nacional Interconectado, mediante el cual la energía eléctrica se valoriza en cada punto de la red, respecto a un nodo de referencia. El valor de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en el mercado afectado por el Factor de Pérdidas Nodales.

El Factor de Pérdidas Nodales de Energía, de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial núm. 7, se establece con relación al nodo de referencia, como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en dicho nodo el costo marginal incorpora las pérdidas marginales del transporte al nodo de referencia.

El Factor de Pérdidas Nodales de Energía (FPNE) del nodo i a la hora k, se define como:

$$FPNE_{ik} = 1 + (Perd/Pd_{ik})$$

Siendo $(Perd/Pd_{ik})$ = la variación de las pérdidas totales de transportes respecto a la potencia demandada en el nodo i.

Para su cálculo se modela la red de transporte mediante un flujo de cargas, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda (Pd_i), obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema ($Perd$), para ello se tomará como barras flotantes del nodo de referencia (mercado) o el nodo centro de gravedad de un área o del inicio de un país.

En consecuencia, el precio de la energía en un nodo 'i' estará dado por:

$$PN_{ik} = PM_k * FPNE_{ik}$$

Siendo:

PN_{ik} = el precio de la energía en el nodo 'i' a la hora k.

PM = el precio de la energía en el mercado o el precio local de existir restricción.

5.6. Metodología de cálculo

Los Factores de Pérdidas Nodales de Energía Horaria (FPNE) del MM serán los calculados cada día por el AMM en el despacho diario, utilizando un modelo de despacho con un flujo de cargas, simplificando que represente al sistema de transmisión en su totalidad. En caso de realizarse un redespacho en la operación en tiempo real, los FPNE serán los determinados en este. Los participantes consumidores tendrán asignado un factor de pérdidas nodales, igual al promedio de los factores de pérdidas nodales de la demanda ponderados por la energía consumida en la hora determinada.

6. RESULTADOS ECONÓMICOS

6.1. Energía exportada

Exportación es la actividad por medio de la cual se envía o se vende a otro país la energía eléctrica producida con unidades o centrales generadoras instaladas en Guatemala, o la energía proveniente de otros países que no fue despachada para la demanda nacional. La exportación es considerada una demanda adicional que se agrega al MM en el nodo correspondiente y debe pagar los cargos derivados de la transacción.

El AMM administra las transacciones bilaterales correspondientes a contratos de importación y exportación dentro de los mismos plazos y con los mismos procedimientos y metodologías que las correspondientes a contratos nacionales.

Guatemala continúa liderando la exportación de energía en la región centroamericana y México, de tal manera que el total de exportaciones del SNI, según el informe de transacciones económicas de AMM, creció 6 % en el año 2015 respecto al 2014. Y en el 2016 aumentó un 51 % respecto al año anterior.

El comportamiento de las exportaciones de energía eléctrica de Guatemala ha sido especialmente notorio en los últimos tres años. En la actualidad, el país exporta energía eléctrica al MER y México. En el 2016, si bien el 97 % de las exportaciones fueron hacia el MER, se observó en la cantidad de energía exportada a México.

Tabla XII. **Valor total anual de energía exportada de Guatemala a México en GWh**

Año	2012	2013	2014	2015	2016
Total energía eléctrica exportada	195,55	583,18	1024,82	1087,21	1334,80

Fuente: AMM. *Informe de transacciones económicas*. <https://www.amm.org.gt/portal/>. Consulta: febrero de 2019.

6.2. Energía importada

Es la actividad por medio de la cual el MM de Guatemala recibe o compra, de otro país, energía eléctrica producida con unidades o centrales generadoras instaladas en otra nación. La importación es considerada generación que se adiciona al MM en el nodo correspondiente, y debe pagar los cargos derivados de la transacción.

La forma de importación puede tener dos fuentes principales: ofertas de retiro de los agentes y desviaciones.

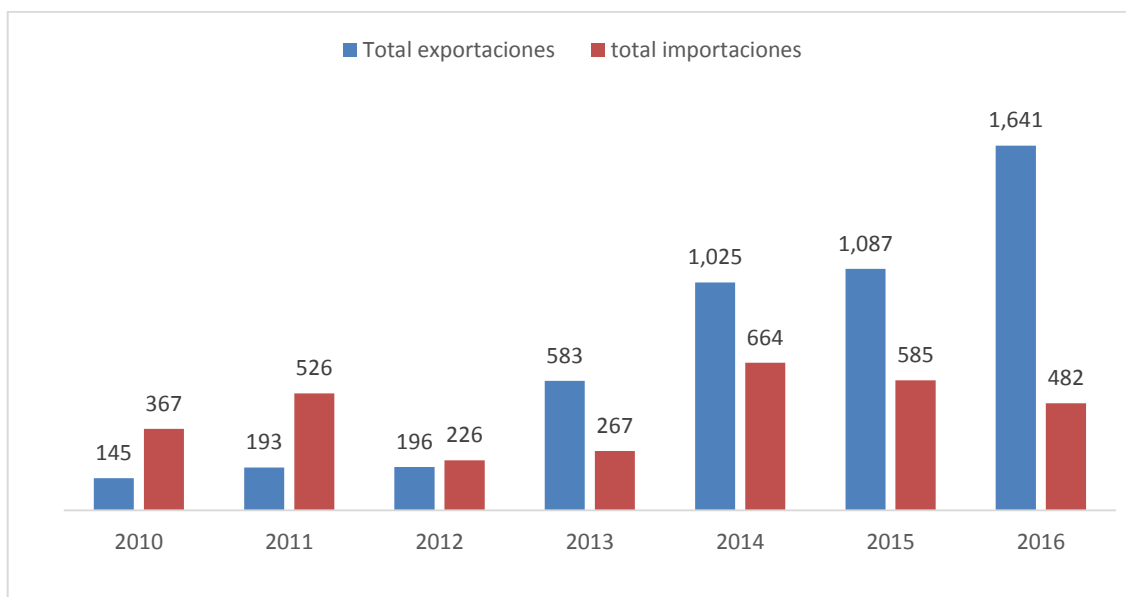
Tabla XIII. **Total de energía anual importada de México en GWh**

Año	2012	2013	2014	2015	2016
Total energía eléctrica importada	225,80	266,59	664,13	584,80	746,92

Fuente: AMM. *Informe de transacciones económicas*. <https://www.amm.org.gt/portal/>. Consulta: febrero de 2019.

Del total de importaciones, en el 2016 se observa un incremento de las ofertas de retiro de los agentes, pasando de 0,84 % en el 2015 a un 2,16 % en 2016. El centro de las importaciones constituyeron desviaciones normales y menos del 1 % de las importaciones fueron desviaciones graves.

