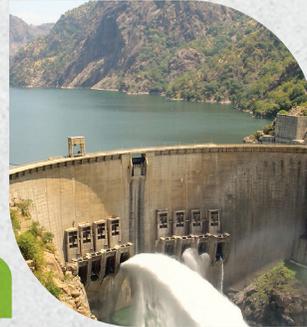


ANÁLISIS COMPARATIVO DEL MARCO REGULATORIO, INCENTIVOS Y SISTEMA TARIFARIO DE PRECIOS EXISTENTES, PARA LA COMPRA / GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE PLANTAS DE ENERGIA RENOVABLE EN CENTROAMÉRICA Y PANAMÁ



Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá a través del BCIE

GUATEMALA

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL MARCO REGULATORIO, INCENTIVOS Y SISTEMA TARIFARIO DE PRECIOS EXISTENTES, PARA LA COMPRA / GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE PLANTAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN CENTROAMÉRICA Y PANAMÁ



GUATEMALA

Esta guía ha sido elaborada por la empresa Geo Ingeniería Ingenieros Consultores S.A. – info@geoingenieria.co.cr

Análisis Comparativo del Marco Regulatorio, Incentivos y Sistema Tarifario de Precios Existentes, para la compra/generación de Electricidad de plantas de Energía Renovable en Centroamérica y Panamá

Banco Centroamericano de Integración Económica
Apartado Postal 772
Tegucigalpa, M.D.C., Honduras, C.A.
Tel: (504) 2240-2243 Fax: (504) 2240-2108
E-mail: areca_project@externo.bcie.org

Diseño gráfico: CLICK – info@click-costarica.com

Los hallazgos, interpretaciones y conclusiones contenidas en este documento son atribuibles enteramente al equipo consultor, y no deberían ser atribuidas de ninguna manera al Banco Centroamericano de Integración Económica.

Este documento puede ser obtenido en www.proyectoareca.org



Tabla de contenidos

Tabla de contenidos	i
Listado de Siglas	ii
1. Resumen Ejecutivo	9
2. Introducción	12
2.1 Antecedentes del estudio	13
2.2 Objetivos	14
2.3 Aspectos generales del país bajo análisis	15
2.3.1 Aspectos geográficos, hidrográficos y clima	15
2.3.2 Potencial de Recursos Renovables	16
2.3.3 Población	16
2.3.4 Indicadores Sociales	16
2.3.5 Sistema de Gobierno	17
2.3.6 Aspectos Económicos	17
2.3.7 Infraestructura de Servicio	18
2.3.8 Conclusiones	19
2.4 Situación actual del sector energético de Guatemala	19
3. Marco Regulatorio	21
3.1 Descripción del Marco Regulatorio	22
3.2 Incentivos para proyectos de energía renovable	24
3.3 Evaluación del impacto de las reformas en el Marco Regulatorio sobre el sector energético	24
4. Análisis del Marco Tarifario aplicable a Energías Renovables	27
4.1 Normas, principios tarifarios y esquema regulatorio.	28
4.2 Tarifas históricas aprobadas y negociadas en contratos	28
4.3 Peajes por uso de las redes de transmisión y distribución	29
4.4 Análisis del Costo Marginal de Corto Plazo	30
4.5 Metodologías de cálculos tarifarios, aplicados por entes reguladores en los mercados regulados para la electricidad de fuentes renovables.	30
4.6 Metodologías para los mecanismos de negociación y acuerdo de precios o tarifas entre comprador (es) y vendedor (es), para contratar la electricidad procedente de plantas de energía renovable.	31

5. Generación, Transmisión y Distribución	32
5.1 Generación	33
5.2 Transmisión	35
5.3 Distribución	35
6. Mercado Eléctrico Regional	37
6.1 Estructura del Mercado Eléctrico Regional (MER)	38
6.1.1 Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)	39
6.1.2 Ente Operador Regional (EOR)	40
6.1.3 Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)	41
6.1.4 Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)	42
6.2 Reglamento del MER	42
6.3 Participación del país en mercados regionales o supranacionales	44
6.4 Requisitos de equiparación de las legislaciones técnicas para el desarrollo del MER	46
6.5 Integración del MER	49
6.5.1 Posible esquema tarifario para el MER	49
6.5.1.i Nivel de la Tarifa	49
6.5.1.ii Estructura de la Tarifa	52
6.5.2 Modelos alternativos de contratación. Actividades y procedimientos que fomentan el desarrollo de proyectos de energía renovable: experiencias de Sudamérica, Norteamérica y Europa	53
6.5.2.i Generación Distribuida: Experiencia en los EEUU y Europa	53
6.5.2.ii Los ESCOs como herramienta de financiamiento	55
6.5.2.iii Esquemas de incentivos más utilizados	56
6.5.2.iv Los lineamientos de la World Commission on Dams	59
6.5.2.v Conclusiones y comentarios: el MER y otros mercados internacionales	60
6.5.3 Efectos del mercado regional sobre los proyectos iguales o menores a 10 MW que participan solamente en los mercados nacionales	60
6.5.4 Perspectivas y desafíos	61
7. Análisis Comparativo de los Marcos Regulatorios, Incentivos y Tarifas de los países de Centroamérica y Panamá	63
8. Conclusiones y Recomendaciones	73
9. Referencias Bibliográficas	76

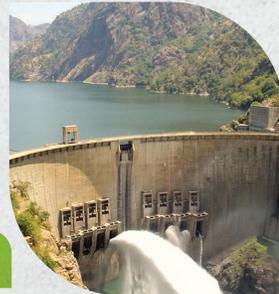
Listado de Siglas

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ARECA	Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá (por sus siglas en inglés)
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BOT	Built, Operate and Transfer = Construir, Operar y Transferir
CCI	Capacidad de Creación de Infraestructura
CEAC	Consejo de Electrificación para América Central
CND	Centro Nacional de Despacho
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
CEPAL	Comisión Económica para América Latina
CER	Certificado de Reducción de Emisiones
CMCP	Costo Marginal a Corto Plazo
CMLP	Costo Marginal de Largo Plazo
CNE	Comisión Nacional de Energía (Honduras)
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ESCO	Energy Service Company = Compañía de Servicio de Energía
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
FIT	Feed-In Tariff
GD	Generación Distribuida
GDR	Generadores Distribuidos Renovables
GTPIR	Grupo de Trabajo de Planificación Indicativo Regional
GWh	Gigavatios hora
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers = Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IEMA	Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
IR	Impuesto sobre la renta

IVA	Impuesto del Valor Agregado
kV	Kilovoltio
KW	Kilovatio
KWh	Kilovatio-hora
LGE	Ley General de Electricidad
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	Mercado Eléctrico Regional
MIFIC	Ministerio de Fomento, Industria y Comercio
MRS	Mercado Regulador del Sistema
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
OMCA	Operador del Mercado Centroamericano
OS/OM	Operadores de Sistema y de Mercado
PIB	Producto Interno Bruto
PNDU	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
RMER	Reglamento Definitivo del MER
RTR	Red de Transmisión Regional
SER	Sistema Eléctrico Regional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNE	Secretaría Nacional de Energía
TRELEC	Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A.
UT	Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.
WCD	World Commission on Dams = Comisión Mundial de Represas

SECCIÓN 1

RESUMEN EJECUTIVO



1. Resumen Ejecutivo

El proyecto “Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá” (ARECA) identificó la necesidad de realizar un análisis comparativo del marco regulatorio, incentivos y sistema tarifario de precios existentes, para la compra/generación de electricidad (energía y potencia) de plantas de energía renovable en la región Centroamericana y Panamá. El presente estudio se realiza para Guatemala, con el fin de que sirva de referencia para que los emprendedores que deseen desarrollar proyectos de energía renovable puedan conocer el marco regulatorio, sus incentivos y el sistema tarifario existente.

Guatemala cuenta con una extensión de 108,890 km², y con una población de 14.37 millones de habitantes. Su economía (PIB per cápita en el 2010 fue de US \$ 2,871.5) se encuentra por debajo de la media de la región en términos del PIB per cápita el cual se ubicó en 2,908 USD. El desarrollo económico también se ha visto retrasado por una red vial poco desarrollada y todavía actualmente cada dos guatemaltecos viven todavía en el campo, lo que representa un alto componente de población rural.

La Ley General de Electricidad (LGE), vigente desde noviembre de 1996; Decreto 93-96 del Congreso, estableció un modelo de mercado competitivo y un nuevo marco legal y regulatorio para la industria eléctrica.

Desde 1995, un año antes de la promulgación de la LGE hasta el 2009, la capacidad instalada en Guatemala se ha incrementado en aproximadamente en 212%. Adicionalmente, el país ha hecho un gran esfuerzo en aumentar el índice de electrificación rural de un 45% a un 84% (2009). La energía hidroeléctrica y la cogeneración de ingenios azucareros forman parte importante de la matriz de generación. Hoy en día el país cuenta con 56 centrales eléctricas, con una capacidad total de 2,369.7 MW; de ellas, 10 son de empresas públicas y 46 de propiedad privada. Las plantas a base de fuentes renovables aportaron un 45.5% de la generación en el 2009, siendo la tecnología hidráulica la más utilizada. En términos de capacidad, si bien la participación del 92% (principalmente hidráulica) del año noventa descendió, hacia el 2009 las energías renovables siguen aportando la mayor cantidad de generación (36% hidroeléctrico + 13% cogeneración + 4% geotérmico = 53%).

En la transmisión de electricidad participan dos empresas: La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) del INDE y Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC), entidad que pertenece al Grupo Empresa Eléctrica de Guatemala. En el sistema de distribución participan tres empresas privadas y adicionalmente, 14 empresas municipales. En la comercialización participaron 12 empresas (2009).

La ley guatemalteca de incentivos a las energías renovables data del 2003, y fue reglamentada en el 2005, por lo que la reciente regulación de la normativa implica que es muy pronto para obtener conclusiones acerca del impacto de dichos incentivos. Sin embargo, la tasa de crecimiento de las energías renovables en el período 2000-2009 ha sido superior a la de las energías basadas en combustibles fósiles (5.82% contra 2.70% interanual, respectivamente). Esto se debió principalmente a incrementos en la capacidad hidráulica y de cogeneración entre los años 2004-2006. Sin embargo, desde el 2007 en adelante, las tasas de crecimiento han sido superiores para las centrales basadas en combustibles fósiles.

En el caso de Guatemala el mercado de ocasión representa casi un 29% del total ofertado y por ende puede ser utilizado como un indicador de las señales de precio enviadas a los generadores. El precio spot promedio a pesar de haber descendido respecto al máximo alcanzado en el 2008, en el 2010 se mantenía alrededor de los 100 USD/MWh, por encima de los valores registrados en el 2006 y 2007. No hay injerencia de los entes reguladores para el cálculo tarifario, pues según lo dispuesto por el artículo 59 de la Ley General de Electricidad, los precios son de fijación libre (deja abierta la posibilidad para que las partes negocien y acuerden los precios y tarifas de los servicios), excepto los que están sujetos a regulación, explicado en la sub-sección 4.5 de este estudio.

Por otro lado Guatemala es parte del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central suscrito en 1996, y provee el marco jurídico regional. También rige la participación de los agentes en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y las transacciones comerciales de los intercambios de energía. Este tratado considera el interés de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica,

mediante el desarrollo de un mercado regional competitivo, a través de líneas de transmisión que interconecten sus redes nacionales y la promoción de proyectos de generación regionales. Dentro de este marco, se han logrado constituir instituciones de carácter regional no solo para ejercer las funciones de regulación sino también para operar el funcionamiento del sistema, como lo son el CEAC, el EOR, la CRIE, y la EPR que es la ejecutora física de la línea del SIEPAC. Como parte del Reglamento del MER se tiene aparte del Tratado Marco, sus dos protocolos y sus reglamentos. Desde el 2010 entró en vigencia parcial el Reglamento Definitivo del MER (RMER) y se espera entre en vigencia total en el segundo semestre del 2011.

En el 2008 el país que reflejó mayor volumen de ventas al MER fue Costa Rica (33.16%), seguido por El Salvador (30.41%) y Guatemala (21.83%). Con respecto al 2009, Guatemala fue el segundo país con mayor volumen de ventas al Mercado Regional después de Panamá (25.04%), con un 22.23% de participación. En cuanto a las compras de energía en el MER, en el 2008, Guatemala fue el país que menos retiros de energía realizó del MER (0.09%), en contraste con Panamá que fue el que realizó mayores compras con un 36.02% del total. En el 2009, Guatemala también realizó un porcentaje bajo de compras en el MER (3.80%) mientras que El Salvador fue el que más compró con un porcentaje de 56.09%.

La implementación del MER requiere un determinado nivel de armonización de las normativas regulatorias de los sectores eléctricos de los diversos países que lo integran. En líneas generales, se puede enunciar los siguientes puntos que requieren una coordinación armónica entre las normativas nacionales y las del MER: factibilidad de

transmisión internacional; compatibilidad en los sistemas y base de datos; prioridad en los contratos y participantes a nivel nacional; capacidad del centro de despacho nacional para participar de un despacho regional; parámetros de seguridad, calidad y desempeño.

En otro orden de cosas, la normativa regional debe cuidarse de no introducir barreras a proyectos pequeños (menores a 10 MW) que solo participan en mercados nacionales.

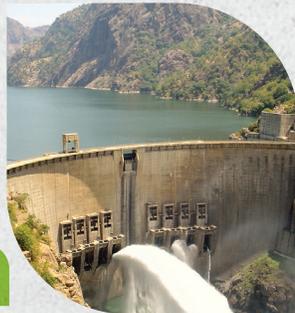
Por otro lado, se evaluaron otras propuestas de nuevos modelos de contratación, actividades y procedimientos que fomenten el desarrollo de proyectos de energía renovable: experiencias de Sudamérica, Norteamérica y Europa.

Dentro de las perspectivas y desafíos que se tienen para el MER está convertir al sistema en uno de los ejes de desarrollo regional a través de la integración de los sistemas eléctricos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, a fin de contribuir a la reducción de costos de energía, mejorar la confiabilidad del suministro, implementar economías de escala, generar mayores niveles de competencia en los mercados nacionales y atraer la inversión extranjera, ya que se dispondrá de una red más segura y de mayor capacidad para consolidar el MER.

Al final del documento se expone una matriz comparativa de los marcos regulatorios, incentivos y tarifas de los países de Centroamérica y Panamá, con el objetivo de conocer y analizar sus diferencias y similitudes.

SECCIÓN 2

INTRODUCCIÓN



2. Introducción

2.1 Antecedentes del estudio

El presente documento se presenta como uno de los resultados de la implementación del Proyecto “Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá” (ARECA, por sus siglas en inglés). El Proyecto ARECA es implementado a nivel centroamericano por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y con el financiamiento del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF).

ARECA tiene un enfoque regional ejecutado en Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. El proyecto trabaja en aras de reducir las emisiones de gases que causan el efecto invernadero (GEI) al promover el uso de fuentes renovables de energía para la generación de electricidad y el desarrollo sostenible en la región centroamericana. Un eje central de este proyecto es catalizar inversiones en pequeños y medianos proyectos de generación eléctrica (menores a 10 MW), fortaleciendo el rol catalizador del BCIE como ente financiero para la energía renovable. Esto conlleva la identificación y remoción de barreras y la mitigación de algunos de los riesgos de las instituciones financieras a través de un mecanismo de garantías parciales de crédito. Se espera que a lo largo del proyecto se logre la instalación de un mínimo de 30-40 MW de energía renovable, y se evite la emisión de 172,000 toneladas de dióxido de carbono por año.

Dentro de este contexto, el proyecto ARECA ha decidido promover la creación de un análisis comparativo del marco regulatorio, incentivos y sistema tarifario de precios existentes, para la compra/generación de electricidad (energía y potencia) de plantas de energía renovable en la región. El análisis comparativo del marco regulatorio para Energías Renovables en Guatemala pretende servir de referencia para emprendedores que deseen desarrollar proyectos de energía renovable; a su vez, dada la diversidad de normativas existentes en la temática de energía renovable, se considera en el análisis los diferentes mercados desarrollados a nivel mundial en la temática y las diferencias que pudieran existir en el desarrollo de estos sistemas

en la República de Guatemala. Finalmente y tomando en cuenta que el Mercado Eléctrico Regional (MER) comenzará a operar en su etapa definitiva en el segundo semestre de 2011, y que es de suma importancia que además de los gobiernos y las empresas estatales – que han sido los que han llevado la iniciativa durante la ejecución del Proyecto SIEPAC– sean los agentes privados los llamados a darle vida al mercado una vez que este comience a operar, el presente trabajo analiza y propone una serie de recomendaciones desde el punto de vista regulatorio y técnico, por parte de los actores involucrados en el sector energético y el MER, con el fin de que los diferentes agentes que interactúen en este mercado puedan actuar libremente y así se materialicen los beneficios que traerá la competencia a los consumidores finales de este mercado regional.

En la elaboración del documento se utilizaron diferentes fuentes de información pública, sobre todo para procurar los datos estadísticos que sustentan el análisis, y para levantar la información relativa a los marcos legales y normativos que regulan el mercado eléctrico del país. Principalmente, se utilizaron los datos publicados en el informe “Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2009” de la CEPAL. También se obtuvo información valiosa de entrevistas que sostuvieron miembros del equipo consultor con representantes de los generadores y de autoridades de gobierno vinculadas con el sector. Cabe destacar también el uso de otros estudios realizados bajo el proyecto ARECA, principalmente, los “Análisis del Mercado de Energía Renovable de Centroamérica y Panamá” y las “Guías para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable en Centroamérica y Panamá”, ambos disponibles en el sitio web de ARECA.

El presente documento está dividido en las siguientes secciones:

Contexto general

Inicia con la presentación de indicadores de desarrollo relevantes. Realiza una reseña del sistema de gobierno, de la geografía, del clima y de los recursos naturales del país; elementos que permiten posicionar elementos de atractivo y condiciones locales del país para el desarrollo de la energía renovable.

El marco regulatorio del sector eléctrico y las energías renovables:

Esta sección describe los aspectos generales del marco regulatorio del sector, incluyendo las leyes y normativas que gobiernan a los actores del sector y destacando aquellas relevantes para generadores que utilicen energías renovables. Asimismo se describen los incentivos que brinda Guatemala para la promoción de proyectos de energía renovable.

Adicionalmente, se incluye una breve discusión acerca de la evolución del sector conforme se introdujeron los cambios más significativos en el marco regulatorio.

Análisis del marco tarifario aplicable a energías renovables

Plantea una descripción exhaustiva acerca de las tarifas aplicadas en el sector, en general, y las energías renovables, en particular. Incluye una discusión acerca de las metodologías para los cálculos tarifarios aplicados por los entes reguladores correspondientes, los mecanismos de negociación resultantes de la normativa regulatoria vigente y la evolución histórica de los precios.

Generación, transmisión y distribución

Presenta en detalle el funcionamiento de cada aspecto del mercado energético, junto con un listado de los actores relevantes en cada uno de ellos.

El Mercado Eléctrico Regional (MER)

Esta sección presenta el reglamento del MER, su constitución y alcance. Adicionalmente, se realiza una discusión de los requisitos necesarios para la equiparación de las legislaciones técnicas para el desarrollo del MER, incluyendo: esquemas tarifarios propuestos para el MER, propuestas de nuevos modelos de contratación, actividades y procedimientos que fomenten el desarrollo de proyectos de energía renovable (basados en experiencias de Sudamérica, Norteamérica y Europa). También se discuten los efectos potenciales del mercado regional sobre los proyectos iguales o menores a 10 MW que participan solamente en los mercados nacionales; la sección cierra con la mención de las principales perspectivas y desafíos para la exitosa incorporación del país al MER.

Análisis comparativo

Por último, el análisis realiza una comparación del marco regulatorio, incentivos y tarifas respecto de los demás países centroamericanos (incluyendo

Panamá) y resalta los principales puntos en común y de divergencias entre los distintos esquemas normativos.

Las conclusiones y recomendaciones se muestran en la sección ocho del presente estudio.

2.2 Objetivos

El objetivo principal de este documento es presentar un análisis comparativo de los diferentes marcos regulatorios, políticas, incentivos y sistemas tarifarios de precios existentes para la generación de energía renovable en Guatemala en relación con los demás países de Centroamérica y Panamá, desplegando las ventajas existentes, limitantes y acciones para formar parte del Mercado Eléctrico Regional (MER).

Para alcanzar dicho objetivo, el presente estudio buscará:

1. Constituir una definición tarifaria para Centroamérica y Panamá de forma que permita medir mediante las ofertas de precios, disponibilidad de los recursos de generación y demandas de energía de los comercializadores, la efectividad de la compra de electricidad de plantas de energía renovable en la región, bajo un panorama integracionista del sistema eléctrico regional y considerando cada uno de los marcos regulatorios existentes.
2. Organizar los elementos esenciales del mercado a efectos de permitir una tabulación concisa y clara de sus características en la República de Guatemala, lo que permitirá realizar comparaciones rápidas entre los países de Centroamérica en relación con el marco regulatorio, incentivos para proyectos de energía renovable y sistema tarifario. Así, el documento servirá como una referencia tanto para emprendedores que deseen desarrollar proyectos de energías renovables como para tomadores de decisiones a nivel de política regional/local. Durante este mismo estudio se incluirán las experiencias de los mercados desarrollados a nivel mundial para identificar políticas aplicables al mercado energético de Guatemala.
3. Efectuar recomendaciones desde el punto de vista regulatorio y técnico que permitan a los diferentes agentes del MER materializar los beneficios potenciales derivados de la competencia a nivel regional.
4. Desarrollar un documento de análisis que apoye a los emprendedores hacia la realización de proyectos de energías renovables en la República de Guatemala,

con el fin de reducir la dependencia en combustibles fósiles y la consecuente contaminación ambiental.

5. Desarrollar un documento de investigación actualizado que contribuya al proceso de integración y desarrollo de políticas que mejoren las condiciones de inversión y aprovechamiento de las fuentes de energía renovable.

2.3 Aspectos generales del país bajo análisis

El propósito de esta sub-sección es presentar una serie de indicadores generales sobre la geografía, la economía y los principales aspectos sociales que permitan contextualizar el análisis del marco regulatorio de la República de Guatemala.

Tabla 1 - Información general sobre Guatemala

PRINCIPALES INDICADORES	
Capital.....	Guatemala
Superficie total.....	108,890 km ²
Población total.....	14.37 millones (2010)
División territorial.....	22 Departamentos, 333 municipios
Línea costera.....	400 km (Océano Pacífico y Atlántico)
Moneda.....	Quetzal (1 US\$ = 8.05 al 2010 prom. anual compra)
PIB per cápita.....	US\$ 2,871.5 (2010)
Calificación de riesgo país.....	45.3 (Septiembre de 2010 - Institutional Investors)
Analfabetismo.....	25.20%
ÍNDICES:	
Desarrollo Humano.....	0.560 (posición 116 entre 169 países)
Competitividad.....	4.0 (posición 78 entre 139 países)
Derechos Políticos.....	3 (1=libre, 7= no libre)
Libertades Civiles.....	4 (1=libre, 7= no libre)



Fuente: ver pie de página ¹

1 SIECA, 2011
 Calificación de Riesgo País: Consejo Monetario Centroamericano, 2010
 Analfabetismo: CEPAL, 2010
 Competitividad: World Economic Forum, 2010-2011
 Índice de Desarrollo Humano: PNUD, 2010
 Índice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: Freedom House, 2007

2.3.1 Aspectos geográficos, hidrográficos y clima

La superficie de Guatemala se caracteriza por cuatro rasgos topográficos principales. El Sur está dominado por una cadena de 27 volcanes que se extienden a lo largo de 300 kilómetros. Entre estos volcanes y el Océano Pacífico hay una planicie de unos 40 a 50 kilómetros de ancho, donde se encuentran las tierras más fértiles del país. La región del Petén, una gran superficie rectangular y de baja altitud, ubicada hacia el Norte ocupa una parte de la Península de Yucatán, y está fundamentada en una plataforma de suelos calcáreos. El centro del país está dominado por cadenas montañosas y valles. El pico más alto es el Tajumulco, a su vez el más alto de Centroamérica, con una altitud de 4,220 msnm.

Tres cuartas partes de la población y la mayoría de las ciudades están concentradas en la zona de los volcanes y en las faldas de estos, hacia el lado Pacífico.

Las sierras forman una barrera entre la zona del Petén, y las planicies a lo largo del Pacífico. En el Oeste se ubica la Sierra de los Cuchumatanes con alturas por encima de los 3,000 msnm. Hacia el Este se encuentran las sierras de Chamá, Santa Cruz, Chuacús, Las Minas, y las Montañas del Mico.

El Petén, en su gran mayoría a altitudes por debajo de los 300 msnm, se caracteriza por drenajes de agua subsuperficiales. En esta región se encuentran muchos lagos, de los cuales el Petén Itzá es el más grande. Se caracteriza por grandes inundaciones durante la época de lluvias.

