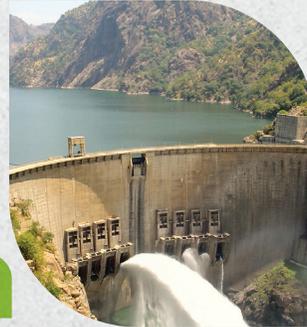


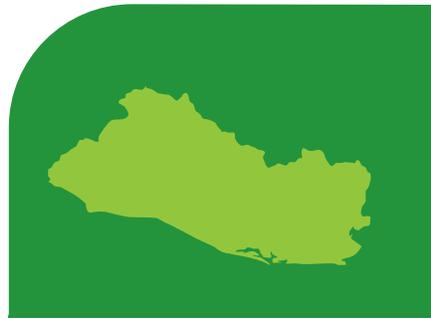
ANÁLISIS COMPARATIVO DEL MARCO REGULATORIO, INCENTIVOS Y SISTEMA TARIFARIO DE PRECIOS EXISTENTES, PARA LA COMPRA / GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE PLANTAS DE ENERGIA RENOVABLE EN CENTROAMÉRICA Y PANAMÁ



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

EL SALVADOR

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



EL SALVADOR



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 Básica	18
2.3.8 Conclusiones	19
2.4 Situación actual del sector energético de El Salvador	20
3. Marco Regulatorio	22
3.1 Descripción del Marco Regulatorio	23
3.2 Incentivos para proyectos de energía renovable	25
3.3 Evaluación del impacto de las reformas en el Marco Regulatorio sobre el sector energético	26
4. Análisis del Marco Tarifario aplicable a Energías Renovables	29
4.1 Normas, principios tarifarios y esquema regulatorio	30
4.2 Tarifas históricas aprobadas y negociadas en contratos	30
4.3 Peajes por uso de las redes de transmisión y distribución	31
4.4 Análisis del Costo Marginal de Corto Plazo	31
4.5 Metodologías de cálculos tarifarios aplicadas por entes reguladores en los mercados regulados para la electricidad de fuentes renovables	32
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	33

5. Generación, Transmisión y Distribución	34
5.1 Generación	35
5.2 Transmisión	37
5.3 Distribución	37
6. Mercado Eléctrico Regional	39
6.1 Estructura del Mercado Eléctrico Regional (MER)	40
6.1.1 Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)	41
6.1.2 Ente Operador Regional (EOR)	42
6.1.3 Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)	43
6.1.4 Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)	43
6.2 Reglamento del MER	44
6.3 Participación del país en mercados regionales o supranacionales	46
6.4 Requisitos de equiparación de las legislaciones técnicas para el desarrollo del MER	48
6.5 Integración del MER	52
6.5.1 Posible esquema tarifario para el MER	52
6.5.1.i Nivel de la Tarifa	52
6.5.1.ii Estructura de la Tarifa	54
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	55
6.5.2.i Generación Distribuida: Experiencia en los EEUU y Europa	55
6.5.2.ii Los ESCOs como herramienta de financiamiento	58
6.5.2.iii Esquemas de incentivos más utilizados	58
6.5.2.iv Los lineamientos de la World Commission on Dams	62
6.5.2.v Conclusiones y comentarios: el MER y otros mercados internacionales	63
6.5.3 Efectos del mercado regional sobre los proyectos iguales o menores a 10 MW que participan solamente en los mercados nacionales	63
6.5.4 Perspectivas y desafíos	64
7. Análisis Comparativo de los Marcos Regulatorios, Incentivos y Tarifas de los países de Centroamérica y Panamá	66
8. Conclusiones y Recomendaciones	76

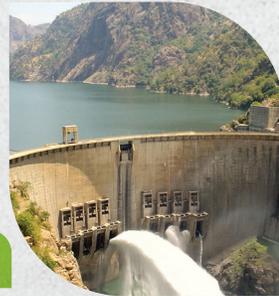
Listado de Siglas

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
ARECA	Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá (por sus siglas en inglés)
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BOT	Built, Operate and Transfer = Construir, Operar y Transferir
CCI	Capacidad de Creación de Infraestructura
CEAC	Consejo de Electrificación para América Central
CENCE	Centro Nacional de Control de Energía
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
CEPAL	Comisión Económica para América Latina
CMCP	Costo Marginal a Corto Plazo
CMLP	Costo Marginal de Largo Plazo
CND	Centro Nacional de Despacho
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
CNE	Consejo Nacional de Energía (El Salvador)
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
ETESAL	Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V.
FINET	Fondo Nacional en Electricidad y Telefonía
FISDL	Fondo de Inversión Social para el Desarrollo Local
FIT	Feed-In Tariff
GD	Generación Distribuida
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
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
MINAET	Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones
MINEC	Ministerio de Economía de El Salvador
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
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
RMER	Reglamento Definitivo del MER
RTR	Red de Transmisión Regional
ROBCP	Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción
SER	Sistema Eléctrico Regional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
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 El Salvador, 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 de precios existentes.

El Salvador cuenta con una extensión de 21,040 km², y con una población de 6.19 millones de habitantes (2010). Su economía (PIB per cápita en el 2010 fue de US \$ 3,505.6 en precios corrientes) es similar a la media centroamericana (los seis países que participan en el presente estudio: Costa Rica, Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua y Panamá) en términos del PIB per cápita el cual se ubicó en 3,503.4 USD. El ambiente de inversión y negocios en El Salvador si bien presenta limitaciones, muestra señas de modernización. Además, se observan progresos en el ámbito de derechos políticos, libertades civiles, e institucionalidad, en términos generales.

El sector eléctrico de El Salvador se caracteriza por un mercado mayorista de electricidad, conformado por el Mercado de Contratos y Mercado Ocasional. En el año 2007, la Asamblea Legislativa de El Salvador aprueba la Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía (CNE), con el objetivo de crear una institución que sea rectora y normativa de la política energética regional, así como también que se encargue de formular y coordinar la implementación de esta última.

En el sector de generación existen 12 empresas que inyectan el sistema de transmisión y participan tanto empresas privadas como la estatal Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL). El sector privado participa en generación térmica, en cogeneración y en menor medida, en generación hidroeléctrica. La matriz de generación está constituida por un alto porcentaje de fuentes fósiles (diesel, 43%); sin embargo, las fuentes

renovables hidroeléctricas y geotérmicas tienen una participación importante con un 52% del total.

La transmisión de energía en alta tensión es desarrollada por la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL). En la actividad de distribución participan ocho empresas privadas. Cuatro son pertenecientes al Grupo AES, otra se llama DELSUR S.A. de C.V. y unas pequeñas que distribuyen a comunidades residenciales como son EDESAL, B&D y ABRUZZO. Estas empresas distribuidoras no tienen áreas de concesión establecidas, sino que compiten libremente en el mercado tanto a nivel de distribución como de comercialización de la energía.

La participación de las energías renovables en la capacidad total no muestra un cambio notable desde los valores anteriores a las reformas del sector eléctrico de 1996. Así mismo se ha visto una tendencia en la disminución de la participación de las renovables en la generación respecto a 1990, en donde el 96% de la generación se realizaba con fuentes renovables.

En El Salvador existe una ley llamada “Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad” (Decreto Legislativo No 462, 2007). Sin embargo, a juzgar por la tasa de crecimiento del parque renovable, los incentivos aún no parecen haber tenido mayor impacto en la matriz energética del país.

Actualmente, El Salvador está atravesando una transición en el mercado de ocasión de un sistema basado en precios (ofrecidos por los generadores) hacia uno basado en costos (estimados utilizando una fórmula estándar de acuerdo con la tecnología de cada generador).

La mayor parte (un 65% en el 2009) de la energía eléctrica de El Salvador es transada en el mercado spot o de ocasión (CEPAL 2010). Además de lo expuesto, el artículo 10 bis de la Ley General de Electricidad dispone que todos los contratos de compraventa de potencia y energía eléctrica entre operadores deban registrarse en SIGET. Los precios y condiciones de los contratos

de suministro de energía entre operadores estarán limitados únicamente por la voluntad de las partes y por la Ley, y para su perfeccionamiento no es necesaria la intervención de terceros.

Por otro lado, El Salvador es parte del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central suscrito en 1996, que provee el marco jurídico regional y 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 ha logrado constituir instituciones de carácter regional no solo para ejercer las funciones de regulación sino 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 que entre en vigencia total en el segundo semestre del 2011.

En el 2008 El Salvador fue el país después de Costa Rica que inyectó más energía en el MER con un 30.41% del total. Sin embargo, en el 2009 se posicionó en tercer lugar con un 21.31% de inyecciones de energía al MER, después de Panamá y Guatemala. En relación con las compras de energía, en el 2008 El Salvador fue el segundo país con las mayores importaciones, pues adquirió un 28.44% del total de energía. En el 2009 fue el fue el país con las mayores importaciones, pues compró un 56.09% de energía, cantidad muy por encima de los demás países.

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.

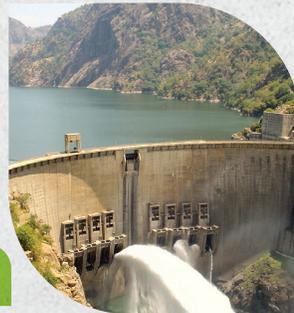
Por otro lado, se evaluaron otras propuestas de nuevos modelos de contratación, actividades y procedimientos que fomenten el desarrollo de proyectos de energía renovable: experiencias de Sudamérica, Norteamérica y Europa.

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 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 y abarca todos los países del área: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Su objetivo global es la reducción de las emisiones de gases de 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 lograr 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 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 energía renovables en el El Salvador 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 y las diferencias que pudieran existir

en el desarrollo de estos sistemas en la República de El Salvador. 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, quienes han llevado la iniciativa durante la ejecución del Proyecto SIEPAC, sean los agentes privados los llamados a darle vida al mercado una vez que 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 interactúan 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 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, la geografía, el clima y los recursos naturales del país;

lo que permite 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 y destaca aquellas relevantes para los generadores que utilizan energías renovables. Asimismo, se describen los incentivos que brinda El Salvador para la promoción de proyectos de energía renovable. La sección culmina con una breve discusión acerca de la evolución del sector conforme se introdujeron los cambios más significativos en el marco regulatorio y el sistema de incentivos.

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. Incluye esquemas tarifarios propuestos para el MER, nuevos modelos de contratación, actividades y procedimientos que fomentan 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), resaltando los principales puntos en común y de divergencias entre los distintos esquemas normativos.

Las conclusiones y recomendaciones se presentan 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 El Salvador en relación con los demás países de Centroamérica y Panamá, desplegando las ventajas existentes, limitantes y acciones necesarias 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, la disponibilidad de los recursos de generación y demandas de energía de los comercializadores, así como 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 -incluyendo los mecanismos de promoción e incentivos a las energías renovables- a efectos de permitir una tabulación concisa y clara de las características salientes del mismo en la República de El Salvador, a efectos de

permitir realizar comparaciones entre los países de Centroamérica. 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 El Salvador.

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 El Salvador, 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.

Tabla 1 - Información general sobre El Salvador

PRINCIPALES INDICADORES

Capital	San Salvador
Superficie total	21,040 km ²
Población total	6.19 millones (2010)
División territorial	14 departamentos, 262 municipios
Línea costera	307 km (Océano Pacífico)
Moneda	Dólar estadounidense
PIB per cápita	US\$ 3,505.6 (2010)
Calificación de riesgo país	45.5 (Septiembre de 2010 - Institutional Investors)
Analfabetismo	18.9 %

ÍNDICES:

Desarrollo Humano	0.735 (posición 103 entre 177 países)
Competitividad	4.0 (posición 82 entre 139 países)
Derechos Políticos	2 (1= libre, 7= no libre)
Libertades Civiles	3 (1= libre, 7= no libre)



Fuente: ver pie de página¹

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 El Salvador.

2.3.1 Aspectos geográficos, hidrográficos y clima

El relieve de El Salvador está dominado por la zona montañosa central que consiste mayoritariamente por una línea de volcanes, algunos de ellos todavía activos, que cruzan el centro del país. Estos volcanes están separados por una serie de mesetas, ubicadas entre 1,000 y 1,500 msnm, de suelos fértiles, de origen volcánico y aluvial. Hacia el sur se encuentra una estrecha planicie costera con altitudes que van de los 30 a los 150 msnm. Hay otra planicie ubicada hacia el interior constituida por el drenaje del Río Lempa, entre los 400 y 600 msnm.