Figura 10. **Gráfica de exportaciones e importaciones en GWH**



Fuente: AMM. *Informe de transacciones económicas*. <https://www.amm.org.gt/portal/>. Consulta: febrero de 2019.

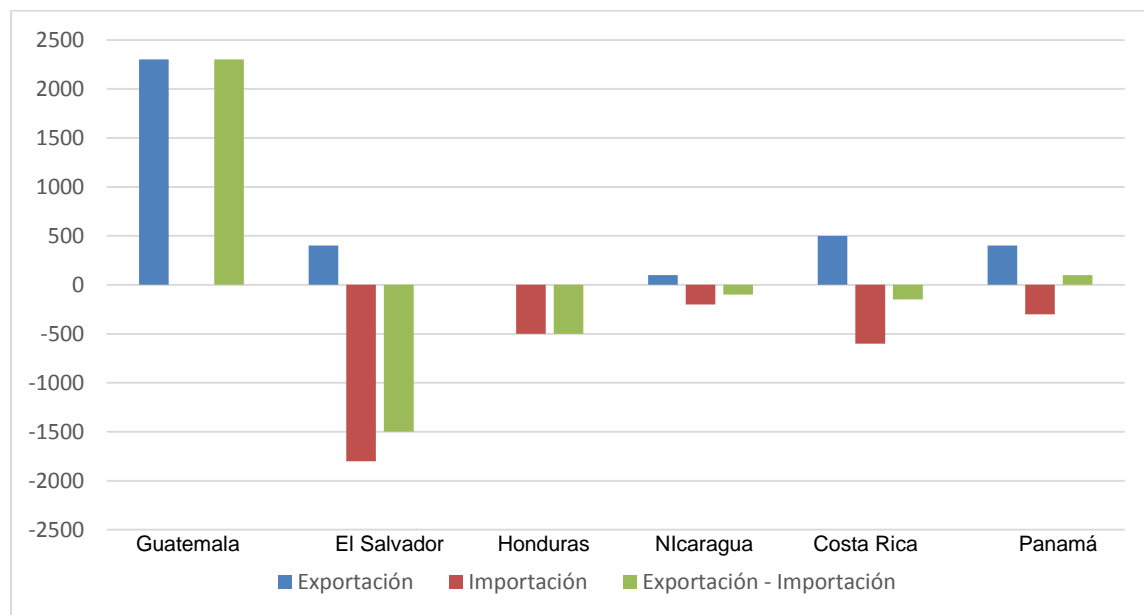
La participación de los diferentes mercados centroamericanos en los intercambios en el MER, según informes al 2016, ha tenido características particulares, siendo el mercado de Guatemala el principal exportador y El Salvador el importador más prominente, representando entre ambos mercados el 68 % del intercambio en el período de análisis.

Nicaragua tuvo una reducida actividad en el MER, llegando apenas a un 3 % del volumen total. Honduras participó importando el 9 % de energía a lo

largo del período; en el caso de Costa Rica y Panamá, participaron en el MER tanto en importación como en exportación de energía eléctrica, un 13 % y 7 % del volumen transado, respectivamente.

Se observa en la siguiente gráfica que, durante el período de análisis, el mercado de Guatemala no efectuó importaciones del MER y el de Honduras apenas exportó energía.

Figura 11. **Exportación e importación de energía por país en el año 2016**



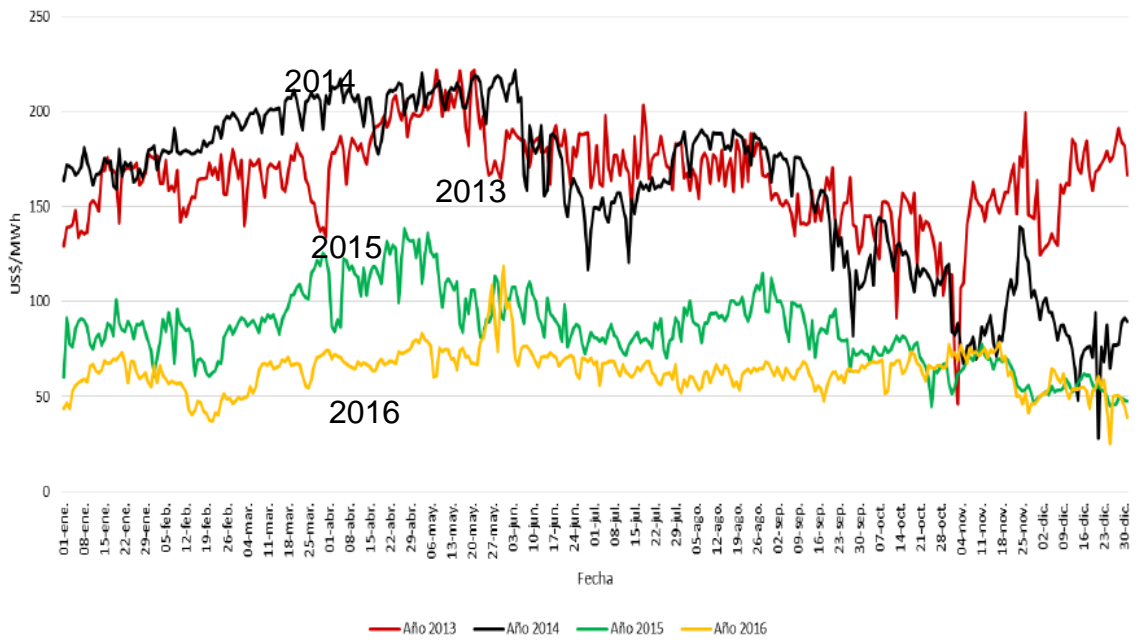
Fuente: AMM. *Informe de transacciones económicas*. <https://www.amm.org.gt/portal/>. Consulta: febrero de 2019.

6.3. Precios de energía

Los precios de la energía eléctrica en el MER, durante los años 2013 al 2016, han tenido una tendencia a disminuir cada año, registrándose en el 2016 el menor precio promedio de dicho período, como se puede observar en la figura 12.

El comportamiento de los precios de estos cuatro años muestra la tendencia a aumentar en los meses de marzo a mayo y disminuir de octubre a diciembre. Esto se debe al incremento de la demanda de electricidad en el período seco y menor demanda en el período invernal.