La ciudad capital y sus suburbios concentran más de la tercera parte de la población. Otras ciudades importantes son Quetzaltenango, Escuintla, Retalhuleu, Huehuetenango y Cobán.

Guatemala presenta diversidad en cuanto al clima. En las zonas ubicadas a menos de 900 msnm, la temperatura promedio es de 21 a 27 °C a lo largo de todo el año. Entre los 900 y 1,500 metros, las temperaturas oscilan entre 16 y 21 °C y a alturas entre 1,500 y 2,700 metros, oscilan entre 10 y 16 °C.

Prevalecen condiciones semidesérticas en la sección medio del Río Motagua, mientras que la precipitación excede los 3,800 mm en las zonas más altas,

particularmente en las que están ubicadas hacia el lado Pacífico de las zonas montañosas. La estación seca se extiende, en términos generales, de noviembre hasta abril. Sin embargo, en las regiones del Norte y Este, influenciadas por los vientos alisios procedentes del Caribe, la lluvia se extiende por prácticamente todo el año. La precipitación en la parte del Sur es de 1,000 a 2,000 mm por año, mientras que a lo largo del Caribe, la precipitación es de 2,000 a 4,000 mm.

Fuertes tormentas tropicales, acompañadas de vientos que pueden convertirse en huracanes, afectan el país, principalmente en los meses de setiembre y octubre.

Guatemala posee 38 cuencas hidrográficas que se agrupan en tres vertientes:

1. La del Océano Pacífico tiene longitudes cortas (110 kms. promedio) y se originan a una altura media de 3,000 MSNM. La precipitación en la vertiente del Pacífico tiene períodos de gran intensidad, típica de las zonas costeras con una precipitación media anual de 2,200 mm.
2. En la del Océano Atlántico o Vertiente del Mar de las Antillas, la longitud de los ríos es mucho mayor e incluye el río más largo del país, el Río Motagua con 486.55 kms. Parte del área dentro de esta vertiente tiene muy baja pluviosidad, 500 mm/ anuales, mientras que en la zona de Puerto Barrios y Morales, la pluviosidad alcanza hasta 3,500 mm/ anuales.
3. La del Golfo de México. Al igual que los ríos que desembocan en el Atlántico, los que lo hacen en el Golfo de México poseen grandes longitudes. Aquí se encuentran los ríos más caudalosos del país, como lo son el Río Usumacinta, el Río Chixoy y el Río La Pasión. La precipitación media es de 2,500 mm/anuales.

2.3.2 Potencial de Recursos Renovables

Guatemala posee un alto potencial de generación hidroeléctrica en la región. Además, es el segundo país con mayor potencial de geotermia en Centroamérica después de Nicaragua.

En la siguiente tabla se muestra el potencial de recursos renovables identificado para Guatemala:

Tabla 2 - Potencial disponible de Recursos Renovables de Generación (MW)

TIPO DE RECURSO	POTENCIAL IDENTIFICADO	CAPACIDAD INSTALADA	% INSTALADO DEL IDENTIFICADO
Hidroeléctrica	5,000	778.4	15.56%
Geotermia	1,000	49.2	4.9%
Eólico	400 ²	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a CEPAL, 2007 y CEPAL, 2010

2.3.3 Población

La población total de Guatemala asciende a 14.37 millones en el 2010 (SIECA, 2011). Su densidad de población es de 132 habitantes por km². Según datos de CEPAL, 2009 el 57.2% de la población es urbana. La población ha crecido entre los años 2000 y 2009 a un ritmo del 2.50% (Banco Mundial, 2010).

2.3.4 Indicadores Sociales

Guatemala es un país de desarrollo humano medio de acuerdo con el índice publicado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo. Esta es una medida estándar para la calidad de vida, sobre todo en términos de esperanza de vida, educación e ingreso por habitante.

En la encuesta publicada por el PNUD en el 2010 ocupó la posición número 116 entre 169 países, con una calificación de 0.560. Según dicho informe, Guatemala se caracteriza por grandes disparidades entre la población indígena y la no indígena, entre otros en aspectos de nutrición y pobreza. Sus problemas en desarrollo humano también se asocian a desastres naturales ligados al clima, además de la delincuencia e inseguridad (PNUD, 2010).

Sus habitantes tienen una expectativa de vida de 74.9 años para el caso de las mujeres y 70.1 años en los hombres (WHO, 2009). Por otro lado, la tasa de mortalidad infantil reportada es de 29 por cada 1,000 niños nacidos vivos (PNUD, 2010).

Guatemala reporta una tasa de alfabetización cercana al 74.8% para el 2008 (Banco Mundial, 2010). En el 2006 registró un 54.8% de población en condiciones de pobreza y un 29.10% de población en condiciones de indigencia (CEPAL, 2010).

2.3.5 Sistema de Gobierno

Tabla 3- Poder Ejecutivo electo

PRESIDENTE ACTUAL	Álvaro Colom Caballeros
PARTIDO POLÍTICO	Unión Nacional de la Esperanza
PERÍODO PRESIDENCIAL	Enero del 2008 a enero del 2012

El Gobierno lo ejercen tres poderes distintos e independientes entre sí: El Legislativo, El Ejecutivo y El Judicial.

El Poder Legislativo es ejercido por el Congreso de la República (unicameral) que se compone de 158 diputados, elegidos por períodos de cuatro años. En este momento hay representantes de 11 partidos en el Congreso (CIA, 2011). Los de mayor peso los siguientes: Unión Nacional de la Esperanza (UNE) con 48, Gran Alianza Nacional (GANAN) con 37 y Partido Patriota (PP) con 30 diputados.

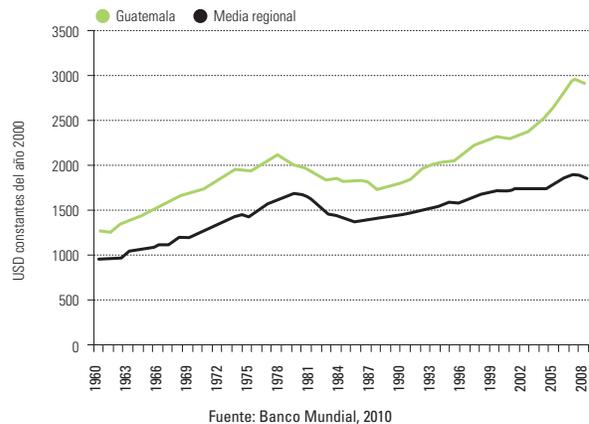
El Poder Ejecutivo lo ejercen el Presidente, el Vicepresidente, y el Consejo de Ministros. El Poder Judicial lo ejerce la Corte Suprema de Justicia, la cual está compuesta por 13 magistrados, electos por el Congreso de la República por períodos de cinco años.

La forma de gobierno local es la del municipio, el cual es ejercido por un Consejo integrado por el Alcalde, los síndicos y concejales, electos directamente por sufragio universal y secreto para un período de cuatro años, pudiendo ser reelectos en sus cargos (Congreso de la República, 1993).

2.3.6 Aspectos Económicos

De acuerdo con el Banco de Guatemala, 2009 el Producto Interno Bruto (PIB) alcanzó en el 2010 US\$ 41,281.1 millones (precios corrientes). Su producción mostró tasas de crecimiento crecientes desde el 2004 hasta el 2007, año en el cual alcanzó un 6.3%. Durante el 2008 creció a un ritmo del 4.0%; sin embargo en el 2009 se redujo a -1% (CEPAL, 2009).

Gráfico 1 - PBI per cápita en Guatemala (dólares constantes del año 2000)



Dentro de los rubros que conforman el PIB, el sector agrícola aportó en el 2009 un 13.7% de la producción total. La industria manufacturera representó en ese mismo año un 18%. El sector terciario (de servicios) representa una proporción importante de la producción, con un 52.5% del total³. Durante el período 2005-2008, destacaron en términos de crecimiento los sectores de alquiler de viviendas, servicios privados, el comercio, los servicios de transporte, almacenamiento y comunicaciones⁴.

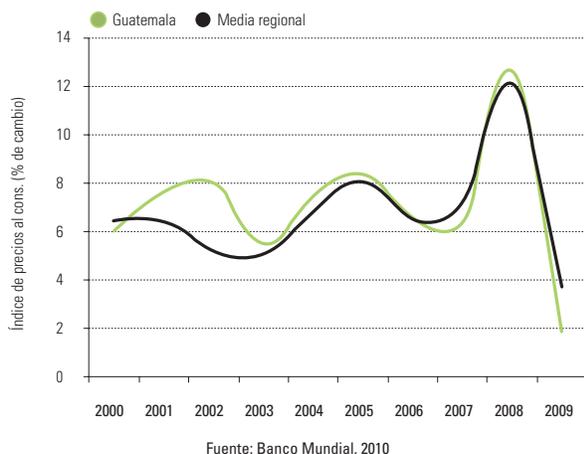
Por otro lado, aunque es el país menos abierto de la región, ha tenido una creciente inserción internacional (su índice de apertura pasó de 0.36 a 0.51 entre 1990 y 2006)⁵. Sus exportaciones totales alcanzaron en el 2009 un total de US\$7,330.4 millones. Las importaciones alcanzaron en ese mismo año un total de US\$10,631.8 millones. La inversión extranjera directa (IED) registró en el 2009 un total de US\$565.9 millones, el cual disminuyó 24.9% con respecto al 2008. Un elemento importante ha sido el aporte proveniente de las remesas familiares, las cuales en el 2009 alcanzaron la cifra de US\$3,912.3 millones con una tasa de variación del -9.3% comparado con el 2008 (Banco de Guatemala, 2009).

3 Cálculos del autor con datos PIB medido por el origen de la producción (2001-2010)

4 Banco de Guatemala, 2009: Tasa de variación anual PIB.

5 Estado de la Nación, 2008 con datos del Banco Mundial, 2010.

Gráfico 2 – Inflación reciente en Guatemala



En términos de competitividad, medida de acuerdo con el índice publicado por el Foro Económico Mundial, el país mostró mejoría, al pasar de la posición 84 en el período 2008-2009, a la posición 78 en el período 2010-2011. La calificación obtenida en este último período fue de 4.04 (World Economic Forum, 2010). Por último, la inflación ha sido muy similar a la media regional (Gráfico 2).

2.3.7 Infraestructura de Servicio

En esta sub-sección se hará referencia a la infraestructura en términos de puertos, aeropuertos, carreteras y telecomunicaciones.

Tabla 3- Indicadores de Infraestructura de Honduras

PRINCIPALES PUERTOS	Santo Tomás de Castilla (Caribe) Puerto Barros (Caribe) Puerto Queztal (Pacífico)
AEROPUERTOS INTERNACIONALES	La Aurora (Guatemala) Mundo Maya (Flores)
RED DE CARRETERAS	14,095 km (total 2000)
PAVIMENTADAS	4,683 Km (34.5%)
SIN PAVIMENTAR	9,232 km (65.5%)
KM / MIL HABITANTE	1.03
KM / KM2	0.13
TELEFONÍA	
LÍNEAS FIJAS	1.36 millones (2006)
LÍNEAS CELULARES	10.15 millones (2007)
USUARIOS DE INTERNET	1.32 millones (2006)

Fuente: CIA, 2011

Como elemento para poder valorar la infraestructura de servicios se recurrió al ranking elaborado por la empresa CG/LA, y publicado en la revista América Economía en noviembre del 2008. El ranking general se desglosa en cuatro componentes: energía eléctrica, logística, agua y telecomunicaciones. La calificación en el ranking general se basa en una escala de 0 a 100, y resulta de la combinación de la calificación asignada a cada uno de los cuatro componentes. La recolección de los datos se hizo en un periodo de seis meses, para los 23 países incluidos en el reportaje.

Para llevar a cabo este ranking, CG/LA recolectó la información y analizó 40 variables separadas, que se dividieron en variables infraestructurales y económicas/administrativas. Las primeras son aquellas que describen la capacidad física y desempeño de un país, como caminos pavimentados, por cada 1,000 habitantes. Las segundas son aquellas que describen las condiciones generales bajo las cuales los proyectos se conciben y son llevados a cabo. Además se considera en la metodología una tercera dimensión de variables compuesta por: visión estratégica de las áreas generales en las que un país, región o ciudad puede ser más competitivo; capacidad de planificación técnica del sector público; capacidad estratégica del sector público de llevar a cabo el proyecto; tamaño de los proyectos de infraestructura en que se embarca el país y que contribuyan a la competitividad; capacidad de liderazgo en las políticas y financiamiento para que los proyectos se completen; desempeño de largo plazo de los proyectos; la existencia de fuertes empresas locales de ingeniería, abastecimiento y construcción (EPC por sus siglas en inglés); y la presencia de inversionistas institucionales locales, como fondos de pensiones, que ayuden a financiar los proyectos con un horizonte de largo plazo.

En la Tabla 4 se muestra la calificación general obtenida por cada uno de los países de la región, y su posición dentro de los 23 países incluidos en el análisis. Se muestra además la calificación obtenida en algunos de los subsectores de la infraestructura más relevantes, así como su respectiva calificación en ese rubro particular.

Tabla 4-Calificación de infraestructura de servicios

PARÁMETRO		CR	ES	GUA	HON	NIC	PAN
Electricidad	Puntaje	13.55	10.82	11.30	12.00	9.87	14.81
	Posición	12	17	16	15	21	8
Transporte	Puntaje	6.98	4.90	5.76	4.66	2.21	11.88
	Posición	12	17	15	18	23	3
Servicios digitales	Puntaje	11.48	10.08	8.26	9.24	9.10	8.96
	Posición	10	14	19	15	16	18
Agua y cloacas	Puntaje	5.67	3.62	3.20	3.26	2.42	5.46
	Posición	9	17	20	19	22	10
CCI	Puntaje	27	45	33	23	21	56
	Posición	12	7	11	15	18	1
General	Puntaje	42.58	47.26	39.75	36.00	30.80	63.93
	Posición	11	10	14	17	22	2

En el caso de Guatemala, se observan limitantes importantes en el campo de la infraestructura.

2.3.8 Conclusiones

Apesar de ser la economía más grande de Centroamérica y de la riqueza natural y de recursos energéticos que encierra su geografía, Guatemala sigue presentando rezagos importantes en cuanto al ingreso promedio de sus habitantes (US\$ 2,871.5) y a otros indicadores de desarrollo relevantes. Más de la mitad 54.8% (CEPAL, 2009) de sus 14.37 millones de habitantes (es el país con mayor población del istmo) viven en la pobreza y su incorporación a la vida económica se dificulta, entre otras razones, por el alto componente de población rural. Uno de cada dos guatemaltecos vive en el campo⁶. El desarrollo económico también se ha visto retrasado por una red vial poco desarrollada. Sin embargo, el país logró alcanzar un ritmo de crecimiento económico importante, superior al 5% anual que sostuvo por varios años (2006-2007), el cual ahora se ve frenado como consecuencia de la actual crisis económica mundial⁷.

Es procedente reseñar en este contexto el análisis que ofrece el Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible 2008 sobre los modelos de inserción a la economía internacional que coexisten en Centroamérica. Según dicha fuente (Estado de la Nación, 2008), Guatemala se aproxima a un modelo caracterizado por: a) una inserción internacional de bajo nivel tecnológico, basada en la agroexportación y la industria de maquila textil, b) la “exportación de

personas” y el flujo de remesas, c) poca capacidad de atracción de inversión extranjera directa, d) un nivel exportador bajo o intermedio, con un fuerte peso del mercado centroamericano, y e) magros resultados económicos y sociales.

Resulta también relevante analizar que, si bien Guatemala ha logrado mejoras importantes en el grado de cobertura eléctrica, en 2009 logró prestar este importante servicio a un 84% de la población (CEPAL, 2010), el consumo eléctrico por habitante sigue siendo de 543 KWh/cápita/año según datos del Banco Mundial, 2010 que representa casi la mitad de la media regional (1,124.00 KWh/cápita/año)⁸.

2.4 Situación actual del sector energético de Guatemala

Tabla 5 – Características principales del sector energético de Guatemala

CAPACIDAD	2,369.7 MW (2009)
CENTRALES	56 (10 públicas, 43 privadas y 3 generación distribuida)
COBERTURA	84.00%
GENERACIÓN	Pública (24%) y privada (76%)
TRANSMISIÓN	Privadas (TRELEC (EEGSA)) Públicas (ETECEE (INDE))
DISTRIBUCIÓN	Privadas (EEGSA, DEOCSA, DEORSA)

Fuente: Elaboración propia con base a datos de CEPAL, 2010

8 Elaboración propia con Datos del Banco Mundial, 2010

6 CEPAL, 2009

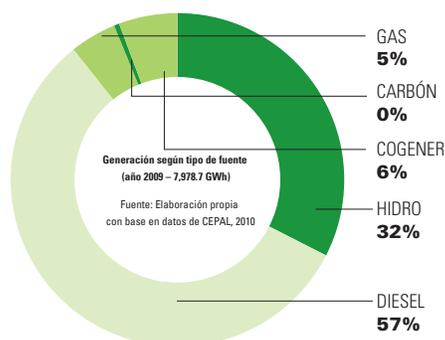
7 Ídem

En los años 90, Guatemala inició un proceso de reforma del sector eléctrico que definió una estrategia de modernización. Lo anterior a causa de que el país contaba con una demanda creciente insatisfecha y ausencia de nuevos proyectos de generación, por lo que se empezó a cuestionar el modelo utilizado hasta la fecha. Este proceso de reforma llevó a la promulgación de la Ley General de Electricidad (LGE), la cual entró en vigencia en noviembre de 1996; Decreto 93-96 del Congreso, la cual se hizo con el objetivo de establecer un modelo de mercado competitivo. Este proceso de modernización estableció un nuevo marco legal y regulatorio para la industria eléctrica y la participación de varios agentes con diferentes actividades en el mercado.

Esta nueva ley regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización y define como autoridad máxima y ente rector del sector energía al Ministerio de Energía y Minas (MEM). Adicionalmente, dicha Legislación ordena la creación del ente regulador, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como un órgano técnico del MEM, y establece que el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro, encargado del despacho energético.

Desde 1995, un año antes de la promulgación de la LGE, hasta el 2009, la capacidad instalada en Guatemala se ha incrementado en aproximadamente un 212%. Adicionalmente, el país ha hecho un gran esfuerzo en aumentar el índice de electrificación rural de un 45% a un 80.5% (2009). La energía hidroeléctrica y la cogeneración de ingenios azucareros forman parte importante de la matriz de generación. Hoy en día el país cuenta con 56 centrales eléctricas, con una capacidad total de 2,369.7 MW; de ellas, 10 son de empresas públicas y 46 de propiedad privada. Las plantas a base de fuentes renovables aportaron un 45.5% de la generación en el 2009, siendo la tecnología hidráulica la más utilizada.

Figura 1 - Generación según tipo de fuente (año 2009 – 7,978.7 GWh)

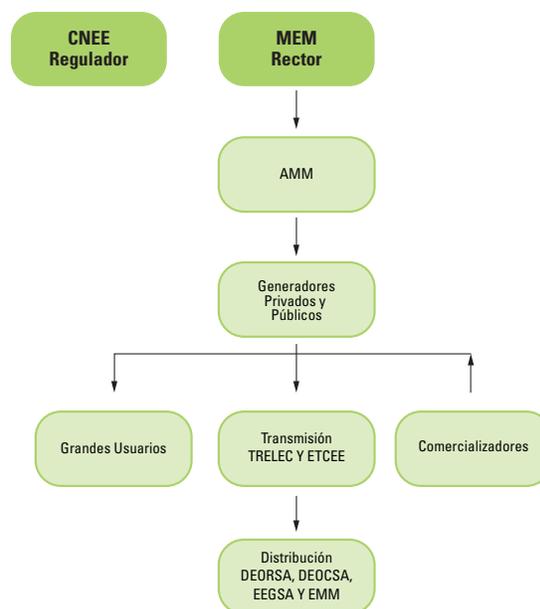


Elaboración propia con base en datos de CEPAL, 2010

El sistema de transmisión está conformado por 3,650 km de líneas a tres niveles de voltaje: 230/138/69 kV. En la transmisión de electricidad participa la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE, que pertenece al Instituto Nacional de Electricidad (INDE), y la Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC), que pertenece al Grupo Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA).

El sistema de distribución opera en tensiones iguales o menores a 34.5 kV. En este ámbito participan las siguientes tres empresas privadas: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA), Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A. (DEOCSA), Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (DEORSA) y adicionalmente, 14 sistemas municipales. Participaron 12 empresas que comercializaron 2,027.3 GWh (2009). Existen 35 empresas de grandes consumidores que utilizaron 184.8 GWh en el 2009⁹.

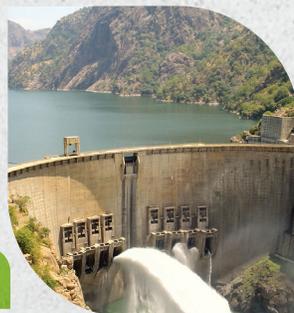
Figura 1. Estructura del sector energético de Guatemala



Fuente: Elaboración propia con base en Guía del Inversionista Guatemala 2010 (Ministerio de Energías y Minas de Guatemala, 2010)

SECCIÓN 3

MARCO REGULATORIO



3. Marco Regulatorio

3.1 Descripción del Marco Regulatorio

Esta sub-sección busca describir el entorno legal y regulatorio que rige el Sector de Energía Eléctrica de Guatemala.

En Guatemala el rector del sector energético es el Ministerio de Energías y Minas (MEM), el cual formula y programa indicativos relativos al sector. Es la mayor autoridad del sector energético. Por otra parte, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es el regulador que hace cumplir la ley y su reglamento, define las tarifas de transmisión y distribución, al igual que emite las Normas Técnicas. La CNEE está adscrita legalmente al MEM, pero funciona como organismo independiente para el ejercicio de sus funciones.

El marco legal que proporciona las bases sobre las cuales se rige el subsector eléctrico son las siguientes:

- Ley General de Electricidad; Decreto 93-96 del Congreso¹⁰. Esta es la ley primordial en materia de electricidad. Establece que tanto la generación como la transmisión, distribución y comercialización de electricidad son libres. Establece además que son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, los cuales están sujetos a autorización.
- Reglamento de la Ley General de Electricidad; Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas (el número 68-2007)¹¹. Normaliza la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96).
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista; Acuerdo Gubernativo 299-98 y sus reformas (el número 69-2007)¹². Define los principios generales del Mercado Mayorista, así como la organización, funciones, obligaciones y mecanismos de financiamiento del Administrador del Mercado Mayorista (ARECA, 2010).
- Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable; Decreto 52-03 Congreso

¹³. Esta ley promueve el desarrollo de proyectos de energía renovable y los incentivos fiscales, económicos y administrativos para lograr ese objeto.

- Reglamento a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Decreto 211-2005¹⁴. Reglamenta la Ley General de Electricidad (Decreto 52-02).
- Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, Decreto Número 68-86¹⁵. De interés para la generación eléctrica, legisla los temas relacionados con el mantenimiento de la cantidad del agua para el uso humano y otras actividades, con sistemas líticos y edáficas, y con la conservación y protección de los sistemas bióticos (ARECA, 2009).
- Norma Técnica para la Conexión y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable, Resolución CNEE 171-2008¹⁶. Establece las disposiciones que deben cumplir los Generadores Distribuidos Renovables (GDR) y los Distribuidores para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables.
- Acuerdos Gubernativos 244-2003 (requisitos), 211-2205 (incentivos), 657- 2005(distribución de costos CE)
- Normas Técnicas (8), Normas de Coordinación Comercial (14) y Operativas (5)¹⁷.

La Ley General de Electricidad (LGE) es la ley fundamental en materia de electricidad y se sustenta a través de los principios que a continuación se detallan (ARECA, 2009):

- Se ordena la separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y se permite la participación de inversionistas en estas actividades.
- Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de autorización de ningún ente de gubernamental, sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio

10 CNEE, 2011

11 Ídem

12 Ídem

13 Ministerio de Energías y Minas de Guatemala, 2010

14 Ministerio de Energías y Minas de Guatemala, 2010

15 Ídem

16 CNEE, 2011

17 Ídem

ambiente. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado se requerirá de la respectiva autorización del MEM, cuando la potencia de la central exceda de 5 MW. El plazo máximo de dicha autorización no podrá exceder los 50 años.

- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público. El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad estarán sujetos a autorización.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, los cuales estarán sujetos a autorización.
- Designa al Ministerio de Energía y Minas (MEM) como ente rector del subsector eléctrico, y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como ente regulador.
- Define la figura del Administrador del Mercado Mayorista, a quien le corresponde además la función de despacho.
- Los generadores privados están facultados para participar en la exportación de energía.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el órgano rector del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al sector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. Asimismo le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos y a la explotación de los recursos mineros.