A lo largo de la frontera Norte se encuentra una cadena

¹ Aspectos geográficos, demográficos y económicos obtenidos de SIECA, 2011

Calificación de Riesgo País: Consejo Monetario Centroamericano, Septiembre de 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

de tierras altas (entre 1,500 y 1,800 msnm), de origen volcánico. Por lo quebrado de sus terrenos, por la excesiva deforestación y el intenso uso del suelo, esta zona ha sufrido un serio deterioro ambiental. La altura mayor es el Volcán Cerro El Águila, con una altura máxima de 2,036 msnm. Las ciudades más importantes son San Salvador (la capital), Santa Ana (hacia el Oeste) y San Miguel (hacia el Este).

En términos generales, el clima en El Salvador es tropical pero moderado por la altitud hacia el interior. La temperatura varía entre los 15 y los 23°C. La estación lluviosa se extiende de mayo a octubre. Sin embargo, hay considerable variación climática en las diferentes regiones. Las tierras bajas en el Pacífico y las partes más bajas del Valle del Río Lempa se caracterizan por temperaturas promedio entre los 25 y los 29°C. En San Salvador la temperatura promedio máxima es de unos 34°C (normalmente en marzo) y la mínima de unos 17°C (normalmente en enero). En las zonas ubicadas a más de 1,500 msnm, las temperaturas promedio varían entre 17 y 22°C. La precipitación anual en las planicies del Pacífico promedia 1,700 mm anuales. En las zonas montañosas la precipitación es mayor (1,800 a 2,500 mm anuales) mientras que en los valles y mesetas oscila entre 1,100 y 1,500 por año.

Los ríos de El Salvador se dividen en 58 cuencas exorreicas que desembocan en el Océano Pacífico. Se distinguen cuatro cuencas mayores y siete regiones hidrográficas menores; además existen diferentes cuencas ligadas a un lago o laguna. La cuenca endorreica de mayor importancia es la del lago de Coatepeque. Las cuencas mayores incluyen el Río Lempa, el Río Goascorán, el Río Grande de San Miguel y el Río Paz.

2.3.2 Potencial de Recursos Renovables

En El Salvador se estima el siguiente potencial de recursos renovables:

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

TIPO DE RECURSO	Potencial MW	Instalada ² MW	% instalado del identificado
Hidroeléctrica	2,165	486	22.45%
Geotermia	333	204	61.3%
Eólico	-	-	-

Fuente: Elaboración propia con base en CEPAL y SIECA, 2007 y CEPAL, 2010

2.3.3 Población

La población total de El Salvador asciende a 6.19 millones en el 2010 (SIECA, 2011). Su densidad de población es de 294 habitantes por km²; el 60% de la población es urbana. La población ha crecido entre los años 2000 y 2009 a un ritmo de 0.36% interanual (cálculos propios de acuerdo a datos de Banco Mundial, 2010).

2.3.4 Indicadores Sociales

El Salvador es un país de desarrollo humano medio de acuerdo con el índice publicado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD, 2010). Esta es una medida estándar para medir 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 año 2010 ocupó la posición número 103 entre 177 países, con una calificación de 0.735. Sus habitantes tienen una expectativa de vida de 71 años. Por otro lado, la tasa de mortalidad infantil reportada es de 14.57 por cada 1,000 niños nacidos vivos. Reporta una tasa de alfabetización cercana al 92%. En el 2009 registró un 47.9% de población en condiciones de pobreza, y un 17.3% de población en condiciones de indigencia (CEPAL, 2010).

2 CNE – Política Energética Nacional de El Salvador 2010 – 2024. (Año 2010).

3 El potencial de energía eólica de El Salvador está siendo actualmente estudiado por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y por el Instituto Meteorológico de Finlandia (FMI).

2.3.5 Sistema de Gobierno

Tabla 3 – Poder Ejecutivo

PRESIDENTE ACTUAL	Mauricio Funes
PARTIDO POLÍTICO	Frente Farabundo Martí para la Liberación Nacional
PERÍODO PRESIDENCIAL	1 de junio del 2009 al 1 de junio del 2014

El Gobierno lo ejercen tres poderes distintos e independientes entre sí: el Legislativo, el Ejecutivo y el Judicial. El Poder Legislativo es ejercido por una Asamblea Legislativa (unicameral) que se compone de 84 diputados, elegidos por períodos de tres años y pueden ser reelectos.

El Poder Ejecutivo lo ejercen el Presidente, el Vicepresidente, los Ministros y Viceministros de Estado. La Corte Suprema de Justicia, las Cámaras de Segunda Instancia y los demás tribunales que establezcan las leyes secundarias integran el Órgano Judicial. Los Magistrados de la Corte Suprema de Justicia serán elegidos por la Asamblea Legislativa por un período de cinco años.

En cada Departamento hay un Gobernador propietario y un suplente, nombrados por el Órgano Ejecutivo. Los Municipios estarán regidos por Consejos formados de un Alcalde, un Síndico y dos o más Regidores cuyo número será proporcional a la población.

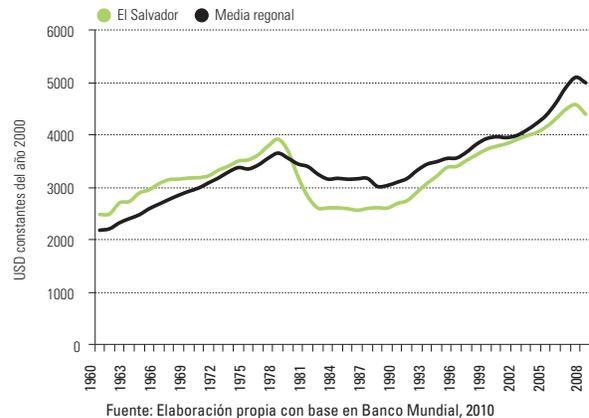
2.3.6 Aspectos Económicos

De acuerdo con el Sistema de Estadísticas de Comercio de Centroamérica (SIECA, 2011), el PBI per cápita Salvadoreño del 2010 es de 3,505.6 USD (precios corrientes). Este es similar a la media de la región, que se ubicó en 3,503.4 USD (precios corrientes).

Tal como puede apreciarse en el Gráfico 1, la economía salvadoreña sufrió una marcada recesión hacia finales de los años setenta, situación que comenzó a revertirse paulatinamente a partir de la década del noventa, período en el cual el crecimiento de El Salvador es similar al de la media regional. Desde entonces, la única reducción en el producto per cápita ha ocurrido en el último año con datos, el 2009.

El Salvador se caracteriza por una baja participación del sector agrícola dentro de su producción total. En el 2008 el sector agrícola representó apenas un 12.5% del PIB. La industria, en tanto, generó el 27.5% del PIB del mismo año. El sector terciario (de servicios) representa una proporción importante de la producción, con un 60.1% del total (Banco Mundial, 2010).

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

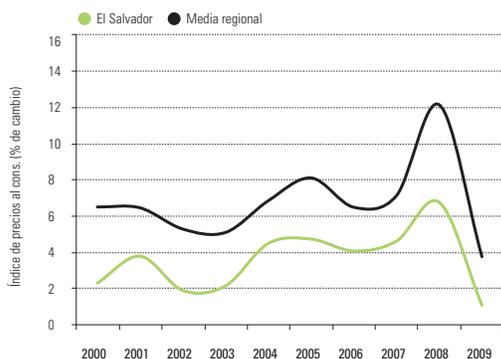


Las exportaciones totales de El Salvador alcanzaron en el 2008 un total de US\$5,651.7 millones. Sin embargo, este nivel de exportaciones no alcanza para cubrir las importaciones, que en el mismo año alcanzaron un total de US\$10,629.4 millones. El déficit en la cuenta corriente se acentuó desde el 2002, lo que tuvo su contraparte en incrementos en la inversión extranjera directa (principalmente hasta el 2007) y en otros pasivos (CEPAL, 2009). Las remesas y transferencias son otro elemento importante de la balanza por cuenta corriente: las transferencias netas para el 2008 ascienden a US\$3,831.7 millones.

En términos de competitividad, medida de acuerdo con el índice publicado por el Foro Económico Mundial, el país presenta un ligero avance al pasar de la posición 77 en el período 2009-2010, a la posición 82 en el período 2010-2011 (80 si se compara con la misma muestra de países utilizada en 2009-2010; ver World Economic Forum, 2010-2011).

Como se puede apreciar en el Gráfico 2, la inflación en El Salvador (medida como el cambio porcentual en el índice de precios al consumidor) se ubica muy por debajo de los dos dígitos y también por debajo de la media regional. Cabe destacar, de todos modos, que en los últimos años la brecha entre ambas se redujo ligeramente.

Gráfico 2 – Inflación reciente



Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial, 2010

En cuanto a las percepciones del riesgo país y las perspectivas para la economía Salvadoreña⁴, las calificaciones aportadas por Moody's⁵, al mantenerse en descenso o con unas perspectivas negativas, están mostrando la percepción de las dificultades internas en El Salvador provenientes de un incremento considerable del endeudamiento público y de las moderadas perspectivas de crecimiento económico. Al respecto, Fitch (Fitch Ratings, 2011) adelanta que de concretarse una disminución en la calificación, se complicaría la capacidad del gobierno de obtener financiamiento externo y se exacerbarían las polarizaciones políticas deteriorando aún más la gestión de las políticas públicas.

2.3.7 Infraestructura Básica

Tabla 4 – Indicadores de Infraestructura de El Salvador

PRINCIPALES PUERTOS	Acajutla, La Libertad, La Unión, Cutuco y Puerto El Triunfo (todos en el Océano Pacífico)
AEROPUERTOS INTERNACIONALES	Aeropuerto Internacional de Comalapa
RED DE CARRETERAS PAVIMENTADAS	10,886 km (2000)
SIN PANIMENTAR	2,827 km
	8,059 km
TELEFONÍA	
Líneas fijas	1.10 millones (2009)
Líneas celulares	7.57 millones (2009)
USUARIOS DE INTERNET	826,000 (2008)

Fuente: Central Intelligence Agency, 2010

4 Los datos de deuda y calificación crediticia reproducidos en esta sección se obtuvieron de Consejo Monetario Centroamericano, Septiembre de 2010.

5 Moody's Corporation es la sociedad matriz de Moody's Investors Service, una agencia de calificación de riesgo que realiza la investigación financiera internacional y el análisis de las entidades comerciales y gubernamentales.

Como elemento para poder valorar la infraestructura de servicios, se recurrió al ranking elaborado por la empresa CG/LA en el 2009 (CG/LA Infrastructure LLC, 2009)⁶. El ranking resulta del promedio de tres categorías de indicadores:

- 1) El stock existente de infraestructura en cada país (incluido el expertise disponible),
- 2) la situación macro-económica actual del país -esto es, si está en condiciones de realizar obras de infraestructura- y;
- 3) la capacidad esperada en el futuro para la construcción de nueva infraestructura. Este último componente se basa en el Índice de Capacidad de Creación de Infraestructura (CCI) elaborado por la misma empresa. El CCI recopila información de 8 variables:

1. Visión estratégica de las áreas generales en las que un país, región o ciudad puede ser más competitivo;
2. Capacidad de planificación técnica del sector público;
3. Capacidad estratégica del sector público, o sea, de llevar a cabo el proyecto;
4. Tamaño de los proyectos de infraestructura en que se embarca el país (y su aporte a la competitividad);
5. Capacidad de liderazgo en las políticas y financiamiento para que los proyectos se completen;
6. Desempeño de largo plazo de los proyectos;
7. La existencia de fuertes empresas locales de ingeniería, abastecimiento y construcción (EPC por sus siglas en inglés);
8. Presencia de inversionistas institucionales locales, como fondos de pensiones, que ayuden a financiar los proyectos con un horizonte de largo plazo.

Específicamente, el ranking general se desglosa en cinco componentes: energía eléctrica, transporte y logística, agua/cloacas, infraestructura digital y el índice CCI propiamente dicho. La calificación en el ranking general se basa en una escala de cero a 100, y resulta de la combinación de la calificación asignada a cada uno de los cinco componentes.

6 Competitiveness Group Long-Term Assets (CG/LA), empresa asentada en Washington dedicada a estudios de consultoría en materia de infraestructura. Elabora el ranking de infraestructura para Latinoamérica desde el 2006.

En la Tabla 5 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 cada uno de los subsectores de la infraestructura comprendidos dentro del índice general, así como su respectiva posición en ese rubro particular.

Tabla 5 - Ranking 2009 de infraestructura de la CG/LA

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

Fuente: CG/LA Infrastructure LLC, 2009

A nivel general, El Salvador se ubica en segundo lugar en relación a la infraestructura en general después de Panamá.