Figura 12. Precios promedio anuales del MER del 2015 al 2016

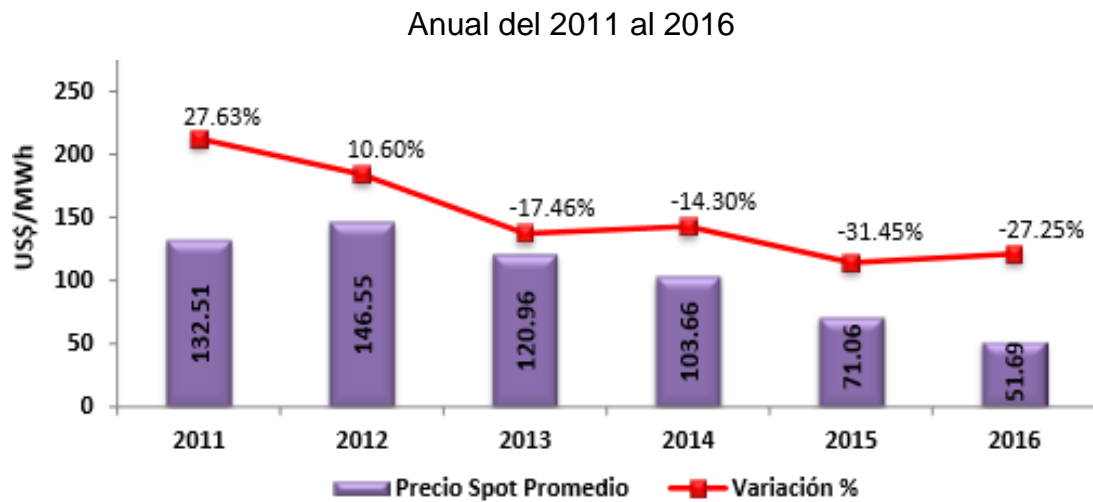


Fuente: MER. *Informes de transacciones económicas*.

<https://www.cepal.org/es/publicaciones/7156-guatemala-poblacion-desarrollo-un-diagnostico-sociodemografico>. Consulta: febrero de 2019.

El precio *spot*, como se indica, es el precio de la energía eléctrica en el mercado de oportunidades. En la siguiente gráfica se da un promedio de Guatemala:

Figura 13. Precio *spot* promedio en US\$/MWh y su variación porcentual

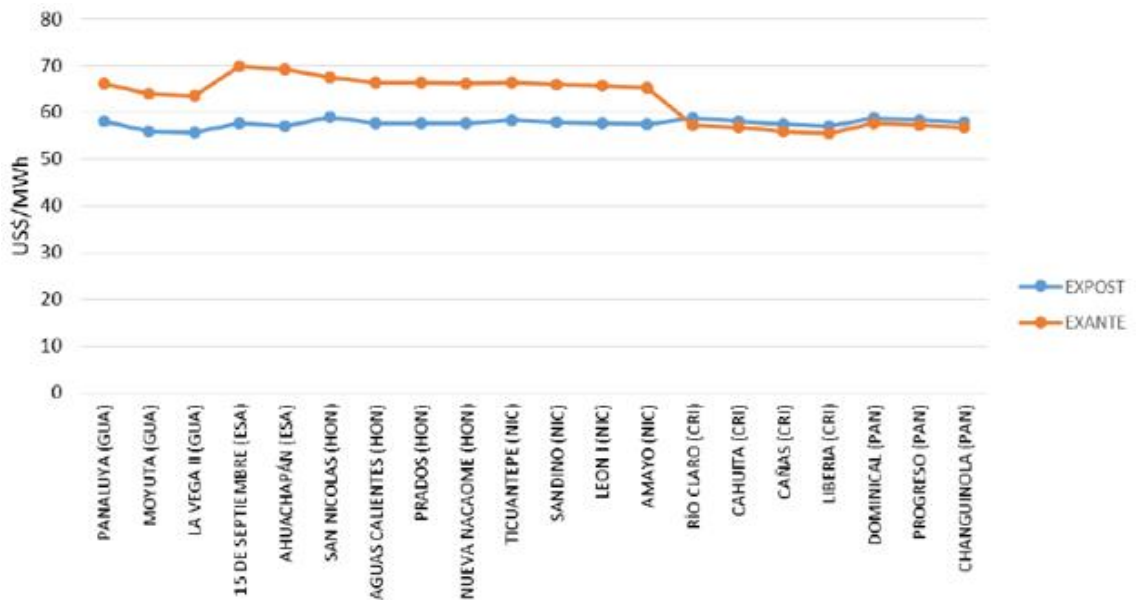


Fuente: AMM. Información sobre el precio *spot*. <https://www.amm.org.gt/portal/>. Consulta: febrero de 2019.

En el 2016 el precio promedio del MER fue de 63.66 US\$/MWh, lo que significa una disminución del 25 % con respecto al 2015 que promedió 85,25 US\$/MWh.

Los precios *ex ante* por encima de los precios *ex post*, reflejaron la restricción de transmisión que se presentó en Nicaragua, durante la mayor parte del año, mientras que los precios *ex post* mantuvieron un promedio constante durante el año. La siguiente gráfica muestra el *ex post* por país promedio, indicado en cada nodo de conexión:

Figura 14. Precio *ex ante* y *ex post* por nodo de enlace en el año 2016



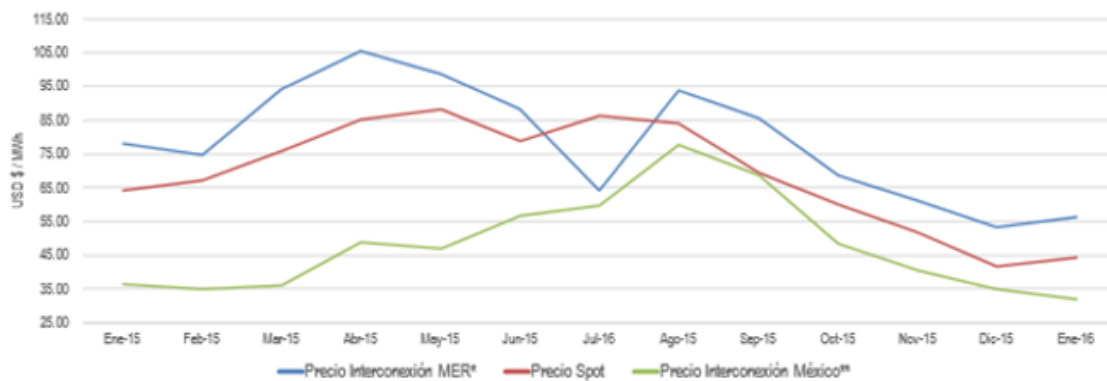
Fuente: elaboración propia.

En la gráfica también se indica el precio *ex ante* o sea las negociaciones que se realizan o contratos antes del uso de la energía. *Expost* es el precio tomado en el nodo, en el momento del uso de la energía, Comprobando en el gráfico la diferencia por tiempo del uso de la energía en el mercado centroamericano.