Sus principales funciones son:

- Ejercer la Rectoría del subsector eléctrico.
- Aplicar la Ley y su Reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.
- Formular las políticas, estrategias, programas y proyectos eléctricos, tendientes a coadyuvar a la sustentabilidad social, económica y ambiental del país. Formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico.
- Otorgar las autorizaciones para el uso de bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras y la prestación de servicios de transporte y de distribución final de electricidad y la constitución de servidumbres.
- Elaborar los informes de evaluación

socioeconómica para otorgar recursos para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o de utilidad pública.

- Facilitar la realización de las diversas actividades, especialmente las inversiones públicas y privadas, dentro del ámbito de la gestión social y ambiental.
- Promocionar el uso de las energías renovables y las tecnologías limpias.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es el Regulador que crea condiciones propicias y apegadas a la ley para que las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica sean susceptibles de ser desarrolladas por toda persona individual o jurídica que desee hacerlo, fortaleciendo este proceso con la emisión de normas técnicas, precios justos, medidas disciplinarias y todo el marco de acción que permita, a los empresarios y usuarios, condiciones de seguridad y reglas de acción claras para participar con toda propiedad en el subsector eléctrico. La CNEE es legalmente adscrita al MEM pero se considera un organismo con independencia funcional para el ejercicio de sus funciones.

Las principales funciones de la Ley General de Electricidad (LGE) son:

- Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores;
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias;
- Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo con la presente ley, así como la metodología para su cálculo;
- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando estas no hayan llegado a un acuerdo.
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas;
- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo con lo dispuesto en esta ley y su reglamento.

3.2 Incentivos para proyectos de energía renovable

En Guatemala existe la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable; Decreto 52-03 Congreso¹⁸. En esta se establecen los incentivos fiscales, económicos y administrativos para tal efecto. Esta Ley tiene como objetivos:

- Promover la localización e inventario de los recursos energéticos renovables, que sirvan para la generación de energía.
- Impulsar los estudios para estimar el potencial técnico utilizable.
- Fomentar y facilitar las inversiones para el desarrollo de generación de electricidad a través del uso racional de recursos energéticos renovables.
- Propiciar la oferta energética nacional a través de recursos renovables contribuyendo con esto a una mayor independencia nacional en relación con los combustibles importados.
- Contribuir y facilitar los procesos de certificación establecidos en el país, en materia energética, mediante el uso de recursos renovables.

En el artículo 5 de la Ley de Incentivos se contempla lo siguiente:

- Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado (IVA), cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable durante el período de pre inversión y el período de construcción, el cual no deberá exceder diez (10 años);
- Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta, el cual tiene validez durante diez años a partir del inicio de la operación comercial. Esta exención únicamente se otorga a las personas individuales y jurídicas que desarrollen directamente los proyectos y solamente por la parte que corresponda a dicho proyecto, ya que la exención no aplica a las demás actividades que realicen;
- Exención del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias -IEMA-, la validez es durante diez años a partir del inicio de la operación comercial.

3.3 Evaluación del impacto de las reformas en el Marco Regulatorio sobre el sector energético

El propósito de esta sub-sección es presentar algunas estadísticas descriptivas que reflejen la evolución del sector energético en el tiempo, especialmente destacando los cambios en la legislación vigente y el posible impacto que pueden haber tenido en las características del sector. Es importante destacar, sin embargo, que no pretende ser un análisis de causalidad ya que escapa a los propósitos de este apartado.

En el caso de Guatemala, la principal reforma con un impacto directo es la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96), junto con su reglamento (Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas). Estas normas crearon el marco del mercado energético actual, que desglosa el sector en generación/transmisión/distribución y permite la participación de actores privados en todas ellas (parte de la transmisión en Guatemala es privada). Así mismo, dispone la no-regulación del precio de generación en paralelo a la regulación de los precios de transmisión, distribución y venta al consumidor final.

El salto en la capacidad instalada del 2000, respecto al 1995, es mayor que el de 1995 respecto a 1990. La capacidad instalada también experimentó un crecimiento notable en el 2005 respecto al 2000 (y en el 2009 respecto al 2000), lo que muestra que el crecimiento se consolidó (Gráfico 3). Desde la introducción de las reformas, la participación estatal en la generación se redujo, hasta estabilizarse alrededor del 25% en los últimos años (Gráfico 4).

Al igual que en la mayoría de los países de la región, la participación de las Energías Renovables tuvo una disminución respecto a los primeros años de la década del noventa (Gráfico 5); pese a ello, la reducción en términos de capacidad no ha sido tan marcada en Guatemala debido al ingreso principalmente de centrales cogeneradoras. En términos de capacidad, si bien la participación del 92% (principalmente hidráulica) del año noventa descendió, hacia el año 2009 las energías renovables siguen aportando la mayor cantidad de generación (36% hidro + 13% cogeneración + 4% geotérmico = 53%, Gráfico 6).

Gráfico 3 - Evolución de la capacidad instalada

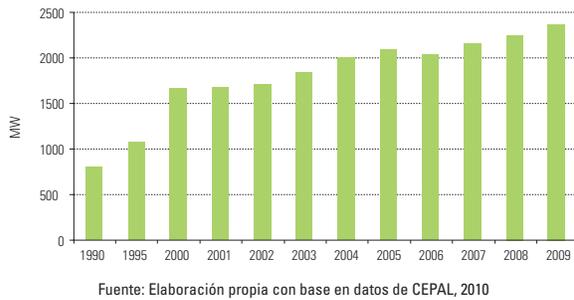


Gráfico 4 - Evolución de la participación del sector público en la capacidad total

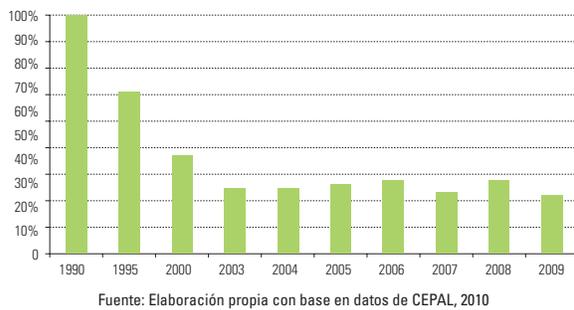


Gráfico 5 - Evolución de la participación de energías renovables en la capacidad instalada

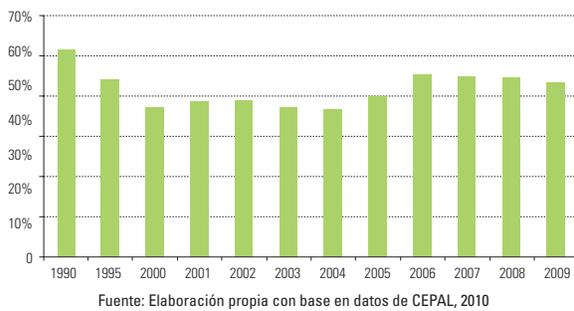
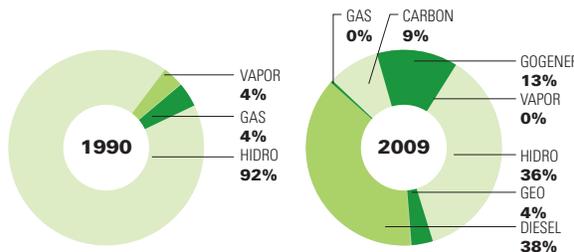


Gráfico 6 – Generación según fuente



La Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable de Guatemala data del 2003 (Decreto 52-03 del Congreso) y fue reglamentada en el 2005 (Reglamento a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Decreto 211-2005), por lo que la relativamente reciente regulación de la normativa implica que es muy pronto para obtener conclusiones acerca del impacto de dichos incentivos. La tasa de crecimiento de las energías renovables en el período 2000-2009 ha sido superior a la de las energías basadas en combustibles fósiles (5.82% contra 2.70% interanual, respectivamente). Esto se debió principalmente a incrementos en la capacidad hidráulica y de cogeneración entre los años 2004-2006. Sin embargo, desde el 2007 en adelante, las tasas de crecimiento han sido superiores para las centrales basadas en combustibles fósiles.

El consumo eléctrico per cápita experimentó un crecimiento estable, incrementando en promedio un 4.3% (1972-2009), pese a la cual la brecha con la media centroamericana se mantuvo (Gráfico 7).

Gráfico 7 - Evolución del consumo per cápita

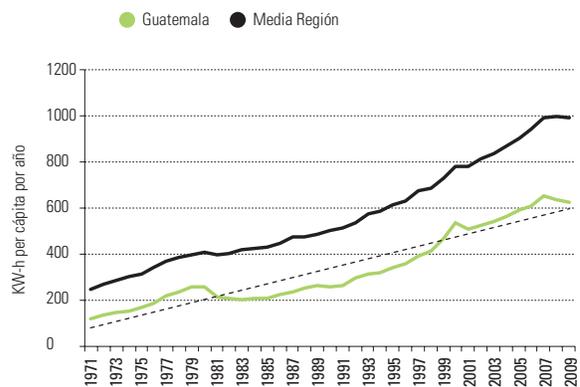


Gráfico 8 - Evolución de la cobertura eléctrica

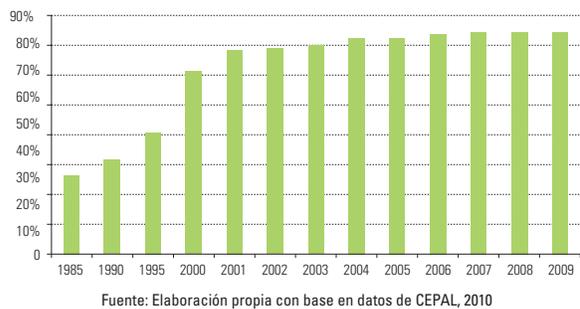
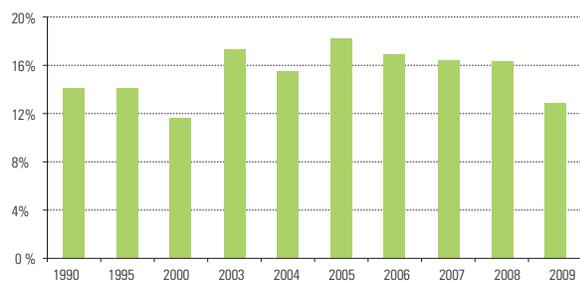


Gráfico 9 - Evolución de las pérdidas de transmisión

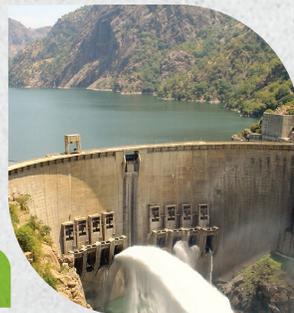


Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPAL, 2010

Existen dos indicadores adicionales cuya mejoría podría señalar el impacto proveniente de las reformas del sector eléctrico: el primero es la evolución de la cobertura eléctrica (Gráfico 8), que en el período bajo estudio dio un salto quinquenal muy importante entre el año 2000 y 1995. Actualmente la cobertura es alta, ubicándose en el orden del 84%. Por su parte, las pérdidas de transmisión (Gráfico 9) se han mantenido en niveles similares a los anteriores a las reformas.

SECCIÓN 4

ANÁLISIS DEL MARCO TARIFARIO APLICABLE A ENERGIAS RENOVABLES



4. Análisis del Marco Tarifario aplicable a Energías Renovables

4.1 Normas, principios tarifarios y esquema regulatorio.

La mayoría de los países centroamericanos utilizan esquemas de licitación a la hora de hacer contrataciones, principalmente entre distribuidoras y generadores; esto permite brindar estabilidad a los precios que las distribuidoras cobran a los consumidores minoristas.

En Guatemala el distribuidor que desee adicionar nueva generación debe realizar una licitación abierta por un período máximo de 15 años, con una antelación de cinco años. Los términos de referencia son establecidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y las bases de la licitación (elaboradas por el distribuidor) deben ser aprobadas por esta última.

El contrato típico prevé cargos por potencia y/o energía. El precio de la potencia (potencia firme/garantizada) es fijo e invariable y no puede ser indexado. El precio de la energía se determina de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PE_t = PE_0 \cdot \left[a + \left(b \cdot \frac{F_t}{F_0} \right) + \left(c \cdot \frac{PPI_t}{PPI_0} \right) \right],$$

donde

PE_t es el precio de la energía en el período t

PE_0 es el precio de la energía en el período inicial

a , b y c son ponderaciones¹⁹ ($a + b + c = 1$)

F_t es el índice de precios de los combustibles; F_0 el valor inicial (no aplicable a energías renovables)

PPI_t es el índice de precios mayorista de los Estados Unidos en el período t (PPI_0 el valor inicial)

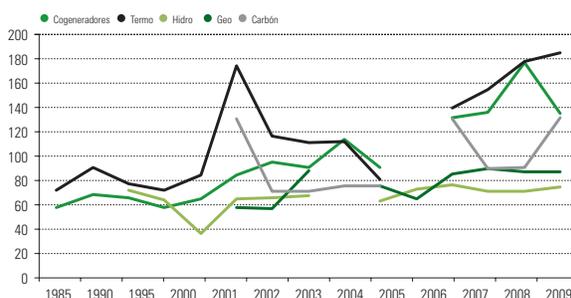
En cuanto al mercado de ocasión, en Guatemala los precios de oportunidad de la energía se obtienen de la operación en tiempo real del despacho de carga. El precio de oportunidad de la energía representa el costo marginal de corto plazo de la generación y es horario. Está determinado por el costo variable (o valor

del agua) de la última máquina despachada en la hora de referencia. Las unidades con precios de energía pactados en contrato, se despachan al precio pactado. Las unidades de generación forzada o de contratos existentes con compra obligada, no se toman en cuenta para calcular el precio de oportunidad.

4.2 Tarifas históricas aprobadas y negociadas en contratos

Dado que los contratos PPA (“Power Purchase Agreement”, Acuerdo de Compra de Potencia) son entendidos como figuras legales entre partes contratantes, su naturaleza es privada y por tanto sus términos en general no están disponibles en el dominio público del país. Sin embargo, existen algunas publicaciones con información acerca de algunos contratos; particularmente, en el caso de Guatemala la CEPAL hace disponible la información de precios y energía entregada por cogeneradores, autoprodutores y generadoras independientes. Es presentada en el Gráfico 10 para el período 1995-2009. Los precios recibidos por las centrales hidroeléctricas y la geotérmica (usualmente utilizadas para la carga base) son los más bajos, ubicándose los térmicos de centrales no-renovables en la cima de la pirámide, ya que estas unidades usualmente son utilizadas para las cargas de punta.

Gráfico 10 – Precios pagados a cogeneradores, autoprodutores y generadoras independientes según tecnología (1995-2009)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPAL, 2010

19 Para recursos renovables (a determinar por el oferente): $0.5 \leq a \leq 1$; $b = 0$ y $c = 1 - a$

Existe abundante información sobre el mercado de ocasión, que en el caso de Guatemala representa casi un 29% del total ofertado y que por ende puede ser utilizado como un indicador de las señales de precio enviadas a los generadores. El Gráfico 11 muestra el comportamiento del precio spot promedio que, aun a pesar de haber descendido respecto al máximo alcanzado en el 2008, en el 2010 se mantenía alrededor de los 100 USD/MWh, por encima de los valores registrados en el 2006 y 2007.

El comportamiento anual del precio depende (mostrado en el Gráfico 12 para el año con mayor y menor precio promedio y para el último con datos disponibles) entre otros factores, de las condiciones climáticas, el régimen de lluvias y el precio de los combustibles fósiles. No hay un patrón de estacionalidad marcado en el período analizado (últimos cinco años con información disponible).

Por último, el Gráfico 13 muestra el precio promedio para todo el año 2010 en cada una de las 24 horas del día, siendo las más costosas las del bloque comprendido entre las 18 y las 21 horas (alrededor de 120 USD/MWh).

Gráfico 11 - Evolución de precios en el mercado spot de Guatemala

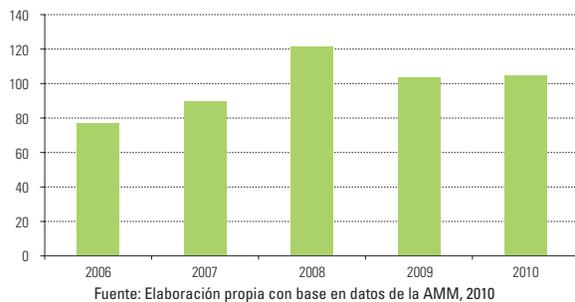


Gráfico 12 - Comportamiento anual del precio en Guatemala

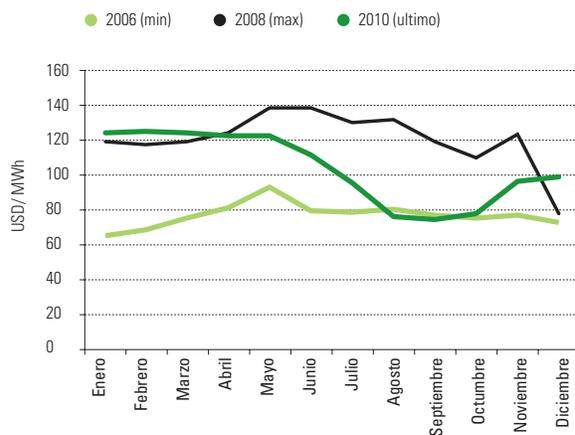
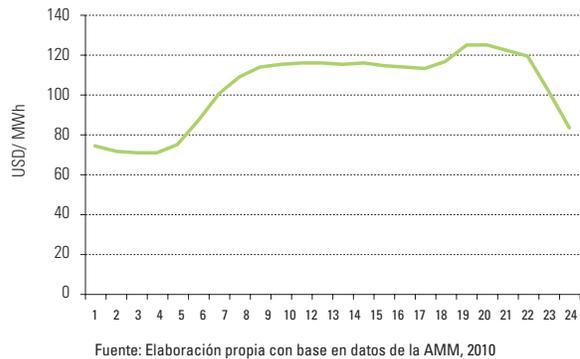


Gráfico 13 - Precio promedio según la hora del día (año 2010)



4.3 Peajes por uso de las redes de transmisión y distribución

En general, en la región los cargos de transmisión/distribución se negocian entre las partes en los respectivos contratos. La práctica común es que estos cargos recaigan en la parte compradora, es decir, no afectan a los generadores independientemente de la tecnología utilizada.

En el caso de Guatemala, los peajes de transmisión -cuando no sean acordados por las partes- serán establecidos por la CNEE de forma que contemplen, en forma estricta, los costos medios de capital y operación del sistema de transporte, transformación y distribución económicamente adaptados. Los peajes correspondientes al último mes de 2009 se presentan a continuación.

Tabla 6 - Peajes por transmisión pagados en Guatemala

CONCEPTO	US\$/KW-mes (dic. 2009)
Precio Peaje Principal	1.82
Precio Unitario Peaje Secundario Transmisión	0.49
Precio Unitario Peaje Secundario Sub-transmisión Centro	1.74
Precio Unitario Peaje Secundario Sub-transmisión Occidente	2.08
Precio Unitario Peaje Secundario Sub-transmisión Oriente	2.50
Precio Unitario Peaje Secundario Sub-transmisión Privado	0.98

Fuente: AMM, 2010 (Informe Anual del Mercado Mayorista, año 2009)

En tanto, el valor agregado de distribución es calculado cada cinco años, momento en el cual se define la intermediación permitida a las compañías distribuidoras. De acuerdo con el Análisis del Mercado Guatemalteco de Energía Renovable ARECA, 2009, el VAD (incluye costos de reposición de la infraestructura, costos de O&M, costos administrativos y costos derivados de la atención a los consumidores) está alrededor del 22% de la tarifa eléctrica.

4.4 Análisis del Costo Marginal de Corto Plazo

El Precio de Oportunidad de la Energía es el valor del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora, 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 considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible.

En el caso específico de Guatemala, el Costo Marginal de Corto Plazo corresponde al máximo costo variable de las unidades generadoras, en el nodo de referencia, que fueron convocadas por el Despacho Económico y resultaron operando en función de su costo variable de acuerdo al resultado del programa diario, respetando los requerimientos de Servicios Complementarios. La Unidad Generadora Marginal, es decir la última

en entrar en operación, es la que tiene el máximo costo variable de las unidades despachadas y la que establece el Precio de Oportunidad de la Energía de una hora (siempre que haya operado en régimen permanente por lo menos quince minutos de esa hora).

El precio de oportunidad de Guatemala queda determinado, entonces, por los costos variables de generación de unidades generadoras térmicas de acuerdo a la metodología de cálculo suministrada con la programación anual, valor de agua de las centrales hidroeléctricas de acuerdo a los resultados del modelo de optimización utilizado por el AMM y el costo variable de generación de las importaciones firmes calculado de acuerdo a la metodología declarada.

4.5 Metodologías de cálculos tarifarios, aplicados por entes reguladores en los mercados regulados para la electricidad de fuentes renovables.

No hay injerencia de los entes reguladores para el cálculo tarifario, pues según lo dispuesto por el artículo 59 de la Ley General de Electricidad, los precios son de fijación libre, excepto los que están sujetos a regulación, que serían: a) las transferencias de potencia y energía eléctrica entre generadores, distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Eléctrico Nacional, siempre y cuando esas transferencias no estén previamente contempladas en contratos de suministro libremente pactados entre las partes; b) los peajes a que están sometidas las líneas de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución, en los casos en que no haya sido posible establecerlos por libre acuerdo entre las partes y c) los suministros a usuarios del Servicio de Distribución Final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo del límite señalado en el reglamento.

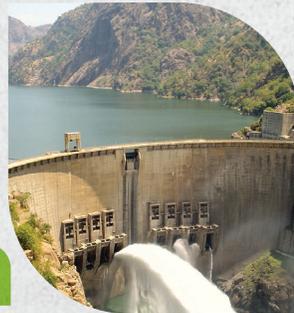
4.6 Metodologías para los mecanismos de negociación y acuerdo de precios o tarifas entre comprador (es) y vendedor (es), para contratar la electricidad procedente de plantas de energía renovable.

En el caso guatemalteco, la Ley General de Electricidad deja abierta la posibilidad para que las partes negocien y acuerden los precios y tarifas de los servicios, salvo en las excepciones ya explicadas, en cuyo caso corresponde a la CNEE fijarlos.

Además, esa norma dispone que se separen las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, permitiendo la participación de inversionistas en todas ellas y facultándolos también para participar en la exportación de energía.

SECCIÓN 5

GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN



5. Generación, Transmisión y Distribución

5.1 Generación

Según la Ley General de Electricidad, un generador se define como la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.

La actividad de la generación no está sujeta a autorización del MEM, salvo aquellas que hacen uso de bienes de dominio público, tales como las hidroeléctricas y las geotérmicas.

El sistema de generación en Guatemala está conformado por centrales: hidroeléctricas, turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna y centrales geotérmicas. La operación de estas centrales es coordinada por el AMM.

En el Artículo 45 de la Ley General de Electricidad se interpreta que el generador debe de operar sus instalaciones de acuerdo con las normas de coordinación emanadas del Administrador del Mercado Mayorista, de conformidad con las disposiciones de la ley en mención. De lo contrario será sancionado con multa, pudiendo incluso disponerse su desconexión forzosa por un período determinado o hasta que haya resuelto el problema que motivó su desconexión del Sistema Eléctrico Nacional.

Por otra parte en el Reglamento de la Ley General de Electricidad define algunas obligaciones para el generador:

- Artículo 65. Obligación del Suministro. Todo Distribuidor autorizado a brindar el servicio en una zona, adquiere la obligación de conectar sus redes a todos los consumidores que lo requieran, y que estén ubicados dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones.
- Artículo 63. Definición. Se denomina Cargo por Conexión a los ingresos que un Transportista recibe por instalar, operar y mantener los equipos necesarios para permitir la conexión de un

Generador o Gran Usuario a sus instalaciones, y transformar la energía entregada a la tensión de transmisión.

Estos cargos se calcularán con el mismo criterio aplicado para el cálculo de Peaje.

Los cargos por conexión serán pagados por los Generadores conectados en cada nodo en proporción a su potencia conectada a dicho nodo.

Los cargos de conexión serán pagados por los grandes usuarios conectados en cada nodo en proporción a la energía intercambiada cada mes.