2.3.8 Conclusiones

El Salvador es el país más pequeño de Centroamérica en términos de superficie, y con su población de 6.19 millones de habitantes, es el más densamente poblado de la región (294 habitantes por kilómetro cuadrado)⁷. A la densidad de población se puede asociar el porcentaje relativamente bajo de población rural, que se estima en un 39.7%⁸. También se traduce en la atomización de la propiedad rural. Entre los desarrolladores de proyectos de energía del país esto ha sido percibido como una limitante que dificulta los procesos de adquisición de tierras.

Si bien muestra índices de pobreza menores a los de sus países vecinos en el Norte del Istmo, todavía un 47.5% de su población vive en esa condición⁹. Su ingreso por habitante, en moneda del 2010, es de US\$ 3,505.6 por año. El ritmo de crecimiento en los dos años anteriores a la crisis financiera mundial (2006-2007), se ubicó por encima del 4% anual. Sin embargo, con el

advenimiento de esta crisis, el desempeño económico se vio comprometido y ya en el 2008 el crecimiento mostró un descenso de 2.5%¹⁰.

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 en la economía internacional que coexisten en Centroamérica. Según dicha fuente, el caso de El Salvador presenta alguna similitud con el modelo caracterizado por: a) una inserción internacional de bajo nivel tecnológico, basada en la agro-exportación y la industria de maquila textil, b) migración y 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. Señala el informe, sin embargo, que El Salvador es un caso más distante pues, aunque presenta la mayoría de estas características, tiene dos diferencias importantes: en primer lugar ha efectuado grandes esfuerzos para constituirse en un centro logístico de transporte, comunicaciones y finanzas para Centroamérica, y en segundo lugar, la agro-exportación tiene un peso reducido dentro del sector externo.

Del párrafo anterior se puede inferir que el ambiente de inversión y negocios en El Salvador, si bien presenta limitaciones, muestra señas de modernización. Además, se observan progresos en el ámbito de derechos políticos, libertades civiles, e institucionalidad, en términos generales.

Resulta también relevante comentar que El Salvador ha logrado algunas mejorías en el grado de cobertura eléctrica. En el 2009 había logrado llevar este importante servicio a más de un 86.4% de sus habitantes¹¹. Sin embargo, el consumo eléctrico por habitante de 953 KWh/cápita/año¹² sigue estando por debajo de la media regional (1,028.83 KWh/cápita/año)¹³.

7 SIECA, 2011

8 CEPAL, 2009

9 Ídem

10 Ídem

11 CEPAL, 2010

12 Banco Mundial, 2010

13 Elaboración propia con datos de Banco Mundial, 2010

2.4 Situación actual del sector energético de El Salvador

Tabla 6 – Características principales del sector energético de El Salvador

CAPACIDAD INSTALADA	1,490.3 MW (2009)
CENTRALES	24 (4 públicas y 20 privadas)
COBERTURA	86,40%
GENERACIÓN	Pública (26%) y Privada (74%)
TRANSMISIÓN	100% Privada (ETESAL)
DISTRIBUCIÓN	100% Privada (CLESA, CAESS, DEUSEM (mixta), EEO (todas propiedad del grupo AES), DELSUR, EDESAL, ABRUZZO y B&D)

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

En la década de los noventa, El Salvador impulsó un proceso de reformas en el sector energético que consistió en la reestructuración del sector de electricidad, así como la desregulación del mercado y la privatización de la mayoría de las empresas estatales que proporcionaban bienes o servicios energéticos. En este sentido, en 1996 se creó la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) y la Ley General de Electricidad. Con la aprobación de esta última se definen nuevas instancias para las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización detalladas a continuación.

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) tiene por misión aplicar las leyes que regulan los sectores de Electricidad y Telecomunicaciones y velar por su cumplimiento. El Fondo Nacional en Electricidad y Telefonía (FINET), administrado por el Fondo de Inversión Social para el Desarrollo Local (FISDL), es el encargado de la administración y asignación de subsidios a los usuarios de bajos recursos, así como de la expansión de la electrificación rural.

La Unidad de Transacciones (UT) es la entidad encargada de la operación del sistema de transmisión, el despacho y la administración del mercado mayorista. El mercado mayorista está compuesto por el mercado de contratos y el Mercado Regulador del Sistema (MRS), el cual es operado por la UT la cual utiliza el mercado de contratos para su despacho programado.

La Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL) es la responsable del mantenimiento y expansión del sistema de transmisión nacional, incluyendo las líneas de interconexión con Guatemala y Honduras. Es importante aclarar que, si bien la transmisión es responsabilidad de una empresa estatal, legalmente esta actividad podría ser realizada también por una firma privada.

En la distribución participan ocho empresas privadas, cuatro pertenecen al Grupo AES, una llamada DELSUR y otras pequeñas que distribuyen energía a comunidades residenciales como son EDESAL, B&D y ABRUZZO. Estas empresas distribuidoras no tienen áreas de concesión establecidas, sino que compiten libremente en el mercado tanto a nivel de distribución como de comercialización de la energía.

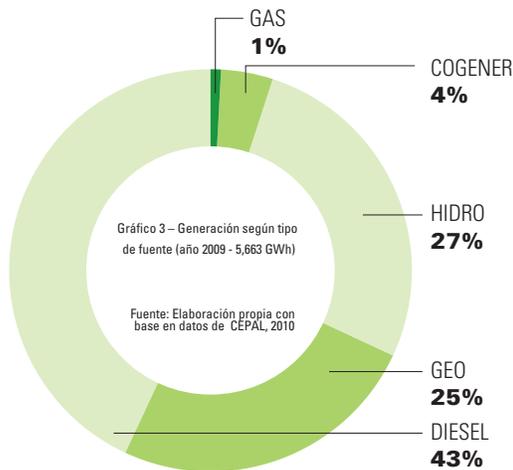
En el 2007, la Asamblea Legislativa de El Salvador aprueba la Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía (CNE) con el objetivo de crear una institución que sea rectora y normativa de la política energética regional, así como también que se encargue de formular y coordinar la implementación de esta última. La Nueva Política Energética Nacional de El Salvador 2010 – 2024, presentada por el CNE busca promover lo siguiente:

- Diversificación de la matriz energética y fomento a las fuentes renovables de energía
- Fortalecimiento de la institucionalidad del sector energético y protección al usuario
- Promoción de una cultura de eficiencia y ahorro energético
- Ampliación de cobertura y tarifas sociales preferentes
- Innovación y desarrollo tecnológico
- Integración energética regional

La capacidad total instalada en el 2009 ascendía a 1,490 MW. En este segmento de la industria eléctrica existen 12 empresas que inyectan el sistema de transmisión y participan tanto empresas privadas como la estatal llamada Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL). Las empresas con mayor capacidad instalada son la CEL que maneja cuatro centrales hidroeléctricas con una capacidad total de 472 MW; LaGeo (204.4 MW) que está a cargo de la generación geotérmica (empresa de capital mixto), Duke Energy (338 MW), Nejapa Power (144 MW) e Inversiones Energéticas (100 MW). Se suman 11.7 MW de pequeños generadores hidroeléctricos que inyectan a la red de distribución. El sector privado participa en generación térmica, en cogeneración y en menor medida en generación hidroeléctrica.

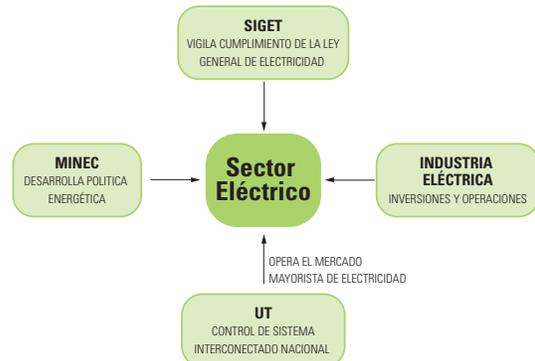
La matriz de generación (Gráfico 3) está constituida principalmente por fuentes fósiles (diesel con un 43%); sin embargo, las fuentes renovables tienen una participación importante: un 27% proviene de las centrales hidroeléctricas en tanto que un 25% de las centrales geotérmicas.

Gráfico 3 – Generación según tipo de fuente (año 2009 - 5,663 GWh)



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

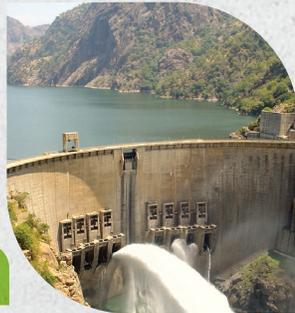
Figura 1. Estructura del sector energético de El Salvador



Fuente: Unidad de Transacciones

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 El Salvador.

En El Salvador el órgano rector del sector eléctrico está bajo la responsabilidad del Ministerio de Economía, con una unidad administrativa especial denominada Dirección de Energía Eléctrica. En esta institución se desarrolla la política energética. Adicionalmente, como parte de la rectoría se creó el CNE. Sus funciones abarcan proponer, gestionar y coadyuvar con los organismos correspondientes, la aprobación de estrategias energéticas que contribuyan al desarrollo socio económico del país.

Las actividades regulatorias del subsector eléctrico están a cargo de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) (institución autónoma), la cual aplica las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones, las leyes que rigen los sectores de Electricidad y de Telecomunicaciones y sus reglamentos. La SIGET vigila el cumplimiento de las disposiciones de la Ley General de Electricidad.

El marco legal con el cual se rige el subsector eléctrico es el siguiente:

- 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 2007¹⁴. Es la ley fundamental en materia de electricidad. Norma las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
- Reglamento de la Ley General de Electricidad. Acuerdo Ejecutivo No 70 del 25 de julio de 1997. La fuente utilizada contiene sus reformas.
- Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Decreto Legislativo No 462, de

diciembre de 2007¹⁵. Establece los incentivos que se le otorgan a los generadores de energía a base de fuentes renovables.

- Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía. Decreto Legislativo No 404, de noviembre de 2007.¹⁶ El Consejo tiene la finalidad de establecer la política y estrategia que promueva el desarrollo eficiente del sector energético.
- Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica. Decreto Ejecutivo No 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 abreviado para el otorgamiento de concesiones de recursos geotérmicos e hidráulicos para los proyectos cuya capacidad nominal total sea igual o menor a los 5 MW.

La Ley General de Electricidad (LGE) es la ley fundamental en materia de electricidad. A continuación se presenta un resumen de los puntos más relevantes de dicha ley:

- La Ley norma las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
- Son objetivos principales de la Ley el desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y el libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución.
- La Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) será la responsable del cumplimiento de las disposiciones de la Ley.
- Le corresponde a la Unidad de Transacciones (UT) la operación del sistema de transmisión, el despacho y la administración del mercado mayorista. La UT opera como una sociedad de capital, con acciones nominativas, de la que pueden ser accionistas operadores y usuarios finales que cumplan con los siguientes requisitos:

¹⁵ Disponible en el sitio web de la Corte Suprema de Justicia de la República de El Salvador (www.csj.gob.sv)

¹⁶ Ídem

¹⁴ Salvo indicación en contrario, las leyes están disponibles en el sitio web de la SIGET (www.siget.gob.sv).

generadores con una capacidad nominal total de por lo menos 5 MW, los transmisores cuyas instalaciones pertenezcan al sistema, los distribuidores con capacidad nominal de por lo menos 5 MW, los usuarios finales con capacidad nominal de por lo menos 1 MW, y los comercializadores que transen por lo menos un GWh por año.

- La generación de energía eléctrica a partir de recursos hidráulicos y geotérmicos requerirá de concesión otorgada por la SIGET. Sin embargo, la concesión para plantas generadoras con capacidad nominal total, igual o menor de 5MW se tramitará mediante un procedimiento abreviado. Las concesiones serán permanentes y transferibles. La concesión para la explotación del recurso se adjudicará a quien ofrezca el mejor precio. Las concesiones podrán terminar únicamente por renuncia o por incumplimiento de las obligaciones establecidas en ella.
- Los transmisores y distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y su utilización para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.
- Todos los contratos de compraventa de potencia y energía eléctrica entre operadores deberán registrarse en SIGET. Los precios y condiciones de los contratos de suministro de energía entre operadores estarán limitados únicamente por la voluntad de las partes y por la Ley, y para su perfeccionamiento no será necesaria la intervención de terceros.
- Está abierta la participación de personas privadas en la actividad de transmisión.
- Los operadores y usuarios finales podrán celebrar contratos que tengan por objeto el suministro de energía y servicios con entidades ubicadas fuera del territorio nacional.
- El mercado mayorista estará compuesto, al menos, por el Mercado de Contratos y el Mercado Regulador del Sistema (MRS). La UT operará el MRS y usará el Mercado de Contratos para su despacho programado. El despacho programado para cada período se basará inicialmente en las transacciones de compraventa de energía eléctrica acordada entre los particulares en la operación del Mercado de Contratos.
- El MRS funcionará con base en ofertas y precios correspondientes a incrementos o decrementos de las cantidades de energía eléctrica establecidas en el despacho programado.