El precio promedio *spot* con México, con base en las importaciones para Guatemala, está dado con la fecha de vencimiento del plazo de ambos contratos, que es el 30 de abril, prorrogable automáticamente, el cual coincide con el año estacional fijado por el MME de Guatemala y con la regulación del subsector eléctrico mexicano.

La energía para Guatemala proviene de la interconexión y es despachada cuando el valor horario de la misma es más bajo que la energía de Guatemala, lo que representa seguridad en el manejo de riesgo. Los costos están referidos a los costos variables para el nodo sureste del sistema de México, realizándolos a partir de enero 2016 como un mercado eléctrico abierto.

Figura 15. **Tendencias de precio promedio de MER vs precio *spot***



Fuente: MER. *Informes de transacciones económicas*.

<https://www.cepal.org/es/publicaciones/7156-guatemala-poblacion-desarrollo-un-diagnostico-sociodemografico>. Consulta: febrero de 2019.

6.4. Facturación en las transacciones internacionales

El volumen de transacciones internacionales ha mostrado un aumento progresivo en el Mercado Mayorista, debido a las adecuaciones regulatorias y estructurales en la operación del MER y del Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano (MEMM).

Estas regulaciones influyen en el comportamiento de los participantes del Mercado Mayorista. En el caso de las exportaciones de energía al MER, la tasa anual de crecimiento compuesto para el período 2012-2016, registró 49,58 %.

Los dos años del período 2012 - 2016 con mayor volumen de exportación de electricidad desde Guatemala (tanto hacia el MER como hacia el MEMM) fueron los años 2014 y 2016, en los cuales la exportación representó 11,92 % y 10,22 %, respectivamente, de la energía total consumida en el SNI.

De manera coincidente, fue también 2014 y 2016 cuando se registraron los mayores volúmenes de importación de electricidad hacia Guatemala (desde el MER y desde el MEMM), alcanzando valores equivalentes al 6,75 % y 4,69 %, respectivamente, del SNI.

La tabla siguiente presenta un resumen de los volúmenes totales y porcentajes de transacciones internacionales de electricidad de Guatemala (MM con Centroamérica y MER, y con México y MEMM).

En general, el resultado de la interacción comercial entre los participantes del mercado mayorista y los mercados regionales y extraregionales, ha hecho que el mercado mayorista guatemalteco se sitúe en una posición de exportador neto. El comportamiento de los precios internacionales del crudo, de los derivados líquidos del petróleo y del carbón, marcan el costo y precio de la electricidad en los sistemas eléctricos.

Tabla XIV. Integración de energía eléctrica de Guatemala del año 2012 al 2016

Energía [GWh]	2012	2013	2014	2015	2016
Consumida localmente	8 361,46	8 590,90	8915,16	9 398,17	9 832,70
Exportada	195,55	587,85	1206,85	954,70	1 119,24
Total consumida (consumida local + exportada)	8 557,01	9 178,75	10 122,01	10 352,87	10 951,94
% Exportación sobre energía total consumida	2,29 %	6,40 %	11,92 %	9,22 %	10,22 %
Producida localmente	8 703,47	9270,47	97 882,26	10 301,87	10 877,91
Importada	225,80	266,59	708,20	454,38	535,74
Producida total (producida local+ importada)	8 929,27	9 537,06	10 490,46	10 756,25	11 413,65
% importación sobre producida total	2,53 %	2,80 %	6,75 %	4,22 %	4,69 %

Fuente: elaboración propia.

6.5. Disminución del costo de la energía para el usuario

Los sectores eléctricos de los diferentes países de la región centroamericana han vivido un proceso de transformación de sus modelos tradicionales. Parte de este proceso fue la liberación del sector a través de la privatización que han tenido algunos países y, además, la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER).

El objetivo de las transacciones que se realizan por medio de EOR y el MER, es beneficiar a la mayoría de habitantes de los países miembros, mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica de la región.

La interconexión de la región en el mercado eléctrico tiene entre sus principales impactos el acceso de los países a energía menos costosa, desplazando la energía térmica más cara en el mercado por la dependencia del valor de los combustibles a nivel mundial, siendo el abastecimiento de energía eléctrica por los excedentes producidos por otros países.

Guatemala no todo el tiempo importa energía, sino en algunas horas del día y en ciertas épocas del año, principalmente con México, cuando el valor del mercado *spot* es más económico que la electricidad generada por Guatemala.

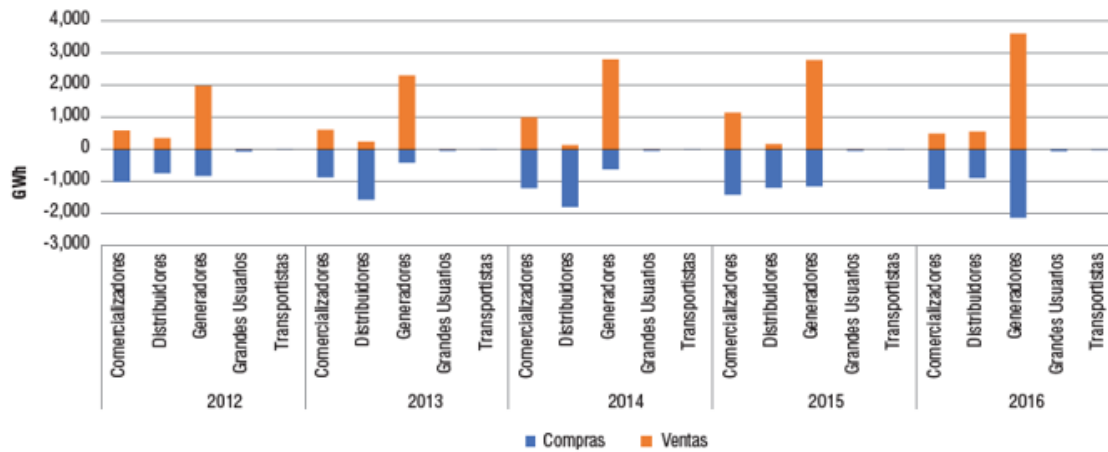
6.6. Resultado de balanza de transacciones en Centroamérica

En el mercado eléctrico participan agentes generadores comprando energía para cumplir sus compromisos o sus transacciones de exportación y venden sus excedentes de energía que no estén comprometidos por medio de contratos ya establecidos. Los grandes usuarios, distribuidores y exportadores participan comprando la energía que demanden y no encuentren cubierta por contratos de abastecimiento.

Se ha podido observar que las comercializadoras compraron más energía en el mercado de oportunidad que las distribuidoras en el 2012, 2015 y 2016. Dichas compras se realizaron para cumplir sus contratos en el mercado de término y realizar transacciones de exportación.