A continuación se presenta en la Tabla 7 la lista de generadores en el 2009:

Tabla 7 - Participación de Generadores en Guatemala 2009

	Nº de Centrales	Capacidad Instalada (KW)	Generación Neta (MWh)
Sistema Nacional Interconectado	56	2,369,700	7,978,762
Mercado Mayorista	53	2,365,500	7,973,688
Empresas públicas	10	573,600	1,962,632
Hidráulica	9	496,700	1959,262
EGEE	9	496,700	1959,262
Térmica	1	76,900	3,370
EGEE	1	76,900	3,370
Empresas Privadas	43	1,791,900	6,011,056
Hidráulica	14	277,500	930,227
Comegsa	5	114,400	309,978
GEOCONSA	1	26,000	113,324
Montecristo	1	13,500	47,432
Pasabién	1	12,800	40,793
Renace	1	68,100	215,533
Río Bobos	1	10,000	47,032
S. Jerónimo	1	300	713
Secacao	1	16,500	94,073
Tecnoguat	2	15,900	61,349
Geotérmica	2	49,200	279,939
Comertitlán	25,200	25,200	154,095
Orzunil	1	24,000	125,844
Térmica	27	1465,200	4800,890
Amatex	1	71,000	166,639
COENESA	1	10,000	191
Duke, E.C.	1	51,000	3,111
Duke E.I.G	2	239,300	1367,193
Electrogeneración	2	25,800	73,306
GE Central	1	53,500	133,978
Genor	1	46,200	208,366
Ingenios	10	373,000	1068,760
La Laguna	1	43,000	944
Libertad	1	20,000	89,766
Poliwatt	2	151,400	773,475
PQPC	1	118,000	244,189
San José	1	139,000	588,717
Sidegua	1	44,000	56,265
TAMPA	1	80,000	25,990
Generación distribuida	3	4,200	5,074
Hidráulica	3	4,200	5,074
Cuevamaría	1	1,500	2,612
Kaplan Chapina	1	2,000	432
Sta. Elena	1	700	2,030

Fuente: CEPAL, 2010. Se incluye la autoproducción.

El generador con mayor participación es la estatal Empresa de Generación Eléctrica del INDE (EGEE) con 24.56%. Seguida en el sector privado por Duke E.I.G con 17.14% y los Ingenios Azucareros con 13.40%. Por otra parte la generación distribuida tuvo una participación del 0.06% de la generación neta con tres empresas hidroeléctricas.

5.2 Transmisión

En Guatemala la transmisión es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.

El sistema de transmisión está integrado por la infraestructura de transporte, líneas, subestaciones y opera básicamente en tres niveles de voltaje: 230/138/69 kV.

El sistema de transporte en Guatemala está conformado por el sistema principal y el sistema secundario:

- El sistema principal es compartido por los generadores e incluye las interconexiones.
- En cambio, el sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica utilizada por los generadores para el suministro de energía al sistema principal. El sistema secundario es el medio de interconexión de un generador a la red de transmisión.

Las empresas transportistas en Guatemala son:

- La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) del INDE

Transporta la energía eléctrica de manera continua en el Sistema Nacional Interconectado (SIN) y las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Así como en el sub sector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional. ETCEE opera una red de 3,030 km aproximadamente.

- Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC) es una entidad que pertenece al Grupo Empresa Eléctrica de Guatemala.

La cartera de clientes de TRELEC está integrada por los Agentes del Mercado Mayorista que hacen uso de sus instalaciones, las cuales actualmente están ubicadas en los Departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

A la fecha, las instalaciones de TRELEC están conformadas por 64 kilómetros de líneas de 230 kV, 559 kilómetros de líneas de 69 kV; cuatro subestaciones de maniobras y 48 subestaciones de transformación de 69/13.8 kV con una capacidad instalada de 920 MVA, a las cuales se interconectan 142 circuitos de distribución en 13.8 kV.

Los grandes usuarios servidos por TRELEC, a través de las empresas comercializadoras de energía eléctrica, están distribuidos de la siguiente manera: 26 clientes en alta tensión, 441 en media tensión y 77 en baja tensión; los que tienen una potencia contratada de 201,176 KW.

La actividad del transporte está sujeta a autorización del MEM, ya que utiliza bienes de dominio público. El acceso y la ampliación del sistema requiere autorización de la CNEE. La operación de sistema de transporte es coordinada por el AMM y ejecutada por los transportistas.

En el artículo 45 de la Ley General de Electricidad se interpreta que el transportista debe de operar sus instalaciones de acuerdo con las normas de coordinación emanadas del Administrador del Mercado Mayorista, de conformidad con las disposiciones de la ley en mención. De otra forma, será sancionado con multa, pudiendo incluso disponerse su desconexión forzosa por un período determinado o hasta que haya resuelto el problema que motivó su desconexión del Sistema Eléctrico Nacional.

5.3 Distribución

El sistema de distribución de Guatemala está integrado por la infraestructura de distribución (líneas, subestaciones y redes de distribución) que opera en tensiones menores a 34.5 kV. La operación de las principales componentes del sistema de distribución es coordinada por el AMM y ejecutada por los distribuidores.

Las principales empresas distribuidoras son (CEPAL, 2010):

- Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEGSA), quien presta el servicio eléctrico en el área central del país. La cantidad de clientes que tiene son: 875,125.
- Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A., (DEOCSA), quien presta el servicio eléctrico en los departamentos del occidente del país. La cantidad de clientes que tiene son: 848,174.
- Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. (DEORSA), quien presta el servicio eléctrico en los departamentos del oriente. La cantidad de clientes que tiene son: 495,593.
- Las Empresas Eléctricas Municipales (EMM) (Empresas Públicas). La cantidad de clientes que tiene son: 134,553.
- Empresas de Distribución Privada.

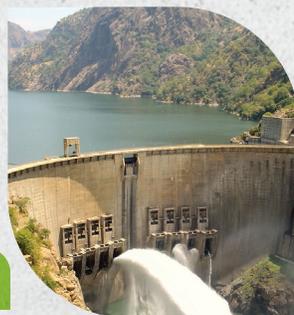
La actividad de la distribución está sujeta a autorización del MEM, si utiliza bienes de dominio público.

En el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece como responsabilidad:

- Artículo 65. Obligación del Suministro. Todo Distribuidor autorizado a brindar el servicio en una zona, adquiere la obligación de conectar sus redes a todos los consumidores que lo requieran, y que estén ubicados dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones.

SECCIÓN 6

MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL



6. Mercado Eléctrico Regional

6.1 Estructura del Mercado Eléctrico Regional (MER)

El Mercado Eléctrico Regional (MER) opera como actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante ofertas de oportunidad y contratos de mediano y largo plazo entre los agentes de los países miembros del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

Este Tratado Marco está integrado por los gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, y fue suscrito en 1996. Entró en vigencia en 1998 y desde entonces provee el marco jurídico regional. Considera el interés de las partes mencionadas anteriormente en iniciar un proceso gradual de integración eléctrica, en donde se desarrolle un mercado eléctrico regional que busque la libre competencia, permita la interconexión de sus redes nacionales a través de líneas de transmisión, y se promuevan proyectos regionales de generación.

Los objetivos del MER son:

- Optimizar los recursos energéticos usados para el abastecimiento regional de electricidad.
- Permitir el desarrollo de proyectos de generación para abastecer la demanda regional.
- Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión regional.
- Aumentar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad.
- Homogenizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño.
- Promover la participación competitiva del sector privado.

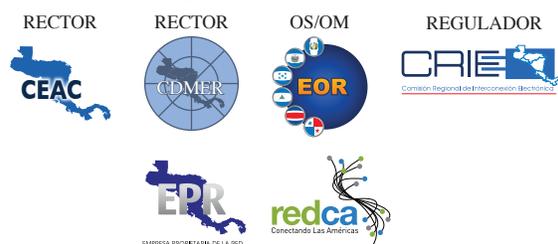
El Tratado Marco dio origen a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) así como al Ente Operador Regional (EOR). La CRIE regula el funcionamiento del MER y las relaciones entre Agentes, de conformidad con las disposiciones del Tratado Marco, sus protocolos y reglamentos. El EOR dirige y coordina la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional (SER) y realiza la gestión comercial del MER con criterios técnicos y económicos de acuerdo con la regulación regional.

Para la gestación del mercado se creó una instancia que se encargó de estructurar la plataforma técnica y comercial del MER: el Operador del Mercado Centroamericano (OMCA), unidad que se encargó de administrar el MER hasta mayo de 2006. A partir de junio de 2006, el EOR asumió (con su propio personal e infraestructura tecnológica) la responsabilidad total de la administración comercial del MER.

Para establecer la infraestructura de interconexión eléctrica, el Tratado Marco otorga una concesión para que una empresa de capital público y con capital privado, denominada Empresa Propietaria de la Red (EPR), construya y opere el primer sistema de transmisión regional llamado Línea SIEPAC (Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central). Además, faculta a cada gobierno a asignar en dicha empresa un socio público del sector eléctrico.

La EPR fue constituida en febrero de 1999 con el concurso, por partes iguales, de las seis empresas eléctricas públicas de América Central designadas cada una por su respectivo gobierno. Posteriormente se incorporaron otros socios: el séptimo en diciembre del 2001, la firma española ENDESA; el octavo en febrero del 2005, la firma colombiana Interconexión Eléctrica S.A. (ISA); y el noveno en el 2009, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México.

Figura 2. Institucionalidad del MER



Fuente: Elaboración propia con base en presentaciones del CEAC, 2011

Es importante destacar que uno de los mayores logros en el proceso de integración de ésta región está relacionado con el gran desarrollo institucional alcanzado, pues se han logrado constituir instituciones de carácter regional no solo para ejercer las funciones de regulación sino también para operar el funcionamiento del sistema. Las principales instituciones se detallan a continuación.

6.1.1 Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)

El Consejo de Electrificación para América Central (CEAC) es un Organismo Regional creado mediante su Convenio Constitutivo²⁰, suscrito en la República de Costa Rica el 8 de noviembre de 1985. En la Primera Reunión Conjunta del Consejo de Electrificación de América Central –CEAC–, celebrada en El Salvador del 26 al 28 de julio de 1989, se instaló este organismo internacional, dada la ratificación del Convenio Constitutivo del Consejo por parte de los gobiernos de América Central.

Tiene como fin promover la electrificación de América Central, la integración de sus sectores eléctricos para el aprovechamiento de los recursos naturales renovables y orientar a sus miembros científica y técnicamente en el desarrollo de la energía eléctrica de forma eficiente y racional; además es un constante promotor de las soluciones regionales para los sectores eléctricos en América Central.

Los objetivos que persigue el CEAC de acuerdo a lo establecido en el convenio constitutivo son:

- a) Promover la celebración de acuerdos bilaterales o multilaterales para la interconexión eléctrica entre los países de América Central y otros.
- b) Promover y realizar los estudios que sean necesarios para obtener una mejor planificación y coordinación de las operaciones de interconexión, y apoyar la ejecución de estos estudios.
- c) Prestar asistencia científica, técnica, administrativa y material a cualquiera de las Instituciones representantes que lo integran.
- d) Asesorar y asistir, cuando el caso lo requiera, en la consecución de capital financiero para el desarrollo de proyectos de producción, transporte o distribución de energía eléctrica.
- e) Promover información detallada acerca del

suministro de combustibles para la producción de energía eléctrica, situación del petróleo en el mercado mundial y posibilidades de la utilización de sustitutos del petróleo para la generación de energía, preferentemente mediante el uso del vapor natural.

f) Contribuir en los análisis de factibilidad técnica y económica de proyectos de producción de energía eléctrica de las instituciones representadas que integran el Consejo, preferentemente de proyectos cuyo aprovechamiento corresponde a dos o más países.

g) Llevar a cabo estudios, en conjunto con las Instituciones que integran el CEAC, acerca de las implicaciones ecológicas de la producción de energía eléctrica, así como también, divulgar estudios y experiencias relativos a la ecología que tengan en marcha los estados miembros o terceros estados.

h) Establecer relación con otras organizaciones de carácter regional, pertenecientes al sector energético o de cualquier campo que se relacione con la materia.

i) Promover la coordinación y compatibilización de posiciones de interés común de las instituciones representadas que lo integran, frente a terceros.

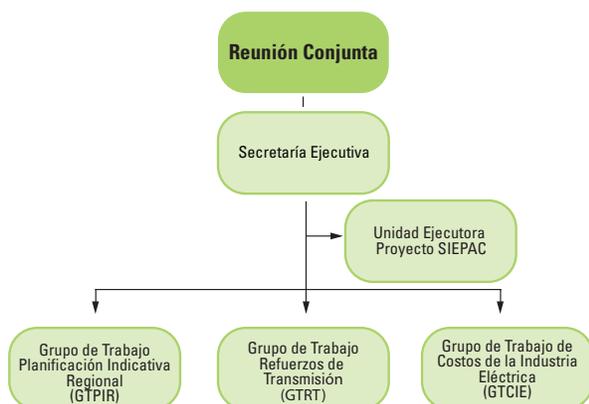
j) Realizar cualesquiera otras actividades que coadyuven a llevar a cabo los objetivos generales del CEAC.

A partir de su creación, el CEAC ha venido adquiriendo un papel preponderante en la construcción de la integración eléctrica de la región. Participa activamente en la creación del mercado eléctrico regional, en el proyecto SIEPAC y en las interconexiones de Centroamérica con México y Colombia.

El Grupo de Trabajo de Planificación Indicativo Regional (GTPIR) funge como un comité técnico del CEAC con el objetivo de elaborar planes de expansión de generación de mínimo costo considerando las reglas vigentes del MER, los marcos legales de cada nación y los aspectos ambientales; con el propósito de atender el crecimiento de la demanda y garantizar un servicio confiable a los agentes del mercado.

Su ejecución se enmarca dentro de las actividades del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), que tienen por objeto coadyuvar a la integración regional en materia de energía eléctrica.

Figura 3. Organigrama del CEAC



Fuente: <http://www.ceaconline.org/index?id=organigrama.html>

6.1.2 Ente Operador Regional (EOR)

El Ente Operador Regional (EOR) es un organismo internacional establecido mediante el artículo 18 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el cual fue firmado en 1996 por los Presidentes de los Gobiernos, y luego ratificado por las respectivas Asambleas Legislativas de las Repúblicas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Fue constituido en el 2001 con sede en El Salvador y se encarga de las funciones de operación y coordinación de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico. Está dirigido por una Junta Directiva constituida por dos directores de cada país, designados por su respectivo gobierno por un plazo de cinco años.

Objetivos y Funciones del EOR

Objetivos

- Desarrollar, en el recurso humano, una cultura de compromiso con la institución, que promueva la calidad y eficiencia en los procesos, con una política que brinde estabilidad, incentivos, reconocimientos y promoción laboral.
- Asegurar la operación técnica y comercial del mercado eléctrico regional con los recursos tecnológicos necesarios y con base en el cumplimiento transparente del Tratado Marco así como de los Reglamentos y Protocolos que conforman la regulación regional.
- Fortalecer y ampliar las relaciones institucionales con los operadores de sistema

y mercado, los agentes del mercado eléctrico regional y las instituciones internacionales del sector eléctrico.

d) Obtener los recursos financieros necesarios que aseguren el funcionamiento sostenible de la institución.

e) Alcanzar un excelente nivel de satisfacción y prestigio en los operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional por el servicio prestado en la región.

f) Desarrollar una gestión institucional y empresarial hacia el entorno (lobby, comunicaciones, relaciones públicas, entre otros).

Funciones

a) Proponer a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) los procedimientos de operación del mercado y del uso de las redes de transmisión regional.

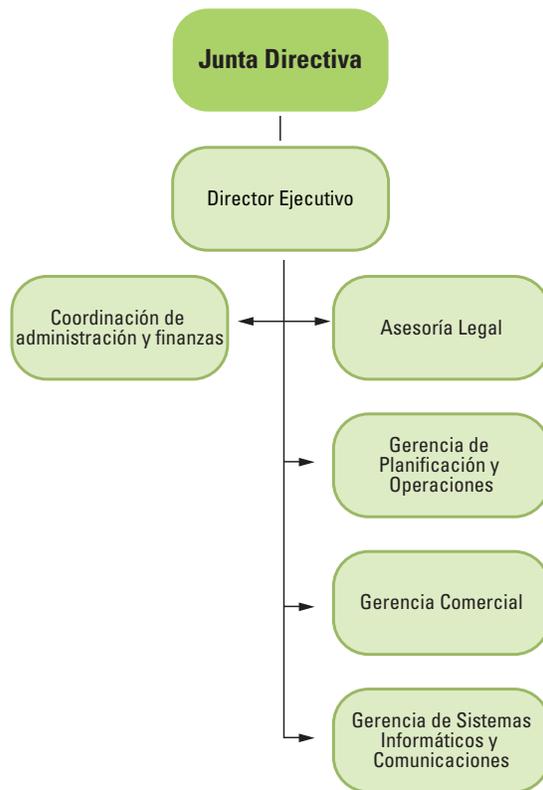
b) Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.

c) Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del mercado.

d) Apoyar, mediante el suministro de información, los procesos de evolución del mercado.

e) 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.

Figura 4. Organigrama del EOR



Fuente: Elaboración propia con base en el Ente Operador Regional, 2010

La máxima autoridad del EOR es la Junta Directiva, constituida por 12 Directores (dos por país) nombrados por los respectivos Gobiernos a propuesta de los Agentes del Mercado de cada país.

Cada unidad tiene las siguientes funciones:

1. Coordinación de Administración y Finanzas: su función principal es realizar la gestión administrativa y la financiera con eficiencia, transparencia y de conformidad con las políticas institucionales.
2. Gerencia de Planificación y Operación: su función es supervisar y coordinar la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional (SER). Comprende tres procesos principales: coordinación de la operación en tiempo real, seguridad operativa y planificación de la transmisión regional.
3. Gerencia Comercial: tiene como responsabilidad principal la administración comercial del MER, en apego al Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional. Los principales procesos bajo su responsabilidad son: (i) la programación diaria

de transacciones regionales; (ii) la conciliación, facturación y liquidación del MER y (iii) el manejo y publicación de información del MER.

4. Gerencia de Sistemas Informáticos y Comunicaciones: responsable de garantizar la correcta operación y el adecuado funcionamiento de la infraestructura informática y de comunicaciones del EOR.

Durante el período del 2007 a inicios del 2009, el EOR realizó un proceso de fortalecimiento institucional y preparación tecnológica, lo que le permitió iniciar la supervisión y coordinación operativa del SER en tiempo real, a partir de mayo del 2009.

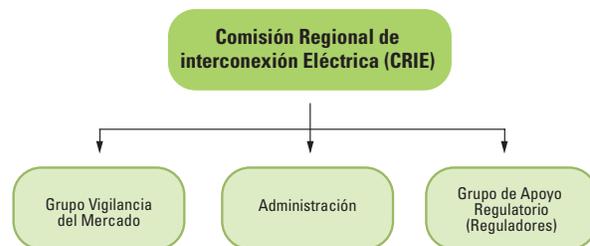
6.1.3 Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) es el ente regulador del Mercado regional, creado por el Tratado Marco, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional. Esta institución fue instalada en Guatemala en el año 2002 y está compuesta por un comisionado de cada país miembro, designado por su respectivo Gobierno.

De acuerdo con el artículo 2 del Reglamento Transitorio de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, los objetivos generales son:

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

Figura 5. Organigrama de la CRIE



Fuente: Operador del Mercado Centroamericano

6.1.4 Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)

El proyecto del Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) consiste en la ejecución del primer sistema de Transmisión Eléctrica Regional, cuyos propietarios son las empresas eléctricas estatales de la región, más otros tres socios extra-regionales (Endesa de España, CFE de México, e ISA de Colombia). Esta línea aumentará la capacidad de las interconexiones bilaterales existentes a través de las cuales se opera hoy, caracterizadas por su baja capacidad y escasa confiabilidad, de forma que se logre una optimización del proceso eléctrico en la región que beneficie no sólo a los gobiernos, por ahorros para aumentar la inversión social, sino también al consumidor minorista final.

El Proyecto SIEPAC tiene dos objetivos principales:

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

La EPR es la ejecutora física y la responsable de la infraestructura de la Línea SIEPAC, que consiste primordialmente en el diseño, ingeniería y construcción de esta última. En el 2005, la EPR licitó internacionalmente las obras, cuya construcción comenzó en el 2006 y se extenderá hasta el 2012, con un costo aproximado de US\$ 494 millones.

La Línea SIEPAC es un sistema troncal indivisible de transmisión a 230 kilovoltios y de 1,788 kilómetros de longitud aproximada. Conecta quince subestaciones desde la subestación Veladero, en Panamá, hasta la subestación El Cajón, en Honduras. Pasa por Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala.

Se espera que el SIEPAC entre en operación en el segundo semestre del 2011 y se implementará en forma gradual. Desde finales de noviembre del 2010 se energizó el primer tramo de la red que está en pruebas (subestación Veladero - Panamá y Río Claro – Costa Rica)²¹. La proyección original es que el flujo de energía alcance los cinco mil Gigavatios, los cuales se podrán transar a través de la red eléctrica regional.

Esta infraestructura inicial permitirá disponer de una capacidad confiable y segura de transporte de 300 MW de potencia entre los países de la región. Adicionalmente, la infraestructura incluye la instalación de fibra óptica para las telecomunicaciones.

Figura 6. Línea SIEPAC



Fuente: Figura tomada del Ente Operador Regional, 2010

6.2 Reglamento del MER

La participación de los agentes en el Mercado y las transacciones comerciales de los intercambios de energía están regidas por el Tratado Marco²² del Mercado Eléctrico Regional (MER), sus dos protocolos y sus reglamentos.

El Tratado Marco fue suscrito en la Ciudad de Guatemala el 30 de diciembre de 1996 así como su primer protocolo²³, en la Ciudad de Panamá el 11 de julio de 1997 para facilitar la interpretación del Tratado Marco y su aplicación.

21 El Periódico, Guatemala 2010

22 CEAC, 2011

23 Ídem

En abril del 2007 fue aprobado un Segundo Protocolo²⁴ al Tratado Marco que, junto con sus reglamentos, abre los mercados nacionales al regional, tanto en el acceso a la transmisión eléctrica como en las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes países. Además, este protocolo modifica algunas normas del tratado marco, en especial lo referente a la definición del MER y habilitación de agentes; la red de transmisión regional, la actividad de las empresas de transmisión regional y su remuneración; la función de la CRIE, la creación del CD MER (Consejo Director del MER); la armonización y actualización de los marcos regulatorios nacionales con la Regulación Regional; el desarrollo del alcance y las vías de solución de controversias y la inclusión del cargo por el servicio de operación. A la vez se incluye el establecimiento de sanciones y multas por incumplimientos.

Se crea una subsidiaria del EPR llamada REDCA (conformada legalmente pero en proceso de desarrollo), con el objetivo de que se encargue de manejar las fibras ópticas de la línea SIEPAC.

Desde el 2002 hasta la actualidad el MER ha estado operando bajo el Reglamento Transitorio (RTMER)²⁵, el cual se creó para la coordinación técnica y comercial de las transacciones de energía eléctrica haciendo uso de la Red de Transmisión Regional de los países de Centroamérica y Panamá. Este reglamento tendrá vigencia hasta que entre a funcionar el Reglamento Definitivo del MER (RMER), el cual fue aprobado en diciembre del 2005.

Desde el año 2010 entró en vigencia parcial el Reglamento Definitivo del MER (RMER) y se espera entre en vigencia total en el segundo semestre del 2011. Ya no va a funcionar solamente como un mercado de intercambios de energía como el RTMER, sino que será un mercado de inyecciones y retiros en los nodos de la red que incluye los mercados nacionales (no concibe las concesiones en la frontera, sino que funciona dentro del país). Esto va ser beneficioso debido a que se van a poder establecer transacciones contractuales de tipo firme (nodales).

El RMER está basado en el Tratado Marco y sus protocolos. El RMER es válido, de obligatorio cumplimiento y vinculante en el territorio de los países miembros del Tratado Marco para regular la

operación técnica y comercial del MER, el servicio de transmisión regional (RTR), los organismos regionales, los agentes del mercado y las relaciones con los organismos nacionales. También implanta sanciones de incumplimiento y solución de controversias.

El RMER desarrolla en detalle los siguientes aspectos²⁶.

1. Aspectos Generales del Mercado Eléctrico Regional (MER)
 - a. Premisas: Definición del mercado, agentes y red de transmisión regional
 - b. Agentes
2. Operación Comercial del MER
 - a. Productos y servicios
 - b. Mercado de Contratos Regional
 - c. Mercado de Oportunidad Regional
 - d. Sistema de precios nodales
3. Planeación y Operación Técnica del MER
 - a. Planeamiento Operativo y Seguridad Operativa
 - b. Pre-despacho y re-despacho (precios ex - ante y programación)
 - c. Operación técnica en Tiempo Real
4. Conciliación, Facturación y Liquidación
 - a. Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR)
 - b. Pos-despacho (cálculos de precios ex - post)
 - c. Conciliación, Facturación y Liquidación
5. Transmisión Regional
 - a. Red de Transmisión Regional (RTR)
 - b. Coordinación del Libre Acceso a la RTR
 - c. Coordinación técnica y Operativa de la RTR
 - d. Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión
 - e. Derechos de Transmisión
 - f. Régimen Tarifario de la RTR
 - g. Planificación de la Transmisión Regional
 - h. Ampliaciones de la RTR
 - i. Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales
6. Sanciones y Controversias
7. Supervisión y Vigilancia del MER

La estructura del MER incluye los siguientes aspectos regulatorios, institucionales y físicos:

- La Regulación Regional: Tratado Marco, los Protocolos al Tratado Marco, el RMER y las Resoluciones de la CRIE.
- La Regulación Nacional: en lo referente al cumplimiento o conformidad con los requerimientos mínimos para interactuar con el MER.