La SIGET, mediante acuerdo, podrá establecer un precio base techo para la energía que se calculará según los plazos de vigencia de los contratos y teniendo en cuenta el costo de desarrollo de unidades generadoras eficientes y los precios estabilizados de energía esperados en el MRS.

El Salvador cuenta con una Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad, Decreto Legislativo No 462, de diciembre del 2007.

La rectoría del sector eléctrico está a cargo del Ministerio de Economía, el cual cuenta para ese fin específico con una unidad administrativa especial denominada la Dirección de Energía Eléctrica. Fue creada mediante el Acuerdo No 27 del 11 de enero del 2001. Entre los principales objetivos de esta dependencia gubernamental están:

- Perfeccionar el proceso de transformación y modernización del sector eléctrico emprendido por El Salvador, por medio del monitoreo y análisis del funcionamiento del Mercado Eléctrico (identificando problemas y formulando propuestas de solución).
- Impulsar la integración eléctrica regional, propiciando el fortalecimiento de los organismos regionales del sector, así como la sanción de reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias destinadas a regular el funcionamiento de un mercado eléctrico regional.
- Definir e implementar una estrategia de Electrificación Rural (ER).
- Promover fuentes renovables y el uso eficiente de la energía.
- Mejorar las condiciones de participación de las energías renovables en el sector eléctrico.

En junio del 2006 y como parte de la rectoría, se creó el Consejo Nacional de Energía. Sus funciones abarcan proponer, gestionar y coadyuvar con los organismos correspondientes, así como la aprobación de estrategias energéticas que contribuyan al desarrollo socio económico del país, en armonía con el medio ambiente.

El Consejo está integrado por el Titular del Ministerio de Economía, el Superintendente General de Electricidad y Telecomunicaciones; así como por siete representantes de diferentes organizaciones no gubernamentales y del sector privado relacionadas con actividades energéticas, nombradas por el Titular del Ministerio de Economía, a propuesta de esos sectores. Sus atribuciones son:

- Coadyuvar en la gestión para la aprobación de las estrategias energéticas con los organismos correspondientes.
- Analizar la problemática energética actual y proponer medidas de corto, mediano y largo plazo, tendientes al uso eficiente de la energía.
- Proponer fuentes alternativas de energía que posibiliten en el mediano plazo una menor dependencia de los productos derivados del petróleo.
- Proponer a los Órganos del Gobierno y al sector privado las acciones necesarias para el logro de las medidas que se decidan implementar.

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) fue creada por Decreto Legislativo No 808 del 12 de septiembre de 1996 como una institución autónoma de servicio público sin fines de lucro, con atribuciones para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones vigentes en El Salvador, en las leyes que rigen los sectores de Electricidad y de Telecomunicaciones y sus reglamentos, así como la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector de conformidad con lo establecido en la Ley General de Electricidad. La SIGET es la responsable del cumplimiento de las disposiciones de la Ley General de Electricidad (LGE) y tiene las siguientes facultades:

- Velar por la defensa de la competencia en los términos establecidos en la Ley General de Electricidad.
- Determinar la existencia de condiciones que garanticen la sana competencia en los precios ofertados en el mercado regulador del sistema, de conformidad con el Artículo 112 E de la Ley General de Electricidad.
- Resolver conflictos sometidos a su competencia y aplicar las sanciones correspondientes contenidas en la Ley General de Electricidad.
- Requerir la información necesaria para el cumplimiento de sus fines, de conformidad con lo establecido en la Ley General de Electricidad.

3.2 Incentivos para proyectos de energía renovable

En El Salvador, la única Ley que existe en el tema de incentivos es la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad, Decreto Legislativo No 462, de diciembre del 2007. Allí se muestran los incentivos que se le otorgan a los generadores de energía a base de fuentes renovables. A continuación se presenta un resumen de los estímulos creados:

- Los incentivos de la Ley están dirigidos a proyectos a partir de recursos hidráulicos, geotérmicos, eólicos, solares y de biomasa.
- Los proyectos de hasta 20 MW de potencia gozarán durante 10 años de exención de Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos para las etapas de pre inversión e inversión en la construcción de las centrales eléctricas, incluyendo las líneas de sub-transmisión necesarias para transportar la energía hasta las redes de transmisión o distribución.
- Los proyectos de hasta 10 MW están exonerados del pago del Impuesto sobre la Renta por un período de 10 años. En el caso de los proyectos entre 10 y 20 MW esta exoneración será por un período de cinco años. En ambos casos, a partir de la entrada en operación comercial.
- Gozarán de exención total del pago de todo tipo de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las "Reducciones Certificadas de Emisiones" (CERs) en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) o mercados de carbono similares.

Actualmente el CNE está elaborando un estudio y una propuesta de Marco Regulatorio para promover el desarrollo de proyectos de generación de electricidad por medio de recursos renovables, considerando proyectos de hasta un máximo de 20 MW en el Sistema de Distribución.

Por ende, se pretende revisar, reformar o crear un marco regulatorio adecuado para incentivar la generación de energía con fuentes renovables, que permita el desarrollo integral del sector y diversifique la oferta en generación eléctrica. Dicho marco regulatorio buscará potenciar sobre todo a pequeños proyectos al establecer reglas para asegurar la conexión en la red de distribución para aquellos proyectos que lo

requieran (Generación Distribuida Renovable), como lo son aquellos usuarios auto productores que deseen inyectar el excedente de energía a la red, revisando también la actual propuesta de normativa para la interconexión a la red de distribución.

Al mismo tiempo, busca establecer las condiciones que permitan la comercialización de la energía generada, estudiando la manera en que dicho marco regulatorio contemple precios preferenciales para la energía inyectada a la red por los proyectos renovables y estableciendo los requisitos que deberán cumplir para acceder a estos beneficios. Además se evaluarán incentivos adicionales, los cuales se otorgarán al demostrar el impacto positivo que tienen a nivel social. Por ejemplo, en desarrollo local, creación de capacidades, innovación tecnológica, beneficios ambientales y otros. También se buscarán incentivos fiscales efectivos que incluyan a todos los proyectos renovables convencionales y no convencionales.

Ambas necesidades complementarias son requeridas dados los resultados de los planes a mediano plazo, los cuales proyectan la instalación de por lo menos 200 MW de nueva capacidad. Para ello es necesario definir qué tipo de recurso (combustible) o recursos se potenciarán para el desarrollo de dicha capacidad. La propuesta es que un porcentaje de ese recurso sea de tipo renovable.

La CNE está buscando institucionalizar la promoción de energías renovables -tanto en proyectos públicos como privados- vía leyes y reglamentos que brinden señales claras a los actores del sector.

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

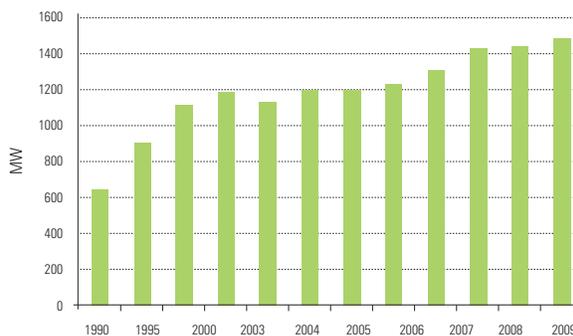
El propósito de esta sub-sección es presentar algunas estadísticas descriptivas que reflejen la evolución del sector energético en el tiempo, especialmente destacando los cambios en la legislación vigente y el posible impacto que pueden haber tenido en las características del sector. Es importante destacar, sin embargo, que el presente no pretende ser un análisis de causalidad, lo que escapa al alcance de este trabajo. Los datos presentados en esta sub-sección son elaboración propia de los autores a partir de datos

provenientes de CEPAL, 2010, excepto por la serie de producción anual de energía eléctrica y población que va desde 1971, utilizada para calcular el consumo energético per cápita. Estos últimos provienen del Banco Mundial, 2010.

En El Salvador, la ley rectora del mercado energético (Ley General de Electricidad) se dictó en 1996 para ser reglamentada en 1997. Desglosa el sector en generación/transmisión/distribución y permite la participación de actores privados en todas ellas (sin embargo, en la práctica la empresa de transmisión Salvadoreña es 100% estatal). 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 (sin embargo, la SIGET puede, mediante acuerdo, establecer un precio techo para la energía según el costo esperado para unidades eficientes y los precios del mercado spot).

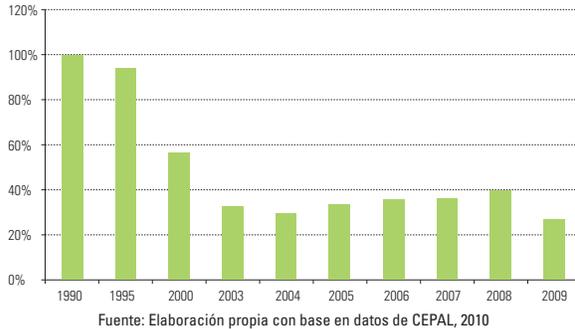
El crecimiento interanual del período 2000-2005 es menor al observado en los quinquenios 1990-1995 y 1995-2000 (Gráfico 4). La participación del estado en la generación oscila, dependiendo del funcionamiento de las centrales hidroeléctricas de la estatal Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), entre el 26% y el 40% (Gráfico 5, años 2005-2009).

Gráfico 4 - Evolución de la capacidad instalada



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

Gráfico 5 - Evolución de la participación del sector público en la generación total



La participación de las energías renovables en la capacidad total no muestra un cambio notable desde los valores anteriores a las reformas (en el Gráfico 6, compárese 1995 con 2009). Si bien hubo una caída en la participación de las renovables en la generación respecto al año 1990, ésta ya se había registrado en 1995, antes de las reformas (ver también Gráfico 7).

Gráfico 6 - Evolución de la participación de energías renovables en la capacidad

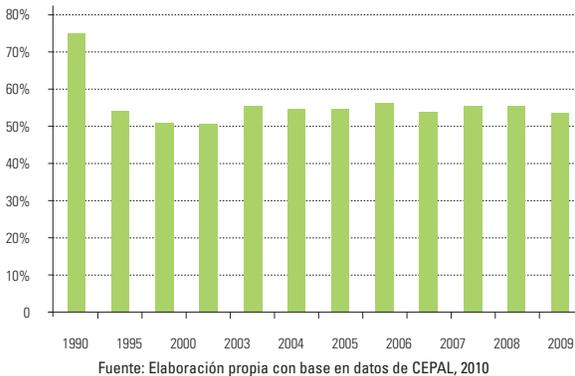
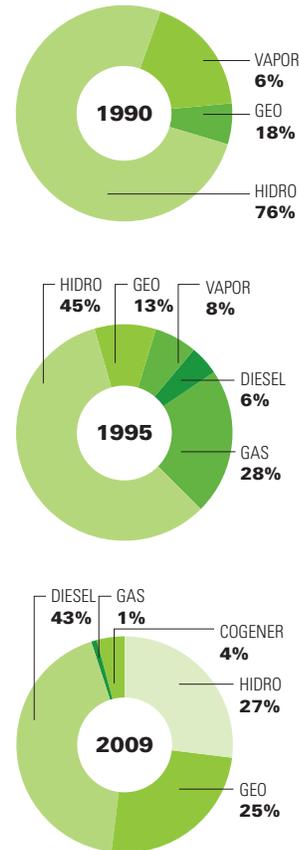


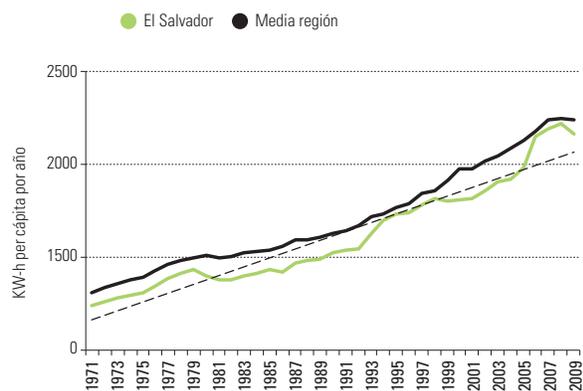
Gráfico 7 – Generación según tipo de fuente



En El Salvador, la “Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad” (Decreto Legislativo N° 462) fue sancionada en diciembre del 2007. Sin embargo, desde las reformas de 1996 las únicas fuentes renovables nuevas en incorporarse al Sistema Interconectado Nacional han sido cogeneradoras. En efecto, desde el 2000 se incorporaron 560.7 MW, de los cuales 457.2 MW pertenecen a centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, en tanto que 103.5 MW fueron aportados por cogeneradoras a base de bagazo (Todas estas capacidades fueron medidas en el 2009.) Según la tasa de crecimiento del parque renovable, los incentivos aún no parecen haber tenido mayor impacto en la matriz energética del país.