En la siguiente gráfica puede observarse las transacciones de energía comercializadas en los distintos años y diversas operadoras de Guatemala:

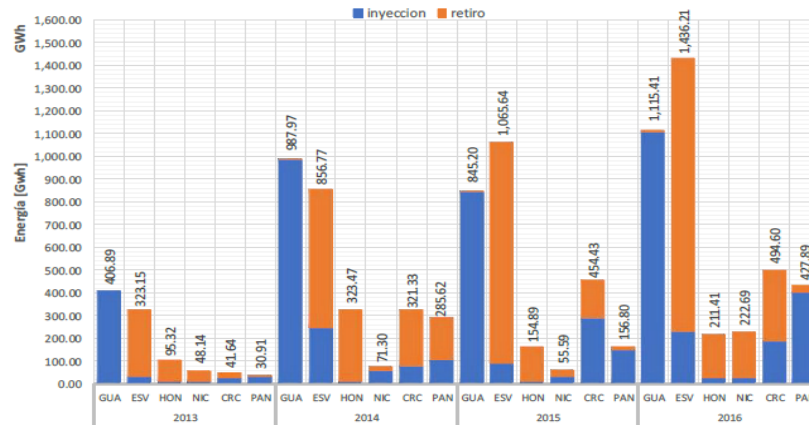
Figura 16. **Volúmenes de energía transada en el mercado de oportunidad**



Fuente: CNEE. *Ajuste tarifario*. <http://www.cnee.gob.gt/>. Consulta: febrero de 2019.

En la gráfica siguiente se pueden observar las negociaciones, tanto de exportación como de importación de los distintos países de Centroamérica.

Figura 17. **Análisis de compras y ventas por países miembros del MER**



Fuente: CNEE. *Ajuste tarifario*. <http://www.cnee.gob.gt/>. Consulta: febrero de 2019.

6.7. Reducción de consumo de combustible

Para la producción de energía eléctrica y cumplir con la demanda, Guatemala produce su energía eléctrica bajo varias variables.

Tabla XV. **Producción de energía eléctrica 2016**

Variables eléctricas 2016	Guatemala
Energía consumida (GWh)	9 832
Capacidad instalada (MW)	4 142.90
Eólica	1,8 %
Solar fotovoltaica	1,9 %
Hidráulica	32,5 %
Geotérmica	1,2 %
Carbón	14,1 %
Diésel, bunker	23,2 %
Biomasa	25,2 %
Una cobertura eléctrica de (%)	92

Fuente: elaboración propia.

Se puede observar que las variables de mayor producción son la hidráulica y la biomasa, así como diésel y bunker. En los futuros años se programa que el uso de combustibles fósiles disminuya para la producción de energía eléctrica, produciéndose la mayoría por medio de recursos renovables, como hidráulicos, eólicos, solares y geotérmicos. Además, se contempla la compra de energía en momentos necesarios, como en la época de falta de lluvia y que los precios sean más bajos que la producción propia, lo que disminuirá el uso de combustible.

6.8. Emisión de gases de efecto invernadero CO₂

En el análisis se incluyen todas las actividades necesarias para generar energía en forma de calor, mediante la quema de combustibles fósiles y actividades de combustión para la refinación de productos petroleros. En esto se circunscribe la quema de otros productos para generar electricidad.

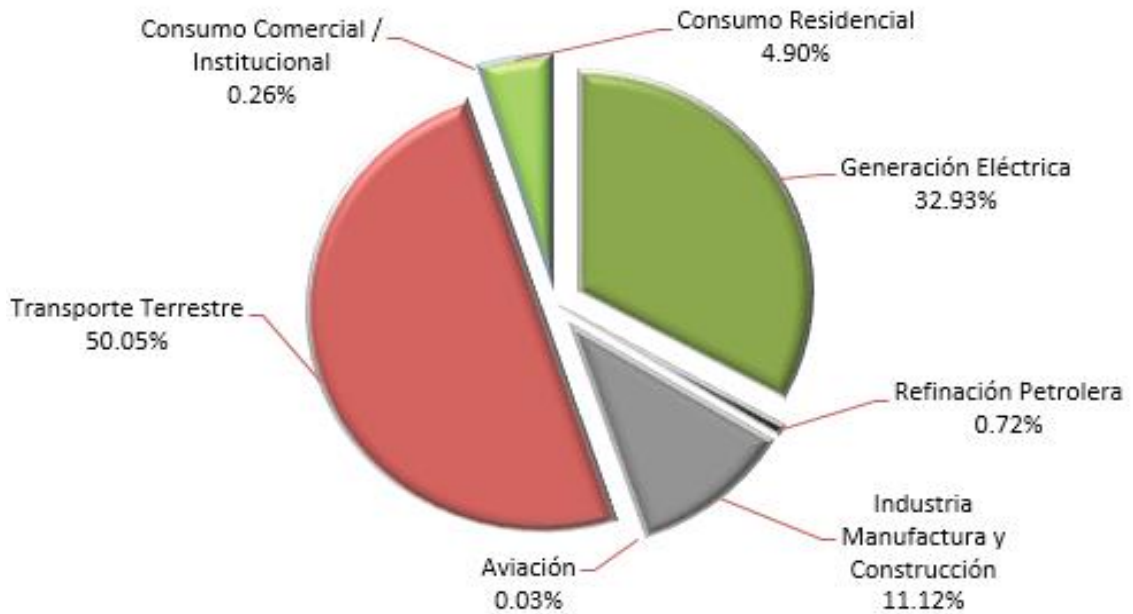
La cantidad de Gases de Efecto Invernadero (GEI) se integra en el balance energético, con el objetivo de monitorear las emisiones que se generan en las distintas actividades de uso energético. Se considera la metodología existente, que relaciona la intensidad de la actividad realizada y un factor de emisiones de gas, definido por las guías del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC).

Los principales GEI contabilizados son el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O), tomando su equivalente en valores por unidad, como el CO₂. Para calcular las emisiones de GEI en el sector energía, se toma el consumo de combustible como dato de actividad (DA) y el contenido de carbono por unidad de combustible contenido como el factor de emisión (Fe), según el informe estadístico de la Dirección General de Energía y Minas.

$$\text{Emisiones} = \text{DA} \times \text{Fe}$$

El dato de la actividad es la cantidad y tipo de combustible quemado y se refiere a su volumen en barriles americanos que se obtiene en balance petrolero (energía bruta). En algunos casos, la generación de energía en GWh es la energía neta cuando esta supera el 98 %.

Figura 18. **Emisiones de de CO2 en porcentaje en Guatemala**



Fuente: MEM. *Balance energético*. <http://www.mem.gob.gt/>. Consulta: febrero de 2019.