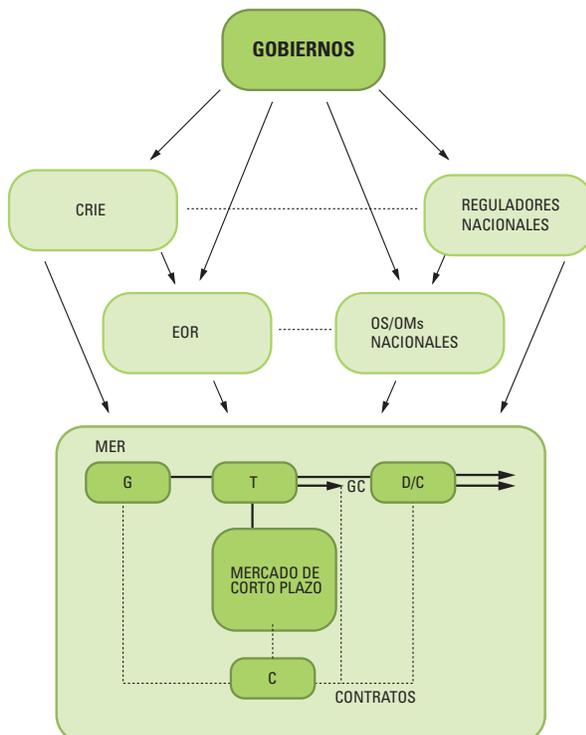
24 CEAC, 2011

25 Ídem

26 http://www.ceaconline.org/pdf/Marco_Legal/RMER.pdf

- Los Organismos Regionales: el Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).
- Los Organismos Nacionales relacionadas con el MER: los Reguladores Nacionales y los Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OM).
- Los Agentes: que se dedican a las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, así como los Grandes Consumidores; y
- El Sistema Eléctrico Regional (SER); incluyendo a la Red de Transmisión Regional (RTR) que es la red eléctrica a través de la cual se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER.

Figura 7. Estructura del MER



Fuente: Elaboración propia con base en presentaciones del CEAC, 2011

6.3 Participación del país en mercados regionales o supranacionales

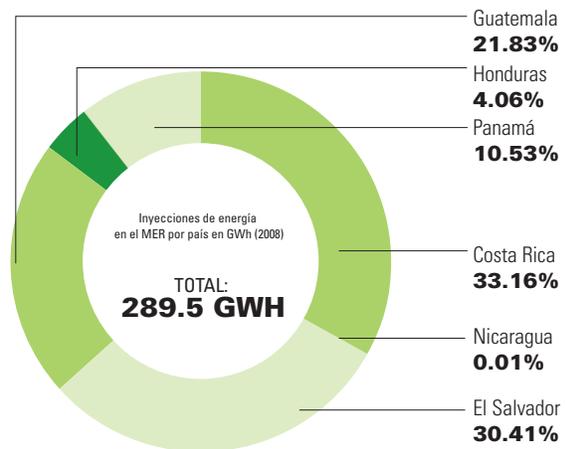
Durante el período de enero del 2008 a diciembre del 2008, el total de energía neta comercializada fue de 289.50 Gigavatios-Hora. Mientras que en el período de enero del 2009 a diciembre del 2009, el total de energía neta comercializada

ascendió a 367.85 Gigavatios-Hora, lo que representa un aumento de más del 25% con respecto al 2008.

Inyecciones de energía en el MER

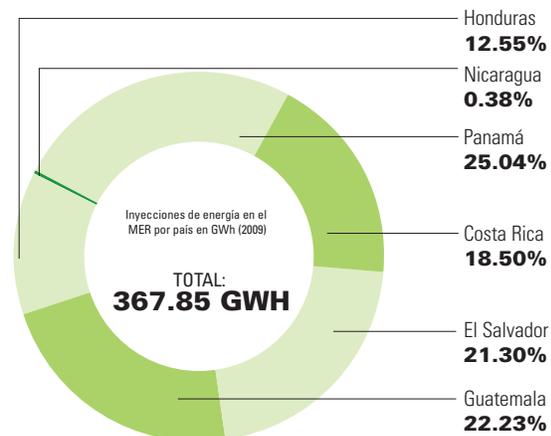
En el 2008, el país que reflejó mayor volumen de ventas al MER fue Costa Rica (33.16%), seguido por El Salvador (30.41%) y Guatemala (21.83%). Por otro lado, en el 2009, el país que inyectó más energía al MER fue Panamá (25.04%), seguido por Guatemala (22.23%) y El Salvador (21.31%). Además, como puede observarse en el gráfico 14 y 15, Nicaragua fue el país que menos vendió en la región con 0.01% en el 2008 y 0.38% en el 2009.

Gráfico 14 – Inyecciones de energía en el MER por país en GWh (2008)



Fuente: Elaboración propia basada en datos del Ente Operador Regional, 2010

Gráfico 15 – Inyecciones de energía en el MER por país en GWh (2009)



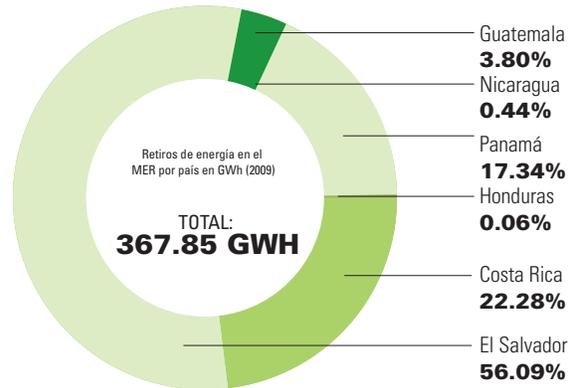
Fuente: Elaboración propia basada en datos del Ente Operador Regional, 2010

Compras de energía en el MER

En cuanto a las compras de energía, en el 2008 Panamá fue el país con las mayores importaciones pues compró 36.02% de energía al MER, seguido por El Salvador (28.44%). Sin embargo, Guatemala fue el país que realizó menos compras (0.09%) en este año.

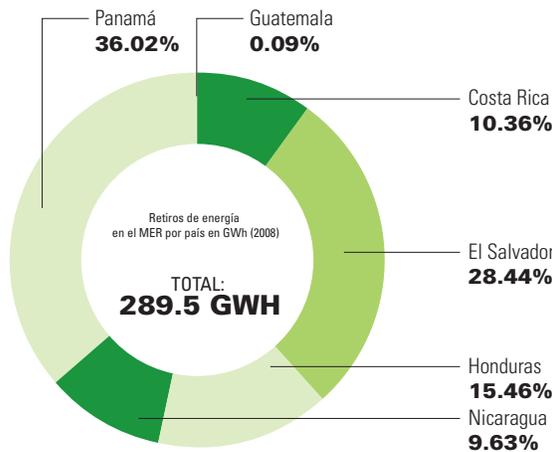
En relación con el 2009, El Salvador fue el país con las mayores importaciones de energía con un 56.09% del total, seguido por Costa Rica (22.27%) y Panamá (17.34%). Así mismo, Guatemala fue uno de los países que menos compras hicieron en el MER (3.80%), en conjunto con Nicaragua (0.44%) y Honduras (0.06%).

Gráfico 17 – Retiros de energía en el MER por país en GWh (2009)



Fuente: Elaboración propia basada en datos del Ente Operador Regional, 2010

Gráfico 16 – Retiros de energía en el MER por país en GWh (2008)



Fuente: Elaboración propia basada en datos del Ente Operador Regional, 2010

La energía comercializada por país en el 2008 y el 2009 dentro del MER, se muestra en las siguientes tablas:

Tabla 8 –Transacciones de Inyección y retiro por país (2008)

	Contrato (GWh)		Oportunidad (GWh)		Total General (GWh)		Total Neto (GWh)	
	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro
Costa Rica	95.51	29.63	0.48	0.35	95.99	29.99	66.00	0.00
El Salvador	78.23	78.85	9.81	3.49	88.04	82.34	5.70	0.00
Guatemala	58.35	0.04	4.85	0.22	63.20	0.26	62.94	0.00
Honduras	11.43	40.62	0.32	4.13	11.75	44.75	0.00	33.00
Nicaragua	0.00	23.44	0.03	4.45	0.03	27.89	0.00	27.86
Panamá	28.55	99.31	1.94	4.97	30.49	104.28	0.00	73.79
Total Regional	272.07	271.89	17.43	17.61	289.5	289.5	134.64	134.65

Fuente: Ente Operador Regional, 2011

Tabla 9 – Transacciones de Inyección y retiro por país (2009)

	Contrato (GWh)		Oportunidad (GWh)		Total General (GWh)		Total Neto (GWh)	
	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección	Retiro
Costa Rica	67.2	75.46	0.86	6.48	68.06	81.94	0.00	13.88
El Salvador	37.5	180.39	40.87	25.94	78.37	206.32	0.00	127.95
Guatemala	79.92	2.74	1.84	11.23	81.76	13.97	67.79	0.00
Honduras	46.16	0.12	0.00	0.11	46.16	0.23	45.93	0.00
Nicaragua	0.00	0.34	1.38	1.28	1.38	1.62	0.00	0.24
Panamá	86.34	59.07	5.78	4.69	92.12	63.77	28.35	0.00
Total Regional	317.12	318.12	50.73	49.73	367.85	367.85	142.07	142.07

Fuente: Ente Operador Regional, 2011

6.4 Requisitos de equiparación de las legislaciones técnicas para el desarrollo del MER

La implementación del Mercado Eléctrico Regional (MER) requiere un determinado nivel de armonización de las normativas regulatorias de los sectores eléctricos de los diversos países que lo integran.

En líneas generales, se puede enunciar los siguientes puntos que requieren una coordinación armónica entre las normativas nacionales y las del MER:

Factibilidad de transmisión internacional

Las tablas a continuación muestran los componentes de la Red de Transmisión Regional (RTR) identificados por el Ente Operador Regional para la región y cada país de acuerdo con los requisitos de transmisión derivados del Anexo A del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. En general, no existen problemas de compatibilidad en los voltajes en las líneas de transmisión; pese a esto, es importante que el marco legal de la República de Guatemala asegure el acceso a las líneas de transmisión para todos los agentes interesados en participar del MER. La regulación nacional no debe poner impedimentos que traben las compras y ventas de energía eléctrica entre agentes ubicados en distintos países.

Tabla 10 – Interconexión SIEPAC

Línea de interconexión	Voltaje (kV)	Países
Los Brillantes - Frontera Guatemala / México ²	400	Guatemala hasta la frontera con México
Moyuta - Ahuachapán	230	Guatemala - El Salvador
15 de Septiembre - Agua Caliente (1)	230	El Salvador - Honduras
Prados - León I	230	Honduras - Nicaragua
Amayo - Liberia	230	Nicaragua - Costa Rica
Río Claro - Progreso	230	Costa Rica - Panamá
Cahuita - Changuinola	230	Costa Rica - Panamá

Fuente: Ente Operador Regional, 2011

Tabla 11 – Tramos de la línea SIEPAC en los países de Centroamérica

Tramo Línea SIEPAC	Voltaje (kV)	Países
Aguacapa - Ahuachapán	230	Interconexión Guatemala - El Salvador
Guatemala Norte - Panaluya	230	Guatemala
Panaluya - San Buenaventura	230	Interconexión Guatemala - Honduras
Ahuachapán - Nejapa (un circuito)	230	El Salvador
15 de Septiembre - Nejapa (un circuito)	230	El Salvador
Agua Caliente - 15 de Septiembre (2)	230	Interconexión Honduras - El Salvador
Cajón - San Buenaventura	230	Honduras
Toncontín - San Buenaventura	230	Honduras
Agua Caliente - Subestación Sandino	230	Interconexión Honduras - Nicaragua
Subestación Sandino - Ticuantepe	230	Nicaragua
Ticuantepe - Cañas	230	Interconexión Nicaragua - Costa Rica
Cañas - Parrita	230	Costa Rica
Río Claro - Palmar Norte	230	Costa Rica
Río Claro - Veladero	230	Interconexión Costa Rica - Panamá

Fuente: Ente Operador Regional, 2011

Tabla 12 - Componentes de la RTR respecto a total en base de datos (BDD) del software PSS/E

Guatemala RTR 2010			
Elemento de Transmisión	Voltaje (kv)	Total BDD	RTR
Nodos	400	1	1
	230	23	15
	138	17	0
	69	181	0
TOTAL		222	16
Líneas de Transmisión	230	27	17
	138	16	0
	69	129	0
	TOTAL	172	17
Transformadores de dos devanados	400/230	1	1
	230/138	2	0
	230/69	4	0
	138/69	4	0
TOTAL		11	1
Transformadores de tres devanados	230/138/69	7	0
	230/138/13.8	0	0
TOTAL		7	0

Fuente: Ente Operador Regional, 2011

Compatibilidad en los sistemas y base de datos

La participación en el MER requiere la compatibilidad en los sistemas de medición comerciales, los enlaces de comunicación y las interfaces y sistemas SCADA. Esto permitirá manejar de manera homogénea el tráfico de ida y vuelta necesario para la operación del sistema regional, incluida la comunicación de voz y datos para la supervisión y coordinación de las operaciones en tiempo real.

La implementación de la medición comercial es un punto estratégico para la viabilidad del MER. Dado que utiliza un sistema nodal, es imprescindible contar con medidores adecuados en cada uno de los nodos de la red.

Adicionalmente, los operadores de los respectivos sistemas nacionales están obligados a suministrar la información requerida para la base de datos regional, que será de libre acceso para los agentes y organismos regionales y nacionales. Preverá, como mínimo, la organización de la información en una base comercial y una base operativa que contendrán todos los datos para la administración del mercado, el planeamiento operativo, los estudios de seguridad operativa y la operación coordinada del sistema regional.

Prioridad en los contratos y participantes a nivel nacional

Los contratos son la herramienta que permitirá viabilizar el desarrollo de plantas de generación de alcance regional y, a través de ellas, la expansión de la transmisión regional.

El MER requiere que la normativa nacional posibilite a los generadores entrar en un contrato de largo plazo con otro agente del MER, independientemente del país de la región del cual provengan. Del mismo modo, los operadores de los respectivos sistemas deberán ser capaces de despachar con igual grado de prioridad los contratos regionales. Los contratos que surjan de acuerdos libres entre agentes de distintos países deben ser respetados salvo que su cumplimiento implique poner en riesgo los criterios de calidad y seguridad mínimos del sistema.

Si bien los actores del Mercado Eléctrico de Guatemala pueden participar libremente y realizar intercambios en el MER, y a pesar de que el inciso c) del apartado 10.4 del Art. 3 de la Norma de Coordinación Comercial No. 10 establece el principio de no discriminación entre todos los demandantes y oferentes del MER, la misma norma puede resultar contradictoria ya que el Art. 4 establece que *“En caso de emergencia y para garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el MM, que tiene prioridad de abastecimiento, el AMM deberá tomar las medidas que sean necesarias para satisfacer la demanda del país. Cuando se hayan agotado los posibles medios para abastecer la demanda del país, el AMM podrá llegar hasta la reducción de las exportaciones modificándolas o interrumpiéndolas”*, es decir, concede a la demanda nacional prioridad respecto a la demanda regional²⁷.

Por otro lado, el MER requiere que las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización no estén concentradas en un mismo actor. En Guatemala, el nivel de descentralización es alto, por lo que no habrá mayores inconvenientes en cumplir este particular.

²⁷ Si bien el párrafo inicia mencionando que las pautas se refieren para “casos de emergencia”, la conclusión abandona la situación de “emergencia” para indicar que las interrupciones a las exportaciones podrían ocurrir si no fuera posible “abastecer la demanda del país”.

Capacidad del centro de despacho nacional para participar de un despacho regional

Es necesario implementar un despacho económico ya que el MER realiza un despacho económico regional coordinado con los despachos nacionales.

En el caso de Guatemala, la operación del despacho económico la ejerce el Administrador del Mercado Mayorista, quien deberá adecuarse a los requisitos para realizar intercambios a nivel regional en tiempo real.

Parámetros de seguridad, calidad y desempeño

Los parámetros de seguridad, calidad y desempeño deberán adecuarse a fin de cumplir los requisitos mínimos enumerados en la Tabla 13, 14 y 15.

Tabla 13 - Requisitos de calidad del MER

CALIDAD	Voltaje	Voltaje en las barras de la RTR en condiciones normales de operación debe estar dentro de 0.95 y 1.05 por unidad con relación al voltaje nominal de la barra, manteniendo un factor de potencia adecuado de las inyecciones y retiros para cumplir con este requerimiento; Nivel máximo de distorsión por armónicos y las variaciones de la magnitud del voltaje en el SER en condiciones normales de operación, debe cumplir con lo establecido en las Normas IEC-1000-4-7, IEC-1000-4-15 e IEEE-519; Los Agentes Transmisores deberán contar con los equipos estáticos de compensación necesarios para la regulación de tensión; Cada área de control debe contribuir a la calidad de voltaje operando debidamente sus generadores dentro de su curva de capacidad y sus equipos de control de voltaje, incluyendo capacitores, reactores y transformadores con cambiadores de taps bajo carga (LTC).
	Frecuencia	La frecuencia nominal del SER es 60 Hz. Durante la operación normal, el 90% de las variaciones de la frecuencia promedio en períodos de 10 min., deberán estar entre $60 \pm 1.65 \sigma$ Hz (σ : desv. std. de la frecuencia promedio en per. de 10 min. El valor de σ será de 0.03 Hz.

Fuente: Libro III del Reglamento del MER

Tabla 14 - Requisitos de seguridad del MER

SEGURIDAD	Operación normal	El sistema debe: (a) permanecer estable, (b) la carga en todos los elementos debe ser igual o inferior a su capacidad operativa, y (c) no debe haber desconexión de carga.
	Contingencia simple	Ante la pérdida de un elemento, el sistema debe permanecer estable (inc. estabilidad de voltaje); no deben producirse disparos en cascada; la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo y los voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal. Para ello: no desconectar carga en forma automática + reducir las transferencias entre países.
	Contingencia múltiple	Ante la pérdida de dos o más elementos: el sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje; no deben producirse disparos en cascada no programados; la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico de emergencia y los voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal. Para ello, se permite desconectar carga y generación
	Contingencia extrema	El EOR debe evaluar el riesgo que representa para el SER la ocurrencia de tales contingencias y proponer una estrategia de respuesta a las mismas.

Fuente: Libro III del Reglamento del MER

Tabla 15 – Requisitos de desempeño del MER

DESEMPEÑO	Regulación primaria	Todas las unidades deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia, por medio de la acción de los reguladores de velocidad. Banda muerta intencional de todos los reguladores de velocidad deberá ajustarse a ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal. Reguladores de velocidad deben operar con un estatismo del 3%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados. Reserva deberá ser como mínimo del 5% de la demanda durante los períodos de demanda máxima, media y mínima.
	Regulación secundaria	$ACE_{10MIN} < 1.65 * (E_{10}) * \sqrt{((10\beta_i) * (10\beta_e))}$ donde: ACE10MIN: valor promedio del Error de Control de Área en un intervalo de 10 minutos (MW). E10: valor deseado de la desviación estándar de la frecuencia en promedios de 10 minutos (Hz). E10 es la meta de desviaciones de promedios de 10 min. de frecuencia del Sistema Interconectado. E10 = 0.03 Hz, calculado en base a mediciones reales de la frecuencia en el SER (El EOR determinará la conveniencia de cambiar este parámetro según lo muestre el desempeño de las áreas de control) β_i : Bias de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control. β_e : Bias de frecuencia del sistema interconectado (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del Sistema Interconectado.

Fuente: Libro III del Reglamento del MER

6.5 Integración del MER

6.5.1 Posible esquema tarifario para el MER²⁸

El objetivo de este apartado es constituir una definición tarifaria para Centroamérica y Panamá que tome en cuenta: oferta de precios, disponibilidad de los recursos de generación y demandas de energía de los comercializadores de forma que fomente y exista efectividad en las compras de electricidad de plantas de energía renovable en la región, bajo un panorama integracionista del sistema eléctrico regional.

Debe considerar lo siguiente:

- Que los proyectos de energía con fuentes renovables requieren contratos de largo plazo para que su ejecución sea bancable.
- Que los proyectos mayores tienen suficiente importancia dentro de los sistemas nacionales por lo que siempre serán despachados, por lo menos parcialmente.
- Que los proyectos mayores tienen músculo financiero y economías de escala que los hacen competitivos.
- Que los proyectos menores generalmente son tomadores de precios.
- Que el proyecto ARECA está dirigido a centrales menores a 10 MW de energía de fuente renovable.
- Que para la ejecución de proyectos menores debe haber incentivos.

- Que existiría un incentivo si al establecer la definición tarifaria se considerara en el modelo el efecto del costo de los combustibles.

Para cumplir con el objetivo de este apartado se descarta cualquier intento de crear una fórmula de establecimiento de tarifas y por el contrario se recurre a mecanismos establecidos y reconocidos mundialmente.

Adicionalmente, no se debe olvidar que normalmente las tarifas eléctricas tienen por lo menos dos componentes básicos que se deben considerar:

6.5.1.i Nivel de la Tarifa

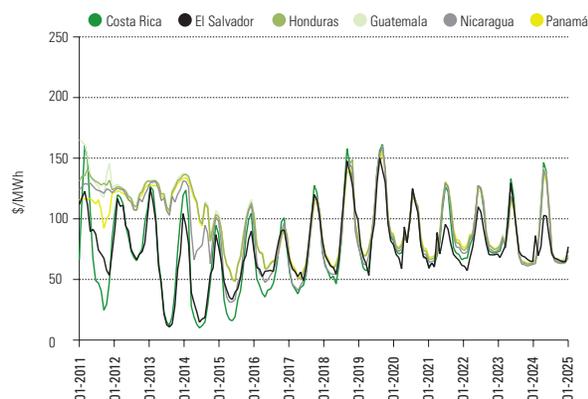
El nivel de la tarifa es el monto promedio que se pagaría a un generador por un KWh, en el caso hipotético de que su central tenga un factor de planta del 100%. Para la determinación del nivel de la tarifa se propone que la fijación se realice usando el criterio de costo marginal²⁹, es decir, el costo promedio de un KWh adicional en la red en el futuro. De este criterio existen dos variantes:

- Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) en el cual no se requiere ampliación de capacidad para producir la unidad adicional. En el caso de los sistemas eléctricos no se requiere agregar un kW más de potencia para producir un KWh de energía que la sociedad requiere.

Limitaciones del CMCP

a. Tiene una alta variabilidad con el tiempo, pues cambia según el costo de los combustibles y las condiciones meteorológicas. Nótese en el gráfico que fue tomado del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, período 2011-2025, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central, que el costo marginal de corto plazo de la demanda tiene valores entre \$20 y \$160 por MWh.

Gráfico 18 - Costo marginal de la demanda según el CEAC



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

- b. No considera el costo de la potencia ya que no hay adición de potencia.
 c. Su determinación se hace en términos constantes.
 d. En su determinación no se consideran distorsiones macroeconómicas, tales como impuestos, subsidios y transferencias.
 e. La rentabilidad se mide en términos económicos, es decir, que se usa el criterio del costo social del dinero.

Para usar el CMCP como mecanismo de fijación de nivel tarifario se debe ejecutar los siguientes ajustes:

- a. Dada su alta variabilidad con el tiempo, se debe promediar este valor para el periodo de vida del contrato de compra venta de energía.
 b. Se debe considerar el costo de la potencia en por lo menos el costo de oportunidad de la instalación de la unidad más barata posible, es decir, el costo de oportunidad de tener una turbina de gas instalada:

$$CP = \frac{CITG * i}{i - (1+i)^{-N}} + OM$$

Donde:

- *CP* es el costo de la potencia
- *CITG* es el costo unitario por *KW* de inversión de una turbina de gas incluyendo intereses durante construcción.
- *I* es el costo social del dinero.
- *N* es la vida útil de la turbina de gas.
- *OM* es el costo de operación y mantenimiento fijo por *KW* de la turbina de gas

c. Como la determinación del CMCP se da en términos constantes, cualquier tarifa originada en este concepto requiere una fórmula de ajuste. Normalmente se usa para estos análisis el Dólar de los Estados Unidos de América, por lo que se debe usar un índice de ajuste relacionado con esta moneda, tal como:

- **SeriesId:** PCU333611333611
- **Industry:** Turbine and turbine generator set units mfg
- **SeriesId:** CUUR0000SA0NotSeasonallyAdjusted
- **Area:** U.S. city average
- **Índice** del Bureau of Reclamation

d. Se deben considerar las tasas de impuestos por país para hacer los ajustes necesarios para que el generador reciba efectivamente la tarifa determinada y no una menor por efecto de las cargas tributarias.