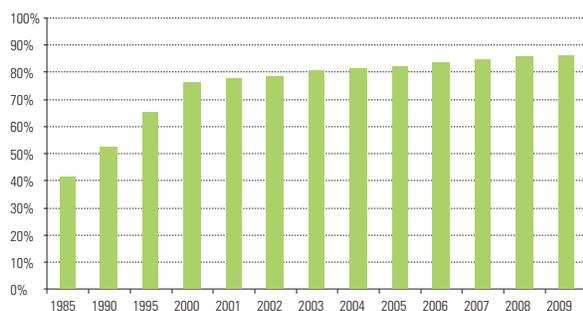
El consumo eléctrico per cápita experimentó un crecimiento estable al incrementarse en promedio un 4.1% (1972-2009). La brecha con la media centroamericana es mínima aunque persistente.

Gráfico 8 - Evolución del consumo per cápita



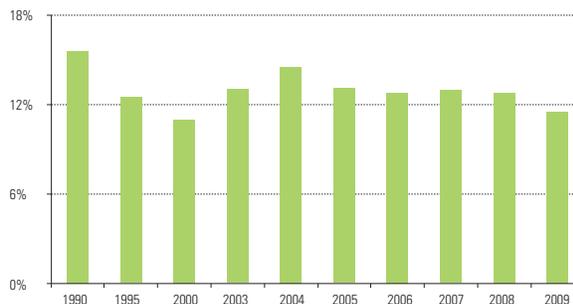
Fuente: Elaboración propia con base en datos de Banco Mundial, 2010.

Gráfico 9 - Evolución de la cobertura eléctrica



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

Gráfico 10 - Evolución de las pérdidas de transmisión



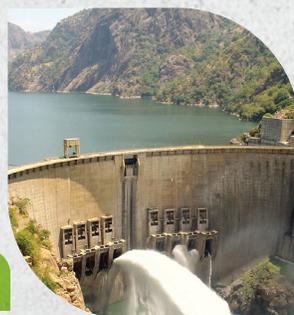
Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPAL, 2010.

Existen dos indicadores adicionales cuya mejoría podría señalar el impacto proveniente de las reformas del sector. El primero es la evolución de la cobertura eléctrica (Gráfico 9), que en el período bajo estudio tuvo un incremento parejo, para ubicarse en el 2009 en un 86.4%.

El segundo es que no hubo un efecto marcado en las pérdidas de transmisión (Gráfico 10), que desde 1995 han oscilado entre el 11.6% y el 18.2%, siendo el mínimo de este rango el correspondiente al 2009 (en 1995 la cifra era de 12.5%).

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

En el momento de redactar el presente informe, El Salvador está atravesando una transición en el mercado de ocasión de un sistema basado en precios (ofrecidos por los generadores) hacia un sistema basado en costos (estimados utilizando una fórmula estándar de acuerdo con la tecnología de cada generador). Paralelo a esto, se intenta fortalecer el mercado de contratos de largo plazo despegándolo del mercado de ocasión, esto es, permitiendo que los precios del primero se fijen con independencia del segundo. De hecho, es el mercado de ocasión el que por ahora ha venido dominando el mercado de energía eléctrica, ya que hacia el 2009 un 65% del total de energía pactada provenía del mercado spot (CEPAL, 2010).

Los plazos de los contratos van de dos a 15 años y contemplan pagos por potencia y por energía. En los documentos licitatorios obtenidos, los precios se estipulan de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$PPC_t = PBPA_t = PBPA_{t-1} \left[\left(\frac{CPI_t - CPI_{t-1}}{CPI_{t-1}} \pm 0.015 \right) + 1 \right],$$

donde:

PPC_t es el precio de la potencia contratada en el año t
 $PBPA_t$ es el precio base de la potencia según Acuerdo SIGET N° 29-E-2007 (el valor inicial $PBPA_0$ es de 6.43 US\$/KW/mes, vigente al año 2007)

CPI_t es el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos en el año t

La constante 0.015 se suma cuando hay una disminución de precios mayor al 1.5% (limitando la variación anual a las caídas por encima del 1.5%); si el aumento en los precios es superior al 1.5%, la constante se resta, limitando la subida de precios a los cambios por encima del 1.5%.

Por ende, el precio de la potencia está determinado exógenamente y los participantes en las licitaciones sólo pueden competir vía precio de la energía, definido como:

$$PEC_m = PEC_0 \cdot \left(\delta_1 + \delta_2 \frac{CCom_m}{CCom_0} + \delta_3 \frac{CPI_m}{CPI_0} \right),$$

donde:

PEC_m es el precio de la energía en el mes m (PEC_0 es el valor inicial)

$\delta_1 + \delta_2 + \delta_3 = 1$, a ser indicados por el *ofertante*.

$CCom_m$ es el precio de los combustibles representativos autorizados por la SIGET en el mes m

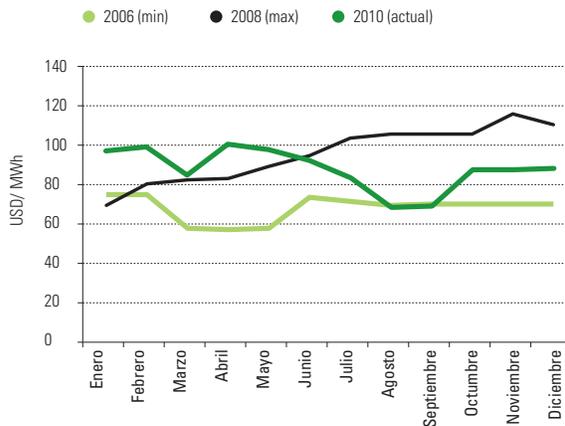
CPI_m es el índice de precio al consumidor de los EEUU en el mes m .

4.2 Tarifas históricas aprobadas y negociadas en contratos

Si bien las tarifas pactadas en los contratos privados no se encuentran disponibles al público, muchas de ellas están atadas al mercado de ocasión, donde la mayor parte de la energía eléctrica de El Salvador es transada y para el cual existe abundante información disponible a través de la Unidad de Transacciones (UT).

El Gráfico 11 muestra el comportamiento del precio promedio a lo largo del último año, indicando también el del año con mayor y menor precio promedio de los últimos cinco años (2008 y 2006 respectivamente). El comportamiento anual del precio depende, 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.

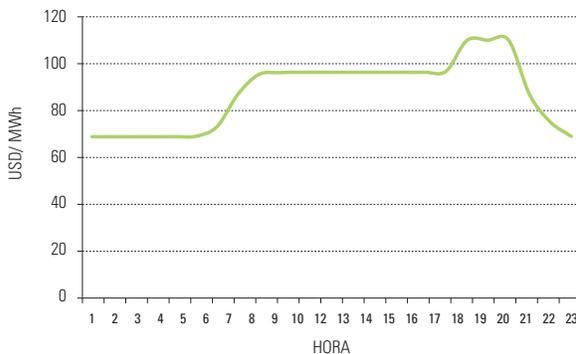
Gráfico 11 - Comportamiento anual del precio del mercado spot en el Salvador



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Unidad de Transacciones

Por último, el Gráfico 12 muestra el precio promedio para todo el 2010 en cada una de las 24 horas del día, siendo las más costosas las del bloque comprendido entre las 18 y las 20 horas (alrededor de 110 USD/MWh).

Gráfico 12 - Precio promedio horario (año 2010)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Unidad de Transacciones

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 Salvador, el artículo 9 de la Ley General de Electricidad indica que corresponde a la SIGET regular y fijar los cargos por el uso de las redes de transmisión y distribución, por la operación coordinada del sistema de transmisión, la operación del mercado mayorista, las ventas al usuario final, los cargos por conexión y reconexión de usuarios finales a redes de distribución y la conexión de nuevas redes de distribución.

La transmisión eléctrica está sujeta al pago de peajes que son regulados por la SIGET, que determina el Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST). El valor a febrero del 2010 de este cargo es de US\$ 4.65/MWh (Diario Oficial de la República de El Salvador No23) resultado de la valoración de los costos por operación y mantenimiento, la anualidad del valor nuevo de reemplazo, el valor esperado de compensación por fallas, la anualidad de las inversiones del plan de expansión de transmisión; menos los ajustes por ingresos adicionales y cualquier sobrecargo efectuado en el pasado; ponderado por la energía inyectada proyectada. Adicionalmente, la UT recibe un pago denominado "Cargo por la Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista" (COSTAMM) que para el 2010 asciende a US\$ 0.6170/MWh.

Los cargos por distribución y comercialización son incorporados en los pliegos tarifarios de cada una de las distribuidoras. Estos son establecidos por KWh y los cargos por comercialización como cargos fijos por usuario-mes.

4.4 Análisis del Costo Marginal de Corto Plazo

En la actualidad, El Salvador se encuentra en la transición entre un mercado basado en precios a uno basado en costos; ambos esquemas funcionan con base horaria.

En particular, el mercado de ocasión ("Mercado Regulador del Sistema", MRS) se despacha de acuerdo al apilamiento de las ofertas de precio de los participantes. Con el nuevo sistema, el despacho se realizará de acuerdo al costo de la última unidad que entra en el despacho ("costo marginal"), precio que será pagado a todas las unidades que participan del despacho en una hora determinada.

Los costos que se utilizarán para determinar el despacho de las unidades son los gastos de combustibles (precio del combustible multiplicado por la eficiencia, más combustible utilizado en el arranque y paro de las unidades) y otros costos variables de operación y mantenimiento. Esta última partida considera los costos asociados a los ciclos de mantenimientos y a los que se originan por la operación mecánica, eléctrica y química del equipamiento de generación y suministro de energía eléctrica a la red.

El cálculo de los costos variables combustibles a ser utilizados en la programación de la operación es responsabilidad de la UT y lo efectuará con la información proporcionada por los participantes del mercado.

El precio del MRS se calcula como el costo marginal de operación más los Cargos del Sistema que incluyen:

- Cargo por Actualización del Registro en la SIGET
- Cargo por administración del Mercado Mayorista
- Cargo por Uso de Sistema de Transmisión
- Cargos asociados con las Transacciones Internacionales
- Pérdidas de Transmisión
- Cargos asociados con Servicios Auxiliares: Regulación de Voltaje y aportes de energía reactiva, Arranque en Cero Voltaje, Reserva Fría por Confiabilidad.
- Compensaciones relacionadas con la determinación del costo marginal.

Por su parte, el MRS también realiza pagos de potencia de acuerdo con la teoría del costo marginal, en virtud de la cual el valor de la potencia que debe reconocerse en un mercado de costos, debe ser tal que permita la recuperación de la inversión de la máquina marginal ideal adaptada al sistema en cuestión. SIGET ha calculado este valor en base a una máquina de gas, en US\$/kW/mes. Las tecnologías renovables -que suelen tener un costo de inversión significativamente mayor pero un costo variable significativamente menor- pueden cubrir esta diferencia a partir de la brecha entre el costo marginal del sistema (el valor que se paga a los generadores a partir del costo de la última unidad despachada en una hora determinada) y sus costos variables.

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

En El Salvador existe un Mercado Mayorista dividido en dos segmentos: a) el Mercado de contratos, donde se dan transacciones bilaterales entre los participantes y b) el Mercado Regulador del Sistema, donde se colocan los excedentes y se realiza el balance de corto plazo para cubrir la demanda total del Mercado Mayorista.

El artículo 9 de la Ley General de Electricidad indica que corresponde a la SIGET regular y fijar los cargos por el uso de las redes de transmisión y distribución, por la operación coordinada del sistema de transmisión, la operación del mercado mayorista, las ventas al usuario final, los cargos por conexión y reconexión de usuarios finales a redes de distribución y la conexión de nuevas redes de distribución.

Los precios por los servicios y suministros de energía eléctrica no contemplados en la descripción mencionada son fijados entre las partes, con base en sus costos reales previa negociación entre la distribuidora y el usuario final. Por tal razón, en materia de generación de energía, no hay injerencia de los entes reguladores para el cálculo tarifario.