En tamaños ambientales, el plan de expansión eléctrica según la CNEE indica que la producción de CO2 emitida por la producción de energía eléctrica en función del número de habitantes sería de 0.25TCO2/habitantes, pero al no modificar la producción y generación eléctrica estaría en 0.32TCO2/habitante.

Una de las formas para reducir el C02 en Guatemala, sería por medio de la interconexión eléctrica con los países del MER.

En la siguiente tabla se demuestra la proyección de reducción de C02 para diferentes escenarios de producción de energía eléctrica, cuando los países actúan en forma aislada, coordinada y cuando no y, si no existe intercambio entre los mercados eléctricos centroamericanos, y cuando sí existe.

- Caso 1: expansión eléctrica aislada, que no hay intercambio en los mercado eléctricos.
- Caso 2: expansión eléctrica aislada, que no hay intercambio en los mercado eléctricos, en la producción de 300 MW.
- Caso 3: expansión eléctrica aislada, que no hay intercambio en los mercado eléctricos, en la producción de 600 MW.
- Caso 4: expansión eléctrica coordinada, que existe intercambio en los mercados eléctricos, en la producción de 300 MW.
- Caso 5: expansión eléctrica coordinada, que existe intercambio en los mercado eléctricos, en la producción de 600 MW.

Tabla XVI. **Emisión total para cada caso de integración (TON. CO2)**

Año	Caso 1 Aislado	Caso 2 300MW	Caso 3 P 600MW	Caso 4 300MW	Caso 5 600MW
2016	2.294.972	369.574	463.162	381.477	480.877
2017	3.864.749	933.660	1.146.303	946.667	1.144.198
2018	4.172.753	1.182.595	1.443.310	1.231.473	1.487.367
2019	2.725.747	1.235.918	1.554.319	1.537.581	1.734.070
2020	3.466.484	814.778	1.320.046	1.840.300	2.008.076
2021	5.979.575	3.626.460	3.615.403	1.948.763	2.512.313
2022	5.615.339	3.684.955	3.885.259	1.183.590	2.709.523
2023	6.198.997	4.028.727	4.325.895	4.070.419	2.873.809
2024	6.941.348	4.823.524	4.998.435	4.706.900	3.684.619
2025	7.852.181	5.381.040	5.297.919	5.527.821	4.124.886
Total	49.112.144	26.081.232	28.050.052	23.374.992	22.759.738
Reducción		- 23.030.912	- 21.062.092	-25.737.152	- 26.352.406

Fuente: ECHEVARRÍA, Carlos. *Integración Eléctrica Centroamericana*. p. 37.

7. CRITERIOS GENERALES SOBRE LOS BENEFICIOS POSITIVOS Y NEGATIVOS DE LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS CON OTROS PAÍSES

7.1. Beneficios generales

La interconexión eléctrica de Guatemala con otros países se visualiza como un buen ejemplo para futuros proyectos en conjunto, que traerían beneficios para Guatemala y la región centroamericana. El proceso de la integración eléctrica en Centroamérica ha producido beneficios tangibles para los habitantes de la región, tales como:

- Reducción de costos de operación, considerando la diversidad de condiciones de operación de generadores.
- Manejo optimizado de las reservas en los sistemas de potencia.
- Los sistemas interconectados dan mayor robustez, permitiendo soportar eventos inesperados más fuertes que los presentados cuando un sistema se encuentra aislado.
- Optimización y modernización de los equipos eléctricos.
- Incremento de la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas.

- No se tiene que hacer grandes inversiones para la construcción de grandes centrales de generación, ya que se tiene una fuente externa para abastecer el consumo local.
- Las interconexiones eléctricas y los intercambios de electricidad entre países fomentan el desarrollo económico, social y tecnológico, y conducen a la óptima utilización de los recursos energéticos.
- Las interconexiones permiten reducir eventuales distorsiones de precios entre los diferentes tipos de combustible utilizados para la generación de electricidad, así como la reducción de los costos de la energía eléctrica. Además, intensifica su consumo y mejora la calidad de vida de la población.
- Son la solución a eventuales crisis de desabastecimiento de suministro de energía eléctrica en los países, ante sequías, escasez de combustibles o falta de nueva inversión de generación.

7.2. Los beneficios directos para Guatemala

- Las políticas energéticas y planes de expansión se han implementado desde 1996, con la emisión de la Ley General de Electricidad y su reglamento. El marco regulatorio permite la instalación de centrales generadoras a todo aquel que quiera participar en el mercado eléctrico, fomentando la competitividad en lugar de la discrecionalidad.
- Asimismo, el desarrollo del MER como un mercado de excedente le permite a Guatemala abastecer la demanda nacional a precios competitivos, tanto que aún después de cubrir dicha demanda, existe

suficiente generación para exportar a precios más bajos que los demás generadores en Centroamérica.

- En cuanto a los beneficios económicos, los guatemaltecos han sido beneficiados con una continua disminución en los precios de electricidad, tomando en cuenta la inflación. La proporción que un guatemalteco debe pagar de electricidad respecto a la canasta básica, se ha mantenido o ha descendido.
- Atracción de inversión. Se han instalado nuevas generadoras en el país, las cuales han sido necesarias para abastecer la demanda actual y futura, la cual sucederá producto del buen desarrollo del mercado eléctrico guatemalteco conjuntamente con los de Centroamérica.
- Con la interconexión regional a Centroamérica y México, Guatemala ha logrado atraer inversiones con retornos suficientes, producto de exportaciones a otros países; sin embargo, la mayor atracción que sucede es incremento de las industrias intensivas en el uso de electricidad, debido a los precios competitivos, nuevas industrias y puestos de trabajo.
- Guatemala es el mayor exportador de energía eléctrica en el MER, siendo El Salvador el mayor consumidor del excedente producido.
- Con la interconexión se ha podido cumplir con la demanda en Guatemala, logrando atenuar ciertas crisis.
- Guatemala ha tenido un desarrollo de ampliación de líneas, debido a la interconexión.

- Reducción de pérdidas, especialmente en sistemas que comparten fronteras, con el apoyo mutuo de las redes de transporte nacionales.
- Reducción de emanación de gases CO2.

7.3. Beneficios negativos de la interconexión para Guatemala

- La dependencia unilateral que se pueda adquirir por Guatemala, al interconectarse eléctricamente con otro país, circunstancias que pueden llevar a que se aprovechen de esta dependencia, estableciendo precios y condiciones que solo satisfagan al país vendedor de la electricidad.
- Guatemala estaría obligada a realizar significativa inversión para superar diferencias o incompatibilidades entre las características técnicas de los sistemas eléctricos.
- Eventualmente, las fallas de uno de los sistemas que forman parte de la interconexión podrían causar fallas en los sistemas de Guatemala.
- Que todos los países promuevan la expansión hacia la autosuficiencia, lo que vendría a perjudicar a Guatemala como uno de los exportadores, habiendo ya invertido en función de la proyección de un mercado determinado.
- Los subsidios nacionales a la generación por fuentes no renovables no convencionales llevan a la sub-optimización de los recursos del país.
- La falta de indicadores regulatorios técnicos de parte del MER propicia la emisión de juicios subjetivos con respecto al desempeño del mercado.