- **Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP):** se requiere ampliación de capacidad para producir la unidad adicional. En el caso de los sistemas eléctricos se requiere agregar un kW más de potencia para producir el KWh de energía que la sociedad requiere. Este indicador tiene poca variabilidad y el método más usado para su cálculo es el Costo Incremental Promedio (CIP), según los incrementos de las inversiones previstas del Plan de Expansión y los incrementos de demanda. Se explica por la siguiente fórmula:

$$CIP = \frac{\sum_{i=t}^T VPN(\Delta I)}{\sum_{i=t}^T VPN(\Delta MWh)}$$

Donde para cada año i, t es el año inicial del horizonte de análisis del Plan de Expansión, T es el año final del horizonte de análisis del Plan de Expansión, VPN significa valor presente neto, ΔI es la variación interanual del costo de servir la demanda, ΔMWh es la variación interanual de la demanda de energía y la tasa de descuento usada es el costo social de dinero.

Limitaciones del CMLP:

- Su determinación se hace en términos constantes.
- En su determinación no se consideran distorsiones macroeconómicas, tales como impuestos, subsidios y transferencias.
- La rentabilidad se mide en términos económicos, es decir, que se usa el criterio del costo social del dinero.

Para usar el CMLP como mecanismo de fijación de nivel tarifario se debe ejecutar los siguientes ajustes:

- Como la determinación del CMLP es en términos constantes, cualquier tarifa originada en este concepto requiere una fórmula de ajuste. Normalmente se usa para estos análisis el Dólar de los Estados Unidos de América, por lo que se debe usar un índice de ajuste relacionado con esta moneda, tal como:

- **SeriesId:** PCU333611333611
- **Industry:** Turbine and turbine generator set units mfg
- **SeriesId:** CUUR0000SA0NotSeasonallyAdjuste
- **Area:** U.S. city average
- **Índice** del Bureau of Reclamation

- Se deben considerar las tasas de impuestos por país para hacer los ajustes necesarios para que el generador reciba efectivamente la tarifa determinada y no una menor por efecto de las cargas tributarias.

Recomendaciones para definir el nivel de la tarifa pagadera a un generador de energía renovable:

- El documento que se debe usar de base es el Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación vigente, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central.
- El criterio de Costo Marginal de Largo Plazo es el que se debe usar, debido a que es el costo promedio de un KWh servido en el futuro, su valor tiene poca variabilidad interanual y es un cálculo normal cuando se determina el Plan de Expansión de la Generación. Además tiene implícito un incentivo para los proyectos de energía de fuentes renovables ya que en su fijación se toma en cuenta el costo de los combustibles necesarios para la generación térmica.
- El año cero del análisis del Costo Marginal de Largo Plazo para la fijación de la tarifa debe ser el año en que se firma el contrato de compra venta de energía del generador de energía renovable.
- La tarifa debe ser fijada en dólares y tener su fórmula de ajuste con un índice relacionado con esta moneda; de no ser así el riesgo del proyecto se incrementa por razones cambiarias e inflacionarias, lo que reduciría significativamente las posibilidades de financiamiento.
- Para el costo social del dinero, con el que se hace el cálculo del Costo Marginal de Largo Plazo, normalmente se usa una tasa del 12% en términos constantes. Si se considera que la tasa de inflación anual del Dólar de los Estados Unidos se mantenga similar a la de los últimos 10 años que fue 2.32%, la rentabilidad del EBITDA de los proyectos sería cercana al 14.6% ($1.0232 * 1.12 - 1 = 0.146$), por lo que con una buena ingeniería financiera la rentabilidad del patrimonio comprometido en el desarrollo del proyecto sería razonable, de no haber impuestos.
- Debido a que la energía es una herramienta de movilidad social y un insumo para el desarrollo de las economías, se debe tratar en primera instancia de exonerar de impuestos a las empresas generadoras de energía, en especial a las generadoras de energía renovables. En segunda instancia se debe tratar de armonizar el tema tributario de las empresas de energía del área para evitar que se construyan proyectos menos convenientes económicamente solo por el hecho de que otros más convenientes económicamente estén localizados en un país donde el régimen tributario hace que estos últimos sean menos atractivos para los inversionistas. Una vez

armonizado el régimen tributario, el valor del nivel de la tarifa obtenida por el Costo Marginal de Largo Plazo debe ser ajustada para que se compensen las cargas tributarias.

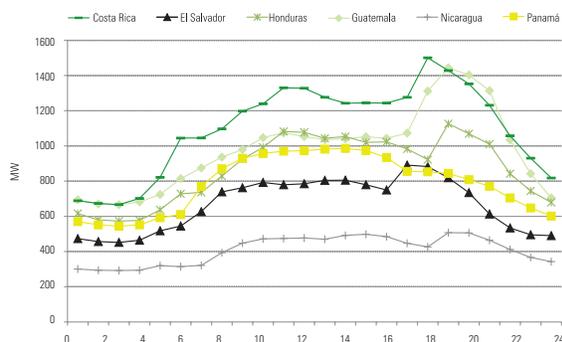
6.5.1.ii Estructura de la Tarifa

De haber una tarifa que no tenga diferencias horarias, la señal tarifaria para el productor sería que los proyectos deben construirse sin capacidad de embalse, por lo cual se perdería la capacidad de regulación horaria y además los proyectos serían subdimensionados al recurso. Para evitar esto se propone una diferenciación horaria para que la tarifa sea mayor en las horas de mayor demanda y menor en las horas de menor demanda, con el propósito de que los proyectos sean diseñados y operados con el fin de que ayuden a configurar la oferta necesaria para suplir la curva de demanda.

Para hacer la modulación horaria se proponen los siguientes pasos:

- Se debe partir de las curvas de demanda de cada uno de los países. (La gráfica fue tomada del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación período 2011-2025, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central).

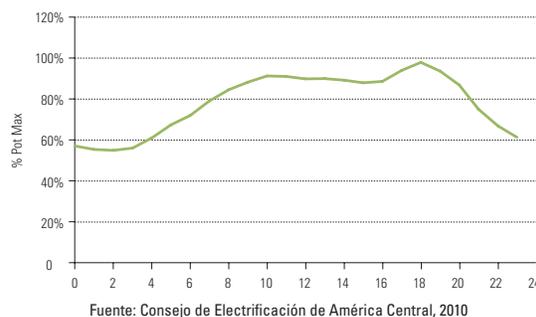
Gráfico 19 - Curva de carga típica (lunes a viernes - año 2007)



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

- Se integra en una curva de demanda regional con la suma de las demandas de los países de la región. (La gráfica fue tomada del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación período 2011-2025, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central)

Gráfico 20 - Curva de carga adimensional (lunes a viernes, año 2007)



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

Gráfico 21 - Curva de carga total (lunes a viernes, año 2007)



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

- Se calcula la demanda de energía en cada hora y se obtiene la demanda de energía promedio del día.
- Se hace el cociente de la demanda de energía de cada hora entre la demanda de energía promedio del día.
- Se discrimina entre las horas de alta demanda y las horas de baja demanda.
- Se obtiene un promedio del numeral cuarto para las horas de alta demanda y otro para las horas de baja demanda.
- Estos promedios son los factores de corrección que se le deben aplicar al Costo Marginal de Largo Plazo para obtener la tarifa para las horas de alta demanda y las de baja demanda.

6.5.2 Modelos alternativos de contratación. Actividades y procedimientos que fomentan el desarrollo de proyectos de energía renovable: experiencias de Sudamérica, Norteamérica y Europa

Esta sub-sección presenta una reseña de diversas medidas tomadas en otros países y bloques regionales del mundo. Se puso especial énfasis en los casos de la Comunidad Europea -que tiene como principal referente a Alemania y a España-, a los Estados Unidos y a Brasil. Aunque en esta sub-sección se analizan herramientas, se muestra cómo ha sido la experiencia de los distintos países en cuanto a su implementación y resultados.

6.5.2.i Generación Distribuida: Experiencia en los EEUU y Europa

Aunque la Generación Distribuida ha motivado numerosos debates y estudios alrededor del mundo, es aún un tipo de tecnología en proceso de desarrollo pero que ya ha mostrado interesantes perspectivas.

En rigor, no existe una única definición de lo que se considera generación distribuida; sin embargo, casi todas contemplan las siguientes características:

- Se trata de centrales generadoras conectadas directamente a la red de distribución.
- Las centrales son de pequeña escala; entendiéndose por “pequeña escala” generalmente aquellos proyectos menores a 5 ó 10 MW.
- Utilizan principalmente energías renovables (mini-hidráulicas, eólicas, solar y biomasa). También es posible encontrar motores de combustión interna a base de combustibles fósiles, turbinas gas, microturbinas de gas, entre otras no renovables.

El auge de los sistemas de generación se debe a los beneficios inherentes a la aplicación de esta tecnología, tanto para el usuario como para la red eléctrica. En áreas donde los precios y la demanda aumentan y la oferta es reducida, la instalación de generadores en los sitios de los usuarios puede ser provechosa tanto para estos como para los distribuidores. Esto permitirá a los usuarios generar su propia energía durante los períodos punta -cuando los precios son altos- al tiempo que la

red vería reducir su demanda, con el consiguiente alivio en los precios y la necesidad de realizar inversiones adicionales. Los productores de generación distribuida contribuyen de esta forma a mejorar la curva de carga del sistema, pues al generar su propia energía durante los períodos punta, efectúan una disminución de sus consumos “achatando” la curva de carga. Además pueden colocar energía en la red una vez satisfecho su consumo propio. Cuando el número de generadores distribuidos es lo suficientemente grande, el efecto combinado de estas medidas logra el retraso o hasta la sustitución de inversiones en el sistema eléctrico.

Desde el punto de vista de los usuarios, la Generación Distribuida permite tener mayor confiabilidad, aumento en la calidad de energía, reducción del número de interrupciones del servicio y reducir los costos de la energía (por ejemplo, en los proyectos que utilizan desechos biomásicos para generar su propia electricidad en horas pico). Desde el punto de vista de los beneficios para la red, se puede incluir reducciones de pérdidas en transmisión y distribución de la energía eléctrica (por acercar la generación al consumo), permite el abastecimiento de energía eléctrica en zonas remotas/áreas rurales, libera la capacidad instalada del sistema eléctrico, proporciona mayor control de la energía reactiva, brinda mayor regulación de tensión, menor congestionamiento y saturación en la red de distribución y reducción del índice de fallas (U.S. Department of Energy, 2007).

Por tratarse de un tipo de generación nueva, existen barreras inherentes a este tipo de tecnología. Todavía existe falta de conocimiento de las tecnologías de generación distribuida; muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado (por ejemplo, generación eólica off-shore, energía solar térmica, entre otras). Un problema más específico es que estas tecnologías enfrentan problemas de interconexión a la red. Esto se debe a que las redes de distribución son típicamente radiales -es decir, están diseñadas para llevar el flujo de energía en una sola dirección- mientras que la generación distribuida requiere de flujos que se muevan en ambas direcciones; por lo tanto, surge la necesidad de tener sistemas de distribución enmallados o en anillo.

Es por ello que en muchos casos, los requisitos y procedimientos impuestos por las distribuidoras a los generadores de estas fuentes significan barreras importantes para la integración de los proyectos. Por ejemplo, en los Estados Unidos, los términos,

condiciones, requisitos de redundancia, reglas de interconexión, cargos por servicios de respaldo y otros, plantearon dificultades para este tipo de proyectos:

“Los distribuidores tienen una forma de pensar pre-establecida; hay que considerar que hay operadores que han manejado el sistema por años; han administrado diversas contingencias tantas veces que ya tienen un idea fija acerca de cómo hacer las cosas; ideas que pueden no ser compatibles con la incorporación de la Generación Distribuida” (Hansen, 2001).

Como respuesta a este tipo de problemas, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE) ha emitido (y continúa trabajando en) una serie de normativas con el propósito de aunar criterios y mejores prácticas en un estándar técnico universal: la norma IEEE 1547, “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems³⁰”. Dicha normativa incluye los siguientes componentes:

- IEEE 1547.1, publicada en el 2005. Describe las pruebas necesarias en el momento de realizar la interconexión para saber si los equipos se adecuan al estándar.
- IEEE 1547.2, publicada en el 2008. Es la guía para la aplicación del estándar IEEE 1547
- IEEE 1547.3, publicada en el año 2007. Provee detalles acerca de las técnicas de monitoreo para sistemas distribuidos.
- IEEE 1547.4, (en borrador), es una guía para el diseño, operación e integración de sistemas de generación distribuida en isla a la red.
- IEEE 1547.5, (en borrador), destinada a interconectar fuentes distribuidas mayores a 10 MVA a la red de transmisión
- IEEE 1547.6, (en borrador), guía de buenas prácticas para interconectar fuentes de GD con redes de distribución secundarias.
- IEEE 1547.7, (en borrador), guía para conducir el estudio de impacto a la red de distribución atribuible a la interconexión de fuentes de GD.

Como puede apreciarse, si bien muchas de estas guías se encuentran en preparación, las principales ya se encuentran disponibles y podrían ser adaptadas para su aplicación en las redes de Centroamérica.

En Centroamérica, actualmente existen dos países con normativas en este sentido, Guatemala y Costa Rica; y aunque sin una normativa específica, un esquema similar funciona en Honduras.

En Guatemala, el reglamento a la Ley General de Electricidad (LGE) introduce la modalidad de generación distribuida, que permite que centrales de generación con recursos renovables cuya potencia no exceda 5 MW se conecten directamente a instalaciones de distribución. Las centrales generadoras que se adhieran a este mecanismo reciben el nombre de “Generadores Distribuidos Renovables”. Esta modalidad está regulada a través de la norma técnica CNEE 171-2008. Adicionalmente, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) ofrece comprar la energía de los proyectos hidroeléctricos, en el rango de 200 a 3,000 KW de potencia, bajo el esquema de generación distribuida.

Los Generadores Distribuidos Renovables pueden participar en contratos con distribuidoras u otros actores del mercado mayorista y no pagarán peaje en función de transportista al distribuidor ni peaje por el uso del sistema secundario al que se encuentren conectados, debido a que deberá considerarse el uso de las instalaciones como realizadas en sentido contrario del flujo preponderante de la energía del sistema de distribución respectivo. El Generador Distribuido Renovable pagará el peaje correspondiente al sistema principal de transporte, únicamente para los casos en los que haya comprometido su producción bajo contrato y cuente con potencia firme.

En Guatemala ya existen varios proyectos adheridos a esta modalidad, totalizando capacidad por 7.61 MW de acuerdo a la memoria del año 2009-2010 de la CNEE. Entre ellos, podemos nombrar las mini-hidroeléctricas Santa Elena, en Escuintla; Kaplan Chapina, en Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa; Los Cerros, en San José El Rodeo, San Marcos; Cueva María, en Cantel, Quetzaltenango, e HidroPower, en Escuintla; y Jesbon Maravillas, en San Marcos.

En Costa Rica, la generación distribuida se puede definir en general como aquella conectada directamente a las redes de distribución en unidades pequeñas, y (a diferencia del caso de Guatemala) no sujeta a la planificación o al despacho centralizado. El “Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo” es un programa limitado de escala experimental, diseñado por el ICE, aplicado a sus clientes, para estimular la instalación de pequeños sistemas de generación distribuida basados en fuentes renovables. Tiene el doble propósito de estudiar tanto las nuevas

30 Disponible en: http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547_index.html

tecnologías, como el efecto de la generación distribuida sobre las redes.

El Plan Piloto cubre únicamente pequeños sistemas de generación conectados a la red y basados en fuentes renovables, para autoconsumo. Las fuentes cubiertas por este Plan son la solar, biomasa, eólica e hidroelectricidad, así como las aplicaciones de cogeneración de electricidad y calor (el ICE podrá incluir otras fuentes que desee estimular durante la vida de este plan piloto). La utilización de las fuerzas del agua está condicionada a la obtención de la correspondiente concesión de aprovechamiento de la misma.

Aunque la instalación de pequeños sistemas de generación distribuidos puede ser realizada por la empresa eléctrica, o por terceros con el propósito principal de aportar o vender energía a la red, el Plan Piloto se circunscribe exclusivamente a los sistemas para autoconsumo. Se busca estimular a los clientes de la empresa eléctrica para que realicen inversiones en sus propias instalaciones, aprovechando áreas de techo, excedentes de biomasa, o sobrantes de calor, para cubrir parte de su demanda eléctrica. Dado que la energía producida para autoconsumo solo se usa para disminuir la demanda del cliente eléctrico que la genera, no se trata de un servicio público porque solo interesa al cliente que la consume. No se vende en la red y la empresa eléctrica no reconoce ningún pago por ella (como el programa está circunscrito a la generación para autoconsumo, los créditos solo se pueden usar para compensar consumo, y no dan derecho a algún pago o compensación adicional). Para la escala del presente Plan Piloto, los costos que produce este programa son fácilmente absorbidos dentro de los gastos de investigación y desarrollo de la empresa, y por lo tanto no se requiere una fijación tarifaria especial. El alcance de este programa es mucho menor que el del caso de Guatemala, ya que la capacidad total que se instalará bajo este Plan está limitada a cinco megawatts, de los cuales al menos uno estará reservado a sistemas instalados por clientes residenciales.

6.5.2.ii Los ESCOs como herramienta de financiamiento

Una barrera similar por resolver en los sistemas de Generación Distribuida son las barreras económico-financieras. Al tratar a los proveedores de Generación Distribuida como unidades generadoras “convencionales”, reciben el mismo precio que estos

últimos. Es importante destacar que para efectos de aliviar esta barrera, no sería necesario el uso de un esquema de incentivos específicos para la generación distribuida sino más bien el reconocimiento de su especificidad, esto es, el hecho que por depositar la energía próxima al punto de consumo, las fuentes de Generación Distribuida *en efecto están brindando el servicio de generación y el de transmisión*, ya que cuando el centro de generación está cerca del centro de consumo, se evitan una serie de activos e inversiones dentro del sector eléctrico (redes de transmisión y/o distribución). Típicamente la generación distribuida se produce en el centro de consumo, lo que requiere el reconocimiento de esa externalidad positiva para esta forma de generación. Si no se puede efectuar ese reconocimiento a toda la producción eléctrica de la generación distribuida, al menos se puede aplicar a la que se inyecta a la red eléctrica. Puede ser con un instrumento como las Feed-in Tariffs, el uso de precios nodales o con el reconocimiento de la tarifa que aplica la distribuidora al usuario final.

En relación a esta misma barrera, un tipo de desarrollo muy común en los EEUU (el Programa Federal Norteamericano “**Super-ESPC**”, por “*Super Energy Savings Performance Contracts*” ha sido responsable de 550 proyectos por USD 3,600 millones de contratos ESPC³¹) y en Europa, especialmente para proyectos de cogeneración (centrales que generan para su propio consumo y venta de excedentes a la red) y eficiencia energética, es el de Financiación por Terceros (TPF, *Third Party Financing*), particularmente a partir del vehículo denominado “Compañía de Servicios Energéticos” (ESCO – *Energy Service Company*). Las ESCO pueden proporcionar un amplio rango de servicios, desde el diseño, financiación e instalación hasta su operación, mantenimiento y monitorización. Por lo general, la ESCO dirige el proyecto, consigue financiación y será la propietaria de la instalación. Lo más importante es que la garantiza al usuario las producciones térmicas y eléctricas a precios convenidos durante la duración del contrato. La TPF está vinculada al contrato de la instalación. La ESCO realiza un análisis profundo de las posibilidades de generación, diseña una solución eficiente, instala los elementos/equipos requeridos y mantiene el sistema para asegurar los ahorros/excedentes en concepto de energía durante el período de repago. Los ingresos/ahorros sirven para repagar los gastos de capital del proyecto, usualmente para un período de entre cinco a veinte años, o para

31

Véase por ejemplo: US Department of Energy, 2011

realizar inversiones adicionales en la planta que no serían posibles de otra manera. Si el proyecto no provee suficientes retornos a la inversión, la ESCO es responsable de hacerse cargo de la diferencia.

Los costos pagados por el cliente para la inversión así como los servicios y garantías de la ESCO están incluidos en el precio unitario convenido del calor y la electricidad generados (según corresponda) por la unidad de generación/cogeneración. Es decir, el promotor no realiza ninguna inversión, ya que sólo paga por los servicios acordados en el contrato con la ESCO (suministro de energía eléctrica, calefacción, vapor, entre otros.). Otra ventaja determinante es que el promotor no necesita tener conocimientos especializados en proyectos energéticos.

6.5.2.iii Esquemas de incentivos más utilizados

La Unión Europea es el bloque con mayor documentación disponible acerca del impacto de los distintos esquemas de incentivos. En este trabajo se analiza dos tipos de incentivos propiamente dichos, junto con un conjunto de medidas utilizadas para mitigar las barreras habituales que atentan contra el desarrollo de las energías renovables.

Feed-in tariffs (FITs)

Las Feed-In Tariffs (FITs) son uno de los instrumentos normativos más utilizados para impulsar el desarrollo de las Energías Renovables. Aunque existen muchas variantes, este tipo de esquemas usualmente incluye acceso a la red garantizado, contrato de largo plazo con algún comprador y una tarifa especial -fija o ajustable de acuerdo con un esquema preestablecido- que incluye una prima sobre el precio de mercado del sistema eléctrico.

En el caso de España y Alemania -los países usualmente tomados como ejemplo en cuanto a la aplicación de estos esquemas- los costos adicionales son pagados por los distribuidores de manera proporcional a sus ventas, aunque la carga en definitiva es trasladada por estos a los consumidores.

Caso de Alemania

El sistema Alemán de FIT establece distintas tarifas para la energía eléctrica inyectada por las centrales, en razón del tamaño de la escala, la tecnología y la fuente renovable utilizada, las cuáles son aseguradas por un largo plazo (períodos fijos, por ejemplo tarifas hasta el 2025). Esta diferenciación de las tarifas persigue evitar “sobre-

financiar” a centrales que se encuentran en una situación más competitiva; apoyar a centrales que no necesitan en la práctica de dichos incentivos o medidas de apoyo, solo se traduce en el uso ineficiente de los recursos. Por ejemplo, las tarifas más altas corresponden -en orden decreciente- a la electricidad de origen solar, seguida por la geotérmica, la biomasa, las eólicas *off-shore*, hasta llegar a las centrales hidroeléctricas entre 50 y 100 MW, que reciben el menor precio del esquema. Esta diferenciación por fuente apoya definitivamente a formas de generación renovable con mucho futuro, pero que actualmente tienen rezagos con desarrollos comercialmente competitivos.

Otro elemento característico del FIT alemán consiste en la disminución progresiva de las tarifas fijadas por la autoridad. Todos los años las tarifas se reducen en un determinado porcentaje respecto de la fijada originalmente para las centrales que entran en operación ese año. Por ejemplo, si una central entra en operación el primer año, podrá acceder al 100% de la tarifa por la duración de este beneficio; las que entran el segundo año reciben solo un 95% de la tarifa original por el plazo restante y así sucesivamente. La tasa de disminución anual dependerá también del tipo de tecnologías. Esta gradualidad incentiva el desarrollo tecnológico y la implementación comercial de la fuente, al dar un mayor apoyo al inicio del proceso, y luego reducir el subsidio con la expectativa de que la tecnología vaya disminuyendo costos y progresando en el espacio comercial.

Caso de España

El FIT Español, por su parte, no utiliza tarifas fijas. La prima en este caso es proporcional a los costos marginales promedio del año anterior y por ende la tarifa especial varía anualmente. Como en el sistema alemán, existen tarifas diferenciadas según tipo de energía y tamaño, las que se calcularán con base en el valor de los costos marginales del año anterior. Otra diferencia es que en España la tarifa será plana por un período determinado de tiempo (sin importar en qué año entró en funcionamiento la central), al cabo del cual se reduce por igual para todas las centrales de ese tipo de energía. Así, por ejemplo, por un período inicial de 10 años la tarifa para la generación eólica será de 150% de los costos marginales, al cabo de los cuales baja a 125% por un período de cinco años y así sucesivamente. Esta es otra forma de incentivo. Es fundamental que existan plazos largos y que las tarifas se mantengan, con el objetivo de enviar una señal confiable al sistema financiero y apoyar el desarrollo tecnológico de la fuente.