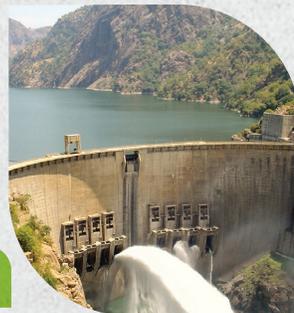
4.6 Metodologías para los mecanismos de negociación y acuerdo de precios o tarifas entre comprador (es) y vendedor (es), para contratar la electricidad procedente de plantas de energía renovable

En El Salvador existe un mercado mayorista que está dividido en dos segmentos: a) el Mercado de contratos, donde se dan transacciones bilaterales entre los participantes y b) el Mercado Regulador del Sistema, donde se colocan los excedentes y se realiza el balance de corto plazo para cubrir la demanda total del mercado mayorista.

Además de lo expuesto, el artículo 10 bis de la Ley General de Electricidad dispone que todos los contratos de compra-venta de potencia y energía eléctrica entre operadores deban registrarse en SIGET. Los precios y condiciones de los contratos de suministro de energía entre operadores estarán limitados únicamente por la voluntad de las partes y por la Ley, y para su perfeccionamiento no será necesaria la intervención de terceros.

SECCIÓN 5

GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN



5. Generación, Transmisión y Distribución

5.1 Generación

De acuerdo con la Ley General de Electricidad (LGE), se califica como generador la entidad poseedora de una o más centrales de producción de energía eléctrica que comercializa su producción en forma total o parcial.

En la LGE, algunos artículos muestran las obligaciones de los generadores:

- Art. 62. Los generadores conectados al sistema de transmisión deberán tener vigentes en todo momento, contratos de transmisión. Los generadores o comercializadores que hayan suscrito contratos de suministro de energía a usuarios finales, deberán tener vigentes en todo momento contratos de distribución.
- Art. 65. Los generadores y comercializadores podrán exigir de los transmisores y distribuidores la suscripción de contratos que en forma total o parcial se apeguen a los que hayan sido registrados en la SIGET y se encuentren vigentes.

Asimismo en el Reglamento de la Ley General de Electricidad se muestra más responsabilidades:

- Art. 67-K. La capacidad firme de una unidad es aquella potencia que una unidad o central generadora es capaz de inyectar al sistema con una alta probabilidad en el sistema eléctrico, conforme el procedimiento que se establezca al efecto en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.

La capacidad de una unidad generadora por utilizar en el cálculo de la capacidad firme no podrá ser superior a la máxima capacidad que ella puede inyectar al sistema por razones de estabilidad.

Las capacidades firmes de todas las unidades deberán ser proporcionalmente ajustadas, de modo que la suma resulte igual a la demanda máxima en el período de control, entendida como la máxima generación neta horaria más las importaciones y menos las exportaciones.

- Art. 71. Los generadores que tengan contratos de suministro de energía eléctrica con usuarios finales deberán inscribirse en la SIGET como comercializadores.
- Art. 72. Los comercializadores deberán tener contratos de distribución con cada uno de los operadores de las redes que utilicen para el suministro de energía eléctrica.

En los contratos de distribución se deberá establecer la forma en el que el comercializador pagará al distribuidor por la energía consumida por los usuarios finales, en exceso de la contratada.

Tabla 7 - Participación de Generadores en El Salvador 2009

	Nº de Centrales	Capacidad Instalada (KW)	Generación Neta (MWh)
Total	24	1490,307	5663,046.1
Sistema Nacional Interconectado	24	1490,307	5663,046.1
Mercado Mayorista	19	1471,111	5602,597.4
Empresas públicas	4	472,000	1500,382.2
Hidráulica	4	472,000	1500,382.2
CEL	4	472,000	1500,382.2
Empresas Privadas	15	999,111	4,102,215.2
Geotérmica	2	204,400	1420,860.6
LaGeo	2	204,400	1420,860.6
Térmica	13	794,711	2681,354.6
CASSA	1	60,000	151,548.0
CESSA	1	32,600	172,413.2
CLESA	1	-	53.7
Duke	2	338,300	745,622.8
E Borealis	1	13,600	69,489.5
GECSA	1	11,611	68,105.3
Ing. Ángel	1	22,500	54,587.4
Ing. Cabaña	1	21,000	25,849.6
Inm. Apopa	1	6,800	47,190.5
Invers. Ene	1	100,200	602,549.6
Nejapa	1	144,000	527,547.0
Textufile	1	44,100	216,398.0
Mercado Minorista	5	19,196	60,448.7
Empresas Privadas	5	19196	60,448.7
Hidráulica	4	13,696	60,448.7
CECSA	1	7400	30586.6
De Matheu	1	1500	5309.8
Papaloate	1	2000	7306.4
Sensunapán	1	2796	17245.9
Térmica	1	5,500	
EGI Holdco	1	5500	

Fuente: CEPAL, 2010

El actor que posee mayor participación en la generación del Mercado Mayorista es la empresa Estatal, Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) con un 26.49%. A continuación se encuentran empresas privadas como LaGeo de generación geotérmica con un 25.09% y Duke de generación térmica con un 13.17%.

5.2 Transmisión

La transmisión de energía en alta tensión es desarrollada por la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL). Adicionalmente, le corresponde elaborar el planeamiento de la expansión, la construcción de nuevas ampliaciones y refuerzos de la red de transmisión, así como su mantenimiento.

Al 30 de junio del 2010 el sistema de transmisión estaba constituido por 38 líneas de 115 KV que poseen una longitud total de 1,072.49 km. Por otra parte, cuenta con dos líneas de 230 KV que interconectan el sistema de Transmisión de El Salvador con el de Guatemala y Honduras, cuya longitud en el caso de la línea hacia Guatemala es de 14.6 Km y en Honduras es de 92.9 km. Además, se dispone de 23 subestaciones de potencia, entre las cuales se destaca la incorporación reciente de la subestación La Unión. La capacidad de transformación instalada actualmente es de 2,386.7 MVA (SIGET, 2010).

En la Ley General de Electricidad se especifican otras responsabilidades del Transmisor:

- Art. 27. Los transmisores y distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y su utilización para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.
- Art. 28. Las condiciones para realizar la interconexión así como la utilización de las instalaciones se sujetarán a lo que dispongan las partes.
- Art. 41. Todo transmisor deberá poner a disposición de la UT los medios de control de sus instalaciones para la operación coordinada del sistema. La UT estará facultada para controlar las unidades de generación de sus miembros.
- Art. 42. Las decisiones de operación que tome la UT serán de cumplimiento obligatorio para los operadores.
- Art. 43. Cada operador será responsable del mantenimiento, ampliaciones y mejoras de sus instalaciones. Los generadores y transmisores deberán coordinar sus operaciones de mantenimiento con la UT.
- Art. 44. La UT podrá desconectar del sistema las instalaciones de cualquier operador que las mantenga en forma tal que representen un

peligro para los de otros operadores, la seguridad o estabilidad del sistema y los bienes o vida de personas. También podrá efectuar la desconexión de las instalaciones de operadores que se encuentren en mora en sus obligaciones con respecto a ella.

- Art. 45. En casos de emergencia, todos los operadores deberán de poner a disposición de la UT el control de sus equipos. Los costos resultantes de la operación en estos casos serán cubiertos de acuerdo con la metodología establecida por la UT. La UT determinará las circunstancias que podrán considerarse como de emergencia y deberán estar relacionadas con la resolución de fallas generalizadas en el sistema.
- Art. 49. La UT determinará los requisitos con los que deberán cumplir los sistemas de información y control de los operadores interconectados al sistema.

5.3 Distribución

En la actividad de distribución en El Salvador participan ocho empresas privadas, cuatro son pertenecientes al Grupo AES, otra llamada DELSUR y unas pequeñas que distribuyen a comunidades residenciales como son EDESAL, B&D y ABRUZZO. Estas empresas distribuidoras no tienen áreas de concesión establecidas sino que compiten libremente en el mercado tanto a nivel de distribución como de comercialización de la energía.

A continuación se detallan las empresas que realizan la actividad de distribución:

- Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C.V. (DELSUR, S.A. de C.V.): suministra energía a la zona centro-sur del país, principalmente en los departamentos de La Libertad, San Salvador, La Paz, San Vicente y Cuscatlán. Comenzó a operar en El Salvador en enero de 1996 como entidad estatal.
- Empresa Distribuidora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V. (EDESAL, S.A. de C.V.): atiende usuarios en los siguientes sectores: Santa Ana, San Miguel, San Salvador y La Libertad.
- Grupo AES El Salvador, conformado por las empresas distribuidoras:
 - o Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S.A. de C.V. (CAESS, S.A.

de C.V.): nace en 1890 por iniciativa de un grupo de salvadoreños, con el propósito de distribuir y comercializar energía eléctrica. Atiende en los departamentos de Chalatenango, Cuscatlán, Cabañas y la zona Norte de San Salvador.

o Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana y Cía. S en C. de C.V (AES-CLESA, S. en C. de C.V.): fundada en 1892. esta empresa eléctrica sirve a la zona occidental del país, específicamente a los departamentos de Santa Ana, Sonsonate, Ahuachapán y parte del Departamento de La Libertad.

o Empresa Eléctrica de Oriente, S.A. de C.V. (EEO, S.A. de C.V.): presente en los departamentos de San Miguel, Morazán, La Unión, parte de Usulután y San Vicente.

o Distribuidora Eléctrica de Usulután, Sociedad de Economía Mixta (DEUSEM, S.A. de C.V.): fundada en 1957, sus usuarios son habitantes de las zonas rurales.

- B&D, Servicios Técnicos, S.A. de C.V. y ABRUZZO.

Los números de clientes identificados por distribuidora se muestran en la Tabla 8:

Tabla 8 - Número de Clientes por distribuidora

Distribuidora	Cantidad de clientes
CAESS	525,529
DELSUR	317,147
AES-CLESA	312,355
EEO	236,929
DEUSEM	63,477
EDESAL	9,064
B&D	10
ABRUZZO	85
TOTAL	1,464,596

Fuente: SIGET, 2010

En la LGE se mencionan algunas funciones correspondientes a las distribuidoras:

- Art. 27. Los transmisores y distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y su utilización para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.

- Art. 28. Las condiciones para realizar la interconexión así como la utilización de las instalaciones se sujetarán a lo que dispongan las partes.

- Art. 32. Los distribuidores presentarán semestralmente a la SIGET un informe que contendrá al menos:

- La energía entregada por tipo de consumidor;
- La energía entregada a nombre de terceros;
- Los precios promedio por tipo de consumidor durante el período;
- Las características y fallas de su sistema durante el período; y,
- El detalle total de las compensaciones por fallas a los usuarios, diferenciando las que son por causas atribuibles a la empresa de distribución;
- La calidad de sus servicios y suministros."

- Art. 43. Cada operador será responsable del mantenimiento, ampliaciones y mejoras de sus instalaciones. Los generadores y transmisores deberán coordinar sus operaciones de mantenimiento con la UT.

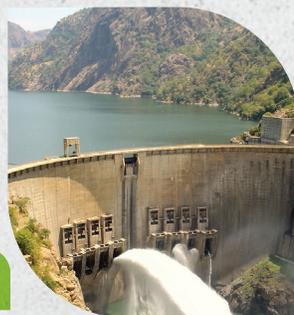
- Art. 44. La UT podrá desconectar del sistema las instalaciones de cualquier operador que las mantenga en forma tal que representen un peligro para los otros operadores, la seguridad o estabilidad del sistema y los bienes o vida de personas. También podrá efectuar la desconexión de las instalaciones de operadores que se encuentren en mora en sus obligaciones con respecto a ella.

- Art. 45. En casos de emergencia, todos los operadores deberán de poner a disposición de la UT el control de sus equipos. Los costos resultantes de la operación en estos casos serán cubiertos de acuerdo con la metodología establecida por la UT. La UT determinará las circunstancias que podrán considerarse como de emergencia y deberán estar relacionadas con la resolución de fallas generalizadas en el sistema.

- Art. 49. La UT determinará los requisitos con los que deberán cumplir los sistemas de información y control de los operadores interconectados al sistema.

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 Constitutivo, 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.

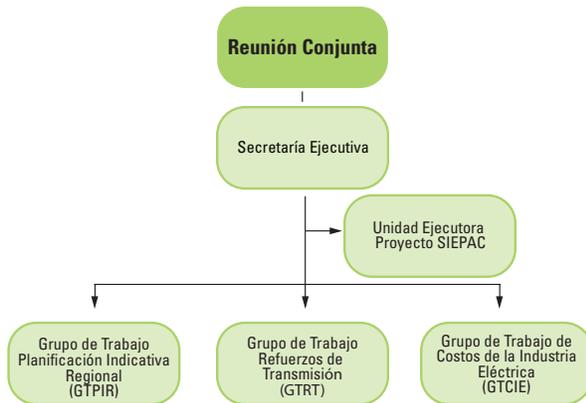
j) Realizar cualesquiera otras actividades que coadyuven a llevar a cabo los objetivos generales del CEAC.