- La dependencia de las líneas de transmisión de la SIEPAC propietaria de las líneas.

CONCLUSIONES

1. Gracias a cambios en la política de estructura en su sector eléctrico en los años 90, Guatemala ha experimentado inversiones para el desarrollo de la energía eléctrica, llevando al país a la electrificación casi en su totalidad.
2. La conformación actual del mercado mayorista en Guatemala obedece a las características y diferencias en cuanto a funciones y obligaciones y derechos, que son establecidos por la Ley General de Electricidad y su reglamento.
3. El proyecto Siepac ha facilitado la interconexión regional conformada por línea 230 Kv.
4. El mercado eléctrico centroamericano, principalmente para Guatemala, ha tenido una relación directa entre la demanda eléctrica y el desarrollo del PIB, registrando un incremento de entre un 0,5 % a un 3,1 %. La demanda eléctrica aumentó de 0,5 a un 4,8 % en los últimos cinco años.
5. Guatemala se está convirtiendo en el mayor exportador de energía eléctrica, ya que actualmente lidera las estadísticas de exportación, dando como resultado un incremento en el año 2016 del 51 % en comparación del año 2015.
6. Para Guatemala y los demás países de la región, las transacciones que se realizan por medio del EOR y el MER han beneficiado a la mayoría de

habitantes, porque se ha reducido el consumo de combustibles fósiles, gracias a que se han incentivado nuevas fuentes de producción de energía eléctrica, como lo es la eólica, solar, hidráulica y la compra de energía geotérmica y biomasa, así como la compra y venta por medio de la interconexión.

7. Conforme a los resultados, tanto técnicos y estadísticos como legales presentados en este proyecto, se puede afirmar que Guatemala no contempló en su planificación de interconexión varios beneficios negativos, pero se puede concluir que en la operación de la interconexión los beneficios positivos superan a los negativos.

RECOMENDACIONES

1. Realizar una planificación estratégica a corto y largo plazo, orientada a ampliar el mercado nacional y exportar energía para que, sobre esa base, pueda aprovecharse en mejor forma los beneficios de la interconexión.
2. Que las autoridades que corresponden al sector eléctrico guatemalteco procuren actualizar y agilizar las regulaciones relacionadas con las interconexiones internacionales, para que estas sean competitivas y brinden un beneficio equitativo a Guatemala y los países involucrados, particularmente con la distribución de congestión.
3. Establecer mecanismos que induzcan a los países interconectados a realizar de manera oportuna los refuerzos nacionales, tanto técnicos como legales que se identifiquen en la planificación regional.
4. Planificar para que la empresa propietaria de la línea interconectada SIEPAC, garantice los precios de peaje y los mantenga en lo que corresponde a la realidad.
5. La coordinación del Mercado Eléctrico Regional (MER) debe estar a cargo de los países del istmo, para garantizar transparencia en el desarrollo de las negociaciones con otras naciones.

6. Promover, en las universidades del país, realizar estudios e investigaciones para determinar el valor económico que produce un mercado eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM)*. Guatemala: AMM, 1998. 110 p.
2. Asamblea Nacional Constituyente. *Constitución Política de la República de Guatemala*. Guatemala: Congreso de la República de Guatemala, 1985. 92 p.
3. Asociación Nacional de Generadores (ANG). *Recopilación de información centroamericana y de República Dominicana 2012*. Guatemala: ANG, 2013. 82 p.
4. _____. *Sitio oficial*. [en línea]. <<http://ang.org.gt>>. [Consulta: febrero de 2019].
5. Congreso de la República de Guatemala. *Ley General de Electricidad*. Guatemala: CNEE, 1996. 114 p.
6. _____. *Reglamento de la Ley General de Electricidad*. Guatemala: CNEE, 1997. 108 p.
7. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). *Estadísticas e indicadores del Mercado Mayorista. Período 2012-2016*. Guatemala: CNEE, 2017. 102 p.

8. _____. *Sitio oficial*. [en línea]. <<https://www.cnee.gob.gt>>. [Consulta: febrero de 2019].
9. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). *Informe anual del mercado eléctrico regional 2016*. Guatemala: CRIE, 2016. 89 p.
10. _____. *Tratado marco del mercado eléctrico de América Central y normas relacionadas*. Guatemala: Serviprensa, 2015. 60 p.
11. ECHEVARRÍA, Carlos; JESURUN-CLEMENTS, Nancy; MERCADO, Jorge; TRUJILLO, Carlos; *Integración eléctrica centroamericana: génesis, beneficios y prospectiva del Proyecto SIEPAC. Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central*. Guatemala: BID, 2017. 144 pp.
12. Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR). *Informe general. Antecedentes, estado actual y perspectivas del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)*. Septiembre 15, 2018, de EPR. Costa Rica. [en línea]. <http://www.eprsiepac.com/pdf/informe_general__linea_siepac_dic_13.pdf>. [Consulta: febrero de 2019].
13. _____. *Línea SIEPAC y MER*. Septiembre 2018, de EPR. Costa Rica. [en línea]. <<https://adezn.org/attachments/article/205/SIEPAC%20Y%20MER%2008102014.pdf>>. [Consulta: febrero de 2019].
14. GRAINGER, John J.; STEVENSON JR, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. 2a. ed. McGraw-Hill. México, 1994, 731 pp.

15. Instituto Nacional de Electrificación (INDE). *Sitio oficial*. [en línea]. <<https://www.inde.gob.gt>>. [Consulta: febrero de 2019].
16. Instituto Nacional de Estadística (INE). *Sitio oficial*. [en línea]. <<https://www.ine.gob.gt>>. [Consulta: febrero de 2019].
17. Mercado Eléctrico Regional. *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. Libro I. Aspectos Generales*. Guatemala, 2005.
18. Ministerio de Energía y Minas (MEM). *Sitio oficial*. [en línea]. <<https://www.mem.gob.gt>>. [Consulta: febrero de 2019].
19. _____. *Informe estadístico de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)*. Guatemala: CNEE, 2016. 98 p.
20. _____. *Plan de expansión indicativo del sistema de generación. CNEE*. Guatemala: CNEE, 2016. 110 p.
21. OREJUELA PUENTA, Aleida Patricia. *Evaluación de los aspectos favorables y de los aspectos adversos de la interconexión con Colombia*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Facultad de Ingeniería, Universidad Politécnica Nacional, 2006. 211 p.
22. ROJAS NAVARRETE, Manuel Eugenio. *Estadística de subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) 2016*. Noviembre 3, 2018, de Comisión Económica para América Latina y el Caribe. CEPAL. [en línea]. <https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/42720/4/S1701275_es.pdf>. [Consulta: febrero de 2019].