Tabla 16 - FITs promedios (€/KWh) vigentes en la UE (Abril de 2010)

País	Eólica	Eólica 'Off-shore'	Solar Fotovoltaica	Biomasa	Hidroeléctrica
Austria	0.073	0.073	0.29 - 0.46	0.06 - 0.16	n/a
Bélgica	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Bulgaria	0.07 - 0.09	0.07 - 0.09	0.34 - 0.38	0.08 - 0.10	0.045
Chipre	0.166	0.166	0.34	0.135	n/a
Rep. Checa	0.108	0.108	0.455	0.077 - 0.103	0.081
Dinamarca	0.078	0.078	n/a	0.039	n/a
Estonia	0.051	0.051	0.051	0.051	0.051
Finlandia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Francia	0.082	0.31 - 0.58	n/a	0.125	0.06
Alemania	0.05 - 0.09	0.13 - 0.15	0.29 - 0.55	0.08 - 0.12	0.04 - 0.13
Grecia	0.07 - 0.09	0.07 - 0.09	0.55	0.07 - 0.08	0.07 - 0.08
Hungría	n/a	n/a	0.097	n/a	0.029 - 0.052
Irlanda	0.059	0.059	n/a	0.072	0.072
Italia	0.3	0.3	0.36 - 0.44	0.2 - 0.3	0.22
Letonia	0.11	0.11	n/a	n/a	n/a
Lituania	0.1	0.1	n/a	0.08	0.07
Luxemburgo	0.08 - 0.10	0.08 - 0.10	0.28 - 0.56	0.103 - 0.128	0.079 - 0.103
Malta	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Holanda	0.118	0.186	0.459 - 0.583	0.115 - 0.177	0.073 - 0.125
Polonia	n/a	n/a	n/a	0.038	n/a
Portugal	0.074	0.074	0.31 - 0.45	0.1 - 0.11	0.075
Rumania	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Eslovaquia	0.05 - 0.09	0.05 - 0.09	0.27	0.072 - 0.10	0.066 - 0.10
Eslovenia	0.087 - 0.094	0.087 - 0.095	0.267 - 0.414	0.074 - 0.224	0.077 - 0.105
España	0.073	0.073	0.32 - 0.34	0.107 - 0.158	0.077
Suecia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Reino Unido	0.31	n/a	0.42	0.12	0.23

Fuente: Europe's Energy Portal, 2010

Caso de Brasil

En Brasil, el esquema conocido como PROINFA funciona de manera similar. Trabaja con tres fuentes: la energía eólica, la biomasa (residuos de madera y bagazo de caña) y microcentrales hidroeléctricas. El sobrecosto se paga a través de un fondo pagado por los medianos a grandes consumidores. Su impacto hasta diciembre del 2010 se resume en la Tabla 17.

Tabla 17 - PROINFA (Brasil)

Fuente	Operación comercial por PAC	En construcción	Por iniciar construcción						Total contratado			
			con EPC		sin EPC		Total					
Peq. Hidro	Cant.	35	70.0%	15	30.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	50
	MW	735.2	74.1%	257	25.9%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	992.2
Biomasa	Cant.	4	100.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	4
	MW	110.9	100.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	110.9
Eólicos	Cant.	18	39.1%	10	21.7%	16	34.8%	2	4.3%	18	39.1%	46
	MW	253.55	22.3%	405	35.6%	443.75	39.0%	34.3	3.0%	478.05	42.1%	1136.6
Total Instalado	Cant.	57	57.0%	25	25.0%	16	16.0%	2	2.0%	18	18.0%	100
	MW	1099.65	49.1%	662	29.6%	443.75	19.8%	34.3	1.5%	478.05	21.3%	2239.7

Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Brasil, 2010

Los esquemas FITs enfrentan el problema de utilizar un precio correcto que permita compensar en la medida “justa” a cada tipo de tecnología. Resta decir que una generalización -en este caso, en la tarifa- puede premiar “en exceso” a proyectos que no lo necesitan y ser insuficiente para otros. Pese a esto, los reportes de la UE indican que estos esquemas han sido eficientes en la promoción de energías renovables, particularmente en el caso de proyectos eólicos. La eficiencia, en este contexto, se define como “la habilidad de un esquema para incrementar la generación de ERs (Commission of the European Communities, 2005). Las FITs hacen un trabajo eficiente, no solo porque retribuyen externalidades positivas, sino también porque permiten competir a estos proyectos dentro de mercados dominados por recursos no renovables que no han compensado sus externalidades negativas.

Certificados Verdes

Bajo el sistema de certificados verdes -actualmente vigente en varios países de la Unión Europea- la Energía Renovable es vendida a precios de mercado. A efectos de financiar el costo adicional de la energía verde, y para asegurar que la energía limpia es generada, todos los consumidores (en algunos casos, los productores) tienen la obligación de comprar un número dado de certificados verdes de parte de los productores de Energías Renovables, de acuerdo con un porcentaje fijo o cupo de su consumo/producción total de electricidad. Las multas por incumplimiento se destinan a fondos de fomento de las ERs o al presupuesto gubernamental. Como los consumidores/productores desean cumplir sus obligaciones al menor costo posible, se genera un mercado secundario donde los productores de ERs compiten entre sí para la venta de certificados. Así, este esquema se basa en señales de mercado que tienen el potencial de asignar los recursos de manera eficiente, con menores riesgos de “sobre-financiación” (en comparación con los que enfrentan los esquemas FITs).

Debido a su reciente implementación, es difícil analizar la efectividad del mecanismo de certificados verdes. En el caso de biogás, sin embargo, los estudios concluyen que los resultados han sido igualmente buenos en comparación con los esquemas FITs.

Mecanismos para mitigar barreras administrativas

Muchas de las barreras que afectan a los proyectos de Energías Renovables en Centroamérica no son distintas a las que ocurren en los países más desarrollados.

Un problema recurrente -especialmente en proyectos hidroeléctricos, eólicos y geotérmicos- es el *gran número de autoridades involucradas en los trámites administrativos y la falta de coordinación entre ellos*. Para evitar este problema, algunos países designan agencias de autorización especiales que se encargan de la coordinación de todos los procedimientos administrativos involucrados en la autorización/evaluación de un proyecto. Este es el caso del *Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie*, entidad creada específicamente para proyectos eólicos *off-shore*. En Centroamérica, un buen paso es el esfuerzo por implementar ventanillas únicas para procesos o permisos relacionados con el desarrollo de la energía con recursos renovables, como en el caso de Nicaragua con la ventanilla única para la aprobación de proyectos tipo MDL.

Una barrera similar es la *excesiva longitud para la obtención de permisos*, que para algunas tecnologías en países como Holanda y Escocia llegaban a alcanzar períodos de entre dos a siete años (*Commission of the European Communities, 2005*). A efectos de brindar mayor transparencia en este proceso, por ejemplo, la British Wind Energy Association publica anualmente las estadísticas de aprobaciones/emisiones de permisos anuales para proyectos eólicos. Otra herramienta es realizar *pre-planeamientos territoriales*, identificando sitios con potencial para energías renovables donde los requisitos burocráticos son reducidos e implementados con mayor celeridad. En Suecia, por ejemplo, estas áreas se llaman “*áreas de interés nacional eólico*”.

A pesar de que en algunos países centroamericanos se hacen esfuerzos para agilizar trámites y hasta se emiten leyes en ese sentido (en Costa Rica existe la Ley N°. 8220 denominada Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos) lo cierto es que la región centroamericana se caracteriza por tener procesos lentos y engorrosos a nivel administrativo. Adicionalmente y en el campo de los recursos renovables, algunos de ellos no tienen un plazo de respuesta definido (en algunos casos por dudas de la Administración a las que se les aplica el principio precautorio “*induvio pro natura*”) lo que deja en estado de indefensión a los promotores de los proyectos.

Por último, la *incertidumbre respecto a la cobertura de los costos de interconexión* también es una barrera recurrente en países europeos. Dinamarca, Finlandia, Alemania y Holanda buscan solucionarla difundiendo

reglas transparentes en este aspecto. Por ejemplo, determinando que los costos de conexión sean afrontados por los desarrolladores, mientras que los costos relacionados con la expansión de la red y los refuerzos a nivel de distribución o transmisión sean cargados por los operadores de la red con incidencia en las tarifas finales.

6.5.2.iv Los lineamientos de la World Commission on Dams

Un problema recurrente a nivel mundial es la creciente oposición a proyectos hidroeléctricos, problemática sobre la cual Centroamérica no ha estado exenta. Las causas para dicha oposición son variadas, pero esencialmente se relacionan con una larga historia de promesas incumplidas: acceso a la energía y oportunidades de desarrollo, entre otras; a lo que hay que agregar la desigualdad en la repartición de costos y beneficios, familias incorrectamente reubicadas, falta de reconocimiento a comunidades y territorios originarios, disminución de la productividad en tierras y de potencial pesquero en ríos, entre otros.

Al mismo tiempo, el aprovechamiento de los recursos hidráulicos es de cabal importancia para el desarrollo de las Energías Renovables y, en numerosas ocasiones, de localidades rurales y sistemas aislados.

Restaurar el delicado equilibrio entre estos opuestos en constante tensión ha sido el propósito de la *World Commission on Dams* (Comisión Mundial de Represas), una entidad sin fines de lucro que reunió expertos de todos los sectores, desarrolladores, comunidades minoritarias, sociedad civil, entidades gubernamentales, con el propósito de conciliar una serie de principios que permitan el armónico y sustentable desarrollo de este tipo de emprendimientos. Estos principios constituyeron los "Lineamientos de la WCD para la Construcción de Proyectos Hidroeléctricos" ("*Dams and Development, a New Framework for Decision Making: The Report of the World Commission on Dams*")³².

En líneas generales, la guía de la WCD plantea una serie de buenas prácticas en todos los actores involucrados en el proceso de decisión en materia de aprovechamientos hidráulicos, desde las autoridades gubernamentales hasta los desarrolladores de proyectos pasando por la sociedad civil, especialmente las comunidades más afectadas por el proyecto.

La no-violación de los principios fundamentales establecidos en el reporte de la WCD es hoy un requisito indispensable para la obtención de las cartas de aprobación nacional para los proyectos que deseen inscribirse dentro del marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto (la carta de aprobación nacional es necesaria para que los proyectos hidroeléctricos del MDL puedan vender sus créditos a países de la Unión Europea). También lo es para una gran cantidad de bancos y agencias de crédito que prefieren dar fondos a proyectos que cumplan con los lineamientos de la WCD. Concretamente, existen 26 principios que los proyectos deben cumplir (WCD, 2000); sin embargo, muchos no tienen aplicación universal y por ende la guía debe ser entendida como un "lineamiento" más que como una normativa rígida y estricta.

Al tomar en cuenta esto, el Esquema de Intercambio de la Unión Europea (EU ETS) ha emitido unas "Guías para un entendimiento común del artículo 11b (6) de la Directiva 2003/87/EC y las modificaciones introducidas en la Directiva 2004/101/EC", donde establece los lineamientos comunes que seguirán los países del EU ETS, usando una plantilla con requisitos más concretos basados en los lineamientos de la WCD.

Los proyectos alineados con estas premisas cumplirán los siguientes objetivos:

- Aceptación del público, a través de un proceso participativo en la elaboración de los planes de desarrollo, la identificación de necesidades y la consideración comprensiva de todas las alternativas disponibles para la expansión energética.
- Solución de problemas remanentes derivados de represas y proyectos hidroeléctricos realizados en el pasado.
- Garantizar la sustentabilidad de los ríos y las condiciones de vida, incluyendo impactos ambientales y sociales.
- Reconocimiento de derechos adquiridos y repartición equitativa de beneficios.
- Existencia de mecanismos legales para asegurar el cumplimiento de los compromisos derivados de la implementación del proyecto.
- Compartir los ríos para la paz, el desarrollo y la seguridad.

32

World Commission on Dams, 2000

Además de los objetivos inmediatos de la participación de los proyectos en los mecanismos flexibles del Protocolo de Kyoto, la verificación de estos lineamientos es importantísima en vistas a permitir el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos garantizando, al mismo tiempo, que no se vulnerarán los derechos de los individuos involucrados en los distintos niveles (regional, estatal, nacional) y se mantendrán las condiciones ecológicas que permitirán su igual aprovechamiento por parte de las generaciones futuras.

Al mismo tiempo, es importante entender que estos procesos tienen costos asociados que deben cubrirse y que limitan la competitividad de aquellos que los cumplen, por lo que es sano para una competencia leal, la promoción de estos principios para todos los aprovechamientos eléctricos, especialmente al considerar que el efecto de los costos asociados se magnifica en proyectos pequeños.

6.5.2.v Conclusiones y comentarios: el MER y otros mercados internacionales

Es importante resaltar que existe un número importante de medidas utilizadas a lo largo del mundo. Desafortunadamente, en muchas ocasiones el éxito de una política depende de las condiciones del país donde se aplican, la tecnología involucrada, los mecanismos institucionales y otros factores, por lo que no existen recetas universales que garanticen el éxito.

Un corolario de la observación anterior es que todas las alternativas tienen un costo. Se ha visto que muchas de las medidas enunciadas impactan la tarifa de los consumidores finales; una medida que no puede ser del todo atractiva, políticamente, en los países centroamericanos.

Por último, otra conclusión importante tiene que ver con la oportunidad que el MER representa sobre los distintos mercados eléctricos centroamericanos. La integración de un mismo esquema de reglas e incentivos para las energías renovables podría contribuir a crear las economías de escala y el grado de competencia necesaria para impulsar este tipo de energías al menor costo posible, algo que la propia Unión Europea aun persigue como objetivo de largo plazo. Es importante vigilar que las reglas del MER generen más oportunidades de participación y menos barreras que impidan la promoción de proyectos renovables, especialmente para los pequeños.

Corresponderá a los representantes de los países

determinar cuáles son los costos y -fundamentalmente- la distribución que sus habitantes están dispuestos a pagar.

6.5.3 Efectos del mercado regional sobre los proyectos iguales o menores a 10 MW que participan solamente en los mercados nacionales

Los principales objetivos que se buscan alcanzar con la implementación del MER son incrementar la eficiencia y la competencia en el abastecimiento regional de energía y la seguridad del suministro de energía eléctrica; viabilizar proyectos de mayor escala para la demanda agregada y el desarrollo de la red de transmisión regional; promover e incrementar los intercambios de energía eléctrica y uniformizar los criterios de calidad y seguridad operativa.

Con el MER y la construcción de la línea SIEPAC, se propicia el desarrollo de plantas de envergadura regional. Esta condición facilitará la factibilidad de las centrales hidroeléctricas grandes que los países tienen identificadas. Adicionalmente, la región podrá disfrutar de la economía de escala que presentan plantas térmicas de mayor tamaño.

Un proyecto es regional cuando al menos una parte de su generación está destinada a atender la demanda de un país diferente al lugar donde está ubicado. Con el aporte de un proyecto regional, se logra una reducción de las inversiones en nuevas plantas ubicadas en el país que recibe la energía. Un proyecto regional puede ser de cualquier tecnología y tamaño. Para convertirse en regional la única condición es que tenga contratos de largo plazo con un país vecino.

Por ende, se puede observar que el MER va a mejorar las perspectivas de los grandes proyectos regionales, por lo que algunos fondos podrían destinarse a propiciar este tipo de proyectos en detrimento de los más pequeños. Por lo tanto, los proyectos iguales o menores a 10 MW, principalmente por su tamaño, no van a tener ninguna injerencia sobre el MER. Sin embargo, seguirán siendo deseables para cubrir la demanda nacional, tomando en cuenta su menor impacto, posibilidad de generar en lugares aislados, entre otros.

En otro orden de cosas, la normativa regional debe cuidarse de no introducir barreras a proyectos pequeños (menores a 10 MW) que solo participan en mercados nacionales. Esto en el sentido de que puede existir el caso de que los proyectos pequeños y renovables tengan que cargar con regulaciones regionales que dificultan su factibilidad y su existencia. Particularmente, lo anterior se refiere al hecho de que a partir de noviembre del 2010 rige parcialmente para todo el mercado eléctrico centroamericano el reglamento definitivo del MER (RMER)³³, y por ende los agentes del mercado nacional están obligados al cumplimiento del predespacho. Por lo anterior, deben desarrollar herramientas para hacer proyecciones de demanda y generación diarias por nodo. Estas proyecciones deben ser comprobadas y ajustadas comparándolas contra mediciones reales. Las desviaciones con respecto a las proyecciones se deben liquidar en el MER.

La norma sobre “Desviaciones al Predespacho” en el RMER es la siguiente:

“5.17.2.3 El margen de desviación permitido será el máximo entre:

- a) Cinco por ciento (5%) de la transacción programada; y
- b) Cuatro (4) MWh multiplicado por la duración del período de mercado en minutos dividido por 60 minutos.”

Lo anterior indica que se sanciona según el tamaño (en MW), la profundidad (en minutos) y la capacidad de corrección (con previsión) de la desviación. Por lo tanto, para plantas renovables menores a 10 MW es fácil caer en situaciones de sanción (debido a la variabilidad del recurso y a la estrechez del período de pronóstico), con las cuales no tenían que lidiar antes. También es un problema para plantas existentes que se enfrentan a un riesgo de sanción que posiblemente no se previó durante su diseño. Las regulaciones nacionales deben tomar en cuenta esta nueva barrera para evitar que estos efectos normativos afecten a los proyectos pequeños (iguales o menores a 10 MW).

6.5.4 Perspectivas y desafíos

- Convertir al sistema en uno de los ejes de desarrollo regional a través de la integración de los sistemas eléctricos de Guatemala, El

Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, a fin de contribuir a la reducción de costos de energía, mejorar la confiabilidad del suministro, implementar las economías de escala, la generación de mayores niveles de competencia en los mercados nacionales y la atracción de la inversión extranjera, ya que se dispondrá de una red más segura y de mayor capacidad para consolidar el Mercado Eléctrico Regional (MER).

- Igualmente, el SIEPAC tendrá un rol significativo en el proceso de integración de la infraestructura regional, no solamente desde el punto de vista de mejorar la eficiencia, confiabilidad y competitividad del sector eléctrico, sino que además facilitará la convergencia con el futuro desarrollo de otro tipo de industrias en la región, como por ejemplo el gas natural.

- La integración de los mercados es un factor vital y permitirá que exista mayor dinámica de las economías de los países de Centroamérica.

- El proyecto promoverá la instalación de proyectos competitivos, con tecnología más avanzada y con capacidad regional.

- Es fundamental propiciar la armonización y sistematizar los marcos legales, regulatorios, políticos y técnicos de los países de la Región Centroamericana, con el objetivo de promover un óptimo desarrollo del MER.

- Las interconexiones eléctricas deberán guardar coherencia con la expansión y también sustentarse en la capacidad de las redes de sub-transmisión y distribución existentes en cada uno de los países de la región.

- Los organismos regulatorios de cada uno de los países integrados en el Tratado Marco, deben proceder a buscar una armonización de la normativa en cuanto a tratamiento de las transacciones de energía (importaciones y exportaciones) y prioridad de contratos; sistemas de transmisión internacional; calidad, seguridad y desempeño del sistema integrado; pérdidas, congestión, conexiones y refuerzos de la red.

33 Se espera que el RMER entre en vigencia total en el segundo semestre del 2011.

- Es importante diseñar políticas nacionales, mecanismos de mercado y medidas gubernamentales que alienten iniciativas de los operadores privados a favor de proyectos de integración energética.

- Para evitar la conformación de situaciones de dominio del mercado que puedan atentar contra la libre competencia o contra la posibilidad de realización de transacciones internacionales, o que puedan infringir restricciones de integración de actividades, los entes reguladores del mercado regional deben intercambiar regularmente información que permita la igualdad de condiciones.

- En el corto plazo lograr incrementar los beneficios de las interconexiones existentes o previstas eliminando algunas barreras actuales

a las transacciones de energía ocasionales (intercambio de oportunidad) y de largo plazo (intercambios firmes).

- Las barreras legales debe ser tratadas adecuadamente, para lo cual se debe trabajar en ese sentido con base en acercamientos entre los actores de los mercados.

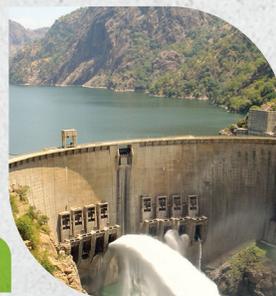
- Propiciar que los beneficios derivados del MER lleguen a todos los habitantes de los países de la región.

- En conclusión, el principal desafío será la implementación del RMER, debido a que no existe un modelo similar en el mundo³⁴.

³⁴ En África hay un "pool" de países que quieren formar un mercado regional.

SECCIÓN 7

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MARCOS REGULATORIOS, INCENTIVOS Y TARIFAS DE LOS PAÍSES DE CENTROAMÉRICA Y CARIBE



7. Análisis Comparativo de los Marcos Regulatorios, Incentivos y Tarifas de los países de Centroamérica y Panamá

El presente capítulo presenta una matriz comparativa de los marcos regulatorios, incentivos y tarifas de los países de Centroamérica y Panamá, con el fin de mostrar un panorama completo del sector eléctrico de la región.

Tabla 18 - Análisis comparativo de los marcos regulatorios de los países de Centroamérica y Panamá

ÍTEM	PANAMÁ	COSTA RICA	NICARAGUA	HONDURAS	EL SALVADOR	GUATEMALA
Regulación	Ley 6, de febrero de 1995 y su reglamento Resolución 317, de octubre de 1995.	Ley No.7512. Establece las funciones del MINAET como rector del sector.	Ley 272: Ley de la industria eléctrica (1998): Contiene el marco jurídico general del sector. Es reglamentada por el Decreto 24-1998, el cual a su vez es reformado por el Decreto 128-1999: Reformas al decreto 24-98.	Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto No. 158-94 de noviembre de 1994.	Ley General de Electricidad, Decreto Ley No. 843 del 10 de octubre de 1996. Incluye las reformas emitidas mediante el Decreto Legislativo No.1216 del 11 abril de 2003 y el Decreto Legislativo No. 405 del 30 de agosto de 2007. Es la ley fundamental en materia de electricidad. y su Reglamento: Acuerdo Ejecutivo No. 70 del 25 de julio de 1997.	Ley General de Electricidad; Decreto 93-96 del Congreso. Esta es la ley primordial en materia de electricidad. Y su Reglamento, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas (el número 68-2007).
	Ley N°6 del 3 de febrero de 1997. Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, y su reglamento Decreto Ejecutivo N° 22 del 19 de junio de 1998.	Decreto Ley No.449. Ley de Creación del ICE.	Ley No.7593. Creación de la ARESEP como regulador.	Ley 532: Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables (abril de 2005). Presenta los incentivos establecidos.	Decreto 131-98, publicado en mayo de 1998. Crea la Comisión Nacional de Energía.	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista; Acuerdo Gubernativo 299-98 y sus reformas (el número 69-2007).
	Decreto Ley N°10, del 22 de febrero de 2006, reorganiza el Ente Regulador de los Servicios Públicos.	Ley No. 7848 de aprobación del TM-MEAC, y designó al ICE como agente único de Costa Rica con reconocimiento para operar en el mercado regional.	Resolución No.017-INE-1999. Establece la normativa de concesiones y licencias de generación, transmisión y distribución eléctrica.	Acuerdo N° 934-97, de setiembre de 1997. Reglamento de la Ley Marco del Subsector Eléctrico. Reglamenta la Ley Marco del Subsector Eléctrico Decreto 131-98, publicado en mayo de 1998	Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Decreto Legislativo No. 462, de diciembre de 2007.	Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable; Decreto 52-03 Congreso. Y su Reglamento Decreto 211-2005. Reglamenta la Ley General de Electricidad (Decreto 52-02).