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: CEAC, 2011

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.

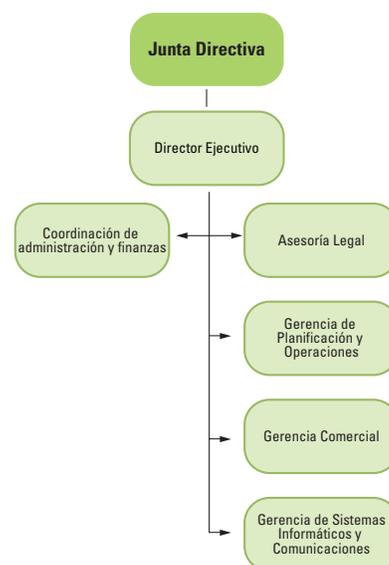
b) Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.

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: 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.

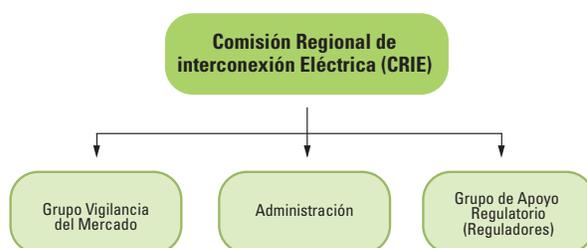
6.1.3 Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

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:

- a) 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

b) Establecer la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER.

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)¹⁷. 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: 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 Marco 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 protocolo, en la Ciudad de Panamá el 11 de julio de 1997 para facilitar la interpretación del Tratado Marco y su aplicación.

En abril del 2007 fue aprobado un Segundo Protocolo 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), 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 aspectos:

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

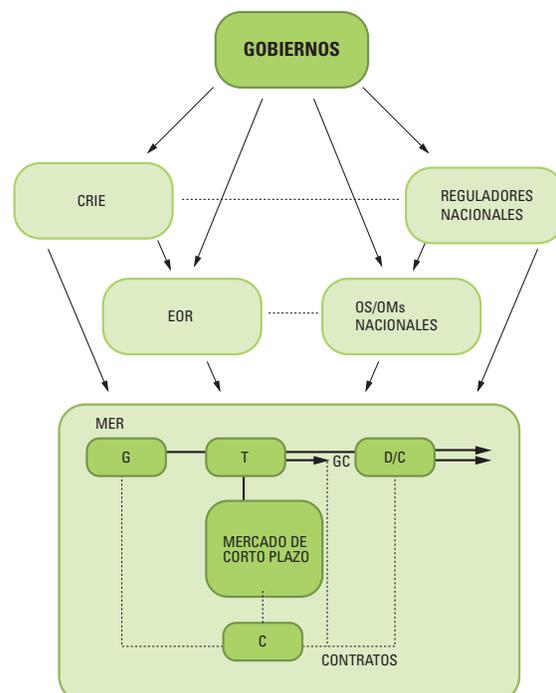
6. Sanciones y Controversias

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.
- 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

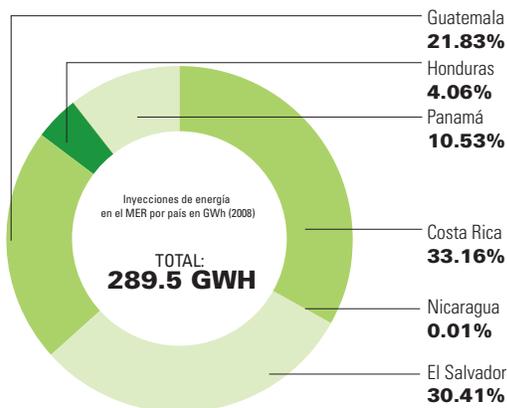
6.3 Participación del país en mercados regionales o supranacionales

Durante el período de enero del 2008 a diciembre del 2008, el total de energía neta comercializada fue de 289.50 Gigavatios-Hora. Mientras tanto, 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 de un 25% con respecto al 2008.

Inyecciones de energía en el MER

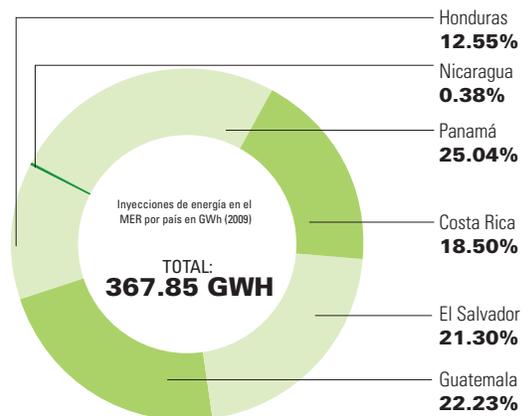
Según se observa en el Gráfico 14, en el 2008 El Salvador fue el segundo país que reflejó un mayor volumen de ventas al MER con un 30.41%, luego de Costa Rica (33.16%). Sin embargo, en el 2009 (Gráfico 14), El Salvador disminuyó su inyección a un 21.31% de la energía total, luego de Panamá (25.04%), y Guatemala (22.23%). Además, como puede observarse en los gráficos, Nicaragua fue el país que menos vendió en la región en ambos años.

Gráfico 13 – Inyecciones de energía en el MER por país en GWh (2008)



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

Gráfico 14 – Inyecciones de energía en el MER por país en GWh (2009)

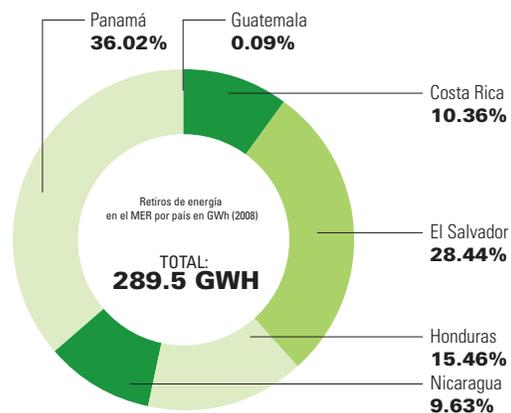


Fuente: Elaboración propia basada en datos del Ente Operador Regional, 2010

Compras de energía en el MER

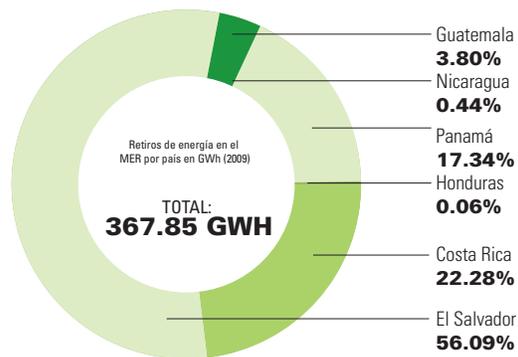
En relación con las compras de energía, en el 2008 El Salvador fue el segundo país con las mayores importaciones después de Panamá, pues compró un 28.44% del total de la energía retirada. Sin embargo, ya en el 2009, El Salvador fue el país con las mayores importaciones, pues compró 56.09% de energía, muy por encima de Costa Rica (22.27%) y Panamá (17.34%) ubicados en la segunda y tercera posición. Por otro lado, en el 2008 Guatemala fue el país que realizó menos compras en el MER (0.09%) y en el 2009 fue Honduras con un 0.06%.

Gráfico 15 – Retiros de energía en el MER por país en GWh (2008)



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

Gráfico 16 – Retiros de energía en el MER por país en GWh (2009)



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

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

Tabla 9 – 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, 2010

Tabla 10 – 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, 2010

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, El Salvador se encuentra entre los países de la región con mayor avance en materia de armonización. Cuenta con la ventaja de que su Unidad de Transacciones (UT) fue la entidad inicialmente encargada del despacho del MER en su fase inicial. En correspondencia con el principio de gradualidad del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, la responsabilidad y administración del Servicio de Administración Comercial del MER fue asumida en su totalidad por el Ente Operador Regional a partir de junio del 2006.

El Salvador está desarrollando proyectos de refuerzos internos para adaptar la infraestructura de las redes

nacionales al mercado regional. Como parte de lo anterior, ETESAL ya ha construido tres subestaciones nuevas.

Los siguientes puntos 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 (EOR) 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 (RMER). 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 El Salvador 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 11 –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
Cahuíta - Changuinola	230	Costa Rica - Panamá

Fuente: Ente Operador Regional, 2011

Tabla 12 – Tramos de la línea SIEPAC en los países de Centroamérica¹⁸

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 13 - Componentes de la RTR¹⁹ respecto a total con base en datos (BDD) del software PSS/E

El Salvador RTR 2010			
Elemento de Transmisión	Voltaje (kv)	Total BDD	RTR
Nodos	230	3	3
	115	24	17
TOTAL		27	20
Líneas de Transmisión	115	37	19
	230	2	2
TOTAL		39	21
Transformadores de tres devanados	230/115/46	6	6
TOTAL		6	6

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.

18 Fuente: Ente Operador Regional, 2011

19 Ídem

La implementación de la medición comercial es un punto estratégico para la viabilidad del MER. Dado que este 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. Dicha base de datos preverá, como mínimo, la organización de la información en una base comercial y una base operativa; estas 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. En este aspecto, El Salvador es el único país que no condiciona su participación en el MER a la satisfacción previa de la demanda interna.

Por otro lado, el MER requiere que las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización no estén concentradas en un mismo actor. En El Salvador todas estas actividades se encuentran descentralizadas.

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 El Salvador, la operación del despacho económico la ejerce la Unidad de Transacciones, que es la misma entidad que brindó el servicio a nivel regional y por lo tanto podrá adecuarse a los requisitos que ella misma establezca. Pese a esto, el desafío más grande para El Salvador es el de coordinar el traspaso del sistema de despacho basado en precios al basado en costos en paralelo con la implementación del MER.

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 14, 15 y 16.

Tabla 14 - Requisitos de calidad del MER

SEGURIDAD	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 periodos de 10 min., deberán estar entre $60 \pm 1.65 \sigma$ Hz (σ : desv. std. de la frecuencia promedio en período de 10 min. El valor de σ será de 0.03 Hz.

Fuente: Libro III del Reglamento del MER

Tabla 15 - 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 16 – 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. $E_{10} = 0.03$ 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 MER²⁰

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

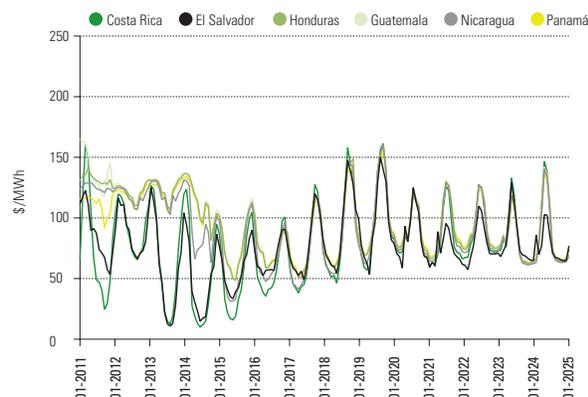
que su central tenga un factor de planta del 100%. Para la determinación del nivel de la tarifa se propone que la fijación se realice usando el criterio de costo marginal²¹, es decir, el costo promedio de un KWh adicional en la red en el futuro. De este criterio existen dos variantes:

- 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

- 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 17 - Costo marginal de la demanda según el CEAC



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

- No considera el costo de la potencia ya que no hay adición de potencia.
- 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.

20

Basado en Bitu & Born, 1993

21

De acuerdo a Samuelson & Nordhaus, 1986

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

- Dada su alta variabilidad con el tiempo, se debe promediar este valor para el periodo de vida del contrato de compra venta de energía.
- 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:

a. 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

b. 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.

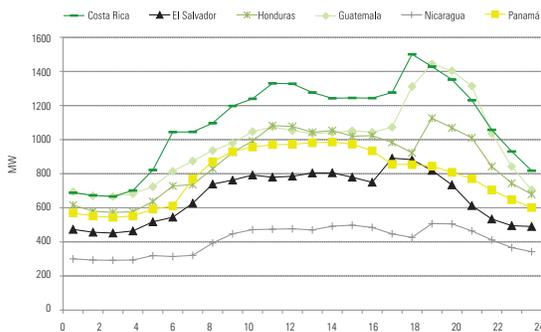
6.5.1.ii Estructura de la Tarifa

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:

- a. 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 18 - Curva de carga típica (lunes a viernes - año 2007)



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

b. 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 periodo 2011-2025, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central)

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



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

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



Fuente: Consejo de Electrificación de América Central, 2010

c. Se calcula la demanda de energía en cada hora y se obtiene la demanda de energía promedio del día.