23. ZARRABAL, R. *Marco regulatorio del sector eléctrico en México*. Octubre 8, 2018, de Secretaría de Energía. México. [en línea]. <<http://implementaciondelareformaenergetica.com/marco-regulatorio-del-sector-electrico-en-mexico/>>. [Consulta: febrero de 2019].

ANEXOS

Anexo 1. Organización del Mercado Eléctrico Centroamericano



Fuente: ECHEVERRÍA, Carlos; JESURUN, Nancy. *Integración Eléctrica Centroamericana*.

p. 42.

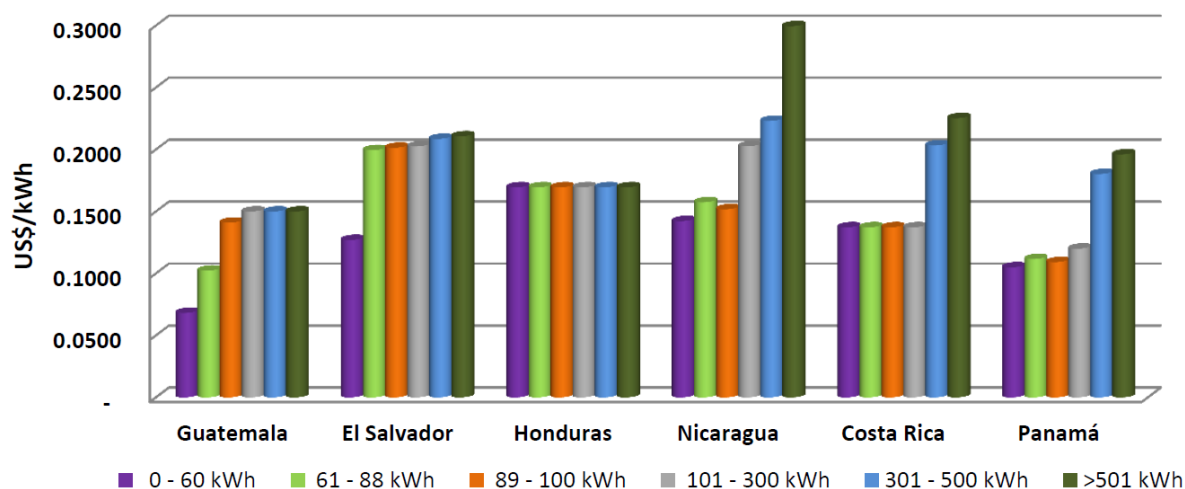
Anexo 2. **Agentes autorizados por el Mercado Eléctrico Regional al 2016**

	Total	Generadores	Distribuidores	Comercializadores	Grandes usuarios
Total	219	113	17	48	41
Guatemala	102	52	6	21	23
El Salvador	42	7	7	27	1
Honduras	2	1	1	0	0
Nicaragua	33	14	2	0	17
Costa Rica	2	1	1	0	0
Panamá	38	38	0	0	0

Fuente: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. *Publicaciones oficiales.*

<http://crie.org.gt/wp/>. Consulta: febrero de 2019.

Amexo 3. **Tarifas de electricidad en Centroamérica y Panamá en US\$/KWh. Diciembre de 2016**



Fuente: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. *Publicaciones oficiales.*

<http://crie.org.gt/wp/>. Consulta: febrero de 2019.

**Anexo 4. Tarifas de electricidad en Centroamérica y Panamá en
US\$/KWh. Diciembre de 2016**

Rango	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
0-60 kWh	0.0681	0.1185	0.1691	0.1423	0.1363	0.1050
61-88 kWh	0.1021	0.1995	0.1691	0.1574	0.1363	0.1116
89-100 kWh	0.1472	0.1982	0.1691	0.1610	0.1363	0.1132
101-300 kWh	0.1484	0.1928	0.1691	0.2026	0.1363	0.1200
301-500 kWh	0.1484	0.1987	0.1691	0.2230	0.2019	0.1803
>501 kWh	0.1484	0.2006	0.1691	0.2995	0.2237	0.1961

Nota: las tarifas incluyen subsidios de acuerdo a los rangos de consumo y políticas de cada país.

Fuente: CNEE. *Ajuste tarifario*. <http://www.cnee.gob.gt/wp/>. Consulta: febrero de 2019.

Anexo 5. Balance de desviaciones. Año 2016

País	Desviaciones Positivas (Remuneradas)*			Desviaciones Negativas (Cargos)**			Liquidación de Desviaciones (Valor NETO)
	Valor Acumulado en US\$ de Desviaciones	Desviaciones de Energía (MWh)	Valor promedio de desviaciones (US\$/ MWh)	Valor Acumulado en US\$ de Desviaciones	Desviaciones de Energía (MWh)	Valor promedio de desviaciones (US\$/ MWh)	
GUATEMALA	10,100,075	174,262	57.96	(10,035,244)	176,769	(56.77)	64,831
EL SALVADOR	10,487,187	179,493	58.43	(10,874,234)	184,751	(58.86)	(387,047)
HONDURAS	7,232,194	121,965	59.30	(7,028,419)	117,078	(60.03)	203,775
NICARAGUA	5,289,852	88,831	59.55	(5,319,205)	88,383	(60.18)	(29,353)
COSTA RICA	14,117,551	237,422	59.46	(14,581,797)	245,231	(59.46)	(464,246)
PANAMA	10,920,880	181,487	60.17	(10,308,840)	173,142	(59.54)	612,040
TOTAL	58,147,739	983,461	59.13	(58,147,739)	985,353	(59.01)	0

*Desviaciones positivas: son todas aquellas operaciones que por su naturaleza son remuneradas a los OS/OM cuando estas se encuentran fuera del rango programado.

**Desviaciones negativas: son todas aquellas operaciones que por su naturaleza son cobradas a los OS/OM cuando estas se encuentran fuera del rango programado.

Nota: las desviaciones se valoran a precios *expost* que en 2016 fueron más bajos que los precios *exante* (precios a los cuales se valoran las transacciones en el MER). Esto se debe a los distintos modelos para el cálculo.

Fuente: DTER y EOR. *Procesos comerciales, Guatemala.*

https://web.enteoperador.org/mer/gestion-comercial/informes-publicos-de-procesos-comerciales/informes-de-procesos-comerciales-guatemala/dter-gt/#elf_I1_Lw. Consulta: febrero de 2019.