<p>Regulación</p>	<p>Ley N°45. (4 de agosto del 2004). Régimen de Incentivos.</p>	<p>Ley No. 7200: Ley de Generación Autónoma o Paralela, octubre 1990. Ley No. 8723, Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica. Ley No. 8345: Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, marzo 2003.</p>	<p>Decreto 267-98 de diciembre de 1998 -Reforma parcial a Ley de Incentivos. Decreto 45-2000, de mayo del 2000. Reforma Art. 12 Decreto 267-98. Decreto 70-2007. Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, de octubre de 2007.</p>	<p>Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía. Decreto Legislativo No. 404, de noviembre de 2007. Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica. Decreto Ejecutivo N° 90, emitido el 24 de octubre de 2000. Acuerdo SIGET No. E-13-99, del 19 de julio de 1999. Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista. Acuerdo SIGET No. 283-E-2003, del 13 de octubre de 2003. Establece un procedimiento para el otorgamiento de concesiones de recursos geotérmicos e hidráulicos. Capacidad nominal total sea igual o menor a los 5 MW.</p>	<p>Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, Decreto Número 68-86. Norma Técnica para la Conexión y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable, Resolución CNEE 171-2008. Establece las disposiciones que deben cumplir los Generadores Distribuidos Renovables (GDR) y los Distribuidores para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables.</p>	<p>Esquema de Mercado Mayorista</p>	<p>Esquema de Mercado Mayorista</p>
<p>Mercado Mayorista</p>	<p>Esquema de Mercado Mayorista</p>	<p>No hay mercado mayorista, mercado centralizado</p>	<p>Esquema de Mercado Mayorista</p>	<p>No hay mercado mayorista, mercado centralizado</p>	<p>Esquema de Mercado Mayorista</p>	<p>Esquema de Mercado Mayorista</p>	<p>Esquema de Mercado Mayorista</p>
<p>Esquema de Mercado Mayorista</p>	<p>Ente Regulador de los Servicios Públicos</p>	<p>Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)</p>	<p>Instituto Nicaragüense de Energía (INE)</p>	<p>Comisión Nacional de Energía (CNE)</p>	<p>Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones</p>	<p>Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)</p>	<p>Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)</p>

Operador del Sistema	Centro Nacional de Despacho (CND)	Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	Mercado de Ocasión.	Centro Nacional de Despacho (CND) de Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	Unidad de Transacciones (UT)	Administrador de Mercado Mayorista (AMM)
Mercado de Contratos	Licitaciones públicas por el 100% de la demanda de generadoras. De acuerdo con el objeto, se establecen dos tipos de contratos en el Mercado de Contratos: a) Contrato de Suministro, para la venta de energía y/o potencia de un Participante Productor a Participantes Consumidores. b) Contratos de Reserva, para la venta de potencia y/o energía de un Participante Productor a otro Participante Productor.	No existe.	Mercado de Ocasión. Los generadores podrán participar después de cumplir con sus compromisos contratados. Participan con ofertas de precio.	No existe	Mercado Regulador del Sistema. Se basa en los precios, pero está migrando a sistema de costos. La UT determinará el período de mercado y el procedimiento mediante el cual los participantes le comunicarán sus ofertas.	Mercado Spot. Basados en el costo marginal horario de corto plazo de la generación.
Mercado de Oportunidad	Mercado Ocasional. Generadores pueden participar en tanto cumplan con la obligación de ofertar toda su potencia firme y energía disponible en los actos de concurrencia convocados por Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) para el suministro de energía y potencia. (Ley 57 del 13 de octubre de 2009). Basado en costo marginal horario de corto plazo de la generación.	No existe.	Mercado de Ocasión. Los generadores podrán participar después de cumplir con sus compromisos contratados. Participan con ofertas de precio.	No existe	Mercado Regulador del Sistema. Se basa en los precios, pero está migrando a sistema de costos. La UT determinará el período de mercado y el procedimiento mediante el cual los participantes le comunicarán sus ofertas.	Mercado Spot. Basados en el costo marginal horario de corto plazo de la generación.

<p>Tarifas</p>	<p>Combinación de pagos por energía y potencia Promedio mercado spot (2010) 175 USD/MWh.</p>	<p>La tarifa puede ser monómica o recompen-sar potencia y energía por separado. El precio monómico equivalente se ubica alrededor de los 80 USD/MWh.</p>	<p>Registros de contratos con precios entre 86 y 104 USD/MWh. Mercado de Ocasión con promedio (2010) 125 USD/MWh.</p>	<p>Los proyectos nuevos al costo establecido por la ENEE reciben un precio promedio -incluyendo incentivos a Energías Renovables- alrededor de 105 USD/MWh. En la última licitación alcanzó un precio promedio de 108 USD/MWh, con un rango entre 98 a 113 USD/MWh.</p>	<p>En promedio, alrededor de 90 USD/MWh en el mercado spot, usado de referencia en el mercado de contratos (esto cambiará a partir de la entrada en vigencia del sistema basado en costos).</p>	<p>Mercado Spot: promedio de 100 USD/MWh.</p>
<p>Peajes</p>	<p>Exentos Proyectos de Energías Renovables hasta 10 MW.</p>	<p>A Febrero de 2011, el valor es de 15.51 USD/MWh.</p>	<p>En promedio 13.7 USD/MWh.</p>	<p>No hay peaje para los generadores.</p>	<p>Cargo por el uso del sistema de transmisión -CUST (Feb. 2010): 4.65 USD/MWh más Cargo por la operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista-COSTAMM (2010) 0.6170 USD/MWh.</p>	<p>Peaje principal: 1.82 USD/KW-mes (dic. 2009) más peajes secundarios entre 0.50 y 2.50 USD/KW-mes.</p>
<p>Criterios de Despacho</p>	<p>Atiende la demanda instantánea y se minimicen los costos de operación y mantenimiento.</p>	<p>En base a criterios de optimización económica y de acuerdo a la disponibilidad de los recursos.</p>	<p>Cumplir con la demanda, que permita minimizar los costos de abastecimiento.</p>	<p>Prioridad generación Energía Renovable. Además evaluando la energía producida y la no servida a su costo económico.</p>	<p>Abastecer la demanda al mínimo costo esperado de operación y de racionamiento.</p>	<p>Garantizar el abastecimiento al mínimo costo de operación.</p>
<p>Programación de la Operación</p>	<p>Estacional, semanal y diario</p>	<p>Diario</p>	<p>Estacional, semanal y diario</p>	<p>Sin información disponible</p>	<p>Diario</p>	<p>Estacional, semanal y diario</p>

<p>Productos y Servicios Intercambiados en cada Mercado</p>	<p>Energía Potencia Servicio de Transmisión Servicios Auxiliares como regulación de frecuencia, producción de potencia reactiva, reserva rodante, reserva fría, arranque autónomo, operación en islas. Servicio de Operación y Despacho, que incluye la remuneración al Centro Nacional de Despacho por las actividades de despacho, coordinación y supervisión de la operación, y administración de las transacciones entre agentes del mercado. Otras transacciones</p>	<p>No hay mercado. El ICE es una empresa pública integrada verticalmente.</p>	<p>Productos que se compran: Energía y Potencia Servicios que se remunerar: a) Servicio de transmisión: Es el uso del Sistema Nacional de Transmisión, remunerado mediante tarifas reguladas de acuerdo a lo que establece la Normativa de Transporte. b) Servicios auxiliares: Se identifican en el Tomo Normas de Operación Técnica, junto con los requerimientos técnicos que deben cumplir. Las metodologías para su remuneración se establecen en la presente Normativa. c) Servicio de operación y despacho, y administración del mercado: Es el servicio de programación y despacho, coordinación de la operación y administración comercial asignado al CNDC y remunerado de acuerdo a los criterios y procedimientos definidos en la Normativa de Transporte.</p>	<p>No hay mercado. La ENEE es una empresa pública integrada verticalmente.</p>	<p>Energía Servicios de transporte y distribución Servicios auxiliares todos aquellos que sean necesarios para garantizar la seguridad de la operación y el nivel de calidad de las transferencias de energía eléctrica en el sistema interconectado.</p>	<p>Potencia Energía Servicio de transporte Servicios Complementarios: reservas operativas, regulación de frecuencia, control de potencia reactiva y tensión, y arranque en negro</p>

Tabla 19 - Comparativo de los incentivos más destacados de Centroamérica

INCENTIVO	GUATEMALA ³⁵	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
Leyes de Incentivos	-Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Decreto 52-03 Congreso	Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Decreto Legislativo No. 462, Dic. 2007	- Decreto 85-98, Abril 1998; Ley de Incentivos con Fuentes Renovables, Decreto 267-98 Dic. 1998, la cual fue una reforma parcial a Ley de Incentivos. - Decreto 70-2007 "Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables", de octubre de 2007	-Ley 532: Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables (abril de 2005)	No hay	- Ley N° 45 de agosto del 2004. Se presentó en Octubre de 2010 a la Asamblea Nacional un antiproyecto de Ley N° 088.
Exención de derechos arancelarios para las importaciones	X	X ³⁶	X	X	X	X
Exención del IVA	X		X	X		X
Exención del IR	X	X ³⁷	X	X		
Exención impuestos CERS – M.D.L.		X		X		X ³⁸
Contratación de un % de energía renovable en licitaciones				X		
Cargo por transmisión y distribución exento (primeros 10 MW)						X
Precio superior a ER comparado a otras tecnologías			X			

35 Exoneración por 10 años.

36 Incluye líneas de sub-transmisión necesarias para transportar la energía hasta las redes de transmisión o distribución.

37 Exoneración por 10 años para proyectos hasta 10 MW, entre 10 y 20 MW es por cinco años.

38 Incentivo de hasta el 25% de la inversión directa, asociado a la reducción de toneladas de emisión de dióxido de carbono, el cual podrá ser aplicado al Impuesto Sobre la Renta durante los primeros 10 años después de inicio de operación.

Tabla 20 - Esquemas de contratación y cálculo del costo marginal de corto plazo

País	Esquemas de Contratación	Costo marginal de corto plazo
Panamá	Distribuidoras tienen la obligación de llamar a licitación por el 100% de la demanda.	Calculado por el CND con criterio económico dando prioridad a los requerimientos de reserva de corto plazo. Usado como precio de la energía en el Mercado Ocasional.
Costa Rica	Licitaciones BOT o venta al ICE a tarifas fijadas por la ARESEP	No aplica
Nicaragua	Negociación directa con las distribuidoras	Definido a partir de las ofertas de precio de los generadores
Honduras	i) Licitación, ii) venta a la ENEE a costo marginal de corto plazo (fijado por la ENEE) o iii) venta a gran consumidor nacional o extranjero	Calculado a partir de los costos de combustibles utilizados en el sistema. Esto se convierte en la señal de precio para los generadores.
El Salvador	Distribuidoras deben contratar -a través de procesos de libre concurrencia- por lo menos 50% de su demanda.	Definido a partir de las ofertas de precio de los generadores; se implementará un sistema basado en los costos.
Guatemala	AMM calcula demanda firme de cada distribuidor, que deberá cubrir la potencia requerida mediante contratos.	Se aplica en el despacho dentro de un mercado de oportunidad. El precio de oportunidad de la energía refleja el costo marginal de corto plazo.

Tabla 21 - Pagos por potencia y energía

País	Pago por potencia	Pago por energía
Panamá	El Contrato de Suministro que contrata potencia debe acordar una remuneración de la potencia basada en un régimen de disponibilidad de la potencia contratada, pudiendo incluir adicionalmente un régimen de premios y penalidades.	Calculado por el CNP con criterio económico dando prioridad a los requerimientos de reserva de corto plazo. Usado como precio de la energía en el Mercado Ocasional.
Costa Rica	ICE reconoce un monto fijo en concepto de pago por disponibilidad (pago proporcional al porcentaje de potencia efectivo sobre potencia ofrecida)	No aplica
Nicaragua	Los contratos son subscriptos en forma directa entre los distribuidores y los generadores, por lo que no existe actualmente la obligación de realizar un proceso licitatorio, dando como resultado que los plazos, precios, tipo de pagos (por potencia y/o energía), etc. quedan determinados de manera interna entre las partes.	Definido a partir de las ofertas de precio de los generadores
Honduras	En los contratos con pago por potencia, la potencia firme se calcula como el cociente entre la energía entregada en un periodo y la cantidad de horas del mismo donde la planta trabajó.	Calculado a partir de los costos de combustibles utilizados en el sistema. Esto se convierte en la señal de precio para los generadores.
El Salvador	El valor base de la potencia es determinado por la SIGET y ajustado de acuerdo a una fórmula preestablecida de acuerdo a la inflación del dólar.	Definido a partir de las ofertas de precio de los generadores; se implementará un sistema basado en los costos.
Guatemala	Monto fijo y no indexable.	Se aplica en el despacho dentro de un mercado de oportunidad. El precio de oportunidad de la energía refleja el costo marginal de corto plazo.

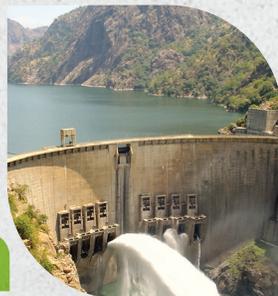
Tabla 22 - Cargos por transmisión y distribución

País	Cargos por transmisión	Cargos por distribución
Panamá	Centrales de cualquier fuente renovable de hasta 10 MW no estarán sujetas a ningún cargo por distribución ni transmisión. Las centrales de fuente renovable de hasta 20 MW gozarán del mismo beneficio por los primeros 10 MW de capacidad instalada, durante los primeros 10 años de operación comercial.	
Costa Rica	Los generadores no pagan un cargo por transmisión y/o distribución. Los mismos son transferidos directamente a la tarifa final abonada por el consumidor	
Nicaragua	Regulado por el INE. La sumatoria de la anualidad de la inversión realizada en las redes y equipos de transmisión, el costo de O&M y el costo del despacho de carga se dividen en la demanda anual de energía.	Es calculado por el INE e incluye: Cargo fijo, cargo por demanda de potencia, cargo variable por energía-Horas Punta y cargo variable por energía- Horas Fuera de Punta.
Honduras	Los generadores no pagan un cargo por transmisión y/o distribución. Los mismos son transferidos directamente a la tarifa final abonada por el consumidor	
El Salvador	Regulados por SIGET y definidos en KWh, estandarizados para todos los usuarios. Adicionalmente, la UT recibe un pago denominado "Cargo por la Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista".	Los cargos por distribución y comercialización son incorporados en los pliegos tarifarios de cada una de las distribuidoras, siendo los cargos de distribución establecidos por KWh y los cargos por comercialización como cargos fijos por usuario-mes.
Guatemala	Los peajes de transmisión, cuando no sean acordados por las partes, serán establecidos por la CNEE de forma que contemplen, en forma estricta, los costos medios de capital y operación del sistema de transporte, transformación y distribución económicamente adaptados.	El valor agregado de distribución es calculado cada cinco años, momento en el cual se define la intermediación permitida a las compañías distribuidoras.

Nota: En todos los casos, los cargos de transmisión/distribución se negocian entre las partes en los respectivos contratos. La práctica común es que estos cargos recaigan en la parte compradora, es decir, no afectan a los generadores independientemente de la tecnología utilizada.

SECCIÓN 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



8. Conclusiones y Recomendaciones

El presente trabajo presenta una descripción del mercado de energía eléctrica de la República de Guatemala con énfasis en el marco regulatorio, los incentivos y los sistemas tarifarios relevantes para proyectos de energía renovable, especialmente para aquellos de hasta 10 MW de potencia, es decir, los proyectos renovables de pequeña escala.

A lo largo de los capítulos que integran este documento se analizó el marco regulatorio, su evolución e impacto sobre la constitución de la matriz energética nacional, los incentivos de proyectos de energía renovable y el esquema tarifario, las actividades y los actores que integran el sector –en generación, transmisión y distribución– junto con las perspectivas que se abren en materia de

integración regional. Cada capítulo de este documento ha presentado conclusiones específicas para cada uno de los ejes temáticos considerados.

Las principales conclusiones obtenidas a lo largo de este trabajo, en referencia a los proyectos de energías renovables, abarcan los puntos incluidos en la Tabla 23. El uso del mismo esquema tabular en los seis volúmenes que integran este trabajo permitirá al lector contrastar la situación específica de cada país en relación con la situación observada en el resto de los países centroamericanos, con el objeto de aportar a diversos actores en la región, elementos de comparación generales relativos al clima de desarrollo de proyectos renovables.

Tabla 23 – Principales conclusiones sobre los proyectos de EERR en la República de Guatemala

¿Cómo evolucionó su participación en la última década?	El crecimiento interanual de la capacidad instalada del período 2009-2005 (y 2000-2005) fue mayor al observado en el quinquenio pre-reformas 1990-1995. La participación estatal bajó hasta ubicarse alrededor del 25-30%; en tanto, la participación de los combustibles fósiles en la generación ha aumentado respecto al mix observado en 1990. El consumo per cápita aún se mantiene por debajo de la media regional y la cobertura eléctrica se incrementó hasta superar el 80% de la población. Las pérdidas de transmisión no han registrado cambios concluyentes.
¿Cómo participan actualmente en el mercado?	* A través de contratos (máximo: 15 años) mediante licitaciones abiertas, con cargos por potencia y/o energía. Para ello se requiere tener potencia firme. * A través de mercado de ocasión basado en el costo marginal horario de corto plazo de la generación.
¿Qué tarifas reciben?	El precio spot se ubica alrededor de 100 USD / MWh
¿Tienen incentivos adicionales?	Exención de derechos arancelarios para las importaciones; exoneraciones temporarias del impuesto al valor agregado y el impuesto sobre la renta.
¿Qué peajes pagan?	Peaje principal: 1.82 USD/KW-mes (dic. 2009) + peajes secundarios entre 0.50 y 2.50 USD/KW-mes.
¿Qué perspectivas se abren con el MER?	Ninguna perspectiva adicional para proyectos pequeños, ya que en general las centrales ya pueden participar libremente de intercambios internacionales.

La normativa de Guatemala se destaca entre las más sofisticadas de la región –junto con las de Panamá, El Salvador y Nicaragua– y por ser la única que introdujo –con resultados visibles– la temática de generación distribuida. Por esto, se espera que en la medida que se difunda el know how necesario para lograr la comercialización de proyectos energéticos –incluyendo las particularidades de las energías renovables– el país pueda incrementar el aprovechamiento de sus vastos recursos naturales.

En el contexto de la normativa local, es particularmente importante desde el punto de vista de un proyecto el tener capacidad de ofertar potencia firme, por lo que la tecnología renovable habilitante actualmente es la hidroeléctrica con capacidad de embalse de al menos cuatro horas de operación. Como contraparte, los proyectos eólicos y los hidroeléctricos a filo de agua podrían estar más expuestos a las oscilaciones del mercado ocasional.

Los incentivos brindados por Guatemala para este tipo de proyectos se hallan en línea con los de los demás países de la región, y los mecanismos de aprobación y licencias adolecen de las mismas dificultades que se observan allí. Las señales de precios no son significativamente diferentes a las del resto de Centroamérica.

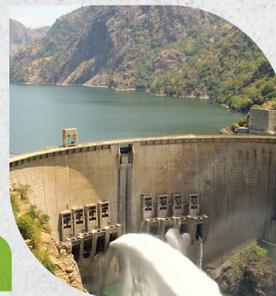
Existe un amplio abanico de mecanismos de contratación y fomento –desde los esquemas de generación distribuida hasta el desarrollo un sistema de certificados verdes– que podrían ser considerados en Guatemala y en la región. Una breve síntesis con las principales recomendaciones realizadas a lo largo del trabajo se presentan en la Tabla 24. Todas ellas han sido discutidas a lo largo de este documento. Se agrupan en esquemas de incentivos, mecanismos de contratación y fomento utilizados a nivel mundial que podrían ser implementados en Guatemala y recomendaciones en relación con el impacto del MER sobre proyectos de Energías Renovables (en particular, proyectos de hasta 10 MW).

Tabla 24 - Principales recomendaciones para la República de Guatemala

Incentivos	En general existen buenos incentivos en Guatemala y el país es pionero en desarrollo de proyectos de Generación Distribuida.
Mecanismos de contratación y estímulo utilizados en el mundo	<ul style="list-style-type: none"> * Implementación de ESCOs * Desarrollo de Feed-In Tariffs * Implementación de Certificados Verdes * Ventanillas únicas para licencias y permisos * Adhesión a principios internacionales prestigiosos en materia ambiental, como los lineamientos de la WCD sobre aprovechamientos hidroeléctricos.
EI MER	Considerar posibles impactos que puedan desincentivar proyectos pequeños (mayores regulaciones destinadas a proyectos "grandes" aplicadas sobre proyectos pequeños).

SECCIÓN 9

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS



9. Referencias Bibliográficas

AMM. (2010). Administrador de Mercado Mayorista. Obtenido de <http://www.amm.org.gt/>

ARECA. (2009). Análisis del mercado Guatemalteco de energía renovable. Tegucigalpa.

ARECA. (2010). Guía para el desarrollo de proyectos de energía renovable en Guatemala. Tegucigalpa.

Banco de Guatemala. (2009). Guatemala en Cifras 2009. Obtenido de <http://www.banguat.gob.gt/inc/ver.asp?id=/publica/guatemalaencifras.html>

Banco Mundial. (2010). World Development Indicators & Global Development Finance. Obtenido de <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>

Bitu, R. y. (1993). Tarifas de energía eléctrica : aspectos conceptuales y metodológicos. Quito: OLADE.

CEAC. (2011). CEAC. Obtenido de Consejo de Electrificación de América Central: <http://www.ceaconline.org/>

CEPAL. (2007). Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020.

CEPAL. (2009). Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe. Obtenido de http://websie.eclac.cl/anuario_estadistico/anuario_2009/esp/default.asp

CEPAL. (2010). Centroamérica: estadísticas del subsector eléctrico. México D.F.

CEPAL. (2010). CEPALSTAT. Obtenido de Estadísticas de América Latina y el Caribe: <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

CG/LA Infrastructure LLC. (2009). 3rd Annual Rankings: Infrastructure competitiveness in Latin America. Washington D.C.

CIA. (2011). Central Intelligence Agency. Obtenido de Library / Publications / The World Factbook: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>

CNEE. (2011). Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Obtenido de Marco Legal: <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/marco/marco.html>

Commission of the European Communities. (2005). The support of Electricity From Renewable Energy Sources.

Congreso de la República. (1993). Constitución Política de la República de Guatemala. Obtenido de http://www.oas.org/Juridico/MLA/sp/gtm/sp_gtm-int-text-const.pdf

Consejo de Electrificación de América Central. (2010). Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación (2011-2025).

Consejo Monetario Centroamericano. (2010). Informe Trimestral de Riesgo País (Septiembre de 2010).

El Periódico. (26 de 11 de 2010). El Periódico - Guatemala. Obtenido de Economía / "Avanza la interconexión eléctrica centroamericana": <http://www.elperiodico.com.gt/es/20101126/economia/183972>

Ente Operador Regional. (2010). Memoria 2008-2009 del EOR. San Salvador.

Ente Operador Regional. (2011). Identificación de la red de transmisión regional para el 2do semestre 2009 y año 2010. San Salvador.

Estado de la Nación. (2008). Informe Estado de la Región 2008. Obtenido de Capítulo 13 El dilema estratégico de la inserción ventajosa en la economía internacional.: <http://www.estadonacion.or.cr/index.php/biblioteca-virtual/centroamerica/sinopsis/informe-iii>

Europe's Energy Portal. (2010). Feed-in tariffs. Obtenido de <http://www.energy.eu/#Feedin>

Freedom House. (2007). Freedom House. Obtenido de Índice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: <http://freedomhouse.org/template.cfm?page=457>

INDE. (2010). Instituto Nacional de Electrificación. Obtenido de <http://www.inde.gob.gt/>

Invest in Guatemala. (2010). Oportunidades de Inversión / Sector de Energía. Obtenido de http://www.investinguatemala.org/index.php?option=com_content&task=view&id=45&Itemid=46

Ministerio de Energías y Minas de Guatemala. (2010). Guía del Inversionista 2010. Guatemala.

Ministério de Minas e Energia. (2010). Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Obtenido de <http://www.mme.gov.br/programas/proinfra/>

PNUD. (2010). Informe sobre Desarrollo Humano 2010 del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Samuelson, P., & Nordhaus, W. (1986). Economía. Mexico DF: McGraw Hill.

SIECA. (2011). Secretaría de Integración Económica Centroamericana. Obtenido de Estadística / Ficha de los Países: <http://www.sieca.int/site/VisorDocs.aspx>

US Department of Energy. (2011). Federal Energy Management Program. Obtenido de Energy Savings Performance Contracts: <http://www1.eere.energy.gov/femp/financing/espcs.html>

WHO. (2009). World Health Organization. Obtenido de Programme and Projects / Global Health Observatory (GHO) / Data repository: <http://apps.who.int/ghodata/>

World Commission on Dams. (2000). Dams and Development: A New Framework for Decision-Making.

World Economic Forum. (2010). The Global Competitiveness Report 2010-2011. Ginebra.

Banco Centroamericano de Integración Económica

Gerencia de Productos y Programas de Desarrollo

Departamento de Programas y Fondos Externos

www.bcie.org



BCIE

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL MARCO REGULATORIO, INCENTIVOS Y SISTEMA TARIFARIO DE PRECIOS EXISTENTES, PARA LA COMPRA / GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE PLANTAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN CENTROAMÉRICA Y PANAMÁ

HONDURAS: Edificio Sede del BCIE, Boulevard
Suyapa, Tegucigalpa. PBX: (504) 22402243

GUATEMALA: 16 Calle 7-44, Zona 9, Guatemala. PBX:
(502) 24105300

EL SALVADOR: Calle La Reforma #130, Col. San Benito,
San Salvador. PBX: (503) 22676100

NICARAGUA: Edificio Plaza España, Apartado 2099,
Managua. PBX: (505) 22664120

COSTA RICA: 75 metros al este de la Fuente de la
Hispanidad, San Pedro de Montes de Oca, San José.
PBX: (506) 22076500



www.proyectoareca.org