- d. Se hace el cociente de la demanda de energía de cada hora entre la demanda de energía promedio del día.
- e. Se discrimina entre las horas de alta demanda y las horas de baja demanda.
- f. Se obtiene un promedio del numeral cuarto para las horas de alta demanda y otro para las horas de baja demanda.
- g. 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 congestión 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 Systems". Dicha normativa²² 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

²² Disponible en http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547_index.html

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 cuenta 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 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 en contratos ESPC²³⁾ 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 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 17 - 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 18 - 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”²⁴). 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*")²⁵.

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.

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)²⁶, 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.

- Es importante diseñar políticas nacionales, mecanismos de mercado y medidas gubernamentales que alienten iniciativas de los

²⁶ Se espera que el RMER entre en vigencia total en el segundo semestre del 2011.

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.

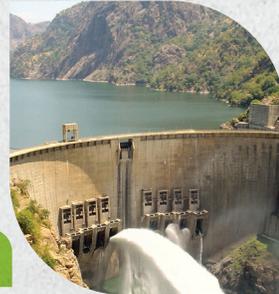
- Propiciar que los beneficios derivados del MER lleguen a todos los habitantes de los países de la región.

- En conclusión, el principal desafío será la implementación del RMER, debido a que no existe un modelo similar en el mundo²⁷.

²⁷ 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 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 N°10, del 22 de febrero de 2006, reorganiza el Ente Regulator de los Servicios Públicos. Ley 57, de octubre de 2009. Modifica algunos artículos de la Ley 6 de 1997.	Ley No.7512. Establece las funciones del MINAET como rector del sector. Ley No.7593. Creación de la ARESEP como regulador. Decreto Ley No.449. Ley de Creación del ICE. Ley 5961, del 6/12/1976. Establece el monopolio del recurso geotérmico a favor del ICE. 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.	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 532: Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables (abril de 2005). Presenta los incentivos establecidos. Resolución No.017-INE-1999. Establece la normativa de concesiones y licencias de generación, transmisión y distribución eléctrica.	Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto No. 158-94 de noviembre de 1994. Decreto 131-98, publicado en mayo de 1998. Crea la Comisión Nacional de Energía. 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 Decreto 85-98, de abril de 1998. Ley de Incentivos con Fuentes Renovables. Lo planteado en esta Ley fue modificado por el Decreto 70-2007.	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 de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Decreto Legislativo No. 462, de diciembre de 2007.	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). Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista; Acuerdo Gubernativo 299-98 y sus reformas (el número 69-2007). Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable; Decreto 42-03 Congreso. Y su Reglamento Decreto 211-2005. Reglamenta la Ley General de Electricidad (Decreto 52-02).

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 periodo 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 periodo 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.

Tarifas	Combinación de pagos por energía y potencia Promedio mercado spot (2010) 175 USD/MWh.	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.	Registros de contratos con precios entre 86 y 104 USD/MWh. Mercado de Ocasión con promedio (2010) 125 USD/MWh.	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.	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).	Mercado Spot: promedio de 100 USD/MWh.
Peajes	Exentos Proyectos de Energías Renovables hasta 10 MW.	A Febrero de 2011, el valor es de 15.51 USD/MWh.	En promedio 13.7 USD/MWh.	No hay peaje para los generadores.	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.	Peaje principal: 1.82 USD/KW-mes (dic. 2009) más peajes secundarios entre 0.50 y 2.50 USD/KW-mes.
Criterios de Despacho	Atienda la demanda instantánea y se minimicen los costos de operación y mantenimiento.	En base a criterios de optimización económica y de acuerdo a la disponibilidad de los recursos.	Cumplir con la demanda, que permita minimizar los costos de abastecimiento.	Prioridad generación Energía Renovable. Además evaluando la energía producida y la no servida a su costo económico.	Abastecer la demanda al mínimo costo esperado de operación y de racionamiento.	Garantizar el abastecimiento al mínimo costo de operación.
Programación de la Operación	Estacional, semanal y diario	Diario	Estacional, semanal y diario	Sin información disponible	Diario	Estacional, semanal y diario

<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 remuneran: 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 20 - Comparativo de los incentivos más destacados de Centroamérica

INCENTIVO	GUATEMALA ²⁸	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 ²⁹	X	X	X	X
Exención del IVA	X		X	X		X
Exención del IR	X	X ³⁰	X	X		
Exención impuestos CERS – M.D.L.		X		X		X ³¹
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			

28 Exoneración por 10 años.

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

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

31 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 21 - 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 22 - 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 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	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 período 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.

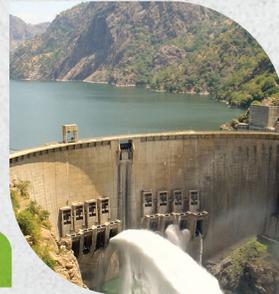
Tabla 23 - Cargos por transmisión y distribución

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 documento muestra una descripción del mercado de energía eléctrica de la República de El Salvador con especial 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 y su 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 en referencia a los proyectos de energía renovable, abarcan los puntos incluidos en la Tabla 24. 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 a nivel regional, con el objeto de aportar a diversos actores en la región, elementos de comparación generales, relativos a las posibles oportunidades de negocio para el desarrollo de proyectos de energía renovable.

Tabla 24 – Principales conclusiones sobre los proyectos de EERR en la República de El Salvador

¿Cómo evolucionó su participación en la última década?	El crecimiento interanual de la capacidad instalada del período 2000-2005 fue menor al observado en los quinquenios pre-reformas 1990-1995 y 1995-2000. La participación estatal varía según la disponibilidad de agua para la generación hidroeléctrica (oscilando entre el 25-40%); en tanto, la participación de los combustibles fósiles en la generación ha aumentado respecto al mix observado en 1990 y 1995. El consumo per cápita prácticamente alcanzó la media regional y la cobertura eléctrica incrementó hasta alcanzar casi un 90% de la población. Las pérdidas de transmisión no han registrado mayores cambios.
¿Cómo participan actualmente en el mercado?	- A través de contratos, de entre dos a 15 años de duración, derivados de procesos licitatorios de libre competencia. - En el mercado de ocasión (actualmente con precios, migrando a sistema de costos).
¿Qué tarifas reciben?	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).
¿Tienen incentivos adicionales?	Exoneración de derechos arancelarios, de impuesto sobre la renta los primeros años y de impuestos sobre las ventas de los CERs del Mecanismo de Desarrollo Limpio.
¿Qué peajes pagan?	CUST (Feb. 2010): 4.65 USD/MWh + COSTAMM (2010) 0.6170 USD/MWh.
¿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.

Pese a los logros en materia de mayor cobertura eléctrica, El Salvador tiene margen para incluir desarrollos basados en energías renovables, considerando que hoy en día la principal tecnología empleada es la que utiliza el diesel como combustible. En muchos casos, estos proyectos han sido factibles debido a la necesidad de realizar incrementos rápidos en la capacidad instalada que no contemplen los altos costos -ambientales y económicos- que tiene el uso generalizado de este tipo de tecnologías. Esta observación se relaciona también al hecho de que existen barreras específicas inherentes a las EERRs.

El mercado eléctrico de El Salvador presenta una particularidad: a diferencia de los demás países (en particular, Panamá y Guatemala), en el primero la participación del mercado spot en el total de electricidad tranzada es mayoritaria en comparación con la cantidad pactada vía contratos. Esto impone una dificultad adicional para los proyectos de EERRs, que requieren de contratos de largo plazo para asegurar un ingreso que les permita obtener financiamiento. El pasaje de un enfoque de precios a un enfoque de costos sería una medida que potencialmente podría afectar la proporción spot/contratos. Otro elemento importante sería la obligatoriedad de licitar el 100% de la demanda prevista por las distribuidoras.

Los incentivos brindados por El Salvador para este tipo de proyectos se hallan en línea con los de los demás países de la región, por lo que la escasa incorporación de nuevas unidades renovables puede explicarse por los complejos mecanismos de aprobación y licencias, las señales de precios, o alguna combinación de ambas. De todos modos también es importante destacar que el potencial físico

para el desarrollo de energías renovables de pequeña escala es reducido en El Salvador. Tal como argumentan estudios previos del proyecto ARECA, "la base de recursos energéticos disponibles en El Salvador con respecto a su capital natural hace que la contribución de los pequeños proyectos interconectados a la red tienda a ser una de las más bajas de la región centroamericana. Posiblemente exista espacio para desarrollar hidroeléctricas de pequeña capacidad y cogeneración de residuos de biomasa y de otros sectores industriales. Sin embargo el nivel de actividad en desarrollo de proyectos en la escala 0-10 MW es el más bajo de la región; constituyéndose esto en un factor limitante muy importante" (ARECA, 2009).

Desde el punto de vista del MER, El Salvador es uno de los países más preparados para afrontar los cambios que se avecinan, tanto los referidos a la infraestructura como a la armonización legislativa/técnica del sector.

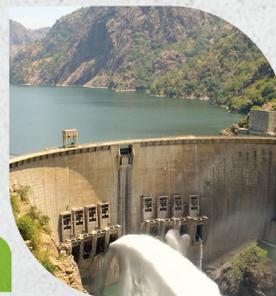
Existe un amplio abanico de mecanismos de contratación y fomento -desde los esquemas de generación distribuida hasta el desarrollo un sistema de certificados verdes- que podrían ser considerados en El Salvador y en la región. Una breve síntesis con las principales recomendaciones realizadas a lo largo del trabajo se presentan en la Tabla 25; todas ellas 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 El Salvador y recomendaciones en relación con el impacto del MER sobre proyectos de Energías Renovables (en particular, proyectos de hasta 10 MW).

Tabla 25 - Principales recomendaciones para la República de El Salvador

Incentivos	En general existen buenos incentivos en Nicaragua. Podría explorarse la posibilidad de exonerar de cargos por transmisión a proyectos pequeños de Energías Renovables.
Mecanismos de contratación y estímulo utilizados en el mundo	<ul style="list-style-type: none"> - Implementar esquemas de Generación Distribuida - 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

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

Banco Mundial. (2010). World Development Indicators & Global Development Finance. Retrieved from <http://data-bank.worldbank.org/ddp/home.do>

Bitu, R., & Born, P. (1993). Tarifas de energía eléctrica : aspectos conceptuales y metodológicos. Quito: OLADE.
CEAC. (2011). Convenio Constitutivo. Retrieved from http://www.ceaconline.org/pdf/Marco_Legal/CONVENIO%20CONSTITUTIVO%20CEAC.pdf

Central Intelligence Agency. (2010). The World Factbook. Retrieved from <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/index.html>

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

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

CEPAL. (2010). CEPALSTAT. Retrieved from <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

CEPAL y SIECA. (2007, Noviembre 30). Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 202. Retrieved from <http://www.eclac.org/publicaciones/xml/7/31977/L828.pdf>

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

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

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

Consejo Monetario Centroamericano. (Septiembre de 2010). Informe Trimestral de Riesgo País.
el Periódico Guatemala. (2010, Noviembre 26). Avanza la interconexión eléctrica centroamericana. Retrieved from <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.

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

Fitch Ratings. (2011). fitchratings.com. Retrieved from http://www.fitchratings.com/index_fitchratings.cfm

Freedom House. (2007). Freedom House. Retrieved from Índice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: www.freedomhouse.org

Informe Estado de la Región 2008. (n.d.). Capítulo 13. El dilema estratégico de la inserción ventajosa en la economía internacional. Retrieved from Datos del Banco Mundial.

Institutional Investor. (2010). Country Credit Ratings. Retrieved from http://www.institutionalinvestor.com/Research/157/1005/0/0/0/Country_Credit_Ratings/Global_Credit_Rankings.html

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

PNUD. (2010). Informe sobre Desarrollo Humano . Nueva York.

Programa Estado de la Nación. (2008). Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible. San José.

Samuelson, P., & Nordhaus, W. (1986). Economía. Mexico DF: McGraw Hill.

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

SIGET. (2010). Estadísticas Eléctricas: avance primer semestre 2010. San Salvador.

The Global Competitiveness Report 2010-2011. (n.d.). Foro Económico Mundial. Retrieved from http://www3.weforum.org/docs/WEF_GlobalCompetitivenessReport_2010-11.pdf

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

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

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

World Health Organization - Organización Mundial de la Salud (OMS). (2009). Health situation in the Americas. Retrieved from Basic indicators 2009.

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